

N° 46

SÉNAT

SESSION ORDINAIRE DE 2017-2018

Enregistré à la Présidence du Sénat le 25 octobre 2017

AVIS

PRÉSENTÉ

au nom de la commission de l'aménagement du territoire et du développement durable (1) sur le projet de loi, ADOPTÉ PAR L'ASSEMBLÉE NATIONALE APRÈS ENGAGEMENT DE LA PROCÉDURE ACCÉLÉRÉE, mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures conventionnels et non conventionnels et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement,

Par M. Jean-Marc BOYER,

Sénateur

(1) Cette commission est composée de : M. Hervé Maurey, président ; MM. Claude Bérít-Débat, Patrick Chaize, Gérard Cornu, Ronan Dantec, Alain Fouché, Guillaume Gontard, Didier Mandelli, Frédéric Marchand, Mme Nelly Tocqueville, M. Michel Vaspert, vice-présidents ; Mmes Nicole Bonnefoy, Pascale Bories, MM. Jean-François Longeot, Cyril Pellevat, secrétaires ; Mme Éliane Assassi, MM. Jérôme Bignon, Joël Bigot, Jean Bizet, Jean-Marc Boyer, Mme Françoise Cartron, M. Guillaume Chevrollier, Mme Marta de Cidrac, MM. Jean-Pierre Corbisez, Michel Dagbert, Michel Dennemont, Mme Martine Filleul, MM. Jordi Ginesta, Éric Gold, Mmes Jacqueline Gourault, Christine Herzog, MM. Jean-Michel Houllegatte, Benoît Huré, Olivier Jacquin, Mmes Christine Lanfranchi Dorgal, Nadège Lefebvre, MM. Olivier Léonhardt, Jean-Claude Luche, Philippe Madrelle, Pierre Médevielle, Louis-Jean de Nicolay, Jean-Jacques Panunzi, Philippe Pemezec, Rémy Pointereau, Mme Angèle Préville, MM. Christophe Priou, Charles Revet, Mmes Nadia Sollogoub, Michèle Vullien.

Voir les numéros :

Assemblée nationale (15^{ème} législ.) : 155, 172, 174 et T.A. 24

Sénat : 21, 42 et 43 (2017-2018)

SOMMAIRE

	<u>Pages</u>
LES CONCLUSIONS DE VOTRE COMMISSION	5
AVANT-PROPOS	7
EXPOSÉ GÉNÉRAL	9
I. UNE VOLONTÉ DE TRADUIRE LES ENGAGEMENTS DE L'ACCORD DE PARIS PAR UN ACTE SYMBOLIQUE FORT	9
1. <i>Les engagements pris par la France de réduction de ses émissions de gaz à effet de serre</i>	<i>9</i>
2. <i>Un projet de loi qui prévoit de mettre progressivement fin à la recherche et à l'exploitation d'hydrocarbures en France</i>	<i>11</i>
II. UN PROJET DE LOI QUI NE VA PAS AU BOUT DE SES AMBITIONS	14
1. <i>Une production nationale qui couvre 1 % de la consommation annuelle</i>	<i>14</i>
2. <i>Une fragilisation du secteur pétrolier et gazier français</i>	<i>17</i>
3. <i>Un effet sur le climat discutable en l'absence de mesures relatives à la réduction de la consommation d'hydrocarbures</i>	<i>19</i>
EXAMEN DES ARTICLES	21
• <i>Article 1^{er} (article L. 111-1 et articles L. 111-4, L. 111-5, L. 111-6, L. 111-6-1, L. 111- 7, L. 111-8, L. 111-8-1 et L. 111-9 [nouveaux] du code minier) Cessation progressive de la recherche et de l'exploitation d'hydrocarbures en France d'ici 2040</i>	<i>21</i>
• <i>Article 1^{er} bis (article L. 111-10 [nouveau] du code minier) Limitation au 1^{er} janvier 2040 de la durée des concessions attribuées en application du « droit de suite »</i>	<i>26</i>
• <i>Article 2 Champ d'application des dispositions relatives à la cessation progressive de la recherche et de l'exploitation d'hydrocarbures</i>	<i>28</i>
• <i>Article 2 bis (article L. 132-12-1 [nouveau] du code minier) Reconversion des exploitations d'hydrocarbures pour d'autres usages</i>	<i>29</i>
• <i>Article 2 ter (article L. 163-11 du code minier) Conversion et cession des installations d'exploration ou d'exploitation d'hydrocarbures</i>	<i>30</i>
• <i>Article 3 (articles 1^{er}, 2, 3 bis [nouveau] et 4 de la loi n° 2011-835 du 13 juillet 2011 visant à interdire l'exploitation des mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux par fracturation hydraulique et à abroger les permis exclusifs de recherches comportant des projets ayant recours à cette technique ; article L. 173-5 et L. 512-1 du code minier) Suppression de la commission nationale d'orientation, de suivi et d'évaluation des techniques d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures liquides et gazeux et extension de l'interdiction de la fracturation hydraulique à d'autres techniques</i>	<i>32</i>
• <i>Article 5 bis (article L. 341-2, L. 342-3 et L. 342-7, et articles L. 342-7-1, L. 345-1, L. 345-2, L. 345-3, L. 345-4, L. 345-5, L. 345-6 et L. 345-7 [nouveaux] du code de l'énergie) Raccordement des énergies renouvelables en mer</i>	<i>35</i>
• <i>Article 6 (article L. 661-4 et articles L. 662-1, L. 662-2, L. 662-3, L. 662-4, L. 662-5, L. 662-6, L. 662-7, L. 662-8, L. 662-9, L. 662-10, L. 663-1 [nouveaux] du code de l'énergie) Contrôle du respect des critères de durabilité des biocarburants</i>	<i>41</i>

• <i>Article 7</i> (article L. 222-9 du code de l'environnement) Mise en conformité des dispositions relatives à la réduction des émissions de polluants atmosphériques avec la directive 2016/2284 du 14 décembre 2016	45
• <i>Article 7 bis A</i> Rapport au Parlement sur la prise en compte des enjeux de la qualité de l'air lors de l'attribution des marchés publics	49
• <i>Article 7 bis</i> (article L. 222-5 du code de l'environnement) Plan d'action favorisant le recours aux énergies les moins émettrices de particules et facilitant le raccordement aux infrastructures gazières ou aux réseaux de chaleur existants	50
• <i>Article 8</i> (articles L. 661-1 et L. 691-1 du code minier) Application outre-mer des dispositions relatives à la cessation progressive de la recherche et de la production d'hydrocarbures	53
EXAMEN EN COMMISSION	55
LISTE DES PERSONNES ENTENDUES	69

LES CONCLUSIONS DE VOTRE COMMISSION

La commission de l'aménagement du territoire et du développement durable s'est réunie **mercredi 25 octobre 2017** pour examiner le rapport pour avis de M. Jean-Marc Boyer sur le projet de loi n° 21 (2017-2018) mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures conventionnels et non conventionnels et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement.

Si la commission souscrit à l'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre, **elle a regretté que ce texte n'aille pas au bout de ses ambitions et qu'il ne porte pas une vision globale de la politique à mener pour lutter contre le réchauffement climatique.**

La commission a considéré que la lutte contre le réchauffement climatique devait avant tout porter sur la réduction de notre consommation d'énergies fossiles, qui constituent la principale source d'émissions de CO₂ et **qu'en l'absence de toute mesure relative à la consommation énergétique, le projet de loi n'aurait en tant que tel aucun effet sur le climat.**

Malgré ce constat, **la commission s'est déclarée favorable à l'adoption de ce texte sous réserve de l'adoption de plusieurs amendements.**

La commission a rappelé que la cessation progressive de la production nationale d'hydrocarbures ne devait pas conduire à cesser toute recherche sur les gisements d'hydrocarbures. Elle a ainsi souhaité **préserver les activités de recherche réalisées sous contrôle public à des fins d'amélioration de la connaissance scientifique.**

La commission a également adopté des amendements visant à **élargir les conditions d'indemnisation des porteurs de projets d'énergies renouvelables en mer par le gestionnaire de réseau et à redéfinir les modalités d'adoption de mesures de réduction des émissions de particules fines** dans les zones couvertes par un plan de protection de l'atmosphère.

Mesdames, Messieurs,

Dans le cadre de l'accord de Paris du 12 décembre 2015, ratifié le 15 juin 2016, la **France s'est engagée à réduire de manière substantielle ses émissions de gaz à effet de serre dans les décennies à venir.**

Afin de montrer l'engagement de la France dans la lutte contre le réchauffement climatique, le Gouvernement a indiqué, lors de la présentation de son plan climat le 6 juillet 2017, qu'il **proposerait de mettre fin à la recherche et à la production d'hydrocarbures sur le territoire national à l'horizon 2040.**

Tel est l'objet du présent projet de loi. Déposé à l'Assemblée nationale le 6 septembre 2017 et adopté en première lecture par les députés le 10 octobre, ce texte a été inscrit pour un examen en séance publique au Sénat les 7 et 8 novembre 2017.

Ce calendrier serré, qui doit permettre l'adoption du projet de loi avant la tenue de la prochaine conférence des parties (COP) signataires de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques du 6 au 17 novembre 2017, a été retenu **au détriment de la qualité du travail législatif.**

Le texte ayant été envoyé au fond à la commission des affaires économiques, **la commission de l'aménagement du territoire et du développement durable s'est saisie pour avis de douze articles**, dont les articles qui organisent la fin progressive de l'exploration et de l'exploitation de pétrole et de gaz sur le territoire national ainsi que les articles relatifs au raccordement des énergies renouvelables en mer et aux mesures de lutte contre la pollution de l'air.

La commission, malgré des réserves quant aux effets sur le climat des dispositions de ce projet de loi, **n'a pas souhaité s'opposer au texte, mais a cherché à en améliorer le contenu.**

Lors de sa réunion du 25 octobre 2017, la commission a émis un avis favorable à l'adoption des articles dont elle s'est saisie pour avis, sous réserve de l'adoption de cinq amendements proposés par son rapporteur.

EXPOSÉ GÉNÉRAL

I. UNE VOLONTÉ DE TRADUIRE LES ENGAGEMENTS DE L'ACCORD DE PARIS PAR UN ACTE SYMBOLIQUE FORT

1. Les engagements pris par la France de réduction de ses émissions de gaz à effet de serre

L'accord de Paris, adopté le 12 décembre 2015, a pour objectif de **contenir l'augmentation de la température moyenne mondiale en-dessous de 2° C par rapport aux niveaux préindustriels**, et de s'efforcer de la limiter à 1,5 ° C.

Au regard du volume actuel des émissions de gaz à effet de serre et de la trajectoire de baisse des émissions de CO₂ anticipées, si aucun effort supplémentaire de baisse des émissions n'était mis en œuvre dans les années à venir, **le groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) estime que la hausse de la température moyenne à la surface du globe serait d'environ 3,7 à 4,8 degrés en 2100** par rapport à la période 1850-1900¹. Une telle hausse aurait des conséquences sociales et environnementales graves et irréversibles, et induirait notamment une multiplication des événements climatiques extrêmes.

Afin de ne pas dépasser la limite de 2° C, **chaque État partie à l'accord s'est engagé sur une trajectoire de réduction de ses émissions de gaz à effet de serre**. Ces contributions nationales ne permettent pas pour l'instant d'atteindre l'objectif visé ; elles devront être actualisées d'ici 2020.

La France, qui a ratifié l'accord de Paris le 15 juin 2016, est engagée depuis plusieurs années dans la baisse de ses émissions de gaz à effet de serre. La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a fixé pour objectif une **baisse des émissions de gaz à effet de serre de 40 % en 2030 par rapport aux émissions de 1990, et une diminution par quatre de ces émissions d'ici 2050**.

Cette trajectoire a été précisée dans un décret du 18 novembre 2015² qui détermine le **plafond national des émissions de gaz à effet de serre (ou « budget carbone ») pour les périodes 2015-2018, 2019-2023 et 2024-2028** à respectivement 442, 399 et 358 mégatonnes équivalent CO₂ par an (contre 551 Mt CO₂eq en 1990).

¹ Cinquième rapport d'évaluation du groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, 2014.

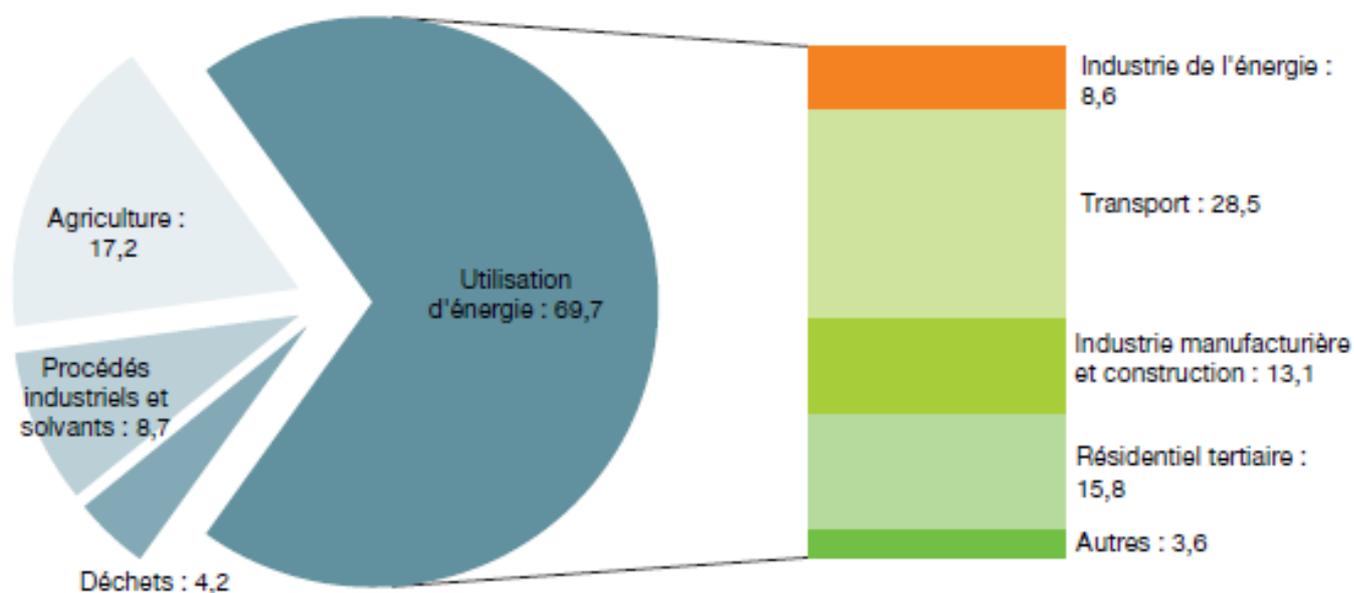
² Décret n° 2015-1491 du 18 novembre 2015 relatif aux budgets carbone nationaux et à la stratégie nationale bas-carbone.

La principale cause du réchauffement climatique d'origine anthropique est la consommation d'énergies, en particulier des énergies fossiles dans les secteurs du transport, de l'industrie ou dans le résidentiel tertiaire, qui sont fortement émettrices de CO₂.

En France, la consommation d'énergie contribuait à hauteur de 70 % aux émissions de gaz à effet de serre en 2014.

Répartition par source des émissions de gaz à effet de serre en France en 2014

(en pourcentages)



Source : Commissariat général au développement durable, Chiffres clés du climat France et Monde, 2017.

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte précitée assortit ainsi l'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre d'un **objectif de réduction de la consommation primaire des énergies fossiles de 30 % en 2030** par rapport à l'année 2012.

Cet objectif est décliné, au sein de la programmation pluriannuelle de l'énergie arrêtée en 2016¹, par énergie fossile, en fonction de leur facteur d'émissions de gaz à effet de serre.

¹ Décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie.

Objectifs de réduction de la consommation d'énergie primaire fossile par rapport à 2012

	2018	2023
Gaz naturel	- 8,4 %	- 15,8 %
Pétrole	- 15,6 %	- 23,4 %
Charbon	- 27,6 %	- 37 %

Source : décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016

2. Un projet de loi qui prévoit de mettre progressivement fin à la recherche et à l'exploitation d'hydrocarbures en France

Le 6 juillet 2017, le Gouvernement a présenté son plan climat fixant les grandes orientations de la politique de lutte contre le réchauffement climatique et de transition énergétique du quinquennat.

L'axe 9 de ce plan prévoit d'amorcer, « *en cohérence avec les objectifs de l'Accord de Paris* » [...], *la sortie progressive de la production d'hydrocarbures sur le territoire français en n'attribuant plus de nouveaux permis d'exploration d'hydrocarbures et en ne renouvelant pas les concessions d'exploitation existantes* ».

Le projet de loi mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures conventionnels et non conventionnels et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement, déposé le 6 septembre 2017 sur le bureau de l'Assemblée nationale, **est la traduction législative des engagements pris dans le cadre du plan climat.**

Son principal objet est de **mettre progressivement fin, d'ici 2040, à la recherche et à l'exploitation des hydrocarbures en France.**

Initialement, le projet de loi comportait 8 articles. À l'issue de son examen à l'Assemblée nationale, il en compte 22. **Votre commission s'est saisie pour avis de 12 articles portant sur quatre sujets principaux** : la fin de l'exploitation et de l'exploration d'hydrocarbures (articles 1^{er}, 1^{er bis}, 2, 2 bis, 2 ter, 3 et 8) ; le raccordement des énergies renouvelables en mer (article 5 bis), le contrôle des critères de durabilité des biocarburants (article 6) et la lutte contre la pollution atmosphérique (articles 7, 7 bis A et 7 bis).

- **La cessation progressive de l'exploration et de l'exploitation d'hydrocarbures en France**

L'article 1^{er} prévoit de mettre fin progressivement à la recherche et à l'exploitation des hydrocarbures présents dans le sous-sol du territoire terrestre et maritime français, à l'exception du gaz de mine. À cette fin, cet article prévoit :

- la fin de l'octroi de permis de recherches ou d'autorisations de prospections préalables en vue de la recherche d'hydrocarbures ;

- la fin de l'octroi de concessions en vue de l'exploitation d'hydrocarbures, sauf s'agissant des concessions délivrées aux titulaires de permis de recherches qui en font la demande avant l'expiration de ce permis (« droit de suite ») ;

- l'impossibilité de prolonger une concession existante pour une durée qui dépasse l'échéance de 2040.

À l'Assemblée nationale, les députés ont modifié cet article afin notamment **d'étendre l'interdiction de délivrance de nouveaux titres miniers au charbon, et d'autoriser l'exploitation d'hydrocarbures connexes à d'autres substances** exploitées dans le cadre d'une concession.

L'article 1^{er} *bis*, inséré à l'Assemblée nationale à l'initiative du rapporteur de la commission du développement durable et de l'aménagement du territoire, prévoit que les concessions d'hydrocarbures qui sont délivrées à des détenteurs d'un permis de recherches en application du « droit de suite » **ne pourront pas dépasser l'échéance du 1^{er} janvier 2040**, sauf si l'exploitant démontre à l'autorité administrative que cette limitation ne lui permet pas de couvrir ses coûts de recherche et d'exploitation afin d'atteindre un « équilibre économique ».

L'article 2 prévoit que les dispositions de l'article 1^{er} s'appliquent aux nouvelles demandes d'octroi ou de prolongation de permis de recherches ou de concessions, **ainsi qu'aux demandes en cours d'instruction.**

L'article 2 *bis*, inséré par les députés, dispose que, cinq ans avant la fin d'une concession, l'exploitant doit remettre à l'autorité administrative un **dossier présentant le potentiel de reconversion des installations ou du site d'implantation pour d'autres usages**, notamment la géothermie ou l'implantation d'énergies renouvelables.

L'article 2 *ter*, également ajouté à l'Assemblée nationale, prévoit que les installations d'exploitation ou d'exploration **peuvent être converties ou cédées à d'autres personnes publiques ou privées par l'exploitant** en vue d'être exploitées pour d'autres usages.

Tirant les conséquences de l'interdiction de tout nouveau permis de recherches ou d'exploitation d'hydrocarbures, **l'article 3 supprime la Commission nationale d'orientation, de suivi et d'évaluation des**

techniques d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures liquides et gazeux, devenue sans objet, prévue par la loi n° 2011-835 du 13 juillet 2011 visant à interdire l'exploration et l'exploitation des mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux par fracturation hydraulique et à abroger les permis exclusifs de recherches comportant des projets ayant recours à cette technique.

Cet article a été complété à l'Assemblée nationale afin d'étendre l'interdiction relative à la fracturation hydraulique à « *toute autre méthode ayant pour but de conférer à la roche une perméabilité* ».

Enfin, **l'article 8** rend applicables les dispositions relatives à la cessation progressive des activités de recherche et d'exploitation des hydrocarbures **dans les Terres australes et antarctiques françaises ainsi que dans les îles Wallis et Futuna.**

- **Le raccordement des énergies renouvelables en mer**

L'**article 5 bis**, inséré à l'Assemblée nationale à l'initiative du Gouvernement, **modifie les modalités de raccordement des installations d'énergies renouvelables en mer**, afin que le coût de ce raccordement soit pris en charge par le gestionnaire du réseau public de transport, et couvert par le tarif d'utilisation du réseau public d'électricité (TURPE).

- **Le contrôle des critères de durabilité des biocarburants**

L'**article 6** met en conformité les dispositions actuelles du code de l'énergie relatives à la qualité environnementale des biocarburants avec la directive 2015/1513 du Parlement européen et du Conseil du 9 septembre 2015, et **créé un dispositif de surveillance et de contrôle du respect des critères de durabilité des biocarburants.**

- **La lutte contre la pollution de l'air**

L'**article 7** met en conformité les dispositions du code de l'environnement relatives au plan national de réduction des émissions de polluants atmosphériques (PREPA), introduites par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte du 17 août 2015, avec la directive européenne 2016/2284 du 14 décembre 2016.

L'**article 7 bis A**, inséré par les députés, est une **demande de rapport au Gouvernement** sur la prise en compte des objectifs de développement durable, et plus particulièrement des enjeux de la qualité de l'air, lors de l'attribution des marchés publics dans les zones couvertes par un plan de protection de l'atmosphère.

L'article 7 bis, ajouté à l'Assemblée nationale, prévoit que les préfets de département doivent établir, dans les zones couvertes par un plan de protection de l'atmosphère qui connaissent un dépassement des valeurs limites relatives aux particules fines, **un plan d'action favorisant le recours aux énergies les moins émettrices de particules et facilitant le raccordement aux infrastructures gazières publiques ou aux réseaux de chaleur existants.**

II. UN PROJET DE LOI QUI NE VA PAS AU BOUT DE SES AMBITIONS

Le volume de pétrole brut produit sur le territoire national s'élève actuellement à 800 000 tonnes équivalent pétrole (tep) par an. Rapportée à la production annuelle mondiale de pétrole brut, de plus de 4 milliards de tep, la production française de pétrole est marginale.

L'ambition portée par le présent projet de loi de mettre progressivement fin à la recherche et à l'exploitation d'hydrocarbures en France **apparaît donc avant tout comme symbolique.**

En revanche, **cette décision n'est pas anodine pour la filière pétrolière et parapétrolière française** et ses activités de recherche et de développement menées sur le territoire national, qu'elle risque de fragiliser.

1. Une production nationale qui couvre 1 % de la consommation annuelle

La production nationale de pétrole **couvre environ 1 % de la consommation nationale annuelle de pétrole.** En ce qui concerne le gaz naturel, ce ratio n'est que de 0,1 %.

La production nationale d'hydrocarbures a connu une baisse continue ces dernières années. S'agissant du pétrole et du gaz, la production nationale est passée de respectivement 3 millions de tonnes équivalent pétrole (Mtep) et 3,4 milliards de mètres cubes (Gm³) en 1990 à 0,8 Mtep et 0,05 Gm³ en 2015. La production nationale de charbon, qui culminait à 60 millions de tonnes en 1958, a progressivement diminué pour disparaître en avril 2004 avec la fermeture du dernier puits de charbon.

Production et consommation de pétrole brut en France

(en millions de tonnes équivalent pétrole)

	1990	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Production de pétrole brut	3	1,1	1,1	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8
Consommation de pétrole brut	79,6	86,5	85,9	84,3	83,5	80,4	79,0	77,7	77,3	76,3	73,7	74,9
Ratio production/consommation	3,8 %	1,2 %	1,2 %	1,2 %	1,2 %	1,1 %	1,1 %	1,2 %	1,1 %	1,0 %	1,0 %	1,1 %

Source : Union française des industries pétrolières (UFIP)

Production et consommation de gaz naturel en France

(en milliards de mètres cubes)

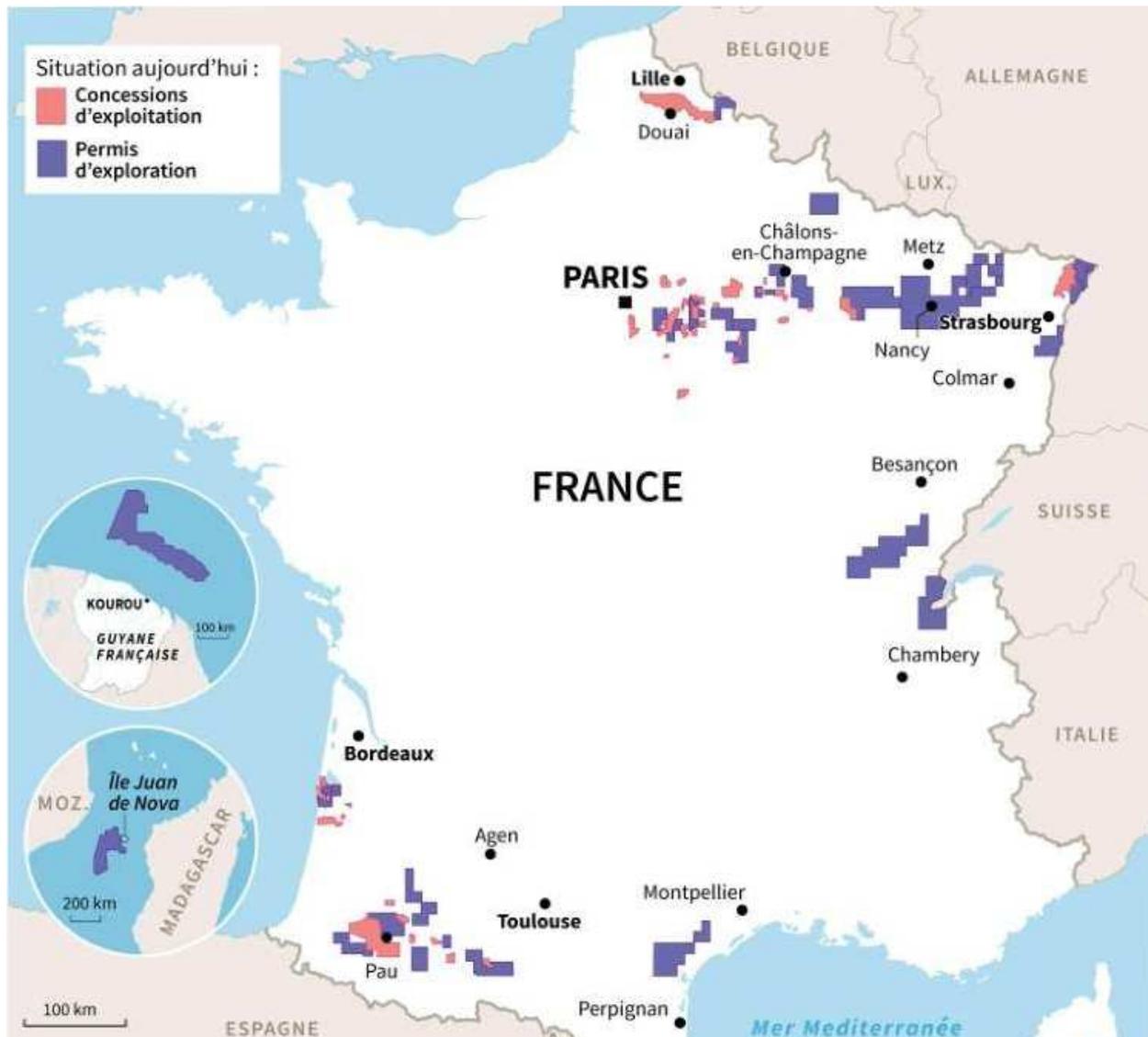
	1990	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Production de pétrole brut	3,4	1,1	1,2	1,0	0,9	,09	0,7	0,8	0,8	0,5	0,03	0,05
Consommation de pétrole brut	37,1	49,4	49,8	46,9	49,2	47,2	48,1	47,0	44,1	44,9	39,8	45,8
Ratio production/consommation	9,1 %	2,2 %	2,3 %	2,2 %	1,9 %	1,9 %	1,5 %	1,7 %	1,7 %	1,1 %	0,1 %	0,1 %

Source : Union française des industries pétrolières (UFIP)

Au 1^{er} juillet 2017, **31 permis exclusifs de recherche et 63 concessions d'exploitation d'hydrocarbures** portant sur une surface totale d'environ 4 000 km² étaient en cours de validité. Par ailleurs, plusieurs demandes de titres miniers étaient en cours d'instruction, dont 43 demandes d'octroi de permis de recherches et 7 demandes d'octroi de concessions.

La production d'hydrocarbures se situe principalement **dans le bassin parisien, dans le bassin aquitain et en Alsace** (voir la carte ci-dessous). Les gisements d'hydrocarbures sont exploités par six sociétés, dont trois se partagent l'essentiel des concessions : Vermilion REP, IPC Petroleum France et Geopetrol.

Titres miniers d'hydrocarbures en France au 1^{er} juillet 2017



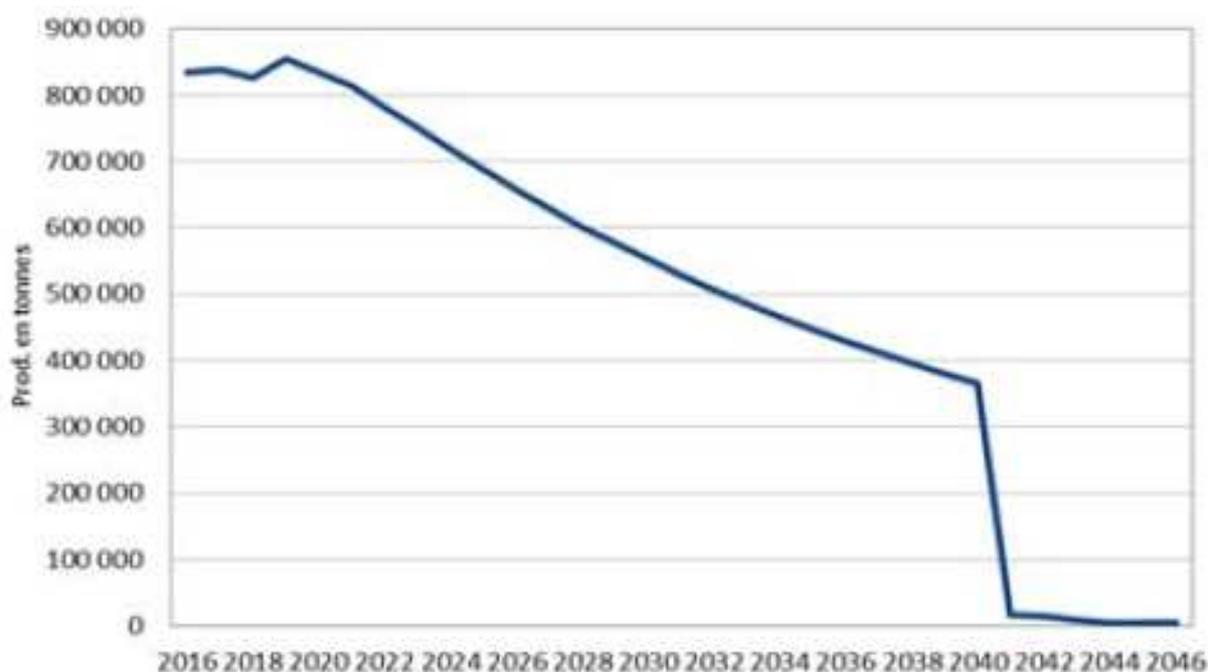
Source : AFP, d'après les données du ministère de la transition écologique et solidaire

Le projet de loi vise à interdire l'octroi de nouveaux permis de recherches et de concessions. Les concessions existantes pourraient continuer à être exploitées jusqu'à leur date d'échéance, et pourraient être prolongées jusqu'au 1^{er} janvier 2040. Il existe actuellement **cinq concessions en cours de validité dont l'échéance dépasse le 1^{er} janvier 2040.**

Par ailleurs, les 31 permis exclusifs de recherche en cours de validité pourraient donner lieu, le cas échéant, à l'octroi de concessions pour une durée ne pouvant dépasser la date du 1^{er} janvier 2040 – sauf si le producteur démontre que cela ne lui permet pas de couvrir ses coûts de recherche et d'exploitation.

Au total, les mesures prévues par ce projet de loi auraient pour conséquence une **diminution progressive de la production d'hydrocarbures en France, pour un niveau de production quasi nul à l'horizon 2040.**

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



Source : Étude d'impact annexée au projet de loi

2. Une fragilisation du secteur pétrolier et gazier français

Compte tenu du volume de pétrole et de gaz naturel produits sur le territoire national, **l'activité d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures ne représente qu'un faible nombre d'emplois**. D'après l'étude d'impact annexée au projet de loi, **1 500 emplois directs et 4 000 emplois indirects** seraient liés à l'exploration et à la production d'hydrocarbures en France, répartis principalement en Aquitaine, en Seine-et-Marne, dans la Marne et en Moselle.

Cette activité a généré, en 2015, un **chiffre d'affaires de 270 millions d'euros**¹. Les sociétés produisant des hydrocarbures réalisent chaque année environ 100 millions d'euros d'investissements, qui alimentent le carnet de commandes d'entreprises dans divers secteurs (génie civil, équipements pour l'exploitation et la maintenance, bureaux d'études, etc.)².

La cessation progressive des activités de recherche et d'exploitation d'hydrocarbures en France menacerait donc un nombre limité d'emplois. Et, par ailleurs, **il existe un potentiel de reconversion de ces emplois dans d'autres secteurs** comme la géothermie ou le stockage souterrain de dioxyde de carbone.

¹ Ministère de la transition énergétique et solidaire, *Panorama énergie-climat 2016*.

² En 2015, les dépenses d'investissements et de développement de production réalisées se sont élevées à 98 millions d'euros, contre 128 millions d'euros en 2014.

Au-delà des activités de production nationale d'hydrocarbures, **la France compte de nombreux acteurs importants dans le secteur pétrolier et gazier**. Le groupe Total, qui est l'une des six plus importantes compagnies pétrolières à l'échelle mondiale, a réalisé un chiffre d'affaires de près de 150 milliards d'euros en 2016. Son principal centre technique et de recherche scientifique en matière d'exploration-production se situe au nord de Pau et emploie plus de 2 000 chercheurs.

Le secteur parapétrolier français compte de nombreuses entreprises importantes comme Schlumberger ou Technip, ainsi que beaucoup de petites et moyennes entreprises et d'entreprises de taille intermédiaire, qui réalisent des travaux d'étude, de construction ou de réalisation d'équipements pour le compte de compagnies pétrolières ou gazières. **Ce secteur regroupe environ 65 000 emplois et représente un chiffre d'affaires de près de 41 milliards d'euros**, réalisé pour plus de 90 % à l'étranger.

Bien que l'arrêt progressif de la production d'hydrocarbures prévu par le projet de loi ne menace pas directement un secteur qui réalise la plupart de ses activités en dehors du territoire national, **cette décision dégrade l'image de la filière dans son ensemble et pourrait à l'avenir décourager de futurs investissements de recherche et développement dans ce secteur**.

Comme le soulève l'étude d'impact annexée au projet de loi, « *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* ». Or cette filière, soumise à forte concurrence internationale, doit pour rester compétitive investir dans des programmes de recherche et développement et attirer à elle des personnes à haute compétence technique et scientifique.

La **perte d'attractivité du secteur pétrolier et parapétrolier** consécutive à l'interdiction de la production nationale d'hydrocarbures pourrait rejaillir sur l'ensemble de la filière énergétique française.

En tout état de cause, **votre commission considère que l'interdiction de l'exploration d'hydrocarbures ne doit pas conduire à cesser toute recherche sur les hydrocarbures présents dans notre sous-sol**. Les activités de recherche réalisées sous contrôle public, par exemple par des établissements publics comme l'IFP Énergies nouvelles (IFPEN), **à des fins d'amélioration de la connaissance scientifique**, doivent pouvoir être autorisées à l'avenir – étant entendu qu'elles ne pourront déboucher sur une exploitation des gisements.

3. Un effet sur le climat discutabile en l'absence de mesures relatives à la réduction de la consommation d'hydrocarbures

L'objectif de cessation de la production de pétrole et de gaz à l'horizon 2040 porté par ce projet de loi entend répondre aux ambitions de l'accord de Paris de limiter le réchauffement climatique à 2 °C d'ici la fin du siècle.

Tenir cet objectif implique de **réduire la consommation d'énergies fossiles et de laisser inexploitées une partie importante des réserves présentes dans le sous-sol.**

Au regard des estimations des ressources en hydrocarbures disponibles, *« 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 »* d'après le Gouvernement¹.

Le projet de loi participe de cette ambition ; il acte l'engagement pris par la France de sortir des énergies carbonées et d'assurer la transition énergétique de notre modèle de production.

Présenté comme s'inscrivant dans cette démarche de lutte contre le réchauffement climatique, **ce projet de loi pourrait avoir, paradoxalement, un effet négatif sur le climat.**

Malgré les efforts mis en œuvre pour réduire la consommation des énergies fossiles et leur substituer des énergies renouvelables, **la dépendance de la France au pétrole et au gaz restera importante à l'horizon 2040².**

Les objectifs fixés par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte visent une réduction de la consommation primaire des énergies fossiles de 30 % en 2030 par rapport à l'année 2012. Dans les hypothèses retenues par le Gouvernement pour élaborer cette loi, **la consommation de pétrole représenterait en 2030 encore 43 millions de tonnes équivalent pétrole (Mtep) et la consommation de gaz naturel 19 Mtep.**

Ainsi, en 2040 les besoins en pétrole et en gaz de la France demeureront substantiels. La production française serait donc compensée par une importation d'hydrocarbures d'autres pays, contribuant à la dégradation du solde commercial³. Or, la production nationale de pétrole

¹ Étude d'impact annexée au présent projet de loi.

² Encouragée par le faible prix du baril de pétrole, la consommation française de pétrole est même en augmentation depuis 2015 (+1,6 % en septembre 2017 par rapport à septembre 2016), en contradiction avec les objectifs fixés par la loi et la programmation pluriannuelle de l'énergie.

³ En 2016, dans un contexte de prix du baril de pétrole bas, la facture énergétique de la France s'est établie à 32,4 milliards d'euros (- 8,4 milliards d'euros par rapport à 2015). Les produits pétroliers représentent près des trois quarts de la facture globale.

émet moins de gaz à effet de serre que le pétrole importé, en raison notamment des émissions liées au transport par navires¹.

En l'absence de toute mesure relative à la réduction de la consommation d'énergies fossiles, **ce projet de loi ne s'attaque pas aux causes du réchauffement climatique** et n'apporte donc en tant que tel aucun bénéfice environnemental.

Enfin, il est regrettable que la décision d'interdire la production d'hydrocarbures soit prise par la France de manière isolée, alors que **cette démarche aurait dû relever d'une initiative européenne**, tant l'enjeu du réchauffement climatique dépasse nos frontières. On peut de surcroît douter de l'effet d'entraînement qu'aura ce texte sur les autres pays.

¹ *D'après certaines estimations transmises à votre rapporteur, les émissions des hydrocarbures importés sont trois fois plus importantes que celles des hydrocarbures produits localement.*

EXAMEN DES ARTICLES

Article 1^{er}

(article L. 111-1 et articles L. 111-4, L. 111-5, L. 111-6, L. 111-6-1, L. 111-7, L. 111-8, L. 111-8-1 et L. 111-9 [nouveaux] du code minier)

Cessation progressive de la recherche et de l'exploitation d'hydrocarbures en France d'ici 2040

Objet : cet article vise à mettre progressivement fin à la recherche et à la production d'hydrocarbures sur le territoire français, en interdisant l'octroi de nouveaux permis de recherches et d'exploitation d'hydrocarbures et en ne prolongeant pas les concessions d'exploitation existantes au-delà de 2040.

I. Le droit en vigueur

La recherche et l'exploitation d'hydrocarbures sont encadrées par le code minier, qui prévoit la délivrance de deux principaux titres miniers : le permis exclusif pour des recherches pour l'exploration de gisements, et la concession pour l'exploitation.

1. Le permis exclusif de recherches

Au titre de l'article L. 122-1 du code minier, le permis de recherches « confère à son titulaire l'exclusivité du droit d'effectuer tous travaux de recherches dans le périmètre qu'il définit et de disposer librement des produits extraits à l'occasion des recherches et des essais ».

La procédure d'instruction des demandes et de délivrance des permis de recherches est définie par le décret n° 2006-648 du 2 juin 2006. Ce décret prévoit que les opérateurs doivent remettre leurs demandes de permis exclusif de recherche d'hydrocarbures au ministre chargé des mines. L'autorité administrative doit ensuite **ouvrir une procédure de mise en concurrence** de l'octroi du permis pour permettre à d'autres entreprises intéressées de se manifester¹.

Pour se voir attribuer un permis, les opérateurs doivent justifier qu'ils possèdent les **capacités techniques et financières nécessaires pour assurer les travaux de recherche**.

L'instruction des demandes fait l'objet d'une phase de participation du public.

Le permis est octroyé par arrêté du ministre chargé des mines pour une **durée initiale maximale de cinq ans**. Le silence gardé pendant plus de deux ans vaut décision de rejet.

¹ Les concurrents ont un délai de 90 jours pour déposer une demande.

La validité d'un permis exclusif de recherches **peut être prolongée à deux reprises, chaque fois pour une durée de cinq ans au plus**, sans nouvelle mise en concurrence. Les articles L. 142-1 et L. 142-2 du code minier prévoient que ces prolongations sont de droit, soit pour une durée au moins égale à trois ans, soit pour la durée de validité précédente si cette dernière est inférieure à trois ans¹. Si l'autorité administrative n'a pas statué à temps sur la demande de prolongation, le titulaire du permis reste autorisé à poursuivre ses travaux de prospection.

L'article L. 132-6 du code minier prévoit que, lorsque le titulaire d'un permis de recherches découvre un gisement d'hydrocarbures dans le périmètre de son permis, **il a le droit d'obtenir une concession portant sur l'exploitation de ce gisement** (ce qu'on appelle le « droit de suite »).

S'agissant plus particulièrement de la recherche en mer, outre les permis exclusifs de recherches, **peuvent être octroyées des autorisations de prospection préalable**. Ces autorisations, d'une durée maximale de deux ans, permettent aux sociétés de réaliser tous travaux de recherches à l'exclusion des sondages dépassant une profondeur de 300 mètres à partir du fond de la mer. Ces autorisations sont attribuées sans mise en concurrence, enquête publique, ni concertation locale avec les collectivités concernées et les associations environnementales agréées.

2. La concession

L'exploitation des gisements pétroliers et gaziers requiert l'octroi d'une concession.

Comme pour les permis de recherches, l'octroi d'une concession est conditionné au fait, pour le demandeur, de posséder les capacités techniques et financières nécessaires pour mener à bien les travaux.

Les concessions sont accordées par décret en Conseil d'État, après enquête publique et mise en concurrence, sauf dans le cas où la concession est octroyée dans le cadre du « droit de suite ». L'octroi des concessions est également conditionné à l'engagement pris par le demandeur de respecter des conditions générales d'exploitation complétées, le cas échéant, par des conditions spécifiques faisant l'objet d'un cahier des charges.

La durée initiale des concessions ne peut excéder cinquante ans. La durée d'une concession peut faire l'objet de **prolongations successives, chacune d'une durée d'au plus 25 ans**. Si à l'expiration de la période de validité du titre, l'autorité administrative n'a pas statué sur la demande de prolongation, le titulaire de la concession reste autorisé à poursuivre ses travaux.

¹ La superficie des permis de recherches d'hydrocarbures est alors réduite de moitié lors du premier renouvellement et du quart de la surface restante lors du deuxième renouvellement.

Le rejet des demandes de concession est prononcé par arrêté du ministre chargé des mines. Le silence gardé pendant plus de trois sur la demande d'octroi de concession vaut décision de rejet.

II. Le projet de loi initial

L'article 1^{er} crée une nouvelle section dans le code minier, dérogoire aux autres dispositions du code, qui s'applique à la recherche et à l'exploitation des hydrocarbures liquides ou gazeux en France.

Cet article prévoit de mettre progressivement fin à la recherche et à l'exploitation des hydrocarbures, à l'exception du gaz de mine, présents dans le sol et le sous-sol du territoire terrestre et maritime français – c'est-à-dire le domaine public maritime¹, le plateau continental² ainsi que la zone économique exclusive³.

Le gaz de mine (ou « grisou ») est défini dans le projet de loi comme « *le gaz dont la récupération s'effectue sans intervention autre que celles rendues nécessaires pour maintenir en dépression les vides miniers contenant ce gaz, afin de l'aspirer* ». Il s'agit du gaz présent dans les anciennes exploitations de charbon qui remonte naturellement à la surface.

L'article 1^{er} prévoit :

- **la fin de l'octroi de permis de recherches ou d'autorisations de prospections préalables en vue de la recherche d'hydrocarbures,** y compris à des fins expérimentales ;

- **la fin de l'octroi de concessions en vue de l'exploitation d'hydrocarbures,** sauf s'agissant des concessions délivrées aux titulaires de permis de recherches qui en font la demande avant l'expiration de ce permis dans le cadre du « droit de suite » défini à l'article L. 132-6 du code minier ;

- **l'impossibilité de prolonger une concession existante pour une durée dont l'échéance dépasse 2040.**

L'article 1^{er} dispose, par ailleurs, que la prolongation d'un permis exclusif de recherches n'est autorisée que si elle répond aux conditions posées aux articles L. 142-1 et L. 142-2 du code minier (cf. *supra*).

En outre, l'article 1^{er} modifie l'article L. 111-1 du code minier qui définit les substances minérales ou fossiles régies par les dispositions du code minier afin d'en simplifier la rédaction.

III. Le texte adopté par l'Assemblée nationale

¹ Défini par l'article L. 2111-4 du code général de la propriété des personnes publiques.

² Défini à l'article 14 de l'ordonnance n° 2016-1687 du 8 décembre 2016 relative aux espaces maritimes relevant de la souveraineté ou de la juridiction de la République française.

³ Défini à l'article 11 de l'ordonnance n° 2016-1687 précitée.

La commission du développement durable et de l'aménagement du territoire de l'Assemblée nationale a adopté quatorze amendements, dont cinq amendements rédactionnels.

- plusieurs amendements du rapporteur Jean-Charles Colas-Roy ont visé à **inclure le charbon dans la liste des substances qui ne pourront plus faire l'objet de permis de recherches ou d'exploitation** à compter de l'entrée en vigueur de la loi ;

- trois amendements identiques relatifs à la définition du gaz de mine, dont l'exploitation pourra continuer d'être assurée, précisent que ce gaz est « *situé dans les veines de charbon préalablement exploitées* ». Ces amendements entendent spécifier que le gaz de mine ne recouvre que le « grisou » et non le gaz de couche, situé dans les couches de charbon non exploitées. Un amendement complémentaire du rapporteur prévoit que le gaz de mine **ne concerne pas les gaz dont la récupération nécessite des actions de stimulation, cavitation ou fracturation du gisement**.

- un amendement de Mathilde Pannot, sous-amendé par le rapporteur, qui précise que l'interdiction d'octroi des permis de recherches et des titres d'exploration concerne tous les hydrocarbures, quelle que soit la technique employée.

En séance publique, neuf amendements ont été adoptés, dont six amendements rédactionnels ou de coordination juridique, ainsi que :

- un amendement de Jean-Paul Mattei, avec un avis favorable de la commission et du Gouvernement, qui prévoit la possibilité, pour les titulaires d'une concession minière, de **continuer à exploiter des hydrocarbures liquides ou gazeux connexes aux substances exploitées dans le cadre de la concession**, lorsque cette exploitation est un « *préalable indispensable à la valorisation des substances sur lesquelles porte la concession ou qu'elle résulte d'impératifs liés à la maîtrise des risques* ». La valorisation de ces hydrocarbures connexes doit être limitée à un usage local, l'injection dans un réseau de transport ou la liquéfaction étant interdites ;

- un amendement de Jean-Paul Mattei, avec un avis favorable de la commission et du Gouvernement, qui prévoit que les titulaires d'une concession minière ont droit, s'ils en font la demande cinq ans avant l'échéance de leur titre, à la **conversion de leurs concessions en concessions portant sur une substance non énergétique connexe avec les hydrocarbures exploités ou sur un autre usage du sous-sol** ;

- un amendement du rapporteur Jean-Charles Colas-Roy, avec un avis favorable du Gouvernement, permettant à l'administration d'imposer aux titulaires de concessions d'hydrocarbures, lors de leur délivrance, de leur extension ou de leur prolongation, un **cahier des charges contenant des prescriptions en matière de protection de l'environnement, de sécurité et de santé publique**.

IV. La position de votre commission

Le présent article, qui organise la fin progressive de la production nationale d'hydrocarbures d'ici 2040, constitue le cœur du projet de loi.

Ne pourraient continuer à être exploités après 2040 que les concessions en cours de validité dont l'échéance dépasse le 1^{er} janvier 2040 (soit cinq concessions), ainsi que, dans certains cas, les concessions octroyées dans le cadre du droit de suite.

L'extension au charbon de la délivrance de nouveaux permis ne pose pas de difficultés, la France ayant cessé de produire du charbon depuis la fermeture du dernier puits en avril 2004.

L'exception prévue pour l'exploitation du gaz de mine, qui pourra continuer d'être capturé et valorisé, **répond à des enjeux et de sécurité et de santé publique, mais aussi à un impératif environnemental** puisque ce gaz présente un potentiel de réchauffement climatique de plus de vingt fois supérieur à celui du CO₂.

De même, la dérogation insérée à l'Assemblée nationale pour les hydrocarbures qui sont connexes à d'autres substances exploitées dans le cadre d'une concession paraît utile pour **préserver l'activité d'exploitation de soufre du bassin de Lacq**, qui nécessite l'extraction de gaz naturel. Il est prévu que le gaz naturel ne pourra pas être injecté dans le réseau ni liquéfié, mais devra être valorisé localement, ce qui est cohérent avec l'objectif visé par ce texte.

En somme, **le projet de loi préserve globalement les droits acquis des titulaires de titres miniers**, qui pourront continuer jusqu'à échéance de leurs titres leurs activités de recherche et d'exploitation actuelles. Pourrait toutefois donner lieu à des demandes d'indemnisation de la part des exploitants le refus de prolongation de concessions existantes au-delà du 1^{er} janvier 2040 si les réserves d'hydrocarbures qui demeurent à cette date peuvent justifier la poursuite d'une exploitation.

Votre commission déplore cependant qu'aucune disposition spécifique n'ait été prévue pour préserver la recherche publique sur les hydrocarbures. Mettre fin à la production d'hydrocarbures sur notre territoire national ne doit pas conduire à arrêter toute recherche sur les gisements contenus dans nos sous-sols, à des fins d'amélioration de la connaissance scientifique ou de prévention des risques.

Votre commission a donc adopté un amendement, à l'initiative de son rapporteur, afin de **prévoir explicitement que la recherche « réalisée sous contrôle public, à seules fins de connaissances géologique du territoire national, de surveillance ou de prévention des risques miniers » demeure autorisée**, tout en précisant que cette recherche ne pourra pas déboucher sur une concession en vue de l'exploitation des gisements.

Votre commission a émis un avis favorable à l'adoption de cet article ainsi modifié.

Article 1^{er} bis
(article L. 111-10 [nouveau] du code minier)

Limitation au 1^{er} janvier 2040 de la durée des concessions attribuées en application du « droit de suite »

Objet : cet article limite la durée des concessions attribuées aux titulaires d'un permis exclusif de recherches en application du « droit de suite » afin qu'elles ne puissent pas dépasser l'échéance du 1^{er} janvier 2040, sauf en cas de menace pour l'équilibre économique de l'exploitation.

I. Le droit en vigueur

L'article L. 132-6 du code minier prévoit que le titulaire d'un permis exclusif de recherches **a droit, s'il en fait la demande avant l'expiration de son permis, à obtenir une concession** pour exploiter les gisements découverts à l'intérieur du périmètre de son permis.

Il existe actuellement **31 permis exclusifs de recherches en cours de validité** qui pourraient donner lieu à l'octroi de concessions en cas de découverte d'un gisement.

II. Le texte adopté par l'Assemblée nationale

L'article 1^{er} *bis* a été inséré en commission à l'initiative du rapporteur Jean-Charles Colas-Roy, sous-amendé par un amendement de Loïc Prud'homme, avec un avis de sagesse du Gouvernement

Il prévoit de limiter l'échéance des concessions d'exploitation d'hydrocarbures délivrées postérieurement à l'entrée en vigueur de la loi, en application de l'article L. 132-6 du code minier (« droit de suite »), **afin qu'elles ne puissent dépasser l'échéance du 1^{er} janvier 2040.**

En séance publique, un amendement du Gouvernement, sous-amendé par deux amendements de Delphine Batho et Matthieu Orphelin a été adopté, avec un avis favorable de la commission, procédant à une nouvelle rédaction de cet article. Cet amendement prévoit qu'il peut être dérogé à la limitation de la durée des concessions octroyées dans le cadre du droit de suite à 2040 **lorsque le titulaire du permis exclusif de recherches démontre qu'une telle limitation ne permet pas de couvrir**

ses coûts de recherche et d'exploitation afin d'atteindre un « équilibre économique ». Les modalités de prise en compte de ces coûts doivent être déterminées par décret.

La **rédaction initiale** de l'amendement du Gouvernement prévoyait qu'une telle dérogation pouvait être accordée si le titulaire démontrait que la limitation prévue **ne permettait pas de couvrir ses coûts avec une « rentabilité normale »**.

III. La position de votre commission

Limiter la durée des concessions attribuées en vertu du « droit de suite » au 1^{er} janvier 2040 paraît cohérent avec l'objectif de la loi de mettre fin à la production nationale d'hydrocarbures d'ici 2040.

Toutefois, comme l'a fait remarquer le Gouvernement en séance publique à l'Assemblée nationale, **une telle limitation pourrait donner lieu à des demandes d'indemnisation de la part de sociétés** ayant réalisé de lourds investissements dans le cadre de leurs activités de prospection qu'elles ne pourraient pas amortir au regard de la durée de la concession octroyée.

La dérogation prévue, qui permet aux entreprises de poursuivre leur activité d'exploration au-delà du 1^{er} janvier 2040 si elles parviennent à démontrer à l'administration que cela est nécessaire pour parvenir à un « équilibre économique » n'est pas satisfaisante. En effet, **cette notion est trop restrictive** car elle se limiterait à prendre en compte les coûts de recherche et d'exploitation engagés par les opérateurs, et **exclurait le retour sur investissement que ceux-ci sont en droit d'attendre lorsqu'ils entreprennent une activité d'exploitation**.

Votre rapporteur souhaitait donc revenir à une formulation proche de celle initialement proposée par le Gouvernement, et remplacer cette notion par celle de « *rémunération normale des capitaux immobilisés compte tenu des risques inhérents à ces activités* », afin de couvrir non seulement les coûts engagés mais également d'assurer à l'exploitant un profit raisonnable.

Cette notion est déjà connue en droit et utilisée par exemple pour le calcul des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité et de gaz, des tarifs d'achat du bio-méthane ou encore dans le calcul des tarifs réglementés de vente d'électricité.

Par ailleurs, votre rapporteur proposait, pour une question de cohérence, d'inclure les dispositions de l'article 1^{er} bis dans l'article 1^{er} puisqu'elles portent sur la même section du code de l'énergie.

Les interrogations que cette formulation a suscitées lors de l'examen du présent rapport en commission **ont conduit votre rapporteur à retirer l'amendement qu'il proposait**.

Votre commission a émis un avis favorable à l'adoption de cet article sans modification.

Article 2

Champ d'application des dispositions relatives à la cessation progressive de la recherche et de l'exploitation d'hydrocarbures

Objet : cet article prévoit d'appliquer les dispositions prévues par l'article 1^{er} aux nouvelles demandes d'octroi initial ou de prolongation de permis de recherches ou de concessions d'hydrocarbures, ainsi qu'aux demandes en cours d'instruction.

I. Le projet de loi initial

L'article 2 prévoit que les dispositions de l'article 1^{er} relatives à la cessation progressive de la recherche et de l'exploitation d'hydrocarbures **s'appliquent aux nouvelles demandes d'octroi initial ou de prolongation de permis exclusifs de recherches, d'autorisations de prospections préalables ou de concessions d'hydrocarbures.**

Cet article prévoit également que ces dispositions **s'appliquent aux demandes en cours d'instruction**, sauf s'agissant des cas où une juridiction a enjoint l'administration de procéder à la délivrance ou à la prolongation d'un permis ou d'une concession.

II. Le texte adopté par l'Assemblée nationale

En commission, trois amendements rédactionnels du rapporteur ont été adoptés de même qu'un amendement de Matthieu Orphelin pour préciser, en écho à l'article 1^{er}, que cette interdiction de recherche et d'exploitation s'applique « *quelle que soit la technique utilisée* ».

III. La position de votre commission

Il existe actuellement **73 demandes de permis exclusif de recherches et 14 demandes de concessions en cours d'instruction.** Les plus anciennes demandes datent de 2009. La majeure partie de ces demandes ont fait l'objet d'une décision implicite de rejet, puisqu'elles n'ont pas fait l'objet d'une réponse de l'administration dans le délai imparti.

Votre commission regrette que cette inaction de l'État au cours des dernières années, qui a préféré garder le silence plutôt que rendre des

décisions motivées de refus d'octroi de permis, **ait généré un stock important de demandes non traitées** et pénalisé les industriels en attente d'une décision de l'administration.

Le rejet des demandes en cours d'instruction prévu par le présent article est cependant **cohérent avec l'objectif de mettre fin à la délivrance de nouveaux titres miniers relatifs aux hydrocarbures prévu à l'article 1^{er}**. Votre commission est donc favorable à l'adoption de cet article sans modification.

Votre commission a émis un avis favorable à l'adoption de cet article sans modification.

Article 2 bis

(article L. 132-12-1 [nouveau] du code minier)

Reconversion des exploitations d'hydrocarbures pour d'autres usages

Objet : cet article prévoit que, cinq ans avant la fin de leur concession, les exploitants remettent à l'autorité administrative un dossier relatif au potentiel de reconversion de leur installation pour d'autres usages.

I. Le texte adopté par l'Assemblée nationale

Cet article a été adopté, en séance publique à l'Assemblée nationale, à l'initiative de deux amendements identiques de Jean-Paul Mattei et Bertrand Pancher, avec un avis favorable de la commission et du Gouvernement.

Il dispose que, cinq ans avant la fin d'une concession, l'exploitant doit remettre à l'autorité administrative un **dossier présentant le potentiel de reconversion des installations ou du site d'implantation pour d'autres usages**, notamment la géothermie ou l'implantation d'énergies renouvelables.

II. La position de votre commission

Cet article vise à faciliter la reconversion des sites d'exploration d'hydrocarbures, en vue de développer des projets de géothermie ou d'installation d'énergies renouvelables, **ce qui est vertueux tant d'un point de vue environnemental que sur le plan économique**, en offrant des possibilités de reconversion des emplois sur les sites concernés.

Il est utile de prévoir qu'avant l'échéance du titre, et donc l'arrêt et le démantèlement des installations d'exploitation, une réflexion soit menée quant au potentiel de reconversion du site en vue d'en faire d'autres usages.

Votre commission a émis un avis favorable à l'adoption de cet article sans modification.

Article 2 ter
(article L. 163-11 du code minier)

Conversion et cession des installations d'exploration ou d'exploitation d'hydrocarbures

Objet : cet article prévoit la possibilité, pour une entreprise, de convertir ou de céder ses installations d'exploration ou d'exploitation d'hydrocarbures à d'autres personnes publiques ou privées, en vue de leur utilisation pour d'autres usages.

I. Le droit en vigueur

Le code minier prévoit à ses articles L. 143-1 à L. 143-7 les conditions de mutation des titres miniers.

La mutation d'un permis exclusif de recherches ou d'une concession peut être totale ou partielle.

Ce transfert fait l'objet d'une **autorisation préalable par l'autorité administrative**, sans mise en concurrence, ni enquête publique. Le cessionnaire est tenu de satisfaire aux conditions techniques et financières exigées pour l'obtention d'un tel titre. Le silence gardé pendant plus de quinze mois par le ministre chargé des mines sur une demande de mutation de titre vaut décision de rejet.

Par ailleurs, l'article L. 163-11 du code minier prévoit qu'à l'arrêt des travaux, le titulaire d'un titre minier est tenu de remettre aux collectivités territoriales intéressées les installations hydrauliques que ces collectivités estiment nécessaires à l'assainissement, à la distribution de l'eau ou à la maîtrise des eaux pluviales, de ruissellement ou souterraines.

II. Le texte adopté par l'Assemblée nationale

L'article 2 *ter* a été inséré en séance publique à l'Assemblée nationale, à l'initiative de Bertrand Pancher.

Il complète l'article L. 163-11 du code minier afin de prévoir qu'à l'arrêt des travaux, **les installations d'exploration ou d'exploitation**

d'hydrocarbures peuvent être converties ou cédées par l'exploitant à d'autres personnes publiques ou privées en vue de leur utilisation pour d'autres usages.

III. La position de votre commission

En ce qu'il inscrit dans le code minier la possibilité de convertir ou de céder une installation d'exploration ou d'hydrocarbures en vue d'autres usages, **cet article encourage la reconversion des sites miniers actuels en vue de développer d'autres activités économiques comme la géothermie.**

Cette base légale sera utile pour inciter les exploitants à convertir leurs exploitations et à maintenir une activité sur les bassins concernés.

Votre commission a émis un avis favorable à l'adoption de cet article sans modification.

Article 3

(articles 1^{er}, 2, 3 *bis* [nouveau] et 4 de la loi n° 2011-835 du 13 juillet 2011 visant à interdire l'exploitation des mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux par fracturation hydraulique et à abroger les permis exclusifs de recherches comportant des projets ayant recours à cette technique ; article L. 173-5 et L. 512-1 du code minier)

Suppression de la commission nationale d'orientation, de suivi et d'évaluation des techniques d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures liquides et gazeux et extension de l'interdiction de la fracturation hydraulique à d'autres techniques

Objet : cet article vise à supprimer la commission nationale d'orientation, de suivi et d'évaluation des techniques d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures liquides et gazeux et à étendre l'interdiction de la fracturation hydraulique à d'autres techniques.

I. Le droit en vigueur

Les inquiétudes quant aux conséquences environnementales de la technique de fracturation hydraulique utilisée pour exploiter des hydrocarbures non conventionnels ont conduit le législateur à **interdire tout projet d'exploration et d'exploitation ayant recours à cette technique.**

La loi n° 2011-835 du 13 juillet 2011¹ prévoit ainsi, à son article 1^{er}, que « *l'exploration et l'exploitation des mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux par des forages suivis de fracturation hydraulique de la roche sont interdites sur le territoire national* ». En conséquence, l'article 3 de la loi prévoit que les titulaires d'un permis de recherches ayant recours à cette technique voient leurs permis abrogés.

Afin de permettre la réalisation de projet d'expérimentation et d'évaluation de la technique de la fracturation hydraulique ou de techniques alternatives, **le Sénat avait souhaité qu'une commission nationale d'orientation, de suivi et d'évaluation des techniques d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures liquides et gazeux soit constituée.**

Prévue à l'article 2 de la loi, cette commission « *a notamment pour objet d'évaluer les risques environnementaux liés aux techniques de fracturation hydraulique ou aux techniques alternatives* ». Elle émet un avis sur les conditions de mise en œuvre des expérimentations réalisées à seules fins de recherche scientifique, sous contrôle public.

¹ La loi n° 2011-835 du 13 juillet 2011 visant à interdire l'exploration et l'exploitation des mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux par fracturation hydraulique et à abroger les permis exclusifs de recherches comportant des projets ayant recours à cette technique

Enfin, l'article 4 de la loi prévoit que le Gouvernement doit remettre au Parlement un **rapport annuel** sur l'évolution des techniques d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures liquides ou gazeux et sur la mise en œuvre des expérimentations réalisées sous contrôle public.

II. Le projet de loi initial

L'article 3 abroge les articles 2 et 4 de la loi du 13 juillet 2011 précitée afin de :

- **supprimer la commission nationale d'orientation, de suivi et d'évaluation des techniques d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures liquides et gazeux.** D'après l'étude d'impact annexée au projet de loi, cette commission ne s'est jamais réunie depuis sa création ;

- **supprimer l'obligation faite au Gouvernement de remettre au Parlement le rapport annuel précité.**

III. Le texte adopté par l'Assemblée nationale

À l'Assemblée nationale, la commission du développement durable et de l'aménagement du territoire a adopté un amendement du rapporteur Jean-Charles Colas-Roy, sous-amendé par Delphine Batho, afin **d'étendre l'interdiction de la fracturation hydraulique** prévue par l'article 1^{er} de la loi du 13 juillet 2011 aux techniques de stimulation de la roche et à l'emploi de « *toute autre méthode ayant pour but de modifier notablement la perméabilité de la roche ou du réservoir de manière irréversible* ».

En conséquence, l'amendement modifie l'intitulé de la loi pour y ajouter la mention de l'interdiction, outre la fraction hydraulique, de « *toute autre méthode non-conventionnelle* ».

En séance publique, le Gouvernement a présenté un amendement proposant une nouvelle rédaction de l'extension de l'interdiction prévue par l'article, afin qu'elle concerne « *toute autre méthode ayant pour but de conférer à la roche une perméabilité* ». D'après l'exposé des motifs de l'amendement, cette nouvelle rédaction permet de mieux décrire les techniques utilisées pour extraire les hydrocarbures non conventionnels.

Par ailleurs, un amendement de Delphine Batho, sous-amendé par le rapporteur, a créé un article 3 *bis* au sein de la loi du 13 juillet 2011 pour prévoir qu'à compter de l'entrée en vigueur de la loi, les demandeurs d'un titre minier devront remettre à l'autorité administrative **un rapport démontrant l'absence de recours aux techniques interdites par la loi.**

Enfin, deux amendements identiques de Hervé Saulignac et Delphine Batho et un amendement du rapporteur Jean-Charles Colas-Roy sont venus compléter le code minier pour prévoir que les titulaires de permis de recherches ou de concessions ne respectant pas l'interdiction du recours à

des techniques de fracturation hydraulique ou à toute autre méthode non-conventionnelle **sont passibles de sanctions administratives** (le retrait des titres miniers, en application de l'article L. 173-5 du code minier) **et pénales** (deux ans d'emprisonnement et 30 000 euros d'amendes, en application de l'article L. 512-1 du code minier).

IV. La position de votre commission

Les articles 1^{er} et 2 du présent projet de loi interdisant, à l'avenir, la délivrance de tout nouveau permis de recherches ou d'exploitation d'hydrocarbures, y compris les hydrocarbures non conventionnels, **la commission chargée d'évaluer les risques environnementaux des techniques de fracturation hydraulique et d'autres techniques alternatives devient sans objet.**

L'extension de l'interdiction prévue par la loi du 13 juillet 2011 aux méthodes ayant pour but de conférer à la roche une perméabilité vise à exclure, à l'avenir, le recours à toute méthode d'extraction d'hydrocarbures par fracturation de la roche, et de n'autoriser que les méthodes conventionnelles d'exploitation par forage.

Étant donné que le projet de loi interdit l'octroi de nouveaux permis et qu'aucune des concessions existantes n'a recours à une technique de fracturation de la roche, **cet ajout n'a qu'une portée limitée.**

Par ailleurs, il est normal d'assortir le non-respect par les exploitants de l'interdiction des techniques non conventionnelles d'exploitation des hydrocarbures de sanctions administratives et pénales, sans quoi une telle interdiction ne saurait être dissuasive.

Votre commission a émis un avis favorable à l'adoption de cet article sans modification.

Article 5 bis

(article L. 341-2, L. 342-3 et L. 342-7, et articles L. 342-7-1, L. 345-1, L. 345-2, L. 345-3, L. 345-4, L. 345-5, L. 345-6 et L. 345-7 [nouveaux] du code de l'énergie)

Raccordement des énergies renouvelables en mer

Objet : cet article transfère au gestionnaire du réseau public de transport d'électricité la charge du raccordement des installations d'énergies renouvelables en mer, et prévoit sa couverture par le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE)¹.

I. Le droit en vigueur**1. Les objectifs de développement des énergies renouvelables en mer fixés par la programmation pluriannuelle de l'énergie**

Les énergies renouvelables en mer regroupent plusieurs technologies qui produisent de l'électricité à partir de sources renouvelables maritimes comme le vent en mer, les courants des marées, les vagues ou les gradients de température.

Au même titre que les autres énergies renouvelables, le développement des énergies renouvelables maritimes doit contribuer à atteindre les objectifs fixés dans la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte. Cette loi prévoit de **porter la part des énergies renouvelables à 32 % de la consommation finale d'énergie et à 40 % de la production d'électricité d'ici 2030.**

Afin d'atteindre cet objectif, **la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)**, arrêtée par décret le 27 octobre 2016², détermine la trajectoire de développement des énergies renouvelables par filière.

La PPE ambitionne d'atteindre un niveau de **3 000 mégawattheures (MW) de puissance installée d'éolien en mer posé** d'ici la fin de l'année 2023, et de 100 MW s'agissant des autres énergies marines (éolien flottant, hydrolien, etc.). Par ailleurs, la PPE prévoit jusqu'à 6 000 MW de projets attribués pour l'éolien en mer posé en plus des 3 000 MW en service et jusqu'à 2 000 MW de plus s'agissant des autres énergies marines.

¹ Cet article résulte de la fusion de deux amendements distincts adoptés par l'Assemblée nationale. Le présent commentaire ne porte que sur les dispositions relatives au raccordement des énergies renouvelables en mer. Pour le commentaire de la partie de l'article relative aux réseaux intérieurs des bâtiments, se référer au rapport de la commission des affaires économiques sur le projet de loi.

² Décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie

Objectifs de développement de production d'électricité à partir de sources maritimes renouvelables

(en mégawattheures)

	31 décembre 2018	31 décembre 2023	
	<i>Puissance installée</i>	<i>Puissance installée</i>	<i>Projets attribués</i>
Éolien en mer posé	500	3 000	Entre 500 et 6 000 de plus
Énergies marines (éolien flottant, hydrolien)	-	100	Entre 200 et 2 000 de plus

Source : décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016

Afin de développer les énergies renouvelables maritimes, **plusieurs appels d'offres ont été lancés** portant sur la création de démonstrateurs, de fermes pilotes ou de fermes commerciales.

En ce qui concerne l'éolien en mer posé, quatre appels d'offres ont été émis à ce jour :

- **un premier appel d'offres**, lancé en juillet 2011, pour le développement de parcs éoliens dans cinq zones¹. Suite à l'abandon de l'appel d'offres sur la zone de Tréport², quatre lauréats ont été retenus sur les autres zones pour une capacité installée totale de 2 000 mégawattheures. Les mises en services de ces parcs sont attendues à compter de 2020-2021 ;

- **un deuxième appel d'offres** a été lancé en mars 2013 portant sur deux zones situées au large de la commune de Tréport et entre les îles d'Yeu et de Noirmoutier, pour une capacité totale de 1 000 mégawattheures. Les lauréats de ces appels d'offres ont été désignés en mai 2014 ;

- **un troisième appel d'offres**, lancé en avril 2016, porte sur une zone située au large de Dunkerque ;

- **un quatrième appel d'offres** a été lancé en novembre 2016 pour la réalisation d'un parc éolien dans la zone d'Oléron.

¹ Le Tréport, Fécamp, Courseulles-sur-Mer, Saint-Brieuc et Saint-Nazaire.

² Une seule offre avait été déposée sur l'appel d'offres de la zone de Tréport. En raison d'un prix proposé trop élevé, le Gouvernement a déclaré l'appel d'offres sans suite.

S'agissant de l'éolien en mer flottant, des appels d'offres ont été lancés en août 2015 pour la construction de quatre fermes pilotes de 24 MW chacune en Méditerranée et en Bretagne¹.

Des appels à projet pour la **construction de deux fermes pilotes d'hydroliennes** ont également été lancés en 2013. Les lauréats ont été désignés en décembre 2014 pour la construction d'une ferme de quatre hydroliennes d'une puissance unitaire de 1,4 MW et d'une ferme de sept hydroliennes d'une puissance unitaire de 2 MW au raz Blanchard.

2. Une nouvelle procédure de mise en concurrence

Le lancement du troisième appel d'offres pour la construction d'un parc éolien posé au large de Dunkerque a été l'occasion de mettre en place une **nouvelle procédure de mise en concurrence**.

Afin de sécuriser les projets et de limiter les recours contentieux, les services de l'État ont mené, en amont de la procédure de mise en concurrence, **une concertation locale avec les différentes parties prenantes afin de favoriser l'acceptabilité des projets**. Des études technico-économique de risques ont été réalisées afin d'identifier le potentiel de la zone et de préciser le périmètre de l'appel d'offres.

Un **dialogue concurrentiel** a par la suite été engagé avec les candidats présélectionnés sur la base de leurs capacités techniques et financières. Cette nouvelle procédure, prévue par l'ordonnance n° 2016-1059 du 3 août 2016² et définie par le décret n° 2016-1129 du 17 août 2016 relatif à la procédure de dialogue concurrentiel pour les installations de production d'électricité, permet aux candidats et d'échanger avec les services de l'État sur le cahier des charges, qui est optimisé au cours du dialogue. Le cahier des charges définitif est transmis aux candidats en fin de dialogue.

3. Un coût du raccordement des installations en mer supporté par le producteur

Le raccordement des installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable **est assuré par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité**, Réseau de Transport d'Électricité (RTE).

En vertu de l'article L. 342-2 du code de l'énergie, les travaux de raccordement peuvent, sous réserve de l'accord du gestionnaire du réseau, être pris en charge financièrement par le producteur, qui doit alors recourir à des entreprises agréées par le maître d'ouvrage et selon les dispositions d'un cahier des charges établi par celui-ci.

¹ Quatre lauréats ont été retenus pour des fermes pilotes d'éolien flottant sur les zones de Faraman, Leucate et Gruissan en Méditerranée, et sur la zone de Groix en Bretagne. Ces projets sont soutenus à hauteur de 330 millions d'euros par le programme des investissements d'avenir (PIA).

² Ordonnance n° 2016-1059 du 3 août 2016 relative à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et visant à adapter certaines dispositions relatives aux réseaux d'électricité et de gaz et aux énergies renouvelables. Cette ordonnance a été ratifiée par la loi n° 2017-227 du 24 février 2017.

Dans le cadre des premiers appels d'offres lancés en vue de la création de fermes commerciales d'éoliennes en mer, **les cahiers des charges prévoient une prise en charge du coût du raccordement des installations par les producteurs.**

L'article L. 341-2 du code de l'énergie prévoit que le tarif d'utilisation du réseau public de transport (TURPE) peut couvrir une partie du coût de raccordement aux réseaux publics de distribution de ces installations, dans la limite de 40 % de ce coût. Le niveau de prise en charge est arrêté par l'autorité administrative, après avis de la Commission de régulation de l'énergie.

En ce qui concerne le **déla**i de **raccordement de ces installations**, l'article L. 342-3 du code de l'énergie dispose qu'**il ne peut excéder dix-huit mois** à compter de la réception, par le gestionnaire de réseau, de la convention de raccordement signée par le demandeur. Le producteur et le gestionnaire de réseau peuvent convenir d'un nouveau délai. Sur demande du gestionnaire de réseau, l'autorité administrative peut cependant accorder une prorogation de ce délai en *« en fonction de la taille des installations et de leur localisation par rapport au réseau ou lorsque le retard pris pour le raccordement est imputable à des causes indépendantes de la volonté du gestionnaire de réseau »*.

Le non-respect de ce délai peut donner lieu au versement d'indemnités aux producteurs selon un barème fixé par décret en Conseil d'État¹.

S'agissant plus particulièrement des installations produisant de l'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables en mer, **lorsque la cause de ce retard n'est pas imputable au gestionnaire de réseau mais résulte d'un événement imprévu, ces indemnités sont couvertes par le TURPE**. Lorsque la cause du retard est imputable au gestionnaire de réseau, **ce dernier est redevable d'une part de ces indemnités**, dans la limite d'un pourcentage et d'un plafond fixés par arrêté. Ces indemnités ne peuvent excéder un montant par installation fixé par décret en Conseil d'État².

II. Le texte adopté par l'Assemblée nationale

L'article 5 *bis*, inséré à l'Assemblée nationale à l'initiative du Gouvernement, détermine de **nouvelles modalités de financement du raccordement des installations d'énergies renouvelables en mer**.

¹ Décret n° 2016-1316 du 5 octobre 2016 fixant le barème des indemnités dues en cas de dépassement du délai de raccordement d'une installation de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable d'une puissance installée supérieure à trois kilovoltampères.

² Décret n° 2017-628 du 26 avril 2017 fixant le barème d'indemnisation en cas de dépassement du délai de raccordement au réseau de transport d'une installation de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable en mer.

Cet article **fait porter le coût du raccordement de ces installations au gestionnaire du réseau public de transport**, c'est-à-dire à l'entreprise RTE, et non plus au producteur comme c'est le cas actuellement. Ce coût serait couvert par le tarif d'utilisation du réseau public d'électricité (TURPE), payé par le consommateur final d'électricité.

L'article 5 *bis* procède à plusieurs modifications des dispositions du code de l'énergie relatives au raccordement des installations de production d'électricité :

- il complète l'article L. 342-7 pour prévoir que, s'agissant des projets d'énergies renouvelables en mer faisant l'objet d'une procédure de mise en concurrence, **le gestionnaire du réseau public de transport supporte le coût du raccordement** « *correspondant aux conditions techniques prévues dans le cahier des charges ou définies par le ministre chargé de l'énergie, y compris les coûts échoués en cas d'abandon de la procédure de mise en concurrence* ». Lors de l'examen du projet de loi en séance publique, les députés ont adopté un amendement afin de préciser que **le candidat qui porte le projet doit prendre en charge les éventuels surcoûts liés à des modifications du cahier des charges intervenues à son initiative, ainsi que les coûts échoués lorsqu'il fait défaut** ;

- il complète l'article L. 342-3 relatif aux délais de raccordement afin de prévoir que le raccordement des installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable implantée en mer **doit être achevé avant une date fixée par le cahier des charges** établi dans le cadre de la procédure de mise en concurrence. En cas de retard de raccordement, le gestionnaire doit verser une indemnité au producteur, dont les modalités de calcul sont fixées par décret ;

- il crée un nouvel article L. 342-7-1 qui prévoit que **le gestionnaire de réseau doit verser au producteur des indemnités en cas d'avaries sur des ouvrages de la partie marine du réseau** entraînant une limitation partielle ou totale de la production d'électricité, dont les modalités de calcul sont fixées par décret.

Le présent article prévoit ainsi deux cas de versement d'une indemnité au producteur par le gestionnaire de réseau : en cas de retard de raccordement par rapport aux délais fixés dans le cahier des charges, d'une part, en cas de limitation de la production en raison d'une avarie sur la partie marine du réseau, d'autre part.

L'article 5 *bis* modifie également l'article L. 341-2 du code de l'énergie **pour prévoir que ces indemnités sont couvertes par le TURPE**¹. Lorsque le retard ou la limitation de la production sont imputables au gestionnaire de réseau, celui-ci doit prendre en charge une partie de ces

¹ Comme rappelé *supra*, les indemnités actuellement prévues par l'article L. 341-2 du code de l'énergie ne concernent que les cas de dépassement du délai de raccordement, que ce retard soit imputable au gestionnaire du réseau ou non.

indemnités sur ses fonds propres, dans la limite d'un pourcentage et d'un plafond fixés par arrêté du ministre chargé de l'énergie.

III. La position de votre commission

Cet article vise à clarifier les responsabilités des acteurs de la filière éolienne maritime en distinguant la construction des installations, à la charge du porteur de projet, et leur raccordement, à la charge du gestionnaire de réseau, sur le modèle de ce qu'il se fait déjà dans certains pays comme l'Allemagne.

Alors que la France bénéficie du 2^{ème} gisement d'éolien en mer en Europe après la Grande-Bretagne, les projets de développement de parcs éoliens offshore sont lents à se mettre en place. La procédure actuelle, selon laquelle les producteurs financent le raccordement de leurs installations sans avoir la maîtrise opérationnelle de ce raccordement, **est facteur de complexité et augmente le risque de dépassement des délais de raccordement**. Ce risque a un coût qui se répercute dans le prix que proposent les lauréats dans le cadre des appels d'offres.

La clarification des modalités de raccordement **doit ainsi permettre d'accélérer la réalisation des projets d'énergie renouvelables en mer et de réduire leur coût**.

Le Gouvernement souhaite que cette nouvelle procédure s'applique à l'appel d'offres portant sur la réalisation d'un parc éolien offshore au large de Dunkerque lancé en avril 2016 ainsi qu'aux appels d'offres suivants. Ceci explique pourquoi cette disposition a été insérée par voie d'amendement dans ce projet de loi.

Votre commission se satisfait de la réforme proposée, qui est complémentaire aux autres mesures mises en œuvre par ailleurs pour accélérer les procédures d'autorisation des projets et pour limiter les recours contentieux.

Elle propose cependant de modifier cet article afin **d'étendre l'indemnisation du producteur par le gestionnaire de réseau aux cas de dysfonctionnements des ouvrages du réseau**.

Par ailleurs, votre commission propose que cette indemnisation soit versée lorsque l'avarie ou le dysfonctionnement concernent la partie marine du réseau **mais aussi lorsqu'ils concernent la partie terrestre du réseau**. En effet, **un problème rencontré sur la partie terrestre du réseau peut engendrer des coûts importants pour le producteur nécessitant une indemnisation**. Il ne paraît pas justifié d'opérer une distinction entre ces deux parties du réseau dans le cadre du régime d'indemnisation prévu. Cette extension est d'autant plus cohérente que le gestionnaire est davantage en capacité de résoudre rapidement un dysfonctionnement intervenu à terre plutôt qu'en mer.

Votre commission propose enfin que les différentes mesures réglementaires devant déterminer les modalités de calcul des indemnités versées par le gestionnaire de réseau aux producteurs soient **soumises à l'avis de la Commission de régulation de l'énergie**.

Votre commission a émis un avis favorable à l'adoption de cet article ainsi modifié.

Article 6

(article L. 661-4 et articles L. 662-1, L. 662-2, L. 662-3, L. 662-4, L. 662-5, L. 662-6, L. 662-7, L. 662-8, L. 662-9, L. 662-10, L. 663-1 [nouveaux] du code de l'énergie)

Contrôle du respect des critères de durabilité des biocarburants

Objet : cet article vise à accroître les critères de durabilité des biocarburants et à assurer le respect de ce critère par la mise en place d'un système de contrôle et de sanctions administratives et pénales.

I. Le droit en vigueur

En vertu de l'article 1^{er} de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, la part des énergies renouvelables doit, en 2030, **représenter 15 % de la consommation finale de carburant**.

La programmation pluriannuelle de l'énergie fixe un objectif d'incorporation des biocarburants avancés¹ dans la consommation finale d'énergie du secteur des transports **de 3,4 % dans l'essence et de 2,3 % dans le gazole en 2023** – sous réserve de la compatibilité de ces objectifs avec les caractéristiques des véhicules.

Pour pouvoir être pris en compte dans la réalisation de ces objectifs de développement des énergies renouvelables dans le secteur des transports, **les biocarburants et bioliquides doivent satisfaire à des critères de durabilité**.

¹ Sont considérés comme biocarburants avancés les biocarburants produits à partir de matières premières qui ne compromettent pas la vocation alimentaire d'une terre et ne comportent pas ou peu de risques de changements indirects dans l'affectation des sols. La liste des biocarburants conventionnels et des biocarburants avancés est fixée par voie réglementaire.

Ces critères définis par la directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009¹, et repris dans les articles L. 661-4 à L. 661-6 du code de l'énergie :

- les biocarburants et bioliquides doivent présenter un **potentiel de réduction des gaz à effet de serre d'au moins 35%** par rapport aux émissions de gaz à effet de serre résultant des carburants et combustibles d'origine fossile. **Depuis le 1^{er} janvier 2017, ce pourcentage minimal est de 50 %, et il est fixé à 60 % à compter du 1^{er} janvier 2018** pour les biocarburants produits dans des installations mises en service à partir du 1^{er} janvier 2017 ;

- les biocarburants et bioliquides **ne peuvent être produits à partir de matières premières provenant de terres de grande valeur en termes de biodiversité, de terres présentant un important stock de carbone, de terres ayant le caractère de tourbière²**, ni à partir de matières premières cultivées sur le territoire de l'Union européenne **qui ne respectent pas les exigences agricoles et environnementales de la politique agricole communautaire.**

L'article L661-7 du code de l'énergie prévoit que « *les opérateurs économiques qui prennent part à la chaîne de production et de distribution des biocarburants et des bioliquides [...] doivent être en mesure de justifier que les critères de durabilité ont été respectés* ».

La directive 2015/1513 du Parlement européen et du Conseil du 9 septembre 2015³ a rehaussé les exigences de durabilité des biocarburants. Elle prévoit ainsi que les biocarburants et bioliquides doivent présenter un **potentiel de réduction de 60 % pour les installations mises en service après le 5 octobre 2015.** Pour les installations mises en service avant cette date, ce pourcentage doit être d'au moins 35 % jusqu'au 31 décembre 2017 et d'au moins 50 % à compter du 1^{er} janvier 2018.

II. Le projet de loi initial

Afin de **mettre en conformité les dispositions du code de l'énergie relatives aux critères de durabilité des biocarburants avec la directive 2015/1513 précitée**, l'article 6 modifie l'article L. 661-4 du code de l'énergie pour prévoir que les biocarburants et bioliquides doivent représenter un potentiel de réduction des émissions de gaz à effet de serre d'au moins 50 %

¹ Directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE.

² Sauf exceptions en cas de d'atteinte limitée portée à ces terres, dans des conditions définies par décret en Conseil d'État.

³ Directive 2015/1513 du Parlement européen et du Conseil du 9 septembre 2015 modifiant la directive 98/70CE 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 des sources renouvelables.

pour les installations mises en service avant le 5 octobre 2015¹, et d'au moins 60 % pour les installations mises en service à partir de cette date.

Par ailleurs, cet article insère deux nouveaux chapitres dans le code de l'énergie (articles L. 661-10 à L. 661-20²) pour créer un **dispositif de contrôle de la filière biocarburants et de sanctions administratives et pénales** s'appliquant aux opérateurs qui ne respectent pas les règles de durabilité.

Les articles L. 661-10 et L. 661-11 disposent que la surveillance administrative du respect de ces critères **est de la responsabilité du représentant de l'État dans le département**, sous l'autorité des ministres chargés de l'énergie et de l'agriculture, et arrêtent la **liste des agents habilités à exécuter ce contrôle** :

- les inspecteurs de l'environnement ;
- les agents du ministère de l'énergie chargés de la vérification du respect des règles de durabilité des biocarburants ;
- les agents des services de l'État chargés des forêts ;
- les agents de l'Office national des forêts ;
- les gardes champêtres ;
- les agents de douanes ;
- les agents des réserves naturelles.

Les articles L. 661-12 et L. 661-13 prévoient que, dans l'exercice de leur mission de contrôle, **ces agents ont accès aux zones de culture et aux installations** où s'exercent des activités de production et de distribution des biocarburants, qu'ils **peuvent se voir communiquer tout document utile**, et qu'ils sont habilités à **dresser des procès-verbaux** lorsqu'ils constatent un manquement à la législation³.

Le non-respect des critères de durabilité est passible de sanctions prévues aux articles L. 661-15 à L. 661-20 :

- **des sanctions administratives**, sous forme de sanctions pécuniaires, si le manquement n'est pas constitutif d'une infraction pénale, dont le montant est proportionné à la gravité du manquement, à la situation de l'intéressé, à l'ampleur du dommage et aux avantages qui en ont été retirés⁴. Ces

¹ Une installation est considérée comme étant mise en service lorsqu'une production physique de biocarburants ou de bioliquides y a eu lieu.

² Lors de l'examen de ce texte à l'Assemblée nationale, cette codification a été modifiée – les nouveaux articles créés portent les références L. 662-1 à L. 662-10 et L. 663-1.

³ Les opérateurs concernés disposent alors d'un délai de quinze jours pour présenter leurs observations écrites ou orales.

⁴ Ce montant ne peut pas être deux fois supérieur au montant de la transaction commerciale dont le produit ou la matière première non conforme a fait l'objet.

sanctions interviennent après mise en demeure de l'intéressé de se conformer au respect des critères de durabilité dans un délai déterminé ;

- **des sanctions pénales**, à hauteur de trois mois d'emprisonnement et de 7 500 euros d'amende, appliquées aux opérateurs qui s'opposent à l'exercice des missions de contrôle des agents habilités ou qui refusent de leur communiquer les documents demandés.

III. Le texte adopté par l'Assemblée nationale

L'Assemblée nationale a adopté, en commission et en séance publique, plusieurs amendements rédactionnels, ainsi qu'un amendement du rapporteur Jean-Charles Colas-Roy **étendant le dispositif de surveillance de la filière biocarburants aux bioliquides**, par cohérence avec les dispositions actuelles du code de l'énergie qui soumet ces produits aux mêmes exigences de durabilité que les biocarburants.

IV. La position de votre commission

Le rehaussement des exigences de durabilité des biocarburants et des bioliquides mis sur le marché prévu par la directive 2015/1513 précitée **n'aura pas d'effets sur les installations actuelles de production de biocarburants et de bioliquides situées sur le territoire national**, puisque l'ensemble des installations atteignent déjà un potentiel de réduction des gaz à effet de serre de 50 % et qu'aucune unité nouvelle n'a été mise en service depuis le 5 octobre 2015.

Il ne s'appliquera donc qu'aux nouvelles unités qui seront mises en service à l'avenir, et qui devront produire des biocarburants dont le potentiel de réduction des gaz à effets de serre est de 60 %.

Au regard des cas de fraudes constatés dans plusieurs États membres de l'Union européenne, **la mise en place d'un dispositif de contrôle et de sanctions de la filière biocarburants est utile pour s'assurer que les produits mis sur le marché présentent une qualité environnementale suffisante et pour protéger les opérateurs qui se conforment aux normes en vigueur des distorsions de concurrence qu'ils subissent.**

Il reviendra aux préfets de département de coordonner l'action des différents agents habilités à exercer ce contrôle. Une inconnue demeure cependant quant à l'efficacité de la procédure de contrôle et au temps que les agents habilités pourront investir dans leur mission de contrôle.

D'après l'étude d'impact annexée au projet de loi, « ces contrôles et enquêtes devraient rester des opérations ponctuelles », de type « coup de poing » et devraient représenter quelques jours par agent par an, ce qui pourrait s'avérer insuffisant.

Votre commission a émis un avis favorable à l'adoption de cet article sans modification.

Article 7

(article L. 222-9 du code de l'environnement)

Mise en conformité des dispositions relatives à la réduction des émissions de polluants atmosphériques avec la directive 2016/2284 du 14 décembre 2016

Objet : cet article vise à mettre en conformité les dispositions du code de l'environnement relatives aux objectifs nationaux de réduction des émissions de polluants atmosphériques et au plan national de réduction des émissions de polluants atmosphériques (PREPA) avec la directive 2016/2284 du 14 décembre 2016

I. Le droit en vigueur

La politique de lutte contre la pollution atmosphérique se traduit, au niveau national, par la **définition d'objectifs nationaux de réduction des émissions de polluants atmosphériques et d'un plan national de réduction des émissions de polluants atmosphériques (PREPA)** définissant les actions à mener en vue d'atteindre ces objectifs.

Ces instruments de planification résultent d'une obligation européenne. La directive européenne 2001/81/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 octobre 2001 modifiée, fixant des plafonds d'émission nationaux pour certains polluants atmosphériques (dite directive « NEC »), a en effet imposé aux États membre de déterminer, en droit interne, **des plafonds d'émissions de polluants atmosphériques et d'adopter un plan national de réduction de ces émissions pour quatre polluants** : le dioxyde de soufre (SO₂), l'oxyde d'azote (NO_x), les composés organiques volatils (COV) et l'ammoniac (NH₃).

Pour se conformer à cette directive, un premier programme national de réduction des émissions de polluants atmosphériques a été adopté par

l'arrêté du ministre de l'écologie et du développement durable du 8 juillet 2003¹.

Afin de réaffirmer le principe de lutte contre la pollution de l'air et de donner à ces instruments une valeur législative, la loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a consacré, dans le code de l'environnement, l'existence des objectifs nationaux et du PREPA.

L'article 222-9 du code de l'environnement dispose ainsi que des objectifs nationaux de réduction des émissions de polluants atmosphériques, à l'exception des émissions de méthane produites par l'élevage des ruminants, sont fixés par décret **pour les années 2020, 2025 et 2030**.

Cet article prévoit également que **le plan national de réduction des émissions de polluants atmosphériques doit être arrêté par le ministre chargé de l'environnement au plus tard le 30 juin 2016**, et qu'il est réévalué tous les cinq ans et, si nécessaire, révisé.

Ce plan a été adopté pour la période 2017-2021 par un arrêté du 10 mai 2017², soit près d'un an après l'échéance prévue par la loi.

Afin d'assurer la coordination de la politique nationale de lutte contre la pollution de l'air avec les instruments locaux de planification, l'article L. 222-9 du code de l'environnement dispose que **les objectifs et actions contenues dans le PREPA doivent être pris en compte dans les schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE) et dans les plans de protection de l'atmosphère (PPA)**.

La directive « NEC » a récemment été abrogée et remplacée par la directive 2016/2284 du 14 décembre 2016³ fixant de nouvelles obligations de réduction des émissions par État membre, pour les quatre polluants déjà concernés ainsi que pour les particules fines PM_{2,5}.

Cette directive substitue aux plafonds d'émissions de **nouveaux objectifs de réduction des émissions de polluants atmosphériques** par rapport aux émissions constatées en 2005 pour les périodes de 2020 à 2029, puis à partir de 2030 – les plafonds fixés par l'ancienne directive continuent de s'appliquer jusqu'en 2019.

¹ Arrêté du 8 juillet 2003 portant approbation du programme national de réduction des émissions de polluants atmosphériques (SO₂, NO_x, COV et NH₃).

² Arrêté du 10 mai 2017 établissant le plan national de réduction des émissions de polluants atmosphériques.

³ Directive 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

Ces objectifs nationaux de réduction ont été repris dans le décret n° 2017-949 du 10 mai 2017¹, qui a également prévu un objectif intermédiaire de réduction pour les années 2025 à 2029.

Objectifs de réduction des émissions de polluants atmosphériques

(Pourcentage de réduction par rapport aux émissions de 2005)

	De 2020 à 2029	De 2025 à 2029	À partir de 2030
Dioxyde de soufre (SO₂)	- 55 %	- 66 %	- 77 %
Oxyde d'azote (NOx)	- 50 %	- 60 %	- 69 %
Composés organiques volatils non méthaniques (COVNM)	- 43 %	- 47 %	- 52 %
Ammoniac (NH₃)	- 4 %	- 8 %	- 13 %
Particules fines (PM_{2,5})	- 27 %	- 42 %	- 57 %

Source : décret n° 2017-949 du 10 mai 2017

S'agissant des plans nationaux de lutte contre la pollution atmosphérique adoptés par les États membres, la directive prévoit qu'ils doivent être mis à jour au minimum tous les quatre ans, ainsi que dans un délai de dix-huit mois à compter de la présentation du dernier inventaire national des émissions ou des dernières projections nationales des émissions, lorsqu'il apparaît que les objectifs nationaux de réduction ne seront pas respectés ou risquent de ne pas l'être.

II. Le projet de loi initial

L'article 7 procède à une **nouvelle rédaction de l'article L. 222-9 du code de l'environnement afin de le mettre en conformité avec la directive 2016/2284 du 14 décembre 2016** précitée, adoptée postérieurement à sa création.

¹ Décret n° 2017-949 du 10 mai 2017 fixant les objectifs nationaux de réduction des émissions de certains polluants atmosphériques en application de l'article L. 222-9 du code de l'environnement.

Cette nouvelle rédaction vise à :

- préciser que les objectifs nationaux de réduction des émissions sont **fixés pour les périodes allant de 2020 à 2024, de 2025 à 2029 et à partir de 2030** ;
- prévoir que le PREPA est **réévalué tous les quatre ans** (contre cinq actuellement) ;
- prévoir que le PREPA est **mis à jour dans un délai de dix-huit mois à compter de la présentation du dernier inventaire des émissions ou des dernières projections nationales des émissions** si, selon les données présentées, les objectifs ne sont pas respectés ou risquent de ne pas l'être.

III. Le texte adopté par l'Assemblée nationale

Outre trois amendements rédactionnels, la commission du développement durable et de l'aménagement du territoire de l'Assemblée nationale a adopté un amendement du rapporteur Jean-Charles Colas-Roy qui corrige une erreur de référence.

Dans sa rédaction initiale, l'article 7 prévoyait la prise en compte des objectifs et des actions contenues par le PREPA avec les schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE) et avec les plans de protection de l'atmosphère (PPA). Or, sauf en Ile de France et en Corse, **les SRCAE ont été remplacés par les schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET)** par la loi n° 2015-991 du 7 août 2015 portant nouvelle organisation territoriale de la République.

L'amendement ajoute donc les SRADDET à la liste des documents de planification devant prendre en compte le PREPA, de même que les schémas d'aménagement régionaux des collectivités d'outre-mer prévus à l'article L. 4433-7 du code général des collectivités territoriales, dont la mention avait également été oubliée dans le texte initial.

IV. La position de votre commission

Le présent article constitue une **mise à jour nécessaire des dispositions du code de l'environnement relatives aux objectifs nationaux de réduction des émissions des polluants atmosphériques et au plan national de réduction des émissions de polluants atmosphériques**, suite à l'adoption d'une nouvelle directive abrogeant la directive « NEC » du 23 octobre 2001.

Les modifications apportées par l'Assemblée nationale permettent d'assurer la prise en compte du PREPA lors de l'élaboration des différents documents locaux de planification comportant un volet « air ».

Votre commission a émis un avis favorable à l'adoption de cet article sans modification.

Article 7 bis A

Rapport au Parlement sur la prise en compte des enjeux de la qualité de l'air lors de l'attribution des marchés publics

Objet : cet article prévoit que le Gouvernement remet au Parlement, dans un délai d'un an à compter de la promulgation de la loi, un rapport sur la prise en compte des enjeux de la qualité de l'air lors de l'attribution des marchés publics.

I. Le texte adopté par l'Assemblée nationale

Cet article a été inséré à l'Assemblée nationale à l'initiative du député Martial Saddier, avec un avis favorable de la commission et du Gouvernement.

Il prévoit que le Gouvernement remet au Parlement, dans un délai d'un an à compter de la promulgation de la loi, **un rapport** sur la prise en compte des objectifs de développement durable, dans leur dimension économique, sociale et environnementale, et plus particulièrement **sur la prise en compte des enjeux de la qualité de l'air lors de l'attribution des marchés publics dans les zones couvertes par un plan de protection de l'atmosphère.**

II. La position de votre commission

L'ordonnance n° 2015-899 du 23 juillet 2015 relative aux marchés publics prévoit explicitement que, lors de l'attribution des marchés publics, **les acheteurs peuvent prendre en compte des « objectifs de développement durable, dans leurs dimensions économique, sociale et environnementale »**¹.

Ainsi, les acheteurs publics peuvent prévoir que des critères environnementaux sont pris en compte dans la notation des offres des candidats et l'octroi des marchés.

¹ Article 2 de l'ordonnance n° 2015-899 précitée.

Cette faculté n'est cependant pas toujours connue ou utilisée par les acheteurs publics. Il est donc utile, comme le prévoit cet article, qu'un rapport soit réalisé afin de dresser un bilan du recours effectif aux critères environnementaux dans la commande publique, et d'étudier les actions pouvant être menées en direction des collectivités et de leurs établissements afin de les inciter à recourir à ces critères.

Votre commission propose cependant que cette étude ne porte pas seulement sur les marchés publics passés dans les zones couvertes par un plan de protection de l'atmosphère, **mais qu'elle ait une portée plus large et concerne la commande publique dans son ensemble.**

Votre commission a émis un avis favorable à l'adoption de cet article ainsi modifié.

Article 7 bis
(article L. 222-5 du code de l'environnement)

Plan d'action favorisant le recours aux énergies les moins émettrices de particules et facilitant le raccordement aux infrastructures gazières ou aux réseaux de chaleur existants

Objet : cet article prévoit l'élaboration, dans le cadre de plans de protection de l'atmosphère portant sur des zones concernées par un dépassement des valeurs limites relatives aux particules fines, des plans d'action favorisant le recours aux énergies les moins émettrices de particules et facilitant le raccordement aux infrastructures gazières ou aux réseaux de chaleur existants.

I. Le droit en vigueur

Les plans de protection de l'atmosphère (PPA) ont été créés par la loi n° 96-1236 du 30 décembre 1996 sur l'air et l'utilisation rationnelle de l'énergie. Les dispositions relatives aux PPA sont codifiées aux articles L. 222-4 à L. 222-7 du code de l'environnement.

Ces plans doivent être définis et mis en œuvre **dans toutes les agglomérations de plus de 250 000 habitants**, ainsi que dans les zones où les normes de qualité de l'air ne sont pas respectées ou risquent de ne pas l'être. Les PPA sont arrêtés par les préfets, après avis des collectivités territoriales

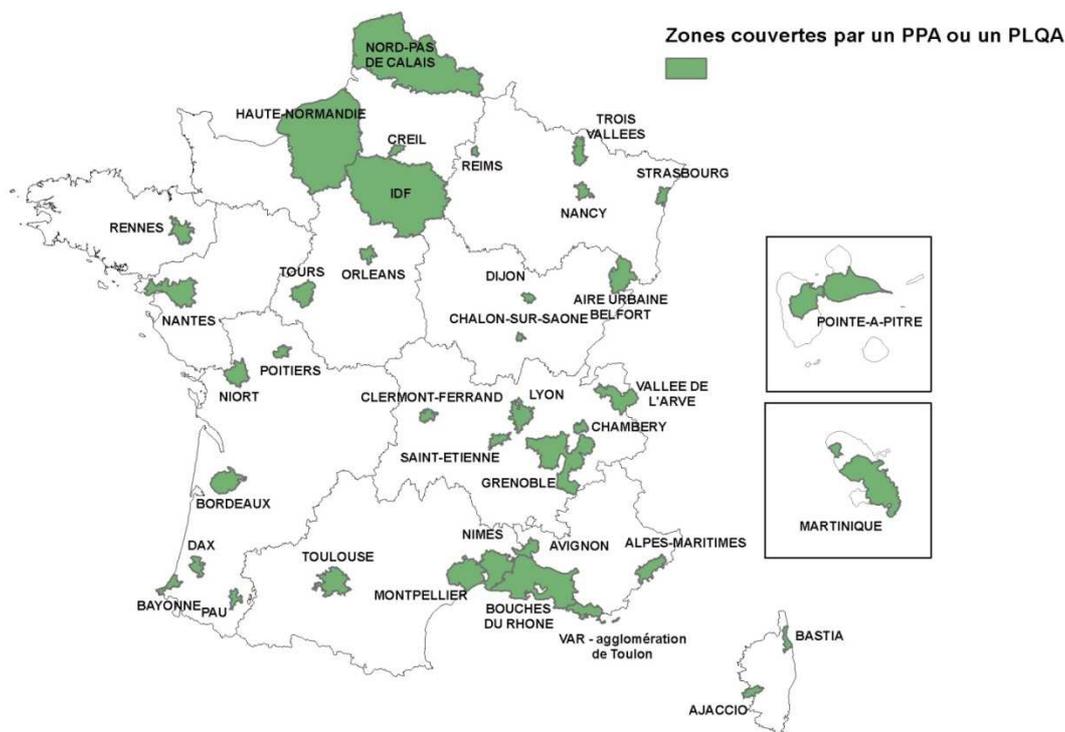
concernées¹ et enquête publique. Ils font l'objet d'un bilan annuel et d'une évaluation tous les cinq ans qui conduit, le cas échéant, à leur révision.

Ils définissent les objectifs et les mesures, préventives et correctrices, afin de réduire les émissions de polluants atmosphériques au sein des zones concernées et de ramener les concentrations en polluants à un niveau inférieur aux valeurs limites réglementaires, ou aux normes de qualité de l'air spécifiques arrêtés par les schémas locaux. Ces actions prévues dans les PPA peuvent concerner les différents secteurs émetteurs de polluants atmosphériques (industrie, transports, agriculture, secteur résidentiel).

Les PPA définissent également les modalités de déclenchement de la procédure d'alerte prévue en cas de dépassement des seuils réglementaires, ainsi que les principales mesures d'urgence susceptibles d'être prises.

Il existe à ce jour **39 zones couvertes par un plan de protection de l'atmosphère** déjà approuvé ou en cours d'élaboration, couvrant près de la moitié de la population française.

Zones couvertes par un plan de protection de l'atmosphère (PPA) ou par un plan local de la qualité de l'air (PLQA)



Source : Ministère de la transition écologique et solidaire, septembre 2017

¹ Doivent être consultés pour avis les conseils municipaux et les organes délibérants des établissements publics de coopération intercommunale à fiscalité propre intéressés, les commissions départementales compétentes en matière d'environnement, de risques sanitaires et technologiques ainsi que les autorités organisatrices de transport concernées.

II. Le texte adopté par l'Assemblée nationale

Cet article a été adopté en commission à l'initiative du député Martial Saddier.

Il prévoit que les préfets de département doivent, dans le cadre de l'élaboration des plans de protection de l'atmosphère, établir **un plan d'action favorisant le recours aux énergies les moins émettrices de particules et facilitant le raccordement aux infrastructures gazières publiques existantes.**

Le Gouvernement a émis un avis favorable à l'adoption de cet article, sous réserve qu'il soit amendé afin qu'il ne s'applique qu'aux PPA portant sur des zones au sein desquelles les valeurs limites relatives aux particules fines sont dépassées, et dont l'élaboration ou la révision est engagée à compter à l'entrée en vigueur de la loi. Il s'agit d'éviter que des plans actuellement en vigueur ou en phase finale de révision ne soient révisés de manière anticipée pour inclure ces plans.

Ces modifications ont été réalisées, en séance publique, par un amendement de Martial Saddier.

Un amendement du Gouvernement a également été adopté en séance, avec un avis favorable de la commission, pour prévoir que **les plans d'action doivent également favoriser le raccordement aux réseaux de chaleur existants.**

III. La position de votre commission

Lutter contre la pollution aux particules fines nécessite de mettre en œuvre, au niveau local, une combinaison de mesures portant sur les diverses sources d'émissions de particules (circulation routière, chauffage résidentiel, etc).

Le présent article prévoit que, dans les zones marquées par un dépassement des valeurs limites relatives aux particules fines et couvertes par un plan de protection de l'atmosphère, les préfets prennent un plan d'action pour favoriser le recours aux énergies les moins émettrices de particules et faciliter le raccordement aux infrastructures gazières publiques et aux réseaux de chaleur existants.

Il s'agit de **favoriser, en concertation avec les collectivités territoriales concernées, le développement des énergies renouvelables et le raccordement des bâtiments aux réseaux de gaz et aux réseaux de chaleur,** afin de substituer ces énergies à des énergies et des équipements plus polluants, comme les chaudières au fioul par exemple.

Votre commission est favorable à cet article sous réserve de plusieurs modifications.

D'une part, il convient de préciser que **ces mesures sont incluses dans les plans de protection de l'atmosphère** et ne constituent pas un nouveau plan distinct de ceux-ci.

D'autre part, **l'élaboration de telles mesures doit être une faculté laissée aux préfets de département et non une obligation**, afin de ne pas ajouter de contraintes supplémentaires lors de l'élaboration ou de la révision des PPA et de permettre aux préfets d'adapter au mieux les actions des PPA aux spécificités de chaque territoire.

Enfin, votre commission propose d'indiquer que les mesures prises doivent avoir pour objet de **favoriser tant les énergies que les technologies les moins émettrices de particules fines, afin de ne pas condamner un type d'énergie particulier**, par exemple le bois-énergie, mais de favoriser les solutions les plus propres qu'il s'agisse du recours à des sources d'énergies ou à des technologies les moins polluantes.

Votre commission a émis un avis favorable à l'adoption de cet article ainsi modifié.

Article 8

(articles L. 661-1 et L. 691-1 du code minier)

Application outre-mer des dispositions relatives à la cessation progressive de la recherche et de la production d'hydrocarbures

Objet : cet article rend applicables les dispositions relatives à la cessation progressive des activités de recherche et d'exploitation des hydrocarbures dans les Terres australes et antarctiques françaises et dans les îles Wallis et Futuna.

I. Le droit en vigueur

Les dispositions du code minier relatives à la recherche et à l'exploitation d'hydrocarbures sont **pleinement applicables dans les départements et régions d'outre-mer.**

La situation des autres collectivités d'outre-mer est en revanche plus contrastée :

- **la Polynésie française et la Nouvelle-Calédonie** sont compétentes pour définir la réglementation relative à la recherche et à l'exploitation des hydrocarbures ;

- **s'agissant de Saint-Martin et Saint-Barthélemy**, l'article LO 6314-6 du code général des collectivités territoriales dispose que ces collectivités sont

compétentes pour régler le droit d'exploration et d'exploitation des ressources minières uniquement en mer ;

- **pour Saint-Pierre-et-Miquelon**, l'article LO. 6414-3 du code général des collectivités territoriales prévoit que l'État « *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* ». Cette concession doit faire l'objet d'un cahier des charges approuvé par décret en Conseil d'État. Aucune concession n'ayant été réalisée à ce jour, les dispositions du code minier sont applicables de plein droit à terre comme en mer ;

- **dans les Terres australes et antarctiques françaises**, l'article L. 661-1 du code minier prévoit que les dispositions du code minier et des textes pris pour son application sont applicables sur ce territoire ;

- **à Wallis-et-Futuna**, l'article L. 691-1 du code minier dispose que la recherche et l'exploitation des hydrocarbures sont soumises aux dispositions du code minier à l'exception de certaines dispositions ayant trait à la sécurité et à la santé au travail ainsi que d'autres dispositions sociales.

II. Le projet de loi initial

L'article 8 complète les articles L. 661-1 et L. 691-1 du code minier pour prévoir l'application des dispositions prévues par l'article 1^{er} du projet de loi relatives à la cessation progressive de la recherche et de l'exploitation d'hydrocarbures dans les îles Wallis et Futuna ainsi que dans les Terres australes et antarctiques françaises.

L'Assemblée nationale a adopté cet article sans modification.

Votre commission a émis un avis favorable à l'adoption de cet article sans modification.

EXAMEN EN COMMISSION

Réunie le mercredi 25 octobre 2017, la commission a examiné le rapport pour avis sur le projet de loi n° 21 (2017-2018) mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures conventionnels et non conventionnels et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et l'environnement.

M. Hervé Maurey, président. – Nous allons examiner le rapport pour avis sur le projet de loi mettant fin à la recherche et à l'exploitation des hydrocarbures, envoyé au fond à la commission des affaires économiques qui examinera son rapport et établira le texte de la commission un peu plus tard dans la matinée.

C'est le premier rapport pour avis de M. Jean-Marc Boyer, désigné la semaine dernière seulement. Il a néanmoins eu le temps de procéder à un certain nombre d'auditions et il s'est concerté avec sa collègue rapporteure au fond de la commission des affaires économiques.

M. Jean-Marc Boyer, rapporteur pour avis. – C'est avec grand plaisir que je vous présente, ce matin, mon rapport sur le premier projet de loi d'envergure du nouveau Gouvernement en matière d'environnement et d'énergie. Ce texte a pour ambition de mettre fin, d'ici 2040, à la recherche et à la production d'hydrocarbures en France.

Ce projet de loi constitue la première traduction législative du plan climat présenté par Nicolas Hulot le 6 juillet 2017, dont l'axe 9 prévoit « d'amorcer la sortie progressive de la production d'hydrocarbures sur le territoire français en n'attribuant plus de nouveaux permis d'exploration d'hydrocarbures et en ne renouvelant pas les concessions d'exploitation existantes ». Il s'agit, d'après le Gouvernement, d'être en cohérence avec les engagements pris dans le cadre de l'Accord de Paris adopté le 12 décembre 2015, dont l'ambition est de contenir l'augmentation de la température moyenne mondiale en dessous de 2 degrés par rapport aux niveaux préindustriels, et de s'efforcer de la limiter à 1,5 degré. Le respect de cet objectif implique de réduire fortement la consommation d'énergies fossiles. En France, cette consommation contribue à hauteur de 70 % aux émissions de gaz à effet de serre.

Ce projet de loi entend donc montrer l'engagement de la France dans la lutte contre le réchauffement climatique en actant sa volonté de sortir, à terme, des énergies carbonées.

Personne ne remet en cause la nécessité de réduire notre consommation d'énergies fossiles. Pour autant, ce texte ne répond pas à cet impératif. En prévoyant la sortie progressive de l'exploitation d'hydrocarbures sur le territoire national, il se concentre uniquement sur le volet « production » et ne comporte aucune mesure relative à la réduction de la consommation de

pétrole et de gaz. Il ne s'attaque donc pas aux causes du réchauffement climatique, et il n'aura, en tant que tel, aucun effet bénéfique sur l'environnement. Au contraire, alors que la France consommera toujours un volume substantiel d'hydrocarbures à l'horizon 2040, il faudra compenser la production nationale par des importations d'hydrocarbures, ce qui est un non-sens économique mais aussi écologique, puisque le fait d'importer du pétrole et du gaz est une cause d'émission de CO₂ non négligeable – d'après certaines estimations, cela revient à émettre trois fois plus de gaz effet de serre.

Par ailleurs, une telle démarche de sortie des hydrocarbures mériterait d'être engagée au moins à l'échelle européenne, et non de façon isolée par la France.

Cependant, la production nationale d'hydrocarbures ne représente qu'environ 1 % de notre consommation annuelle : les effets de ce texte en termes d'activité et d'emplois seront vraisemblablement limités.

Actuellement, il existe 63 concessions d'hydrocarbures sur notre territoire qui couvrent 4 000 kilomètres-carrés et qui se situent principalement dans les bassins parisien et aquitain ainsi qu'en Alsace. Elles sont exploitées par six sociétés, dont la plus importante est l'entreprise canadienne Vermilion Energy. Il existe par ailleurs 31 permis exclusifs de recherche en cours de validité.

L'activité de recherche et d'exploitation d'hydrocarbures ne représente qu'environ 1 500 emplois directs et 4 000 emplois indirects en France, ce qui n'est toutefois pas insignifiant, et l'échéance de 2040 laissera le temps à la filière d'assurer la reconversion de ces emplois.

La décision de mettre fin à la production d'hydrocarbures apparaît donc symbolique au regard de l'activité qu'elle représente au plan national.

C'est pour cette raison qu'avec ma collègue rapporteure de la commission des affaires économiques, Mme Élisabeth Lamure, nous avons essayé, malgré nos réserves, d'apporter des correctifs à ce projet de loi plutôt que de nous y opposer frontalement.

Initialement, le projet de loi comptait 8 articles. À l'issue de son examen à l'Assemblée nationale, il en contient 22. Au Sénat, ce texte a été renvoyé au fond à la commission des affaires économiques et notre commission s'est saisie pour avis de 12 articles, portant sur quatre sujets principaux :

Les articles 1^{er} à 3 et l'article 8 relatifs à la fin progressive de la recherche et de l'exploitation des hydrocarbures, qui constituent le cœur du projet de loi ; l'article 5 *bis*, relatif au raccordement des énergies renouvelables en mer ; l'article 6 relatif aux biocarburants ; les articles 7, 7 *bis* A et 7 *bis* qui concernent la lutte contre la pollution de l'air.

S'agissant tout d'abord des hydrocarbures, l'article 1^{er} prévoit d'interdire l'octroi de nouveaux permis de recherche et d'exploitation d'hydrocarbures, y compris à des fins expérimentales, à compter de la

promulgation de la loi. Une exception est prévue pour les titulaires d'un permis de recherche en vigueur qui pourront, s'ils découvrent un gisement d'hydrocarbures au cours de leurs prospections, obtenir une concession d'exploitation dans le cadre de ce qu'on appelle le « droit de suite » prévu par le code minier. De même, une dérogation est prévue s'agissant de l'extraction du gaz de mine, le grisou, qui s'échappe naturellement des anciennes exploitations minières, et qu'il convient de capturer pour des raisons de sécurité et de santé publique.

À l'Assemblée nationale, cet article a été complété afin d'étendre l'interdiction à la recherche et à l'exploitation de charbon, ce qui a une portée limitée puisque le dernier puits a été fermé en 2004.

Par ailleurs, un amendement a été adopté pour continuer à autoriser l'exploitation d'hydrocarbures lorsqu'elle est connexe à d'autres substances exploitées dans le cadre d'une concession. Ceci vise à préserver l'exploitation de soufre dans le bassin de Lacq, qui nécessite d'extraire, à titre subsidiaire, du gaz naturel.

Au total, l'interdiction ne concernant que les nouvelles demandes de titres, le projet de loi préserve globalement les droits acquis des titulaires de titres miniers, qui pourront continuer leurs activités de recherche et d'exploitation. Deux restrictions prévues par le texte pourraient cependant donner lieu à des demandes d'indemnités de la part des exploitants. Il s'agit de la limitation de la durée de prolongation des concessions existantes, qui ne pourront pas aller au-delà du 1^{er} janvier 2040, et de la limitation de la durée des concessions octroyées dans le cadre du « droit de suite » que j'évoquais à l'instant. En effet, l'article 1^{er} *bis* inséré par nos collègues députés prévoit que les entreprises qui découvrirait un gisement d'hydrocarbures dans le périmètre de leur permis de recherche ne pourraient l'exploiter que jusqu'au 1^{er} janvier 2040, sauf à ce qu'elles parviennent à démontrer à l'administration que cette échéance ne leur permet pas de couvrir leurs coûts de recherche et d'exploitation et d'atteindre un équilibre économique. Je vous présenterai un amendement qui vise à remplacer cette notion trop restrictive, par celle de « rémunération normale des capitaux », pour permettre aux exploitants de couvrir non seulement les investissements qu'ils ont réalisés mais également de tirer un profit raisonnable de leur exploitation.

Un autre de mes amendements tend à réparer une lacune importante de ce texte, qui ne prévoit pas d'exception pour les activités de recherche sur les hydrocarbures réalisées par des établissements publics, comme l'IFP Énergies nouvelles (Ifpen). Je vous proposerai de prévoir explicitement que ces activités de recherche publique demeurent autorisées.

L'article 2 détermine le champ d'application des dispositions relatives aux hydrocarbures. Il prévoit que l'interdiction de délivrance de nouveaux permis s'applique aux nouvelles demandes de titres miniers ainsi qu'aux demandes en cours d'instruction, sauf lorsqu'une juridiction a enjoint

l'administration de procéder à la délivrance ou à la prolongation d'un tel titre. Si la loi était promulguée en l'état, toutes les demandes en cours d'instruction seraient donc refusées par l'administration.

Les articles 2 *bis* et 2 *ter*, insérés à l'Assemblée nationale, prévoient que l'exploitant doit remettre à l'autorité administrative, cinq ans avant la fin d'une concession, un dossier présentant le potentiel de reconversion des installations ou du site d'implantation pour d'autres usages, comme la géothermie, et que les installations peuvent être converties ou cédées à d'autres personnes publiques ou privées.

L'article 3 modifie la loi du 13 juillet 2011 relative à l'interdiction de la technique de fracturation hydraulique, dite loi Jacob. Il tire les conséquences des précédents articles et supprime la Commission nationale d'orientation, de suivi et d'évaluation des techniques d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures liquides et gazeux, dont l'objet était d'évaluer les risques environnementaux liés aux techniques de fracturation hydraulique ou aux techniques alternatives. Puisqu'à l'avenir une telle exploration est interdite, cette commission devient sans objet.

Les députés ont complété la loi de 2011 pour étendre l'interdiction relative à la fracturation hydraulique à toute autre technique « ayant pour but de conférer à la roche une perméabilité ». Ceci conduit donc à ne permettre l'extraction d'hydrocarbures que par la méthode conventionnelle de forage.

En ce qui concerne les énergies renouvelables en mer, l'article 5 *bis* prévoit de faire porter, à l'avenir, le coût du raccordement des installations d'énergie renouvelable en mer au gestionnaire du réseau public de transport, c'est à dire à l'entreprise RTE, et non plus au producteur comme c'est le cas actuellement. Ce coût serait couvert par le tarif d'utilisation du réseau public d'électricité (TURPE). Cet article clarifie les responsabilités des acteurs en distinguant la construction des installations, à la charge du porteur de projet, et leur raccordement, à la charge du gestionnaire de réseau, sur le modèle de ce qu'il se fait déjà dans certains pays comme l'Allemagne. Ceci doit permettre d'accélérer la réalisation des projets d'énergies renouvelables en mer et de réduire leur coût.

Le Gouvernement souhaite que cette nouvelle procédure s'applique à l'appel d'offres portant sur la réalisation d'un parc éolien offshore au large de Dunkerque, qui a été lancé en avril 2016. Ceci explique pourquoi cette disposition, qui devait initialement être incluse dans le projet de loi « simplification », a finalement été insérée *in extremis* dans ce projet de loi. Cette clarification des modalités de raccordement répond aux attentes des acteurs de la filière et devrait favoriser le développement de l'éolien en mer. Je vous proposerai tout à l'heure un amendement relatif aux modalités d'indemnisation du producteur en cas de retard de raccordement ou d'avarie sur les ouvrages de raccordement.

J'en viens maintenant à l'article 6 relatif aux biocarburants. Il met en conformité le code des douanes avec une directive européenne du 9 septembre 2015 qui prévoit de nouveaux critères de durabilité des biocarburants. Ainsi, les biocarburants produits par des installations mises en service avant le 5 octobre 2015 devront présenter un potentiel de réduction des émissions de gaz à effet de serre d'au moins 50 % par rapport aux émissions de gaz à effet de serre résultant d'énergies fossiles. Pour les installations mises en service après cette date, ce potentiel de réduction devra être d'au moins 60 %. Cette rédaction n'aura pas d'effets sur les installations actuelles, puisque l'ensemble des unités de biocarburants atteignent déjà l'objectif de 50 % et qu'aucune nouvelle unité n'a été mise en service depuis le 5 octobre 2015.

De plus, l'article 6 créé un dispositif de surveillance de la filière biocarburants afin de s'assurer qu'elle respecte bien les critères de durabilité fixés par la loi. Il précise ainsi la liste des agents habilités à réaliser le contrôle des installations et les pouvoirs dont ils disposent dans l'exercice de leurs missions. Il prévoit que des sanctions administratives pourront être appliquées aux acteurs de la chaîne biocarburants qui produisent ou mettent sur le marché des produits qui ne respectent pas les critères environnementaux, ainsi que des sanctions pénales lorsque ces mêmes acteurs empêchent les agents d'exercer leur contrôle.

Enfin, trois articles concernent la lutte contre la pollution de l'air. L'article 7 met en conformité les dispositions du code de l'environnement relatives au plan national de réduction des émissions de polluants atmosphériques (PREPA) avec une directive européenne du 14 décembre 2016. Ce plan définit les actions à mettre en œuvre afin d'atteindre les objectifs nationaux de réduction des émissions de polluants atmosphériques arrêtés par décret. Il prévoit également des modifications mineures par rapport aux dispositions en vigueur : ainsi, le Prepa devra être réévalué tous les quatre ans contre cinq ans actuellement, il devra être mis à jour dans un délai de 18 mois à compter de la présentation du dernier inventaire national des émissions de polluants ou des dernières projections nationales des émissions, si les objectifs ne sont pas respectés ou risquent de ne pas l'être.

L'article 7 *bis* A prévoit un rapport du Gouvernement sur la prise en compte des objectifs de développement durable, et plus particulièrement sur les enjeux de la qualité de l'air, lors de l'attribution des marchés publics dans les zones couvertes par un plan de protection de l'atmosphère.

Enfin, l'article 7 *bis* prévoit que les préfets de département devront établir, dans les zones couvertes par un plan de protection de l'atmosphère qui connaissent un dépassement des valeurs limites relatives aux particules fines, un plan d'action favorisant le recours aux énergies les moins émettrices de particules et facilitant le raccordement aux infrastructures gazières publiques existantes.

M. Hervé Maurey, président. – Je vous félicite pour ce premier rapport très complet, car le sujet n'est pas des plus simples !

M. Gérard Cornu. – Félicitations pour ce brillant exposé.

L'air et la pollution n'ont pas de frontières. N'est-ce pas seulement symbolique de légiférer en France alors qu'il aurait fallu que ce texte soit débattu au niveau européen ? Mais avons-nous la capacité de convaincre nos partenaires ?

Comme nous interdisons l'exploitation, il faut aussi bannir la recherche du fait du droit de suite contenu dans le code minier. Ne faudrait-il pas modifier ce code pour préserver la recherche ?

M. Charles Revet. – À mon tour de féliciter notre rapporteur. Ce projet de loi interdit la recherche et l'exploitation en France, c'est-à-dire principalement en région parisienne et dans le sud-ouest. Mais cette interdiction vaut-elle aussi pour l'outre-mer ? Il y a quelques années, des recherches importantes avaient été effectuées au large de la Guyane. Ce projet de loi ne concerne-t-il que l'hexagone ?

Enfin, nous savons tous que nous aurons encore besoin de produits pétroliers en 2040.

Mme Nelly Tocqueville. – Bravo à notre rapporteur pour avis. Je me félicite que la France soit précurseur en ce domaine. Reste que la recherche et l'exploitation sur notre territoire reste modeste. Il faudra néanmoins accompagner les bassins d'emplois en prévoyant des formations professionnelles. La transition énergétique pourrait générer jusqu'à 1,5 million d'emplois.

M. Claude Bérit-Débat. – Je me félicite à la fois de ce rapport et de ce projet de loi, qui s'inscrit dans la continuité de la loi de 2011 sur l'interdiction de l'exploration et de l'exploitation des gaz de schiste par fracturation hydraulique.

Dans la Grande Aquitaine et en Occitanie, trois permis d'explorer et d'exploiter avaient été accordés : celui de Beaumont de Lomagne, celui de Brive et celui de Cahors. Ce dernier s'étendait sur un tiers de la superficie de la Dordogne. La vallée de la Vézère, autrement dit la vallée de l'homme où se trouve la grotte de Lascaux, était touchée par ce permis, ainsi qu'une partie de la vallée de la Dordogne qui est classée biosphère. J'étais bien sûr opposé à cette exploration et à cette exploitation qui auraient mis à mal notre sous-sol.

Nous devons nous assurer que ce qui sera interdit en 2040 le soit réellement. Notre groupe est favorable à ce texte qui va dans le bon sens.

Après la loi Jacob, notre collègue Nicole Bricq avait déposé une proposition de loi pour interdire l'exploitation des gaz de schiste et Mme Batho, ministre de l'écologie, avait interdit les trois permis que j'ai cités, à la grande satisfaction des citoyens concernés.

M. Ronan Dantec. – Cette loi est plutôt symbolique. Si en 2040 la consommation mondiale de pétrole est identique à celle d’aujourd’hui, les guerres se multiplieront et notre modèle économique n’existera plus. Nous devons absolument réduire les émissions de gaz à effet de serre au niveau mondial. Cette loi fait donc sens : il fallait qu’un grand pays dise à l’occasion des négociations internationales sur le climat qu’il refuse d’exploiter son pétrole.

Écoutant ce matin Laurent Wauquiez sur France Inter, j’étais d’accord avec certaines de ses conclusions...

M. Hervé Maurey, président. – Cela figurera au compte rendu !

M. Ronan Dantec. – Il estime que l’interdiction du glyphosate posera des problèmes de distorsion de concurrence. C’est vrai, d’où la nécessité de revoir le CETA. Il en va de même pour les hydrocarbures.

Il faudrait compléter cette loi par un amendement interdisant les importations d’hydrocarbures les plus chargés en carbone. Refusons les hydrocarbures les plus nocifs en termes environnementaux afin de faire pression sur l’industrie.

M. Gérard Cornu. – Tout à fait.

M. Hervé Maurey, président. – Réflexions très intéressantes.

M. Jérôme Bignon. – Bravo à notre collègue rapporteur. A quelques semaines de la COP 23, les symboles sont importants, car ils font l’opinion.

L’amendement proposé par M. Dantec et approuvé par M. Cornu me convient parfaitement et je le signerais volontiers.

M. Christophe Priou. – Il y a quelques jours, nous étions M. Dantec et moi-même à Saint-Nazaire pour la mise à l’eau et l’inauguration de la première éolienne flottante. Rappelons la langueur et la longueur des procédures françaises en la matière : il faut dix à quinze ans pour créer un parc, alors qu’il en faut trois à cinq chez nos voisins.

Nous sommes le deuxième pays mondial en linéaire de côtes grâce à l’outre-mer. Notre espace maritime fait l’objet de beaucoup de convoitises internationales.

Enfin, nous sommes un certain nombre à avoir cosigné des amendements qui seront examinés par la commission des affaires économiques.

M. Patrick Chaize. – Je me joins aux félicitations faites à notre rapporteur. Quelle est l’origine de la proposition de mettre à la charge de RTE le raccordement des zones de production en mer ?

M. Jordi Ginesta. – L’Australie vient de décider de remettre en service un nombre important de centrales thermiques puisque l’électricité produite par l’énergie renouvelable produit des écarts de tension et de puissance très

importants. Le président d'EDF disait il y a trois ans qu'on ne pouvait aller au-delà de 30 % d'injection d'électricité verte dans le réseau.

En outre, il faut que les activités de recherche ne soient menées que par des entreprises publiques.

M. Guillaume Gontard. – Merci pour ce rapport. Ce projet de loi est hautement symbolique et il va dans le bon sens, même s'il est un peu hypocrite puisqu'il impose des règles à une production nationale qui ne couvre que 1 % de nos besoins. En revanche, il ne fixe pas de règles sur l'exportation des savoir-faire et sur l'importation des hydrocarbures, notamment dans le cadre du CETA.

La date de 2040 me semble tardive. En outre, le droit de suite conduira au maintien des concessions au-delà de la date butoir. Enfin, les définitions de l'exploration et de l'exploitation ne me semblent pas satisfaisantes, car seules certaines techniques sont interdites.

M. Jean-Claude Luche. – Vouloir agir, c'est bien, mais *quid* des produits de substitution ? Comment va-t-on faire dans nos communes pour les enrobés, les bitumes ? Comment l'État entend-il faire disparaître le stock de véhicules anciens qui sont les plus pollueurs ?

M. Guillaume Chevrollier. – On ne peut qu'être favorable à la lutte contre les gaz à effet de serre. Mais pourquoi avoir recours à la procédure accélérée pour examiner un texte qui ne s'appliquera qu'en 2040 ? L'étude d'impact n'aurait-elle pu être plus développée ?

Je regrette aussi que l'intitulé de ce projet de loi face référence à la fin de la recherche : ce n'est pas un bon signal, alors que la recherche dans notre grand pays devrait être encouragée.

M. Hervé Maurey, président. – Vous avez tous noté que ce texte était largement symbolique et qu'il ne suffirait pas à lui seul à atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050. Pour y parvenir, il faudra d'autres actions, notamment en matière d'économies d'énergie et d'énergies renouvelables.

M. Jean-Marc Boyer, rapporteur pour avis. – Avec Mme Lamure, nous avons procédé à plusieurs auditions dont le cabinet du ministre. Hier, la commission des affaires économiques a reçu Nicolas Hulot et beaucoup de vos questions reprennent celles qui lui ont été posées. Aujourd'hui, 45 % de l'énergie consommée en France provient du pétrole, 22 % de l'électricité et 19 % du gaz. Annuellement, nous consommons 75 millions de tonnes de pétrole et l'objectif est de passer à 50 millions en 2040.

Certes, monsieur Cornu, l'Europe n'a pas bougé en ce domaine, mais d'après Nicolas Hulot, la France doit donner l'exemple même si elle est un peu isolée. Il s'agit d'après lui d'un enjeu de société. Je veux rendre hommage à l'honnêteté intellectuelle du ministre. Comme le code minier prévoit le droit de suite, il convient donc d'interdire la recherche. Je vous proposerai néanmoins un amendement pour autoriser la recherche publique.

Oui, monsieur Revet, l'interdiction concernera aussi l'outre-mer.

La question sur l'accompagnement des bassins d'emplois a été posée hier au ministre, madame Tocqueville. Selon lui, les énergies renouvelables vont être créatrices d'emplois.

Comme vous, monsieur Bérít-Débat, je suis favorable à l'interdiction de la fracture hydraulique.

Je remercie M. Dantec d'avoir fait référence à M. Wauquiez. Hier, la question du CETA a été abordée, ainsi que celle des hydrocarbures les plus chargés en carbone.

M. Ronan Dantec. – Allez-vous présenter un amendement ?

M. Jean-Marc Boyer, rapporteur pour avis. – Ce pourrait être un amendement de séance.

M. Hervé Maurey, président. – Je propose que MM. Dantec, Cornu, Bignon et vous-même, monsieur le rapporteur, travailliez à sa rédaction.

M. Jean-Marc Boyer, rapporteur pour avis. – M. Chaize m'a interrogé sur la prise en charge par RTE du raccordement des installations en mer : il s'agit d'une demande des acteurs de la filière éolienne.

M. Patrick Chaize. – Cela ne me surprend pas. En revanche, le raccordement sur terre est à la charge de l'investisseur : pour quelle raison en irait-il autrement en mer ?

M. Jean-Marc Boyer, rapporteur pour avis. – Il semblerait que ce soit pour raccourcir les délais de mise en place de ces projets : pour l'instant, il faut compter entre dix et quinze ans pour obtenir une autorisation.

M. Patrick Chaize. – Le coût de cette prise en charge par RTE sera supporté par tous les consommateurs, alors que tel n'est pas le cas pour les installations sur terre.

M. Jean-Marc Boyer, rapporteur pour avis. – *In fine*, c'est toujours le consommateur qui paye.

M. Ronan Dantec. – Cette prise en charge est peut-être liée à la puissance : pour les centrales nucléaires et pour les grandes centrales thermiques, RTE paye le raccordement. Les éoliennes en mer sont de grande puissance, contrairement à celles installées sur terre.

M. Hervé Maurey, président. – Nous interrogerons le Gouvernement en séance.

M. Jean-Marc Boyer, rapporteur pour avis. – Certes, monsieur Ginesta, les opérateurs privés n'auront pas intérêt à faire de la prospection s'ils ne peuvent exploiter. Seuls les opérateurs publics pourront faire de la recherche.

EXAMEN DES ARTICLES

Article 1^{er}

M. Jean-Marc Boyer, rapporteur pour avis. – L'amendement DEVDUR.1 prévoit que des permis de recherche d'hydrocarbures pourront être octroyés lorsqu'ils portent sur des activités réalisées sous contrôle public à seules fins de connaissance géologique du territoire national, de surveillance ou de prévention des risques miniers.

M. Gérard Cornu. – Cet amendement va dans le bon sens, mais quel opérateur public se lancera dans une recherche s'il ne peut exploiter ?

M. Jean-Marc Boyer, rapporteur pour avis. – Certains établissements publics comme le BRGM.

M. Jérôme Bignon. – L'expression « territoire national » comprend-il les eaux sous juridiction ? Le plateau continental n'est ainsi pas complètement territoire national.

M. Jean-Marc Boyer, rapporteur pour avis. – Il faudra étudier ce point juridique.

M. Claude Bérit-Débat. – Je comprends le sens de cet amendement mais je ne suis pas favorable à cette exception. Si je conçois la recherche pour prévenir les risques miniers, je suis beaucoup plus réservé en ce qui concerne la connaissance géologique, car cela revient à valider la recherche. Nous nous abstiendrons sur cet amendement.

L'amendement DEVDUR.1 (COM-90) est adopté.

M. Jean-Marc Boyer, rapporteur pour avis. – L'amendement DEVDUR.2 procède à plusieurs modifications. Premièrement, par souci de cohérence, il réintroduit les dispositions de l'article 1^{er bis} au sein de l'article 1^{er}, puisqu'elles portent sur la même section du code minier nouvellement créée par l'article 1^{er}.

Deuxièmement, il précise que la limitation de la durée des concessions octroyées dans le cadre du droit de suite au 1^{er} janvier 2040 ne concerne que les concessions attribuées postérieurement à la promulgation de la loi, et non les concessions déjà attribuées à ce titre, afin de ne pas remettre en cause les droits acquis par les exploitants qui les possèdent.

Enfin, cet amendement remplace la notion d'« équilibre économique » par celle de « rémunération normale des capitaux immobilisés compte tenu des risques inhérents à ces activités ».

Mme Michèle Vullien. – Ce n'est pas plus clair.

M. Jean-Marc Boyer, rapporteur pour avis. – La notion d'« équilibre économique » signifie que les recettes et les dépenses doivent être équilibrées, mais le retour sur investissement n'est pas prévu.

Mme Michèle Vullien. – Mais que signifie « rémunération normale » ?

M. Ronan Dantec. – Cet amendement vide la loi de son contenu puisque tout ce qui aura été fait avant la promulgation de ce texte ne sera pas concerné et, après l'entrée en vigueur de la loi, l'exploitant demandera un retour sur investissement et donc la date butoir de 2040 ne pourra pas s'appliquer.

Cet amendement est contradictoire avec le discours plutôt bienveillant du rapporteur : je voterai contre.

M. Claude Bérit-Débat. – L'équilibre économique et la rémunération des capitaux ont des sens bien précis. Le point mort est un critère de gestion dans une entreprise, au même titre que la rémunération des capitaux. Avec cet amendement, on va trop loin : le groupe socialiste votera contre.

M. Jean-Marc Boyer, rapporteur pour avis. – Tout l'enjeu est de savoir si l'équilibre économique se borne à prendre en compte le coût des charges et de personnel ou s'il inclut les marges qui permettent d'améliorer l'outil de production.

M. Gérard Cornu. – Cet amendement pose le principe de la non-rétroactivité. Tout ce qui aura été fait avant la loi ne sera pas concerné. Notre rapporteur pourrait-il revoir son amendement afin de tendre vers l'unanimité ?

Mme Françoise Cartron. – Qu'est-ce qu'une rémunération des capitaux « normale » ?

M. Jean-Marc Boyer, rapporteur pour avis. – Il faut permettre aux sociétés d'investir, ce qui n'est pas toujours le cas avec l'équilibre économique.

M. Hervé Maurey, président. – Je propose le retrait afin de travailler la formulation.

M. Frédéric Marchand. – L'équilibre économique se limite à la prise en compte des coûts de recherche et d'exploitation engagés par les titulaires de permis et il exclut le retour sur investissement que ces opérateurs sont en droit d'attendre lorsqu'ils entreprennent une activité d'exploitation. Il n'est donc pas nécessaire d'intégrer la notion de retour sur investissement.

M. Benoît Huré. – Votons-nous sur le retrait de l'amendement ?

M. Hervé Maurey, président. – Le retrait appartient à l'auteur de l'amendement. Il n'y a donc pas lieu de procéder à un vote.

M. Gérard Cornu. – Cela n'empêchera pas notre rapporteur de présenter en séance un amendement rédigé autrement.

M. Jean-Marc Boyer, rapporteur pour avis. – La commission des affaires économiques, saisie au fond, va présenter le même amendement : il sera intéressant de savoir le sort qu'elle va lui réserver.

L'amendement DEVDUR.2 est retiré.

Article 1^{er} bis

M. Jean-Marc Boyer, rapporteur pour avis. – Je retire l'amendement de conséquence COM-3.

L'amendement DEVDUR.3 est retiré.

Article 5 bis

M. Jean-Marc Boyer, rapporteur pour avis. – L'article 5 *bis*, inséré à l'Assemblée nationale à l'initiative du Gouvernement, prévoit que le coût du raccordement des installations d'énergie renouvelable en mer ne sera plus à la charge du producteur mais du gestionnaire du réseau public de transport (GRT), et qu'il sera couvert par le tarif d'utilisation du réseau public d'électricité (Turpe).

L'amendement DEVDUR.4 étend aux cas de dysfonctionnements de ces ouvrages l'obligation d'indemnisation du producteur par le GRT.

M. Claude Bérit-Débat. – Le groupe socialiste est opposé à cet amendement qui remet en cause le système actuel qui fonctionne bien depuis plusieurs décennies. Je ne suis d'ailleurs pas sûr que RTE soit favorable à cette disposition.

Mme Michèle Vullien. – Cet accord a-t-il été validé par RTE ?

M. Jean-Claude Luche. – Quelle est la règle appliquée pour les productions sur terre ?

M. Jean-Marc Boyer, rapporteur pour avis. – C'est l'investisseur qui paye le raccordement.

M. Jean-Claude Luche. – Il faudrait respecter la logique.

L'amendement DEVDUR.4 (COM-93) est adopté.

M. Jean-Marc Boyer, rapporteur pour avis. – L'amendement DEVDUR.5 soumet à l'avis de la Commission de régulation de l'énergie les mesures réglementaires qui devront être adoptées.

L'amendement DEVDUR.5 (COM-94) est adopté.

Article 7 bis A

M. Jean-Marc Boyer, rapporteur pour avis. – L'amendement DEVDUR.6 améliore la rédaction de cet article et étend la portée du rapport devant être transmis au Parlement, afin qu'il ne concerne pas uniquement les marchés publics passés dans des zones couvertes par un PPA mais l'ensemble des marchés publics.

L'amendement DEVDUR.6 (COM-95) est adopté.

Article 7 bis

M. Jean-Marc Boyer, rapporteur pour avis. – L'amendement DEVDUR.7 précise que les mesures arrêtées par les préfets sont incluses dans les plans de protection de l'atmosphère lors de leur élaboration ou de leur révision, et ne constituent pas un nouveau plan distinct des PPA. Il prévoit que l'élaboration de telles mesures est une faculté laissée aux préfets de département et non une obligation. Enfin, il indique que les mesures prises ont pour objet de favoriser le recours aux énergies ainsi qu'aux technologies les moins émettrices de particules fines.

L'amendement DEVDUR.7 (COM-96) est adopté.

LISTE DES PERSONNES ENTENDUES

Mardi 17 octobre 2017 :

- *Commission de régulation de l'énergie (CRE)* : **M. Brice Bohuon**, directeur général, et **Mmes Domitille Bonnefoi**, directrice des réseaux, et **Olivia Fritzinger**, chargée des relations institutionnelles ;

- *Cabinet de M. Nicolas Hulot, ministre d'État, ministre de la Transition écologique et solidaire* : **Mme Michèle Pappalardo**, directrice de cabinet, et **MM. Xavier Ploquin**, conseiller en charge de l'énergie, de l'industrie et de l'innovation, et **Laurent Grave-Raulin**, conseiller parlementaire et relations avec les élus ;

- *Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC)* : **Mmes Virginie Schwarz**, directrice de l'énergie, et **Anne-Florie Coron**, sous-directrice de la sécurité d'approvisionnement et des nouveaux produits énergétiques.

Mercredi 18 octobre 2017 :

- *Union française des industries pétrolières (UFIP)* : **M. Francis Duseux**, président, **Mme Isabelle Muller**, déléguée générale, et **M. Bruno Ageorges**, directions des relations institutionnelles et des affaires juridiques ;

- *Française de l'énergie* : **M. Julien Moulin**, président, et **Mme Laurence Tovi**, consultante en communication ;

- *EDF* : **M. Patrice Bruel**, directeur des régulations et **Mmes Béatrice Buffon**, directrice énergies marines à EDF-Énergies nouvelles, et **Véronique Loy**, directrice adjointe des affaires publiques.