

**PROJET DE LOI**

de programmation pour un nouveau modèle énergétique français,

NOR : DEVX1413992L/Rose-1

-----

**Titre I**

Ce document présente les impacts économiques, budgétaires, financiers et sociaux de l'évolution du modèle énergétique français, nécessaire pour atteindre les cinq objectifs fixés à l'article 2 du projet de loi de programmation :

1° Réduire les émissions de gaz à effets de 40 % en 2030 par rapport à la référence 1990, et respecter l'objectif de division par quatre des émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2050 par rapport à 1990 ;

2° Réduire la consommation énergétique finale de 50 % en 2050 par rapport à la référence 2012 ;

3° Réduire la consommation énergétique finale des énergies fossiles de 30 % en 2030 par rapport à la référence 2012 ;

4° Porter, en 2030, la part des énergies renouvelables à 32 % de la consommation finale brute d'énergie. Dans l'étude d'impact, cet objectif d'énergie renouvelable est décomposé en : 40 % de la production d'électricité, à 38 % de la consommation finale de chaleur et à 15 % de la consommation finale de carburants ;

5° Porter la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50 % à l'horizon 2025.

**Les résultats de cette étude d'impact s'expriment en écart par rapport à un scénario de référence.**

Cette présentation décrit brièvement le scénario de référence (partie I) puis présente les principaux effets du changement de modèle énergétique induit par le projet de loi (partie II).

Dans une troisième partie, elle décrit plus précisément le modèle utilisé et documente les principales hypothèses qui ont été retenues.

**I. - Scénario de référence (sans mise en œuvre de la loi de programmation)**

Les principales caractéristiques du scénario de référence sont les suivantes :

- La consommation finale énergétique et les émissions de CO2 repartent à la hausse après 2020, sous l'effet de la croissance économique, malgré la hausse du prix des énergies fossiles importées (respectivement + 4% et +2% pour la consommation finale énergétique et les émissions de CO2 sur la période 2020/2030).
- La part des énergies renouvelables dans la consommation n'augmente que très légèrement sur la période 2020-2030 pour atteindre 19% en 2030
- La facture énergétique de la France reste stable

Ce scénario suppose des efforts d'efficacité énergétique pour contenir la hausse de la consommation d'énergie à l'horizon 2020.

Il est détaillé dans le tableau ci-dessous :

**Référence (hypothèse centrale)**

Référence	2012	2020	2030		
Consommation finale d'énergie (Mtep)	154	154	160		
Consommation d'énergie fossile (Mtep)	128	116	117	2030 / 2012 :	-8%
Emissions de CO2 (MtCO2)	417	380	387	2030 / 1990 :	-16%
Part des énergies renouvelables	13%	18%	19%		
<b>Consommation énergétique (Mtep)</b>					
<b>Produits pétroliers TOTAL</b>	<b>67</b>	<b>64</b>	<b>63</b>	<b>2030 / 2012</b>	<b>Mix 2030</b>
Pétrole	65	59	58	-7%	
Biocarburants et biogaz	3	5	5	-11%	92%
<b>Electricité TOTAL</b>	<b>38</b>	<b>40</b>	<b>44</b>	<b>85%</b>	<b>8%</b>
Nucléaire	29	29	31	16%	
Fioul	0	0	0	9%	71%
Combiné gaz	2	1	2	-17%	1%
Charbon	1	1	1	-3%	4%
Eolien, hydrolien	1	2	3	-56%	1%
Solaire	0	1	1	151%	6%
Hydraulique et step	4	6	6	210%	2%
Cogénération	0	1	1	45%	14%
<b>Gaz et autres TOTAL</b>	<b>44</b>	<b>44</b>	<b>48</b>	<b>82%</b>	<b>2%</b>
Gaz naturel	32	31	31	8%	
Bois	10	11	12	-3%	66%
Autres	3	2	5	25%	25%
<b>Charbon</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>69%</b>	<b>2%</b>
<b>TOTAL consommation énergétique (Mtep)</b>	<b>154</b>	<b>154</b>	<b>160</b>	<b>22%</b>	
<b>TOTAL y.c. hors énergétiques (Mtep)</b>	<b>166</b>	<b>167</b>	<b>175</b>	<b>4%</b>	
<b>Facture énergétique (en niveau)</b>	<b>2012</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2030 / 2012</b>	
Ménages (part du revenu disponible)	6.7%	6.4%	5.9%	-0.8 pts	
Facture énergétique de la France (Md€ constants)	68.7	71.4	78.9	15%	

## **II. – Principaux résultats**

Les impacts économiques sont de plusieurs ordres :

- substitution entre énergie fossile (importée) et énergies domestiques (ENR) ou investissements d'économie d'énergie, à l'origine d'un effet de relance de l'économie par l'investissement ;
- évolution du prix moyen hors taxe de l'énergie pour les acteurs économiques nationaux, sous l'effet de la diversification du mix au profit des énergies renouvelables : hausse relative suivie d'une baisse relative en seconde période lorsque les énergies fossiles concurrentes voient leur prix atteindre des niveaux très élevés ;

Les impacts économiques du scénario de transition énergétique, mesurés en écart par rapport au scénario de référence, sont positifs dès 2020 et cet avantage relatif s'accroît à l'horizon 2030.

Ainsi le PIB (en volume), dans le scénario de transition énergétique, est respectivement supérieur de 0,8% et 1,5% (fourchette de 1,4% à 1,7%) en 2020 et 2030 par rapport à son niveau en situation de référence.

La transition énergétique serait à l'origine de la création nette de l'ordre de 100 000 emplois à court terme et de l'ordre de 220 000 (jusqu'à 300 000 en 2030). Elle induit donc des effets positifs pérennes sur l'emploi.

Grâce aux économies d'énergie dans le bâtiment et les transports, la facture énergétique de la France baisse de -7% à l'horizon 2030 par rapport à 2012 et la part du revenu des ménages consacré à l'énergie est stable sur la période 2012/2030.

La poursuite de la transition énergétique au delà de 2030 pour atteindre les objectifs énergétiques et climatiques fixés pour 2050 devrait être à l'origine d'évolutions similaires sur les indicateurs économiques. La hausse continue des prix des énergies fossiles importées rendra la substitution par des énergies renouvelables produites localement de plus en plus rentable et la mise en place d'un signal-prix à la hausse sur la consommation d'énergie devrait permettre à l'économie nationale de continuer à bénéficier des impacts positifs du double dividende.

**Scénario LPTE (hypothèse centrale)**

Impact macroéconomique			
LPTE (écart à la référence, en %)	2012	2020	2030
PIB en volume	0.0	0.8	1.5
Emploi salarié en milliers	0	103	220
Taux de chômage (en points)	0.0	-0.4	-0.7
Balance commerciale (en points du PIB)	0.0	0.0	-0.1

LPTE	2012	2020	2030
Consommation finale d'énergie (Mtep)	154	149	136
Consommation d'énergie fossile (Mtep)	128	108	86
Emissions de CO2 (MtCO2)	417	359	283
Part des énergies renouvelables	13%	20%	33%

2030 / 2012 : -33%  
2030 / 1990 : -39%

Consommation énergétique (Mtep)	2012	2020	2030
<b>Produits pétroliers TOTAL</b>	<b>67</b>	<b>61</b>	<b>49</b>
Pétrole	65	56	43
Biocarburants et biogaz	3	5	5
<b>Electricité TOTAL</b>	<b>38</b>	<b>40</b>	<b>40</b>
Nucléaire	29	29	20
Fioul	0	0	0
Combiné gaz	2	1	2
Charbon	1	1	0
Eolien, hydrolien	1	2	8
Solaire	0	1	3
Hydraulique et step	4	6	6
Cogénération	0	1	2
<b>Gaz et autres TOTAL</b>	<b>44</b>	<b>43</b>	<b>42</b>
Gaz naturel	32	28	19
Bois	10	13	14
Autres	3	2	8
<b>Charbon</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>6</b>
<b>TOTAL consommation énergétique (Mtep)</b>	<b>154</b>	<b>149</b>	<b>136</b>
<b>TOTAL y.c. hors énergétiques (Mtep)</b>	<b>166</b>	<b>162</b>	<b>150</b>

2030 / 2012	Mix 2030
-27%	
-33%	89%
99%	11%
7%	
-30%	50%
-99%	0%
26%	5%
-100%	0%
650%	19%
992%	7%
39%	15%
346%	4%
-6%	
-40%	46%
51%	34%
198%	5%
7%	
-12%	
-10%	
<b>2030 / 2012</b>	
0.1 pt	
-7%	

**AVERTISSEMENT**

*Le modèle qui a permis d'obtenir ces simulations est un modèle macroéconomique qui, par construction, ne permet pas d'intégrer les changements de comportements structurels qui accompagneront nécessairement la mise en œuvre de la transition énergétique.*

*Ces simulations ne prenant pas en compte cette dimension, les résultats auxquels elles aboutissent dans cette étude d'impact sous estiment les effets qui se produiront réellement.*

### **III. Principales hypothèses retenues et approche de modélisation employée**

#### **III.1 Approche de modélisation**

Un modèle macroéconomique multi-sectoriel d'évaluation des politiques énergétiques et environnementales (ThreeME), conjointement développé depuis 2008 entre l'OFCE (Observatoire Français de la Conjoncture Economique), centre de recherche en économie de sciences Po, et l'ADEME a été utilisé.

ThreeME est un modèle économique qui permet d'apprécier l'effet des mesures de politiques publiques sur la production des entreprises, l'emploi, la balance commerciale, les comptes publics et in fine sur le revenu national (PIB).

ThreeME reproduit les comportements des agents de l'économie (entreprises, ménages, collectivités publiques) comme des réactions à des signaux de prix : ainsi une baisse de la consommation énergétique est obtenue en augmentant les prix des énergies au moyen de taxes qui incitent par exemple les entreprises à substituer du capital à de l'énergie ou les ménages à rénover leurs logements, à acheter des véhicules moins consommateurs d'énergie ou à utiliser davantage des transports en commun. Le modélisateur décide de l'utilisation des recettes publiques associées à cette taxation : dans les simulations présentées, les recettes prélevées sur les ménages leur sont reversées de manière forfaitaire et peuvent donc s'apparenter à des normes, des obligations de rénover ou la conséquence d'une évolution des comportements qui ne s'inscrit pas dans la continuité des comportements constatés par le passé. Les recettes prélevées sur les entreprises sont quant à elles utilisées pour réduire le coût du travail en diminuant les cotisations sociales employeurs.

L'évaluation macro-économique réalisée à l'aide du modèle ThreeME permet de déterminer les gains ou les pertes générées par l'atteinte des objectifs que le gouvernement propose de fixer dans son projet de loi de transition énergétique, par rapport à un scénario de référence tendanciel qui correspondrait à la poursuite des politiques actuelles sans prise en compte de nouvelles mesures.

L'évolution des prix des énergies pour les différents agents économiques et la part relative de la facture énergétique dans leurs dépenses sont simulés. Les résultats dépendent à la fois des principes de modélisation retenus (qui sont ici comparables à d'autres modèles macroéconomiques et qui traduisent des fondamentaux économiques similaires à ceux retenus dans le modèle MESANGE développé par la Direction Générale du Trésor et l'INSEE), du calibrage de l'année de base et de certaines hypothèses dont les grandes lignes sont précisées dans les sections suivantes.

La modélisation retenue permet de reproduire l'évolution des émissions de CO<sub>2</sub> énergétique (y compris les sources internationales) et les émissions de CO<sub>2</sub> induites par les procédés industriels. Sont donc exclues les émissions de méthane et de N<sub>2</sub>O de l'agriculture, des installations de stockage de déchets, ou liées à la climatisation, etc ....

### **III.2 Année de référence**

Les consommations d'énergie sectorielles ont été ajustées de manière à être cohérentes avec celles observées en 2012 (bilan de l'énergie établi par le CGDD/SOeS).

Le présent exercice de modélisation illustre les différentes trajectoires possibles au delà de cet horizon.

### **III.3 Hypothèses de cadrage général**

Les hypothèses de population, prix des énergies fossiles sur les marchés internationaux, et coût des différentes technologies retenues pour le scénario de référence et le scénario de mise en œuvre des objectifs du projet de loi s'appuient sur les trajectoires faisant autorité : scénario central de population de l'INSEE (croissance de la population de l'ordre de 0,36% par an en moyenne), croissance économique tendancielle calée sur les projections de long terme établies pour le Comité d'orientation des retraites, soit 1.8% par an sur 2012-2050, évolution des prix de l'énergie sur les marchés internationaux correspondant au scénario « New Policies » publié en 2013 par l'Agence Internationale de l'Energie (croissance de l'ordre de 0,7 % du prix du pétrole et de 0.35% du prix du gaz entre 2012 et 2035),

### **III.4 Hypothèses sectorielles structurantes**

#### - Production électrique

Dans le scénario de référence, il est fait l'hypothèse que la contribution des différentes sources d'électricité est modulée jusqu'en 2020 par la croissance de la part des énergies renouvelables conformément à l'objectif d'incorporation d'énergies renouvelables fixé dans le Plan National d'Actions EnR. Par la suite, la contribution de l'hydroélectricité est supposée constante en valeur (hors micro-hydraulique) et les parts relatives entre les autres moyens de productions sont conservées au cours des décennies suivantes. En particulier, la part du nucléaire ne baisse que faiblement par rapport à son niveau actuel.

Dans le scénario de la loi, le mix électrique continue à évoluer au delà de 2020 : la part du nucléaire est ramenée à 50% à l'horizon 2025, la part des énergies renouvelables atteint 40% de la production d'électricité à l'horizon 2030.

Les hypothèses de coût de production des différentes filières de production électrique ont été arrêtées sur la base des publications publiques existantes et en tenant compte de l'évolution du parc attendue (EPR marginaux dans le parc de production nucléaire à l'horizon 2030 et développement d'autres filières au cours des prochaines décennies,...).

#### - Chaleur renouvelable

On suppose dans le scénario de référence, que le fonds chaleur est prolongé jusqu'en 2020 à son niveau actuel. Dans le scénario de la loi, il est supposé qu'il est renforcé à hauteur de 500M€ par an, ce qui permettrait de développer la chaleur dans les proportions nécessaires à l'atteinte des objectifs fixés pour cette filière. Ce choix correspond à une évolution fidèle aux recommandations de la Cour des Comptes, qui soulignait, dans son rapport de 2012 sur "la

politique publique en faveur du développement des énergies éoliennes, solaire et biomasse" l'efficacité du fonds chaleur en comparaison avec d'autres dispositifs de soutien plus onéreux.

- Mobilité

Les hypothèses de consommation d'énergie liées aux trafics de marchandises et de personnes constituent des variables endogènes du modèle ThreeME, fonctions d'une part de la croissance relative des différents secteurs de l'économie auxquels sont associés des besoins de ce service et d'autre part, des coûts de service, fonction du prix de l'énergie notamment. Le recours aux solutions de transport les moins émettrices (transport collectif, covoiturage,...) est également représenté à travers la réaction des acteurs à un signal prix.

Le mix énergétique du transport routier est lui imposé de manière exogène (15% de biocarburants à l'horizon 2030 et développement des véhicules électriques) et les coûts de production et d'investissement associés sont pris en compte dans la modélisation.

- Bâtiments

Le scénario du projet de loi se distingue du scénario de référence par le nombre de rénovations lourdes qui sont réalisées pour respecter les différents objectifs de consommation énergétique et par la proportion d'énergies renouvelables utilisées pour couvrir les besoins en chauffage des bâtiments. Tant dans le scénario de référence que dans le scénario du projet de loi, il est supposé que les logements construits à partir de 2013 respectent les dernières normes thermiques (RT 2012), leur consommation liée au poste chauffage sont donc très faibles par rapport aux bâtiments anciens. Par ailleurs, une réglementation thermique imposant la construction de logements à énergie positive est également introduite dans le seul scénario de loi à partir de 2020.

Le nombre de construction et de destruction annuelles est également identique dans les deux scénarios, compte tenu de l'absence dans la loi de mesures impactant significativement les taux de construction et de destruction de logements. Le volume de construction annuel est déduit de la demande potentielle en logements elle-même fonction du déficit structurel à combler au cours des prochaines années et de l'évolution de la démographie.

## Titre II

### Article 4

---

#### **Diagnostic**

Certaines dispositions des documents d'urbanisme peuvent constituer un frein à la réalisation de travaux d'amélioration de la performance énergétique des parois des bâtiments. En effet, les exigences en termes d'aspect extérieur du bâtiment, d'emprise au sol ou encore d'implantation des constructions décrites dans les documents locaux d'urbanisme en vigueur dans certaines collectivités ainsi que dans le règlement national d'urbanisme peuvent empêcher dans certains cas la réalisation d'une isolation par l'extérieur d'un logement par son propriétaire.

#### **Objectif**

Afin de lever ces freins dans l'objectif d'atteindre les 500 000 rénovations lourdes par an d'ici 2017, il est proposé de prévoir des dérogations aux règles d'urbanisme dans le cas de travaux d'isolation par l'extérieur d'un bâtiment en saillie des façades.

#### **Mesure retenue**

L'article 4 complète les dispositions prévues à l'article L 111-6-2 du code de l'urbanisme afin que le permis de construire ou d'aménager ou la décision prise sur une déclaration préalable ne puisse s'opposer à la réalisation d'une isolation par l'extérieur. Grâce à cette disposition, l'obtention du permis de construire ou de la déclaration préalable pour la réalisation de ce type d'opérations est simplifiée et élargie.

Cette dérogation n'est néanmoins pas applicable dans certains secteurs présentant des enjeux architecturaux. Un décret en conseil d'Etat fixe les limites de ces dérogations. Notamment, un article réglementaire sera ajouté au code de l'urbanisme prévoyant de limiter pour la majorité des cas la saillie sur les façades à 20cm par rapport aux règles d'emprise et d'implantation des constructions autorisées.

#### **Impacts**

Cette mesure permettra d'augmenter le nombre de réalisation d'isolation thermique des façades par l'extérieur en supprimant les freins existants au développement de cette pratique liés aux préconisations des collectivités en termes de règles d'urbanisme.

#### **Pour les logements**

Tous les logements en France sont concernés par des règlements d'urbanisme (Plan Local d'Urbanisme, Plan d'Occupation des Sols, Carte Communale ou Règlement National d'Urbanisme).

On peut estimer que cette disposition amènera entre 10% et 20% de logements supplémentaires par an à entreprendre une isolation par l'extérieur et entre 10% et 20% par an à entreprendre une réfection de toiture avec isolation.

A partir des données de l'enquête OPEN réalisée par l'ADEME, on peut estimer que:

1. Pour les façades, entre 22 000 et 44 000 logements par an sont concernés par la mesure soit une économie d'énergie entre 150 et 300 MWh d'énergie primaire et un chiffre d'affaire supplémentaire des entreprises compris entre 400 et 800 M€ TTC (de prestations supplémentaires de rénovation de façades avec isolation par l'extérieur);
2. Pour les toitures, entre 25 000 et 50 000 logements par an sont concernés soit une économie d'énergie entre 60 et 120 MWh d'énergie primaire et un chiffre d'affaire supplémentaire des entreprises compris entre 150 et 300 M€ TTC (de prestation supplémentaires de réfection de toiture avec isolation).

Pour les bâtiments tertiaires, les données ne sont pas disponibles.

L'augmentation du nombre de travaux permettant d'améliorer la performance énergétique des logements permet de diminuer la consommation énergétique du parc de logements entraînant d'une part une diminution de la facture énergétique de l'occupant et d'autre part une diminution des gaz à effet de serre. Par ailleurs, cette mesure pourrait avoir un impact sur l'augmentation du chiffre d'affaires des entreprises du secteur du bâtiment permettant ainsi la création d'emplois non délocalisables.

## Article 5

---

### **Diagnostic**

Les bâtiments à haute performance énergétique, et en particulier à énergie positive, constituent un axe fort et prometteur en termes de transition énergétique. Il apparaît nécessaire de conforter ce développement.

### **Mesure retenue**

L'article promeut les bâtiments à énergie positive. Le I complète l'article L. 123-1-5 du code de l'urbanisme pour préciser que le plan local d'urbanisme peut imposer aux constructions, installations et aménagements de respecter des performances énergétiques et environnementales renforcées, définies par le PLU, en introduisant la faculté de prescrire l'obligation de couvrir une part minimale de leur propre consommation d'énergie par leurs propres moyens de production d'énergie renouvelable.

Le II fixe une exigence d'exemplarité énergétique à tous les nouveaux bâtiments sous maîtrise d'ouvrage publique.

Le III étend les bonus de constructibilité prévus à l'article L. 128-1 du code de l'urbanisme aux constructions à haute performance environnementale. Cette extension vise en particulier à permettre le développement de bâtiments à structure bois.

### **Impacts**

Le I permettra de renforcer les initiatives locales en termes de développement de bâtiments performants, par exemple dans le cas d'éco-quartiers. Il complète des dispositions qui donnaient déjà aux collectivités locales la capacité de prévoir le plan local d'urbanisme puisse imposer aux constructions, installations et aménagements de respecter des performances énergétiques et environnementales renforcées.

Le II a un objectif d'exemplarité de l'action publique, pour que les maîtres d'ouvrage publics, au-delà du respect des réglementations actuelles, réalisent des bâtiments exemplaires, à énergie positive en particulier.

Le III qui étend les bonus de constructibilité prévus à l'article L. 128-1 du code de l'urbanisme aux constructions à haute performance environnementale, vise en particulier à permettre le développement de bâtiments à structure bois. En ce sens il n'impose pas de norme juridiquement contraignante.

## Article 6

---

### **Diagnostic et mesure retenue**

La réglementation thermique des bâtiments existants actuelle ne fixe des exigences que lors de rénovations lourdes ou lorsque les maîtres d'ouvrage entreprennent des travaux de remplacement ou d'installation de matériaux d'isolation ou de systèmes énergétiques portant sur le chauffage, le refroidissement, la production d'eau chaude sanitaire, l'éclairage ou la ventilation.

La loi de programmation pour la transition énergétique prévoit d'ajouter de nouvelles obligations, lors de la réalisation de certains types de travaux. L'objet de la modification de l'article L. 111-10 du code de la construction et de l'habitation est de profiter d'un premier investissement des maîtres d'ouvrage dans des travaux d'entretien pour engager en même temps des travaux d'économies d'énergie. Les travaux d'entretien lourds sont réalisés en général avec des cycles d'intervention relativement longs. Associer l'amélioration énergétique du bâtiment à ces occasions crée une opportunité de faire gagner le bâtiment en confort et en valeur, permet des économies d'échelle et évite de multiplier les interventions. Les mesures concernent prioritairement les travaux sur l'enveloppe du bâtiment, qui font l'objet de travaux importants. Néanmoins l'obligation d'étude énergétique préalable permet aux maîtres d'ouvrages d'identifier tous les gisements d'économies d'énergies dans le bâtiment (équipements et construction).

Des critères techniques, architecturaux et économiques sont à prendre en compte pour juger de la faisabilité d'une rénovation énergétique. Il est donc choisi d'imposer la réalisation de travaux de performance énergétique sous conditions de faisabilité technique et économique, qui pourront être démontrés lors d'une étude préalable. Les précisions concernant ces critères devront faire l'objet d'un décret en Conseil d'Etat.

Les investissements concernés sont les suivants :

- Cas n°1 : obligation de réaliser une isolation de la paroi lors d'un ravalement de façade;
- Cas n°2 : obligation de réaliser une isolation de la toiture ou des combles lors de la réfection de celle-ci ;
- Cas n°3 : obligation de réaliser des travaux d'amélioration d'isolation lors de l'aménagement de nouvelles pièces, initialement non destinées à l'habitation.

### **Impacts**

#### A Objectifs de l'étude d'impact

L'étude d'impact a été réalisée sur des typologies de logements et de bâtiments tertiaires représentatives du parc français pour les 3 cas décrits ci-dessus. Celle-ci a été menée :

- Au niveau micro-économique (sur plusieurs typologies d'opérations) afin d'évaluer le surinvestissement induit par l'obligation, les économies générées par les travaux de performance énergétique et le temps de retour sur investissement.
- Au niveau macro-économique afin d'évaluer le nombre de ravalements et d'isolations de toiture potentiellement concernés par la mesure.

## B Hypothèses

Les typologies étudiées ont été distinguées selon le caractère individuel ou collectif pour les logements, l'usage pour les bâtiments tertiaires (bureaux, bâtiments d'enseignement, commerces), l'énergie principale de chauffage et la période de construction. La période 1949-1975 est particulièrement représentée car les bâtiments construits à cette époque sont, a priori, les moins isolés du parc. Ils constituent donc le cœur de cible de la mesure.

Les économies d'énergie ont été calculées grâce à des simulations thermiques pour chaque typologie. Trois niveaux de performance ont été simulés : les travaux seuls sans isolation, les travaux avec le niveau d'isolation minimum prévu dans la réglementation thermique pour les bâtiments existants (RT Ex) et les travaux avec le niveau d'isolation ouvrant droit au CIDD. Les simulations ont été réalisées pour deux zones climatiques, l'une parmi les plus froides (H1c) et l'autre, la plus chaude de France métropolitaine (H3).

Enfin, un calcul en coût global a été mené pour évaluer les temps de retour sur investissement des différents types de travaux. Pour cela, des hypothèses économiques ont été prises :

- évolution du prix des énergies issue de l'étude de la base de données Eurostat
- taux d'actualisation pris à 4%

Il est important de noter que trois taux de TVA peuvent être appliqués selon la nature des travaux : un taux de 5,5% pour les travaux de niveau CIDD, un taux de 10% pour les travaux de niveau RT élément par élément et un taux de 20% pour le cas de l'aménagement de nouvelles surfaces habitables (même si l'isolation est du niveau CIDD).

## C Résultats de l'analyse microéconomique pour les logements et les bâtiments tertiaires

### Cas n°1 : isolation thermique par l'extérieur lors d'un ravalement de façade

L'intérêt économique de cette mesure reste variable selon la typologie de logements étudiés, la nature de l'énergie principale de chauffage (plus rentable en électricité qu'en gaz) et la zone climatique. En effet, les travaux d'isolation de la façade pour les bâtiments implantés dans le pourtour méditerranéen apparaissent dans une grande majorité des cas comme non rentables (temps de retour pouvant être supérieurs à 30 ans).

On constate des temps de retour particulièrement faibles dans le cas de ravalement de très grands immeubles (7 ans) car les économies d'énergie générées sont substantielles et le surcoût lié à l'isolation est relativement faible par rapport aux coûts fixes (de 30 à 40% de surcoût).

Dans le cas des typologies tertiaires étudiées, l'isolation par l'extérieur lors d'un ravalement de façade est également variable selon la typologie des bâtiments étudiés. Ces travaux peuvent se révéler intéressants sur le plan économique dans certains cas avec des temps de retour compris entre 4 et 15 ans. Le cas le plus rentable est l'isolation du commerce qui est un bâtiment de petite surface (633m<sup>2</sup>) avec des matériaux constructifs peu isolants (type bardage métallique).

### Cas n°2 : isolation thermique de la toiture lors de la réfection

Dans ce cas, les travaux d'isolation thermique par l'extérieur de la toiture ont été comparés aux travaux de réfection de la toiture seuls et aux travaux de réfection de la toiture avec une isolation par l'intérieur des combles perdus.

On constate alors que dans la totalité des cas étudiés la solution consistant à isoler les combles par l'intérieur est plus intéressante que l'isolation par l'extérieur de la toiture (pouvant atteindre +100% de surcoût). En effet, l'isolation par l'intérieur génère des temps de retour sur investissement pouvant être de l'ordre d'un an alors que les travaux d'isolation par l'extérieur seraient rentabilisés entre 6 et 30 ans. Une isolation par l'extérieur lors d'une réfection de toiture n'est à envisager que dans des cas particuliers.

**L'isolation par l'extérieur des toitures terrasses des bâtiments tertiaires étudiés se révèle relativement rentable avec des temps de retour compris entre 7 et 13 ans.** Dans ce cas-là, la rénovation du commerce présente les temps de retour les plus faibles

### Cas n°3 : isolation thermique d'une pièce nouvellement aménagée

L'isolation d'une pièce aménagée pour l'habitation telle que des combles ou un garage apparaît d'une part importante pour le confort de l'occupant et d'autre part intéressante sur le plan économique. En effet, **les surcoûts liés à la pose d'isolant sont faibles au regard des travaux nécessaires à l'aménagement des combles en particulier (surcoût de 17 à 30% de l'investissement initial) et les économies d'énergies générées sont significatives.**

Les temps de retour sur investissement sont estimés entre 4 et 10 ans selon les cas.

L'aménagement d'une pièce destinée au stockage en une pièce destinée à la vente dans le cas du commerce a été envisagé. Pour ce cas, l'obligation d'isolation d'une pièce nouvellement aménagée n'apparaît pas économiquement probante avec des temps de retour de l'ordre de minimum 18 ans.

## D Résultats de l'analyse macroéconomique pour les logements

La généralisation à l'échelle macroéconomique n'a été réalisée que dans les cas de logements. Pour estimer le nombre de logements concernés par la mesure, le chiffrage s'est appuyé sur les données disponibles dans l'observatoire OPEN.

Par ailleurs, l'étude microéconomique a montré que l'obligation d'isolation est économiquement intéressante dans les cas des bâtiments non isolés. Ainsi, seuls les bâtiments construits entre 1948 et 1988 (avant la réglementation thermique de 1988) ont été considérés pour le calcul macroéconomique.

Enfin, parmi les bâtiments potentiellement concernés par la mesure, il a été pris comme hypothèse qu'une part de 10% ne se soumettrait pas à l'obligation d'isolation dans le cadre :

- d'une impossibilité technique (matériaux non adaptés pour l'isolation par l'extérieur ou accès difficile),
- du faible niveau de revenu des propriétaires qui n'auraient alors pas les moyens de réaliser les simples travaux d'entretien ou de réfection de la toiture ou de la façade au niveau de performance exigé et d'un report de l'intervention;

- de la réalisation de travaux non déclarés (travail non déclaré ou auto réhabilitation)
- de logements qui auraient été préalablement isolés

E Impact de l'obligation d'isolation par l'extérieur lors d'un ravalement de façade

Le cœur de cible de la mesure serait constitué des logements construits entre 1948 et 1988, ceux dont les déperditions énergétiques sont les plus élevées, ce qui représenterait **environ 15,5 millions de logements** (soit un peu moins de la moitié du parc de logements privés et sociaux).

En prenant une hypothèse de cycles de ravalement de façades déduits de l'observatoire OPEN, on estime que la mesure pourrait concerner environ 171 000 logements par an. Parmi ce potentiel de logements concernés, on peut considérer qu'environ 10% des propriétaires ne réaliseront pas les travaux d'isolation obligatoires, ce qui nous ramènerait à 159 000 logements concernés par an.

Des hypothèses et des approximations fortes ont dû être prises pour évaluer les temps de retour moyens des opérations d'isolation par l'extérieur sur l'ensemble du parc de logements à partir des quelques typologies de logements étudiés. Ces hypothèses ont permis de distinguer les opérations selon que le temps de retour moyen soit inférieur ou supérieur à 10 ans. Il est considéré par défaut que 60% des travaux énergétiques sont réalisés avec un niveau de performance CIDD et que les 40% restant sont à un niveau RT élément par élément. On obtient au final les résultats suivants :

		Temps de retour ≤ 10 ans		Temps de retour > 10 ans	
		Niveau RT été	Niveau CIDD	Niveau RT été	Niveau CIDD
Taux de chute =	10,00%				
<b>Nombre de ravalements supplémentaires avec isolation (par an)</b>		24 000	30 000	37 000	62 000
		<b>54 000</b>		<b>99 000</b>	
		<b>153 000</b>			

Dans 37% des cas le retour sur investissement est inférieur à dix ans.

Enfin, l'impact sur les économies d'énergie et sur l'économie générale a été estimé. Il faut noter qu'une hypothèse forte a été prise sur le traitement de la façade, car il est considéré que l'ensemble du bâtiment est traité. Si l'on se réfère au coût moyen d'un ravalement par logement donné par OPEN, il est très possible que les interventions ne soient que partielles.

Nombre de ravalements sans isolation en MI - toute année de construction - OPEN 2013	Nombre estimé de ravalements sans isolation en MI entre 48 et 88	Nombre estimé de ravalements sans isolation en MI et collectifs entre 48 et 88 (en logements)	Taux de chute	Nombre estimé de ravalements avec isolation supplémentaires (en logements)	Economie d'énergie en MWh EP	Chiffre d'affaire supplémentaire (millions d'€ TTC)
148 000	89 000	171 000	10%	153 000	1 004	861
148 000	89 000	171 000	50%	85 000	558	478

Entre 500M et 1Md d'euros de travaux supplémentaires pourraient être générés par la mesure.

### F Impact de l'obligation d'isolation des toitures

Le cœur de cible de la mesure est constitué par tous les logements construits avant 1988 dont la toiture ou les combles n'auraient pas été isolés.

En prenant les mêmes hypothèses sur le cycle de réfection des toitures, on obtient un potentiel de 152 000 logements concernés par la mesure par an.

Avec des hypothèses et approximations prises pour généraliser les cas particuliers des quelques typologies étudiées, les résultats obtenus sont les suivants en considérant un « taux de chute » de 10% :

		Temps de retour ≤ 10 ans		Temps de retour > 10 ans	
		Niveau RT élt	Niveau CIDD	Niveau RT élt	Niveau CIDD
Taux de chute =	10,00%				
<b>Nombre de réfections de toiture supplémentaires avec isolation (par an)</b>		55 000	82 000	0	0
		<b>137 000</b>		<b>0</b>	
		<b>137 000</b>			

Ces opérations ont un retour rapide sur investissement. Ils génèrent entre 50 et 100M de travaux supplémentaires investis dans l'économie du pays.

Nombre de réfections de toitures sans isolation en MI - toute année de construction - OPEN 2013	Nombre estimé de réfections de toiture sans isolation en MI avant 88	Nombre estimé de réfections de toiture sans isolation en MI et collectifs avant 88 (en logements)	Taux de chute	Nombre estimé de réfections de toiture avec isolation supplémentaires (en logements)	Economie d'énergie en MWh EP	Chiffre d'affaire supplémentaire (millions d'€ TTC)
98 000	88 000	152 000	10%	137 000	318	97
98 000	88 000	152 000	50%	76 000	177	54

### G Evaluation des impacts potentiellement négatifs, en particulier sur les façades

Par ailleurs, l'obligation de travaux énergétique sur les façades peut induire des impacts négatifs sur la qualité du parc de logements ainsi que sur la situation des ménages.

Les interventions par isolation thermique par l'extérieur sont à considérer avec prudence et en faisant appel à des professionnels qualifiés et expérimentés. Des retours d'expérience datant pour les plus anciens du premier choc pétrolier, font état de pathologies diverses pouvant atteindre la structure du bâtiment ou les complexes isolants eux-mêmes.

Concernant les systèmes d'isolation par l'extérieur, l'agence qualité de la construction au travers d'une de ses fiches "pathologies" a fait un état des lieux des principales situations que l'on pourra rencontrer<sup>1</sup>:

- Condensation et développement de moisissures ;
- Décollement soudain de l'isolant du mur ;
- Arrachage du Revêtement Plastique Epais d'origine ;
- Apparition de fissures nouvelles coupant le film réalisé dans le cadre de l'entretien ou des réparations.

Il faut préciser également que les travaux de ravalement sans isolation thermique sont des interventions délicates. Un mauvais choix de matériau ou une mauvaise conception des dispositifs d'étanchéité peut être à l'origine de fissurations graves ou de désordres esthétiques. Les façades parisiennes en plâtre ont par exemple souffert dans de nombreux cas de rénovations malheureuses.

Sur les désordres créés dans des parois anciennes, les travaux du CEREMA associé à divers partenaires pourront être consultés avec intérêt : <http://www.territoires.gouv.fr/l-amelioration-thermique-du-bati-ancien>

<sup>1</sup> Fiche pathologie sur les complexes d'isolations par l'extérieur sur <http://www.qualiteconstruction.com>

L'étude HYGROBA a notamment montré que l'isolation par l'extérieur permettait de réduire les risques liés à des excès d'humidité dans les parois si on la compare aux techniques d'isolation par l'intérieur.

En revanche, certains risques persistent notamment lorsque des revêtements étanches sont utilisés de part et d'autre de la paroi et maintiennent une humidité présente dans la structure par remontée capillaire, fuite d'air humide ou infiltration accidentelle. Seul des professionnels avisés pourront prescrire et mettre en œuvre des solutions durables et saines sur des matériaux traditionnels, présents sur quasiment l'intégralité du parc construit avant 1948. Les exemples aujourd'hui recensés sont au stade d'expérimentation et ne permettent pas d'envisager à court terme une généralisation de l'isolation sur ces bâtiments.

Exemple: extrait du cahier Hygroba sur la rénovation des parois en terre crue

Murs en terre crue		Quantité d'eau	Capacité de séchage	Condensation	Inertie thermique	Résistance thermique
Base		Green	Green	Green	● ● ●	Red
Isolation par l'extérieur		Green	Red	Green	● ● ●	Green
		Green	Green	Green	● ● ●	Green
		Green	Green	Green	● ● ●	Green
		Green	Green	Green	● ● ●	Green
		Green	Green	Green	● ● ●	Green
Isolation par l'intérieur		Yellow	Red	Green	○ ○ ○	Green
		Yellow	Red	Yellow	○ ○ ○	Green
		Green	Yellow	Green	○ ○ ○	Green
		Green	Yellow	Green	○ ○ ○	Green

Enfin, d'un point de vue social, il est possible qu'un certain nombre de ménages (difficilement quantifiable) abandonne leur projet de travaux d'entretien de leur logement à cause du surcoût induit par l'obligation d'isolation.

### H Conclusion

#### Volet micro-économique

Les trois cas distingués pour la mise en place de l'obligation ne semblent pas tous aussi intéressants d'un point de vue microéconomique.

Le sur investissement par logement est très variable. Pour les exemples étudiés, les investissements peuvent être variables d'une intervention à l'autre voire d'une technique à l'autre pour les toitures. On constate les ordres de grandeurs suivants dans l'étude menée sur quelques cas :

- Façades: de 30 à 60 % (soit entre 2 500 € et 10 000€ par logement)

- Toitures: de 5 % (isolation en combles perdus) à 100 % (isolation par l'extérieur) (soit entre 300 € et 6 000 € par logement)
- Aménagements : de 15 % à 75 %

La rentabilité des travaux d'amélioration de la performance énergétique varie fortement selon le type de bâtiments étudiés, l'énergie principale de chauffage (le cas de l'électricité étant plus intéressant) et sa localisation géographique, notamment les opérations dans les zones le plus chaudes du territoire s'avèrent moins rentables. Par ailleurs, les travaux sur les bâtiments déjà isolés, même faiblement (construits entre 1975 et 1990), ne permettent pas de réaliser des économies d'énergie substantielles car on constate que ce sont les premiers centimètres d'isolants qui génèrent une différence de consommation notable. Ainsi, la mesure sera particulièrement intéressante pour les bâtiments non isolés très déperditifs, tels que ceux construits entre 1948 et 1975, voire jusqu'en 1988. On constate également que le niveau d'isolation imposé n'engendre pas de différence significative sur la diminution de consommation d'énergie du bâtiment (les résultats pour le niveau CIDD ou RT élément par élément sont relativement semblables).

Dans le cas d'une réfection de toiture, l'isolation par l'intérieur ou par l'extérieur donne des temps de retour inférieurs à 10 ans. Une situation a été identifiée comme potentiellement non rentable lorsqu'il est choisi d'isoler la toiture par l'extérieur alors que les combles ne sont pas aménagés, cette configuration se prêtant mieux à une isolation en combles perdus. On peut donc conclure qu'une obligation d'isolation lors d'une réfection de toiture permettra de diminuer la consommation énergétique des bâtiments tout en étant une opération relativement rentable pour l'investisseur, à condition de laisser la technique d'isolation au choix du maître d'ouvrage et de ne pas imposer l'isolation par l'extérieur.

Dans le cas d'un ravalement de façade, la rentabilité de l'obligation d'isolation par l'extérieur est très variable selon les cas. Par ailleurs, les interventions par isolation thermique par l'extérieur sont à considérer avec prudence et en faisant appel à des professionnels qualifiés et expérimentés. Des retours d'expérience datant pour les plus anciens du premier choc pétrolier, font état de pathologies diverses pouvant atteindre la structure du bâtiment ou les complexes isolants eux-mêmes. Dans ce cas, il apparaît qu'une obligation d'étude de faisabilité démontrant la possibilité technique et l'opportunité économique de l'isolation est indispensable pour évaluer le bénéfice l'isolation.

Enfin, l'isolation d'une pièce nouvellement aménagée apparaît pertinente dans le cas d'un bâtiment résidentiel. Pour un bâtiment tertiaire, ce genre d'opération apparaît moins intéressante sur le plan économique au regard du cas étudié et également moins fréquente que dans le parc résidentiel.

#### Volet macroéconomique

L'impact macro-économique a été estimé à l'aide d'hypothèses fortes afin de généraliser les résultats calculés sur quelques exemples de bâtiments d'habitation collectifs et individuels. L'impact de la mesure sur le secteur tertiaire n'a pas été quantifié. **Il ressort que la mesure devrait permettre d'économiser jusqu'à 1300 MWhEP par an sur la consommation du secteur résidentiel.**

Le chiffre d'affaire supplémentaire des entreprises pourrait s'élever théoriquement jusqu'à 950 millions d'€ à comparer aux 42 milliards d'euro de chiffres d'affaire pour le marché de l'entretien rénovation dans le secteur du logement en 2012 (+2 à 3%)

## Article 7

---

Remarque préliminaire : cette étude d'impact sera complétée à l'issue de la conférence bancaire et financière du 23 juin 2014 sur les aspects liés au tiers financement.

### Diagnostic

Le secteur du bâtiment représente 44 % de la consommation d'énergie finale de la France en 2012 et constitue donc un enjeu majeur non seulement des politiques d'efficacité énergétique, mais aussi pour l'atteinte des objectifs en matière d'émissions de gaz à effet de serre.

Des engagements ont été pris :

- au niveau mondial à l'horizon 2050, dans le cadre du protocole de Kyoto : diminution par 4 des émissions de gaz à effet de serre ;
- au niveau européen à l'horizon 2020, par le biais des 3 fois 20 du paquet « énergie climat » : 20 % de réduction des émissions de gaz à effet de serre, 20 % d'économie d'énergie et 20 % de renouvelables dans la consommation totale d'énergie.

Par ailleurs, même si la facture énergétique des ménages représente aujourd'hui en moyenne 9 % de leur budget, dont près de 5 % pour leur résidence, les situations individuelles sont parfois critiques, et l'augmentation prévisible du coût de l'énergie ne fera qu'augmenter le nombre de ménages en difficulté pour se chauffer. Ainsi, il est nécessaire d'améliorer le niveau et la qualité de vie de millions de ménages par une réduction du montant de leur facture d'énergie, en particulier pour plus de trois millions de foyers en situation de précarité énergétique.

Enfin, l'enjeu est également économique, puisque la filière de la rénovation énergétique est un secteur intensif en emplois non délocalisables.

La loi de programmation de 2009 du Grenelle de l'environnement a fixé comme objectifs la rénovation complète de 400 000 logements chaque année à compter de 2013. En 2012, seuls quelque 120 000 logements privés et 25 000 logements sociaux ont été rénovés.

### Objectif

L'objectif fixé est une réduction de 38 % de la consommation d'énergie d'ici 2020.

L'atteinte de cet objectif repose sur deux piliers principaux :

- **d'une part, la réglementation thermique 2012** devrait générer des économies d'énergie de l'ordre de 1,15 Mtep en 2020, par l'amélioration de la performance énergétique des bâtiments neufs ;
- **d'autre part, le plan de rénovation énergétique de l'habitat (PREH)** accélérera la rénovation du parc de logements au rythme de 500 000 logements par an d'ici 2017, en s'appuyant notamment sur le réseau des Points Rénovation Information Services (PRIS) et une meilleure articulation des dispositifs existants : crédit d'impôt développement durable (CIDD), éco-prêt à taux zéro (Eco-PTZ) et éco-prêt logement social (Eco-PLS). Ces dispositifs devraient générer des économies de 2,1 Mtep en 2020.

### **Mesure retenue**

Afin d'accélérer la mobilisation de financements au bénéfice de la rénovation énergétique et maintenir et le maintien un rythme correspondant aux objectifs gouvernementaux sur une durée de plusieurs années, il est indispensable de s'appuyer sur les réseaux bancaires, qui disposent de réseaux de distribution de crédits présents sur la totalité du territoire et sont déjà identifiés par les ménages.

La mobilisation d'un encours important de crédit suppose un dispositif de refinancement qui permette aux banques de générer facilement, dans la durée, un encours de crédit qui pourrait atteindre un volume de 15 à 30 milliards d'euros.

La mesure retenue consiste donc à prévoir un fonds de garantie, qui permet un refinancement attractif pour les banques, dans des conditions proches des prêts immobiliers, par exemple grâce à la mobilisation d'outils de refinancement tels que les obligations sécurisées, ou, à défaut, d'outils de titrisation.

Cela permet ainsi de faire émerger une nouvelle catégorie de prêts réglementés mais non bonifiés aux particuliers aux côtés des prêts à la consommation et des prêts immobiliers.

Les mensualités de remboursement de tels prêts devraient se rapprocher des économies d'énergies attendues. Il s'agit donc de prêts longs, environ 15 ans, d'un montant moyen de 10 k€ à 20 k€.

### **Impacts**

Sur la base d'une garantie à hauteur de 50 %, le dispositif pourrait permettre, pour une dotation du fonds de 100 M€, de mobiliser de l'ordre de 300 000 prêts, pour un encours total d'environ 4 milliards d'euros.

Outre les bénéfices environnementaux liés aux économies d'énergies et à la réduction des émissions de gaz à effet de serre, un tel dispositif présente par ailleurs des bénéfices sociaux importants grâce à la réduction de la précarité énergétique, ainsi que des bénéfices économiques élevés : on évalue que la rénovation annuelle de 500 000 logements permet la création ou le maintien de 75 000 emplois directs et indirects. Le dispositif permet par ailleurs de structurer la filière de la rénovation énergétique.

## Article 8

---

### Diagnostic

Le manquement à l'obligation de mise en œuvre de compteurs communicants et le manquement au respect des spécificités techniques définies par voie réglementaire (décret n° 2010-1022) ne peuvent pas faire l'objet de sanctions en l'absence d'une disposition législative, or de telles sanctions sont requises par l'article 13 de la directive 2012/27/UE.

### Objectif

L'objectif de cette disposition est de sanctionner le manquement à l'obligation des gestionnaires de réseaux de distribution d'installer des compteurs communicants et la non conformité des compteurs avec les exigences définies dans le décret n° 2010-1022 du 31 août 2010, conformément à l'article 13 de la directive 2012/27/UE.

### Mesure retenue

Il s'agit d'une mesure visant à transposer l'article 13 de la directive 2012/27/UE. Dans cette perspective, il est prévu de compléter les dispositions prévues au chapitre 3 du titre V du livre IV du code de l'énergie afin que le manquement à l'obligation mentionnée à l'article L453-7 soit sanctionné conformément aux dispositions des articles L142-30 et suivants du code de l'énergie.

### Impacts environnementaux

Cette mesure veille au respect de l'obligation de déploiement des compteurs communicants par les gestionnaires de réseau de distribution. Ces compteurs ont vocation à constituer la première brique du déploiement des réseaux intelligents, qui seront indispensables pour atteindre les objectifs de la France en matière d'efficacité énergétique et d'intégration des énergies renouvelables.

### Impacts budgétaire et financier

Les sanctions mentionnées à l'article L142-30 du code de l'énergie, qui peuvent être appliquées aux gestionnaires de réseaux pour manquement à l'obligation de mise en œuvre de compteurs communicants et/ou au respect des spécificités techniques définies par voie réglementaire (décret n° 2010-1022), sont proportionnées et dissuasives.

### Impacts sur l'organisation des services de l'État

Les manquements aux exigences de l'article 9 de la directive 2012/27/UE susceptibles de faire l'objet de sanctions, sont constatés par les fonctionnaires et agents mentionnés aux articles L.142-22 à L.142-29.

## Article 9

---

### Diagnostic

Le dispositif des certificats d'économie d'énergie (CEE), créé par les articles 14 à 17 de la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique, est un instrument important de la politique de maîtrise de la demande énergétique. Ce dispositif repose sur une obligation de réalisation d'économies d'énergie imposée par les pouvoirs publics aux vendeurs d'énergie appelés les « obligés » (électricité, gaz, chaleur, froid, fioul domestique et carburants pour automobiles). Ceux-ci sont ainsi incités à promouvoir activement l'efficacité énergétique auprès de leurs clients : ménages, collectivités territoriales ou professionnels. La troisième période du dispositif qui commencera au 1<sup>er</sup> janvier 2015 aura une obligation de 220 TWhc/an.

Suite à la concertation menée auprès de l'ensemble des parties prenantes depuis mi 2012 et au rapport de la Cour des Comptes mis en ligne le 16 octobre 2013, le présent article réforme le dispositif des CEE en vue de la troisième période afin de le rendre plus efficace, plus simple et mieux ciblé.

Le présent article contribue par ailleurs à la transposition de l'article 7 de la directive 2012/27/UE du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique, qui prévoit un objectif contraignant d'économies d'énergie correspondant à 1,5 % de l'ensemble des ventes annuelles d'énergies, hors transports, aux consommateurs finals.

### Objectifs

Afin de rendre le dispositif plus efficace, plus simple et mieux ciblé, le Gouvernement a décidé :

- de simplifier le dispositif, en remontant l'obligation de la filière fioul au niveau de la mise à la consommation et en mettant en place un processus déclaratif de demande des certificats d'économies d'énergie, couplé à un contrôle a posteriori ;
- d'accroître la transparence du dispositif, en particulier grâce à la création d'un comité de pilotage chargé d'assurer un dialogue permanent avec les parties prenantes ;
- de favoriser les actions complémentaires nécessaires à la montée en puissance des actions de rénovation énergétique, en nombre et en qualité. Des programmes spécifiques seront dédiés au financement de passeports de la rénovation énergétique, à l'alimentation du fonds de garantie et à la mobilité durable.

### Options possibles et mesure retenue

En fin de deuxième période, trois options étaient envisageables :

- maintenir le dispositif à l'identique pour la troisième période,
- remplacer le dispositif par d'autres mesures, ou
- améliorer le dispositif.

Le Premier Ministre a demandé à la Cour des comptes de mener une évaluation du dispositif pour en déterminer son efficacité et son efficience, en application de l'article L132-5-1 du

code des juridictions financières. La Cour des Comptes a conclu que « *les certificats d'économies d'énergie ont eu un impact pour faciliter les investissements permettant de réduire la consommation d'énergie, à la fois par un soutien financier, la fourniture d'informations et de conseils aux investisseurs et la structuration des professionnels* ». Cet impact « *s'est progressivement accru au fur et à mesure que les obligations supportées par les vendeurs d'énergie ont été renforcées* ». Elle a proposé un certain nombre de mesures de simplification dont la plupart ont été reprises pour la troisième période.

Les modifications législatives nécessaires sont les suivantes :

- transférer l'obligation de la filière fioul domestique, portée aujourd'hui par les vendeurs de fioul (environ 2 000 entreprises), vers les personnes morales qui le mettent à la consommation (environ 50 « grossistes »), à l'instar de ce qui est pratiqué pour les carburants automobiles.

La réduction du nombre d'obligés pour le fioul permet d'optimiser le dispositif des CEE pour cette filière, caractérisée par un grand nombre de petites entreprises peinant à faire face seules à leur obligation. Elle permet également de réduire le nombre d'interlocuteurs du pôle national des certificats d'économies d'énergie, et donc d'améliorer l'efficacité administrative du dispositif ;

- permettre la délégation partielle des obligations d'économies d'énergie à un tiers.

La délégation partielle permet aux sociétés de service qui s'étaient adossées sur certains des fioulistes de continuer leur activité au sein du dispositif ;

- étendre la possibilité d'obtenir des CEE aux sociétés publiques locales qui proposent un service de tiers-financement.

Depuis le 18 juillet 2013, les sociétés d'économie mixte dont l'objet est l'efficacité énergétique et proposant le tiers-financement sont éligibles au dispositif. Or les sociétés publiques locales seraient également légitimes pour être éligibles ;

- étendre la possibilité de valoriser sous forme de CEE la contribution à des programmes de mobilité durable ou l'abondement au fonds de garantie pour la rénovation énergétique ;
- clarifier la liste des personnes qui peuvent intervenir sur le registre national des CEE ;
- adapter le régime de sanctions, notamment dans la perspective de la mise en place du régime déclaratif. Ce nouveau régime nécessite notamment la possibilité d'annuler les montants de CEE obtenus indûment, de suspendre ou de rejeter les demandes des acteurs déficients, et d'interdire le dépôt de nouvelles demandes pour les acteurs ne respectant pas de manière répétée les exigences du dispositif, en plus des sanctions pécuniaires déjà prévues. Les acteurs conserveraient dans tous les cas la possibilité d'obtenir des CEE auprès de l'administration via la participation à des programmes ou d'en acquérir sur le marché.

## Étude des impacts

### A Impacts environnementaux

L'objectif de la première période (54 TWh du 1<sup>er</sup> juillet 2006 au 30 juin 2009) a été largement dépassé : au 1<sup>er</sup> juillet 2009, des économies d'énergie avaient été certifiées pour un volume de 65 TWh. Les opérations correspondantes ont relevé principalement du secteur des bâtiments résidentiels (87 %) et tertiaire (4 %) et du secteur industriel (7 %). Cette première période a permis de générer près de 3,9 milliards d'euros d'investissements dans des travaux d'économies d'énergie et de réduire la facture d'énergie pour les consommateurs de 4,3 milliards d'euros sur la durée de vie des équipements et des travaux.

L'ADEME a mené une étude sur la base des données de délivrance de CEE qui a montré que dispositif des CEE entre le 1<sup>er</sup> juillet 2006 et le 31 décembre 2010 a représenté :

- 173,7 TWh cumac délivrés, soit 12,3 TWh d'énergie finale économisée, soit 1,5 % de la consommation annuelle du secteur résidentiel-tertiaire ;
- 3,1 MtCO<sub>2</sub> évitées, soit 3,2 % des émissions annuelles du secteur résidentiel-tertiaire ;
- 1,3 TWh de production de chaleur renouvelable ;
- 850 000 chaudières ;
- 362 000 installations ENR : 167 000 PAC, 143 000 systèmes individuels biomasse et 52 000 chauffe-eau solaires ;
- 570 000 travaux d'isolation : 450 000 ouvrants et 120 000 surfaces opaques.

L'étude menée par l'ADEME en 2013 sur un sondage sur un échantillon des opérations délivrés a montré que :

- Les CEE catalysent la décision de travaux et incitent à faire des travaux plus performants : pour 75 % des ménages ayant bénéficié du dispositif, les CEE ont eu un rôle incitatif. Par ailleurs, entre 35 et 75 % des ménages considèrent que l'information et les conseils qu'ils ont reçus dans le cadre du dispositif CEE leur ont permis de choisir des travaux plus performants que ceux qu'ils avaient prévus initialement ;
- le dispositif est additionnel aux aides publiques : plus de la moitié des ménages ayant bénéficié des CEE comme seule aide ;
- Le dispositif permet effectivement de faire des économies d'énergie : 95 % des ménages pensent ou ont observé avoir réduit leur consommation énergétique à la suite de travaux.

### B Impacts économiques

En fin de première période, l'ADEME et le CIRED ont évalué que le dispositif avait généré 3,9 milliards d'euros d'investissements dans des travaux d'économies d'énergie. Une étude similaire n'a pas encore été menée suite à la deuxième période.

Au regard de la multiplication par 12 entre la première et la troisième période, la troisième période générera probablement plus de 45 milliards d'euros d'investissements dans des travaux d'économies d'énergie, contribuant ainsi significativement à la transition énergétique.

Ce résultat sera conditionné aux opérations que les obligés déclencheront en troisième période, sur lesquelles ils ont une liberté de moyens mais une obligation d'économies d'énergie.

### C Impacts budgétaire et financier

Pour les administrations publiques, le coût du dispositif est relativement limité, car les pouvoirs publics ont uniquement la charge du pilotage « stratégique » du dispositif, de l'élaboration des textes nécessaires, et du contrôle des demandes de certificats.

Le coût du dispositif est donc celui des 16 équivalents temps plein à la DIRECTION GÉNÉRALE DE L'ÉNERGIE ET DU CLIMAT en charge du dispositif, auquel s'ajoutent 3 ETP à l'ADEME et un budget de l'ordre de 300 000 €.

La simplification du dispositif en troisième période permettra de conserver un coût identique malgré l'augmentation de l'obligation.

Le coût du dispositif pour les obligés a été estimé par la Cour des Comptes à un prix « *probablement un peu supérieur* » à 0,4c€/kWh cumac en deuxième période. Les 345 TWh cumac de la deuxième période auront donc coûté « *environ 1,4 Md€ aux obligés, sur 4,5 ans, soit environ 300 M€ par an* ».

En troisième période, la DIRECTION GÉNÉRALE DE L'ÉNERGIE ET DU CLIMAT estime qu'au regard de l'importance du gisement disponible, le coût du certificat d'économies d'énergie devrait être sensiblement identique à celui constaté pour les première et deuxième périodes. Le coût du dispositif représentera ainsi 880 M€ par an. Ce coût sera traduit par une augmentation des prix de l'énergie de moins de 0,3 % sur les trois ans, variant entre 0,1 et 0,4 % selon les énergies.

Pour les bénéficiaires du dispositif, l'augmentation de l'objectif de la troisième période permettra une économie de 1,8 milliards d'euros par an sur les factures énergétiques des Français. Ce sont ainsi près de 34 milliards d'euros d'économies sur la durée de vie des équipements installés.

### D Impacts sociaux

Conformément aux articles L221-1 et L221-7 du code de l'énergie, « *Une part [des] économies d'énergie doit être réalisée au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique.* » et « *La contribution à des programmes de réduction de la consommation énergétique des ménages les plus défavorisés peut donner lieu à la délivrance de certificats d'économies d'énergie.* »

Pour rendre les programmes de lutte contre la précarité énergétique attractifs pour les obligés, le volume de certificats d'économies d'énergie attribué pour chaque opération soutenue par ces programmes est bonifié : les obligés perçoivent la bonification au moment du versement des fonds au programme, puis le volume de certificats de droit commun à la suite de la réalisation des travaux.

Plusieurs programmes de lutte contre la précarité énergétique ont pu être engagés et contribuent ainsi au financement d'actions selon d'autres modalités d'intervention, en faveur d'autres types de publics :

- Le programme « Habiter mieux », géré par l'Anah. Doté de 1,35 Md€ sur la période 2010-2017 dont 250 M€ des fournisseurs d'énergie dans le cadre du dispositif des certificats d'économies d'énergie, il permettra d'ici 2017 de rénover 300 000 logements en améliorant leur performance énergétique d'au moins 25 %. Au 30 novembre 2013, 39 638 ménages se sont engagés dans un projet de rénovation thermique de leur logement grâce à « Habiter Mieux ». Le gain énergétique moyen conventionnel obtenu à l'issue des travaux est de 38 % pour un montant moyen des travaux de 17 000 €.
- Le programme « Toits d'abord » : porté par la Fondation Abbé Pierre, ce programme vise à la production d'une offre locative à loyers « très sociaux » destinée aux ménages les plus défavorisés, par la construction et la rénovation de 600 à 700 logements par an.
- Le programme « Pacte Energie Solidarité » : la société CertiNergy porte ce programme. Fin 2013 1 000 logements dont les occupants sont en situation de précarité énergétique, qu'ils soient propriétaires ou locataires, ont pu être rénovés.
- Le programme « Rénovation solidaire - Bordeaux » : au travers de ce programme, la ville de Bordeaux s'est donné comme objectif d'accompagner chaque année sur la période 2012-2014 les travaux d'économies d'énergie de logements de 50 propriétaires occupants en situation de précarité énergétique en centre-ville.
- Le programme « SLIME » : porté par le CLER, il vise la détection et le premier contact avec les ménages pour pouvoir envisager des pistes durables de sortie de la précarité énergétique. Ce conseil personnalisé, réalisé *in situ*, sera l'occasion de la fourniture de petits équipements économes et de l'orientation éventuelle vers des programmes plus lourds de rénovation adaptés au ménage.

En troisième période, le niveau de bonification sera fixé de sorte que la valorisation globale des opérations réalisées (bonification + travaux) ressorte à un niveau proche du prix d'échange des certificats.

#### E Impacts sur l'organisation des services de l'État

La simplification du dispositif en troisième période permettra à l'administration de traiter un volume de délivrance de CEE significativement accru sans augmenter les moyens, et en diminuant drastiquement le délai de délivrance des CEE pour les demandeurs. Le pôle national en charge de l'instruction des dossiers passera à un contrôle uniquement a posteriori, et sera habilité à rechercher et à constater les tentatives d'obtention de CEE de manière induue.

#### F Impacts sur les collectivités territoriales

Les collectivités territoriales sont éligibles au dispositif des certificats d'économies d'énergie. Ainsi elles obtiennent des CEE lorsqu'elles réalisent des travaux d'économies d'énergie dont la vente à des obligés leur permet de financer en partie leurs travaux.

Le projet de loi ne modifie pas les règles applicables aux collectivités territoriales.

## G Impacts sur l'emploi public

La simplification du dispositif en troisième période permettra de conserver un nombre d'emplois publics identique malgré l'augmentation du volume de CEE délivrés.

### Modalités d'application

#### A Articulation avec le droit européen en vigueur ou en cours d'élaboration.

La modification du dispositif des CEE contribue à la transposition de l'article 7 de la directive 2012/27/UE du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique. Cette directive a été publiée le 14 novembre 2012 au Journal Officiel de l'Union Européenne. Elle abroge la directive cogénération 2004/8/CE et la directive services énergétiques 2006/32/CE, en renforçant leurs exigences et en introduisant de nombreuses dispositions. Suite à sa publication, la France a jusqu'au 5 juin 2014 pour intégrer ces nouvelles dispositions dans le droit national, sauf pour certaines dispositions qui ont leurs propres échéanciers plus courts.

L'article 7 de la directive prévoit un objectif contraignant d'économies d'énergie correspondant à 1,5 % de l'ensemble des ventes annuelles d'énergies, hors transports, aux consommateurs finals. Les États membres qui le souhaitent peuvent inclure le secteur des transports dans l'assiette de l'objectif. Les États membres sont libres de répartir cet objectif entre les différents secteurs et les différents obligés : ainsi, le secteur des transports peut être exclu de l'assiette de l'objectif alors que les vendeurs de carburants sont assujettis à un dispositif de certificats d'économies d'énergie.

Chaque État membre peut utiliser quatre flexibilités dans la limite où cela ne réduit pas de plus de 25 % l'ambition initiale de l'article. Les flexibilités possibles sont les suivantes :

- un taux croissant d'obligation, de 1 % en 2014-2015, 1,25 % en 2016-2017 et 1,5 % en 2018 -2020 ;
- la possibilité de prendre en compte les « actions précoces », réalisées depuis fin 2008 ;
- la possibilité de prendre en compte les actions dans le secteur de la production, de la transformation et de la distribution ;
- l'exclusion, lors du calcul de l'obligation imposée aux États membres, des ventes d'énergies aux industries soumises au système européen d'échange de quotas d'émissions (ETS).

En excluant les consommations d'énergie du secteur ETS de cette assiette et en valorisant une partie des opérations déjà réalisées dans le cadre de la deuxième période des certificats d'économies d'énergie au titre des actions précoces dans la limite des 25 % de flexibilités, l'objectif annuel d'économies d'énergie de la France au titre de l'article 7 est de 1,092 Mtep : sur l'ensemble de la période 2014-2020, ce sont ainsi 30,57 Mtep en énergie finale qui devront être économisées, soit 355 TWh.

La France utilisera principalement son dispositif de certificats d'économies d'énergie (CEE) afin d'atteindre la cible annuelle de 1,092 Mtep d'économies d'énergie. Il sera associé à un ensemble de mesures existantes (crédit d'impôt développement durable, éco-prêt à taux

zéro...) ou dont la mise en œuvre est prévue à compter de 2015 (passeports pour la rénovation énergétique, fonds de garantie des prêts à la rénovation énergétique).

### B Modalités d'application dans le temps des dispositions envisagées.

À l'exception des modifications relatives aux contrôles et sanctions qui rentreront en vigueur de manière immédiate, les dispositions rentreront en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier 2015, début de la troisième période du dispositif.

### C Conditions d'application des dispositions envisagées dans les collectivités d'outre-mer

Les CEE délivrés en outre-mer donnent lieu à une bonification. L'article 3 du décret n° 2010-1664 du 29 décembre 2010 modifié relatif aux certificats d'économies d'énergie dispose que la valeur des certificats d'économies d'énergie peut être pondérée en fonction de la situation énergétique de la zone géographique où les économies sont réalisées.

En application de cette disposition, l'article 4 de l'arrêté du 29 décembre 2010 modifié relatif aux modalités d'application du dispositif des certificats d'économies d'énergie dispose que « *la valeur des certificats d'économies d'énergie est doublée pour les actions réalisées dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental de transport d'électricité* », en l'occurrence les départements et collectivités d'outre mer, ainsi que la Corse et les îles bretonnes.

### D Liste prévisionnelle des textes d'application nécessaires

Les textes réglementaires nécessaires pour le lancement d'une troisième période sont au nombre de quatre :

- un décret en Conseil d'État : venant modifier le décret relatif aux obligations d'économies d'énergie, et celui sur la délivrance de CEE. Il va notamment fixer la répartition individuelle des obligations entre les fournisseurs d'énergie, la quote-part des programmes d'accompagnement, ou encore les modalités des plans d'actions d'économies d'énergie ;
- trois arrêtés : le premier fixant la liste des éléments d'une demande de CEE, le deuxième concernant les modalités d'application du dispositif des CEE, et le troisième définissant la liste des opérations standardisées. Ils permettront de simplifier le dispositif et de mieux le cibler.

### Consultations menées avant la saisine du Conseil d'État

Une concertation a été menée au deuxième semestre 2012 auprès de l'ensemble des parties prenantes avec des séances plénières et ateliers thématiques. Plus de 100 contributions écrites ont été reçues. Une synthèse a été mise en ligne le 19 février 2013 sous la forme de 48

propositions, ainsi que des propositions d'orientation de la DIRECTION GÉNÉRALE DE L'ÉNERGIE ET DU CLIMAT. Ces documents ont été mis en consultation publique jusqu'au 30 avril 2013.

Deux rapports ont été commandés par le gouvernement.

Le rapport de la CAISSE DES DÉPÔTS ET DES CONSIGNATIONS sur le financement de la rénovation énergétique des logements privés rendu le 27 juin 2013 a conduit à l'élargissement des programmes au fonds de rénovation pour la rénovation énergétique.

Le rapport de la Cour des Comptes a été rendu le 16 octobre 2013. Il a confirmé l'efficacité du dispositif et abouti à un ensemble 12 recommandations.

Le ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie a publié un « livre blanc » le 13 décembre 2013 déclinant les orientations issues de la consultation et les recommandations de la Cour des comptes en 10 évolutions pour la troisième période. La concertation avec l'ensemble des parties prenantes s'est poursuivie sur cette base pendant le premier semestre 2014.

## Titre III

### Article 10

---

#### Diagnostic initial et justification de l'action

La loi n° 96-1236 du 30 décembre 1996 sur l'air et l'utilisation rationnelle de l'énergie (LAURE) a introduit différentes mesures pour améliorer la qualité de l'air, notamment en favorisant l'utilisation de véhicules « propres ». L'article 24 impose ainsi à certains opérateurs publics l'achat de véhicules fonctionnant à l'énergie électrique, au gaz de pétrole liquéfié ou au gaz naturel pour le renouvellement de leur parc automobile, à hauteur de 20%. Cette disposition est codifiée dans le code de la route à l'article L318-2, qui impose à « l'Etat, aux établissements publics, aux entreprises nationales, pour leurs activités n'appartenant pas au secteur concurrentiel, ainsi qu'aux collectivités territoriales et leurs groupements, lorsqu'ils gèrent directement ou indirectement une flotte de plus de vingt véhicules à moteur, d'acquérir à hauteur de 20% des véhicules propres ». Cette mesure s'applique à l'ensemble des véhicules desdits parcs automobiles, à l'exception de ceux dont le poids total autorisé en charge excède 3,5 tonnes.

Le retour d'expérience de la mise en œuvre de la loi LAURE montre que ces dispositions ont été appliquées de façon très inégale. Il est par conséquent nécessaire d'actualiser ces dispositions, en les recentrant sur les véhicules les plus efficaces d'un point de vue environnemental.

#### Objectifs poursuivis

Outre la réaffirmation du principe législatif contenu dans la loi LAURE, la présente proposition d'article consiste à :

- recentrer l'obligation d'équipements en termes de véhicules de moins de 3,5 tonnes (voitures particulières et véhicules utilitaires légers) vers les véhicules émettant moins de 50g CO<sub>2</sub>/km. Ceci correspond à un ciblage des véhicules électriques et hybrides les plus performants (VEx), excluant les véhicules GNV, GPL. En effet ces deux dernières motorisations ne présentent aujourd'hui qu'un avantage environnemental relativement faible (que ce soit en termes d'émissions de gaz à effet de serre ou de polluants atmosphériques) par rapport aux véhicules essence de norme EURO récente. Il n'y a donc plus lieu de les promouvoir de façon volontariste.
- Porter à 50% le taux de renouvellement des flottes de l'Etat et de ses opérateurs publics avec des véhicules électriques ou hybrides rechargeables.
- Diminuer la pollution locale en augmentant le nombre de véhicules propres sur les segments « lourds » dans les parcs automobiles gérés par des opérateurs publics ou à participation publique (Etat, établissements publics).

La mesure poursuit aussi un objectif industriel de stimulation du marché des véhicules propres sur les segments lourds (bus, camions,...) grâce à la demande publique. Un tissu industriel national est déjà présent sur ces segments et la mesure permettra de dynamiser

l'activité des industriels et donc de plusieurs bassins d'emplois.

L'objectif principal de cette mesure demeure de diminuer les émissions de GES ainsi que la pollution locale en augmentant le nombre de véhicules propres dans les parcs automobiles de l'Etat et de ses établissements publics.

La mesure poursuit également un objectif industriel de stimulation du marché des véhicules propres grâce à la demande publique. Un tissu industriel national est déjà présent sur ces segments et la mesure permettra de dynamiser l'activité de ces industriels et de conforter les emplois correspondants.

#### Options possibles et mesure retenue

La mesure retenue est une actualisation/extension de la disposition prévue à l'article L318-2 du code de la route concernant l'équipement en véhicule propres des opérateurs publics.

Une alternative aurait consisté à spécifier des objectifs spécifiques par catégories de véhicules propres.

Cette obligation est fixée à 50% du taux de renouvellement du parc automobile des acteurs visés.

#### Etude des impacts de la mesure

##### A. Impacts environnementaux

L'augmentation du nombre de véhicules propres en substitution de véhicules polluants aura un impact environnemental très positif puisqu'elle permettra de diminuer significativement les pollutions liées à ces véhicules (gaz à effet de serre, particules, oxydes d'azote...), ce qui améliorera la qualité de l'air, notamment dans les centres urbains, et l'impact sur les émissions de gaz à effet de serre des activités de transport.

##### B. Impacts économiques

La stimulation de la demande pour ces véhicules propres permettra de dynamiser le marché des véhicules électriques et hybrides, sur lesquels plusieurs constructeurs se sont positionnés avec des sites de production en France. En leur ouvrant un débouché sur le marché intérieur français, la mesure permettrait à ces entreprises d'élargir leur gamme pour viser également les flottes d'entreprises privées et se renforcer sur les marchés d'exportation, avec à la clé de la création d'emplois industriels.

##### C. Impacts budgétaire et financier

Des solutions techniquement matures permettant de répondre à cette nouvelle disposition législative existent et sont déjà déployées. Pour les gestionnaires concernés, cette obligation d'équipement en véhicules propres aura un surcoût soutenable, comme le démontrent les programmes très volontaristes de certaines villes sur cet objectif.

En 2010, le parc automobile de l'Etat s'élevait à 70 000 véhicules de l'Etat et des opérateurs. La circulaire du Premier ministre du 2 juillet 2010 fixait, parmi cinq objectifs principaux à

atteindre pour 2013, la réduction de 10 000 véhicules dans le parc, par élimination des voitures particulières âgées de plus de 7 ans. Cet objectif a été largement atteint puisque 5 739 véhicules sont sortis du parc en 2012. Ajoutés aux véhicules déjà évacués en 2011, le total de véhicules sortis du parc s'élève à 15 201. Le parc automobile de l'Etat s'élève, en 2013, à environ 55 000 véhicules.

En supposant que le parc reste stable à l'horizon 2020, et que le taux de renouvellement annuel est de 15%, l'objectif se concerne chaque année environ 4000 véhicules.

L'Observatoire du véhicule d'entreprise évalue le surcoût d'usage (notion incluant à la fois le surcoût à l'achat, l'ensemble des frais d'usage ainsi que, dans ce calcul, une estimation des remises réelles faites par les constructeurs) à la fois des VP et des VUL électriques et hybrides par rapport à des véhicules thermiques à 4 000 €.

Pour l'Etat, la dépense correspondante totale peut donc s'estimer à moins de 10M€/an. Il s'agit d'un majorant du coût de la mesure, laquelle n'étant qu'un renforcement du dispositif en place. Actuellement, dans le cadre du Plan de soutien à la filière automobile en 2012, l'obligation pour les services de l'Etat est de respecter un objectif de 25% de véhicules électriques et hybrides sur le total d'achats publics (circulaire 6520-SG de décembre 2012).

Les résultats sont encourageants et démontrent la faisabilité d'une telle mesure. L'objectif de 25% a été dépassé en 2013, avec 1 271 véhicules (représentant 29 % des véhicules achetés par l'Etat en 2013), contre 69 en 2012. Toutefois, dans les achats de véhicules faits par l'Etat en 2013, seulement 308 véhicules étaient des véhicules électriques et 963 des véhicules hybrides non rechargeables. Or, la mesure actuelle porte uniquement sur les véhicules électriques et hybrides rechargeables. Ainsi, au rythme de renouvellement du parc constaté en 2013, on peut s'attendre à ce qu'environ 10 % de l'objectif fixé sera atteint en 2020. La présente mesure constitue donc bien un renforcement du dispositif en place et une accélération non négligeable du taux actuel d'équipement en véhicules rechargeables.

Pour les gestionnaires concernés par cette obligation d'équipement en véhicules propres de plus de 3,5t, le surcoût engendré par la mesure sera quasi-nul à moyen terme.

Des solutions techniquement matures existent et sont déjà déployées pour les véhicules lourds (GNV et GPL). Leur surcoût à l'acquisition est dès aujourd'hui modeste, il est largement amorti dans la durée par les gains carburants, le GNV et le GPL étant systématiquement moins coûteux que du gazole ou de l'essence. D'autres solutions aujourd'hui plus onéreuses comme les véhicules électriques lourds ou les véhicules hydrogènes pourraient profiter de la baisse des coûts suite aux expérimentations sur les flottes captives et offrir à termes d'autres solutions économiquement favorables pour les services de l'Etat. Dans tous les cas, les nouveaux débouchés créés pour ces véhicules permettront à l'Etat et à ses établissements publics de bénéficier à terme de véhicules propres et économiquement moins coûteux que les véhicules traditionnels.

#### D. Impacts sociaux

La mesure entraîne des bénéfices indirects liés à la création d'emplois, à la diminution des dommages sanitaires.

E. Impacts sur l'organisation des services de l'État

Les services de l'Etat, gestionnaires d'un parc automobile de plus de 20 véhicules, sont concernés par cette mesure.

Les services disposant d'une flotte inférieure à 20 véhicules sont exonérés de cette obligation.

F. Impacts sur les collectivités territoriales

Les collectivités territoriales ne sont pas concernées par cette mesure.

G. Impacts sur l'ordre juridique interne

Modification de l'article 24 de la loi n° 96-1236 du 30 décembre 1996 sur l'air et l'utilisation rationnelle de l'énergie (codifié à l'article L318-2 du code de la route)

Insertion juridique du projet

Articulation avec le droit européen en vigueur ou en cours d'élaboration.

Anticipation sur le projet de directive européenne sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants de substitution COM(2013)0018

---

## Article 11

---

### Diagnostic général, objectifs et justification des mesures envisagées

#### **Commercialisation des véhicules électriques et hybrides rechargeables**

L'électro-mobilité constitue un levier important voire indispensable au respect des engagements internationaux de la France en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre. A ce bénéfice environnemental il faut ajouter la contribution à la lutte contre la pollution atmosphérique locale, notamment via la réduction des émissions de particules fines, de CO et de NOx, et la réduction de la dépendance des transports aux combustibles fossiles. En outre, le remplacement de la propulsion thermique par une propulsion électrique est particulièrement intéressant pour la politique énergétique de la France, dès lors que son mix énergétique restera très décarboné.

La France nourrit par ailleurs de hautes ambitions industrielles dans le développement de l'électro-mobilité. Notre pays est le premier marché d'Europe pour les véhicules électriques et hybrides de nouvelle génération sur lesquels nos constructeurs ont pris une avance technologique considérable, et produisent des véhicules sur le territoire national qui représentent une très large majorité des ventes de véhicules électriques. Avec 13 954 unités, les immatriculations 2013, ont encore progressé de 49,8 % par rapport à 2012 (après un doublement du 1er semestre 2013 par rapport au 1er semestre 2012, l'accélération s'étant faite à l'été 2012), confirmant l'intérêt des Français pour le véhicule électrique, à la fois écologique et économique. Les véhicules électriques et hybrides atteignent 3,1% des ventes, les véhicules particuliers électriques représentant encore une faible part (0,5% des ventes) mais en forte progression (0,1% en 2011).

Le marché est considérable et en forte progression partout dans le monde. En Europe, la croissance des véhicules électriques connaît également une croissance très forte. L'European Environment Agency indique que les ventes ont été multipliées par 20 entre 2010 et 2012. En Chine, les graves problèmes liés à la pollution des véhicules thermiques mettent en évidence la nécessité de développer un système de transports non polluant, ce qui devrait correspondre à des investissements massifs dans le véhicule électrique dans ce pays, fort contributeur à la croissance mondiale. D'après une étude réalisée par le cabinet Navigant Research, les ventes mondiales de véhicules dotés d'une technologie électrique (hybrides + hybrides rechargeables + VE) totaliseront plus de 35 millions d'unités dans le monde en 2022.

Il est intéressant de souligner que la croissance du véhicule électrique est plus forte que celle des véhicules hybrides lorsqu'ils furent mis sur le marché. Ainsi, aux Etats-Unis, pays qui avec 70 000 VE en circulation représente la principale flotte mondiale qui s'élève à 180 000 véhicules, le ministère de l'énergie a publié, début 2013, une étude portant sur la période 1999-2012, montrant que la croissance des ventes des nouveaux modèles sur leurs deux premières années de mise sur le marché, était deux fois plus importante pour les modèles électriques que pour les modèles hybrides conventionnels qui ont, en 10 ans, conquis une part de marché de 3%. Cette forte croissance des véhicules électriques a ainsi conduit le Président américain à fixer un objectif de 1,2 millions de VE pour 2015.

La France peut et doit être un acteur industriel majeur de ce marché. Dans le cadre du « plan automobile » présenté par le gouvernement en juillet 2012, des efforts particuliers ont été faits

et se poursuivent pour réaliser cette ambition : un bonus augmenté et élargi pour les véhicules les plus décarbonés, soit 6 300€ pour un véhicule électrique, et 3300€ pour un véhicule hybride émettant moins de 110g/km, une commande de véhicules de l'Etat réorientée au minimum à 25% vers les véhicules électriques et hybrides et un soutien massif à l'innovation au travers du programme des investissements d'avenir (un milliard d'euros dont 650 M€ pour les véhicules routiers de demain).

Même si elles croissent vite, les ventes de véhicules électriques ne concernent que des volumes faibles au regard de l'ensemble du marché automobile : les modèles électriques ne représentent ainsi que 0,5% du marché des voitures particulières françaises, encore très loin des 5% escomptés pour 2020 et 10% en 2030.

Cette situation correspond à la phase de démarrage du véhicule électrique, qui constitue non seulement une innovation sur le plan technologique, mais aussi en termes d'usage, par exemple du fait d'une autonomie encore limitée. La nouveauté de ce type de véhicule suscite naturellement un attrait mais aussi certaines inquiétudes de la part du marché, qui doit être rassuré, tout particulièrement quant à la possibilité, à l'instar des véhicules thermiques, de « faire le plein » facilement, partout et à toute heure, chez soi ou ses proches, sur son lieu de travail, sur ses lieux de stationnement occasionnel (commerces, loisirs, etc.).

Le plan automobile incluait dans ses priorités un soutien accru au déploiement des infrastructures de recharge. En effet la présence de bornes (et donc de véhicules en charge) sur la voie publique est un élément rassurant pour un client potentiel. Une mission dédiée, « mission Hirtzman » a été mise en place, mission relayée, fin 2013 par le lancement d'un plan industriel « déploiement des bornes de recharge » parmi les 34 plans industriels annoncés par la Président de la République et le Ministre du redressement productif en septembre 2013.

Ainsi deux démarches concourent au déploiement de bornes de recharge sur la voie publique :

- Un appel à manifestation d'intérêt a été publié en janvier 2013 par l'ADEME dans le cadre du programme « Véhicule du futur des Investissements d'Avenir », d'une dotation de 50M€ pour soutenir les projets d'infrastructures de charge des collectivités locales. Cet AMI, toujours en vigueur, permet de soutenir financièrement, au-delà des seules collectivités couvertes par le dispositif restreint antérieur, les régions, départements, villes, agglomérations, ou groupements d'agglomérations qui respectent les critères d'éligibilité et qui s'engagent dans le déploiement des infrastructures de recharge pour véhicules hybrides ou électriques rechargeables.

Cet élargissement a permis de créer une nouvelle impulsion et, en particulier, de couvrir des territoires ruraux qui étaient préalablement exclus du bénéfice de l'aide de l'Etat. Le parc de points de charge ouverts au public a atteint les 8000 à la fin 2013 et l'objectif de leur doublement en 2014 sur la base de la dynamique engagée paraît atteignable.

- Le plan industriel « déploiement de bornes de recharge », piloté par le Préfet Francis Vuibert, vise à mailler le territoire de points de charge, afin de ne laisser aucun point du territoire loin d'une borne de recharge rapide ou semi rapide.

L'initiative privée est également mobilisée pour développer l'offre de charge accessible au public, avec une implication particulière de certaines chaînes de grande distribution ou de restauration rapide qui poursuivent l'équipement d'un nombre important de magasins.

Mais malgré ces efforts, le nombre de points de charge « lente » reste un obstacle majeur. Alors qu'il est reconnu que 90% des charges se feront en charges dites « lentes » soit à domicile, soit au travail (voir le livre vert publié en février 2011), le déploiement des bornes sur ces deux segments reste extrêmement lent, les obligations actuelles, très limitées n'étant pas à la mesure des enjeux. La loi actuelle a en effet été pensée pour favoriser le pré-équipement (gaine et câblage) d'un certain nombre de bâtiments neufs ou en travaux (bâtiments d'habitation, bâtiments à usage tertiaires pour les salariés). Les catégories de bâtiments visées sont par ailleurs restreintes dans les décrets d'application à des cas particuliers (parkings clos et couverts pour tous les bâtiments, parkings mono-propriétaire mono-occupants pour les bâtiments tertiaires ...).

Le déploiement de bornes sur les lieux où les usagers sont susceptibles de passer plusieurs heures (service publics, cinémas, centres commerciaux) reste également insuffisant. Certaines dispositions ont été incluses dans la loi ALUR concernant les centres commerciaux et les cinémas, mais ces dispositions ne concernent que les constructions neuves et le pré-équipement sous condition de travaux.

L'état des obligations dans la loi actuelle est résumé dans le tableau suivant.

	Neuf		Existant	
	Loi	Décret	Loi	Décret
Ensemble d'habitation	Pré-équipement	10% des places des parkings clos, couverts et sécurisés	Droit à la prise (aux frais du demandeur)	Parkings clos, couverts et sécurisés
Bâtiments à usage tertiaire constituant un lieu de travail (parking des salariés)	Pré-équipement	10% des places des parkings clos, couverts et sécurisés	Equipement	Usage principal de bureau, 10% des places des parkings clos, couverts et sécurisés mono-propriétaires/ mono-occupants
Bâtiments à usage industriel	Pré-équipement	(Loi ALUR)	Rien	

(parking des salariés)				
Ensemble commercial et cinémas (parking des clients)	Pré-équipement	(Loi ALUR)	Pré-équipement sous condition de travaux	(Loi ALUR)
Service public (parking des salariés et des usagers)	Rien		Rien	

Le projet de loi, et ses décrets d'application pour ce qui relève du réglementaire, propose de donner un véritable élan au déploiement de bornes dans les bâtiments d'habitation, tertiaires, centres commerciaux, sites industriels et cinémas. Le texte est par ailleurs simplifié afin de rendre plus lisible, dans un unique texte, les types de bâtiments concernés, les obligations envisagées et les dates d'applications.

La présente étude d'impact propose d'évaluer les impacts concernant l'article du projet de loi de transition énergétique, c'est-à-dire les mesures suivantes :

- A. Pré-équipement pour les bâtiments neufs à usage tertiaire et industriel (parcs intérieurs et extérieurs)
- B. Pré-équipement en cas de travaux dans les bâtiments existants à usage tertiaire et industriel (parcs intérieurs et extérieurs)
- C. Pré-équipement en cas de travaux dans les bâtiments existants à usage d'habitation (parcs intérieurs et extérieurs)

### **Objectif de la mesure.**

L'objectif est réaliser les pré-équipements (gaines techniques, installations électrique générale, etc) au moment où ces travaux peuvent se faire à moindre coût, notamment au moment de la construction ou lors de la réalisation de gros travaux sur les parcs de stationnement. En effet, si ces travaux n'ont pas été anticipés, ré-intervenir ultérieurement engendre un coût beaucoup plus élevé.

La mesure ne portera que sur les bâtiments comprenant des parkings d'une taille significative, pour lesquels la possibilité d'installation de bornes de recharge est essentielle. Les petits commerces ou bâtiments ne seraient donc pas visés.

## Coût des mesures proposées

### **1. Pré-équipement pour les bâtiments neufs à usage tertiaire et industriel (parcs intérieurs et extérieurs)**

La mesure ne s'appliquerait que pour les parkings de 40 places ou plus (grands bâtiments).

Hypothèse :

- On se base sur l'hypothèse d'un bâtiment moyen équipé de 250 places de parking.
- Coût de construction moyen d'un immeuble : 1 250 €/m<sup>2</sup> pour des bureaux et 550 €/m<sup>2</sup> pour les bâtiments industriels et commerciaux

La loi actuelle prévoit déjà un pré-équipement des parkings pour tous les bâtiments neufs visés par la proposition à l'exception des bâtiments publics et de certains bâtiments tertiaires, sans faire état d'une distinction entre types de parkings. Le décret d'application actuellement en vigueur vise néanmoins uniquement les parkings clos et couverts des bâtiments à usage tertiaire à usage principal de bureau mono-propriétaires/mono-occupants.

Il est proposé d'étendre la loi aux services publics et à tous les bâtiments tertiaires, et de modifier le décret pour prendre en compte les parkings intérieurs et extérieurs pour tous les bâtiments neufs visés hors habitation.

Hypothèse :

- Parkings intérieurs : 552 bâtiments impactés par an dont 96 tertiaires déjà couverts par le décret d'application en ce qui concerne le pré-équipement (bâtiments de bureaux) et 199 de services publics non encore couverts par la loi<sup>2</sup>.
- Parkings extérieurs : 828 bâtiments impactés par an, dont 299 bâtiments de service public non encore concernés par la loi<sup>3</sup>.
  - Parkings intérieurs

---

<sup>2</sup> Cette estimation repose sur les hypothèses suivantes :

- 13 000 bâtiments tertiaires et industriels construits par an (extraction SOeS consolidée sur 3 ans) dont 300 hôteliers, 1 800 industriels, 1 700 artisans, 2 800 commerciaux, 2 600 bureaux et 3 800 services publics. Surface moyenne de 750 m<sup>2</sup> par bâtiment pour le tertiaire et 2 000 m<sup>2</sup> pour l'industrie (extraction SOeS),
- 10.6 % de parcs de stationnement de plus de 2 000 m<sup>2</sup> (extraction SOeS), surface correspondant à 40 places de stationnement (hypothèse d'une place pour 50 m<sup>2</sup> de surface de bâtiment), ce qui correspond à 1 380 bâtiments dont 240 bâtiments de bureau et 498 bâtiments de services publics.
- 40% de bâtiments avec des parcs de stationnement intérieurs (et donc impactés par la mesure), ce qui correspond à un total de 552 bâtiments par an dont 96 de bureau et 199 de services publics.

<sup>3</sup> Cette estimation repose sur les hypothèses de la note précédente, avec 60% de bâtiments possédant des parcs de stationnement extérieurs, ce qui correspond à un total de 828 bâtiments par an dont 299 bâtiments de service public.

Le coût du pré-équipement (gain techniques, câblages mutualisés et dispositifs de sécurité)<sup>4</sup> serait de l'ordre de 6 560 € par bâtiment pour un parking de 250 places (25 places pré-équipées et dont 10 places équipées sans la borne), soit 262 € par place pré-équipée.

- Parkings extérieurs

Le coût du pré-équipement (gain techniques, câblages mutualisés et dispositifs de sécurité, regards) serait de l'ordre de 5 673 € par bâtiment pour un parking de 250 places (25 places pré-équipées et dont 10 places équipées sans la borne), soit 326 € par place pré-équipée.

- Récapitulatif

Type de bâtiments	Type de coût	Pré-équipement Bureaux	Pré-équipement Industriel
Bâtiments neufs hors habitation, parkings intérieurs	Coût moyen par place équipée	262 €	
	Coût moyen par bâtiment	6 560 €	
	Coût total par an pour 552 bât. concernés	3 621 120 € HT	
	Pourcentage moyen au regard du coût de construction	0,042 %	0,095 %
Bâtiments neufs hors habitation, parkings extérieurs	Coût moyen par place équipée	326 €	
	Coût moyen par bâtiment	8 138 €	
	Coût total par an pour 828 bât. concernés	6 738 264 € HT	
	Pourcentage moyen au regard du coût de construction <sup>5</sup>	0,052 %	0,12 %

<sup>4</sup> Dans la mesure où les demandes de PC pour ERP sont soumis à l'instruction des commissions sécurité qui imposeront, que le parc comprenne ou non des installations pour la recharge des VE, des dispositions de sécurité majorantes, la prise en compte du cahier des charges du 02/02/2012 (Relatif à l'installation d'infrastructures de recharge pour les véhicules électriques dans les parcs de stationnement couverts recevant du public ou intégrés à un immeuble de grande hauteur) n'est pas spécifiquement nécessaire dans le cadre de cette évaluation.

<sup>5</sup> Coût moyen d'un bâtiment de bureau  $12\,500\text{ m}^2 \times 1\,250\text{ €/m}^2 = 15\,625\,000\text{ € HT}$ , Coût moyen d'un bâtiment industriel ou commerciale  $12\,500\text{ m}^2 \times 550\text{ €/m}^2 = 6\,875\,000\text{ € HT}$

## **2. Pré-équipement de 10 % des places de parkings des bâtiments existants à usage tertiaire ou industriel en cas de travaux sur ce parking.**

La loi actuelle prévoit déjà un pré-équipement des parkings pour les ensembles commerciaux et les établissements de spectacles cinématographiques existants en cas de travaux et un équipement pour les bâtiments à usages tertiaires existants, sans faire état d'une distinction entre types de parkings. Le décret d'application actuellement en vigueur ne permet de viser que les bâtiments à usage de bureaux clos et couverts mono-propriétaire/mono-occupants.

Il est proposé d'étendre la loi pour prendre en compte les bâtiments à usage industriel et les services publics et de modifier le décret pour prendre en compte les parkings intérieurs pour tous les bâtiments existants visés hors habitation sans restriction au cas mono-propriétaire/mono-occupant.

Hypothèses :

- Parkings intérieurs : 52 bâtiments impactés par an<sup>6</sup>.
- Parkings extérieurs : 78 bâtiments impactés par an<sup>7</sup>.
  - Parkings intérieurs

On suppose un pré-équipement simple sous forme de gaines fixées au mur ou de passages/goulottes au plafond. Le coût du pré-équipement serait de l'ordre de 8 410 € par bâtiment pour un bâtiment de 250 places (25 places pré-équipées et dont 10 places équipées sans la borne), soit 336 € par place pré-équipée.

- Parkings extérieurs

Le coût du pré-équipement (gainés techniques, câblages mutualisés et dispositifs de sécurité, regards) serait de l'ordre de 7 323 € par bâtiment pour un parking de 250 places (25 places pré-équipées et dont 10 places équipées sans la borne), soit 391 € par place pré-équipée.

---

<sup>6</sup> Cette estimation repose sur les hypothèses suivantes :

- 10 000 bâtiments tertiaires et industriels avec travaux par an (extraction SOeS consolidée sur 3 ans)
- 1,3 % de parcs de stationnement de plus de 2 000 m<sup>2</sup> (extraction SOeS), ce qui correspond à 40 places de stationnement (hypothèse d'une place pour 50 m<sup>2</sup> de surface de bâtiment), ce qui correspond à 130 bâtiments.
- 40% de bâtiments avec des parcs de stationnement intérieurs, ce qui correspond à un total de 52 bâtiments par an.

<sup>7</sup> Cette estimation repose sur les hypothèses de la note précédente, avec 60% de bâtiments possédant des parcs de stationnement extérieurs, ce qui correspond à un total de 78 bâtiments par an.

- Récapitulatif

Type de bâtiments	Type de coût	Pré-équipement en cas de travaux
Bâtiments existants hors habitation parkings intérieurs	Coût moyen par place équipée	336 €
	Coût moyen par bâtiment	8 410 €
	Coût total par an pour 52 bât. concernés	437 320 € HT
Bâtiments existants hors habitation, parkings extérieurs	Coût moyen par place équipée	391 €
	Coût moyen par bâtiment	9 778 €
	Coût total par an pour 78 bât. concernés	762 684 € HT

### 3. Pré-équipement de 10 % des places de parkings des bâtiments existants à usage d'habitation en cas de travaux sur ce parking

Les coûts moyen par place pré-équipée sont les mêmes dans les bâtiments d'habitation que ci-dessus.

#### Bénéfices des mesures envisagées.

Outre les bénéfices environnementaux, contribution à la lutte contre la pollution atmosphérique locale, notamment via les particules fines, le CO et le NOx, ou encore la réduction de la dépendance des transports aux combustibles fossiles, on peut mentionner, sur **le plan économique, les impacts positifs suivants, liés au développement du véhicule électrique, notamment en France. Ainsi, on peut établir en ce qui concerne la moindre consommation d'énergie fossile que sur la base d'une consommation moyenne de 5 l de carburant (diesel ou essence) aux 100 km d'un véhicule thermique neuf, et d'une distance annuelle parcourue de 15 000 km, chaque véhicule électrique se substituant à une voiture thermique conduit à une économie annuelle de 750 litres de carburant.**

**Ces conséquences économiques concernent également le développement en France d'une filière industrielle du véhicule électrique, qui est déjà très active. S'appuyant sur le développement du marché national, mais aussi européen, elle est présente au travers :**

- des constructeurs automobiles (Renault, PSA, etc...) et les équipementiers tels que Valeo ou Michelin (pneus développés pour les véhicules électriques) : le gisement

d'emplois est particulièrement importants, pour autant que les acteurs français parviennent, dans la phase de croissance du véhicule électrique, à maintenir à haut niveau leurs parts de marchés (80 % en 2013) ; un marché national fort permettrait aux acteurs nationaux de se projeter avec une plus grande efficacité sur le marché européen ;

- des fabricants d'équipements électriques (Schneider, Legrand, DBT, ...) et des installateurs électriciens, qui bénéficieraient directement du déploiement massif de bornes de recharges tant sur les espaces publics que dans le secteur privé ;
- les services, avec le développement de nouvelles offres de mobilité.

**Enfin, l'impact économique serait également positif pour le monde des services de l'automobile, notamment les réparateurs, avec le développement de nouveaux savoir-faire, le recrutement et la formation de ressources humaines adaptées.**

### **Sécurité des bornes sur les parkings extérieurs.**

La réalisation au stade de la construction du pré câblage en vue de permettre le raccordement ultérieur d'un point de charge sur les parkings extérieurs sans réaliser de travaux génie civil et de gros œuvre requiert que les techniques disponibles garantissent que les installations seront sans danger pour l'utilisateur et pour les tiers.

L'installation de charge dans son ensemble, qu'elle soit chez le particulier ou accessible au public dans le domaine privé ou sur la voie publique, relève de la réglementation générale pour la réalisation, la rénovation ou l'extension des installations électriques basse tension (inférieure à 1000 V) dans les bâtiments d'habitation. Elle rend obligatoire les normes NF C 14-100 (accès au réseau) et NF C 15-100 (installation électrique) (arrêté du 22 octobre 1969 mis à jour par divers textes depuis). Un décret du 22 mars 2010 régit l'attestation de conformité (CONSUEL) et l'habilitation électrique des intervenants. Un décret du 14 novembre 1988 (modifié en 1995) précise l'articulation avec le code du travail pour les installations qui en relèvent, ce qui est le cas des installations de charge du domaine accessible au public.

Par ailleurs, la France s'est inscrite dans les travaux de normalisation internationale et retient, pour la charge normale destinée aux installations individuelles, le « mode 3 » défini par la norme IEC 61-851 pour la charge normale en courant alternatif. Les spécifications de la norme garantissent par construction que le point de charge n'est pas sous tension tant qu'il n'est pas raccordé et verrouillé à un véhicule en charge, après vérification de la tension et de la terre.

La réglementation française ajoute une garantie de sécurité supplémentaire par l'exigence d'obturateurs mécaniques rendant les parties potentiellement en tension inaccessibles aux personnes non averties.

Enfin, il existe une offre commerciale diversifiée de bornes de recharge d'usage privatif comportant des dispositifs adaptés de protection tant au titre de l'exposition aux intempéries que pour protéger l'accès aux parties sous tension (verrouillage mécanique et électronique, étanchéité, etc...).

**Insertion juridique du projet**

Ce projet consolide et complète les mesures prises dans le cadre du Grenelles de l'environnement et la loi ALUR.

## Article 12

---

### **Diagnostic initial et justification de l'action**

L'article 8, alinéa 2 de la directive communautaire 98/70/CE relative à la qualité des carburants impose aux États membres la mise en place d'un système de surveillance la qualité des carburants distribués sur leur territoire, dans le but d'assurer le respect des exigences de qualité des carburants prévues par la directive, aux fins de réduire les émissions de polluants atmosphériques générées par le transport routier et d'améliorer la qualité de l'air.

L'article 8, alinéa 3 de la directive impose aux États membres un rapportage annuel à la Commission européenne des résultats issus de leur système de surveillance de la qualité des carburants.

Dans la pratique, le système français de surveillance de la qualité des carburants (campagne d'échantillonnage des carburants vendus en station service, analyse des échantillons, rapportage des résultats) est effectivement en place et opérationnel sur notre territoire depuis 2006 mais il ne s'appuie sur aucune disposition réglementaire nationale.

### **Objectifs poursuivis**

La mesure proposée vise à donner au système français de surveillance de la qualité des carburants une assise législative.

### **Options possibles et mesure retenue**

La mesure proposée vise à donner au système français de surveillance de la qualité des carburants une assise législative, via la modification de l'article L641-5 du code de l'énergie.

Elle modifie l'article L641-5 du code de l'énergie en ajoutant un paragraphe décrivant la mise en œuvre opérationnelle du système français et confère à l'autorité administrative la possibilité de faire adopter des mesures correctives appropriées en cas de non-respect des exigences réglementaires nationales sur la qualité des carburants vendus en station service.

**Insertion juridique du projet**

Articulation avec le droit européen en vigueur ou en cours d'élaboration.

droit européen à prendre en compte	droit national en vigueur déjà compatible / incompatible	nouveau droit national prévu en conséquence
Directive 98/70/CE modifiée, article 8	Néant	Modification de l'article L641-5 du code de l'énergie
<p>2. Les États membres mettent en place un système de surveillance de la qualité des carburants conformément aux prescriptions des normes européennes pertinentes. L'utilisation d'un autre système de surveillance de la qualité des carburants peut être autorisée, pour autant que ce système garantisse des résultats présentant une fiabilité équivalente.</p> <p>3. Le 30 juin de chaque année au plus tard, les États membres présentent un rapport sur leurs données nationales relatives à la qualité des carburants pour l'année civile précédente.</p>	Néant	<p>Après le premier paragraphe de l'article L641-5 du code de l'énergie, il est ajouté le paragraphe suivant :</p> <p>"L'autorité administrative met en place un système de surveillance de la qualité des carburants sur le territoire national.</p> <p>Dans le cadre de ce système de surveillance, l'autorité administrative, ou la personne qu'elle désigne à cette fin, procède à des prélèvements d'échantillons de carburants et de combustibles en stations service et en dépôt, et à l'analyse de ces échantillons.</p> <p>Les résultats des analyses ont pour fins de vérifier que les caractéristiques techniques des carburants et combustibles sont conformes aux exigences réglementaires.</p> <p>En cas de non conformité, l'autorité administrative notifie les écarts constatés au fournisseur du produit et fait adopter les mesures correctives appropriées."</p>

Les sanctions à mettre en œuvre en cas de refus du contrôle et / ou de risques, restent à définir, au regard de dispositions réglementaires existantes pour des contrôles similaires, effectués par des prestataires.

### Article 13

---

#### Diagnostic initial et justification de l'action

Le transport de marchandises est un poste important d'émissions de gaz à effet de serre dans le secteur de la distribution. Les transports sont en France le premier secteur d'activité responsable d'émissions de gaz à effet de serre et représentent plus de 138 MteqCO<sub>2</sub> en 2011 soit près de 27% des émissions nationales.

Dans ce contexte, il est pertinent de s'intéresser aux incitations aux grandes entreprises du secteur de la distribution (e-commerce compris) à définir des mesures appropriées dans le cadre d'un programme d'actions, pour réduire les émissions de gaz à effet de serre liées au transport des produits finis depuis les sites de production de ces produits jusqu'aux points de destination finale (surfaces de vente ou point de livraison du consommateur).

L'expérience de la charte « Objectif CO<sub>2</sub>, les transporteurs s'engagent » montre qu'afin d'augmenter la performance de la mesure, il est préférable de prévoir la définition d'objectifs chiffrés à atteindre dans le cadre des engagements volontaires<sup>8</sup>.

Un objectif de réduction spécifique s'appliquant aux grandes entreprises du secteur de la distribution (e-commerce inclus) est ainsi défini. Il permettra d'orienter les acteurs s'engageant dans l'amélioration de leur performance environnementale et de suivre l'évolution du secteur lors de la réalisation du bilan d'évaluation des actions mises en place par les distributeurs prévu pour fin 2017.

#### Objectifs poursuivis

Les entreprises obligées sont les grandes entreprises dont l'activité relève du secteur NAF 47 « Commerce de détail, à l'exception des automobiles et des motocycles », ci-après nommées les « distributeurs ».

Pour rappel, les grandes entreprises sont celles de plus de 250 personnes ou dont le chiffre d'affaires annuel excède 50 M€ ou le total de bilan dépasse 43 M€.

Les distributeurs doivent définir les mesures appropriées dans le cadre d'un programme d'actions visant à réduire de 10 % en 2020 et 20 % en 2025 par rapport au niveau de 2015 les émissions de gaz à effet de serre, mesurées en grammes d'équivalent-CO<sub>2</sub> par rapport aux quantités de marchandise, liées au transport des produits destinés à la vente. Le trajet pris en compte dans le cadre de l'objectif de réduction va des sites de production de ces produits jusqu'aux points de destination finale (surfaces de vente ou point de livraison du consommateur).

#### Options possibles et mesure retenue

Plusieurs options de mise en place de la mesure existent, visant différentes catégories de chargeurs : les chargeurs de la distribution hors e-commerce, ceux de l'e-commerce, ceux de l'industrie.

L'option retenue vise uniquement les chargeurs de la distribution (e-commerce inclus), car les contraintes de concurrence étrangère auxquelles sont soumises les entreprises du secteur

---

<sup>8</sup> ADEME (2013), Evaluation de la charte « Objectif co<sub>2</sub> – les transporteurs s'engagent ». Décembre 2013.

industriel rendent l'application à ce secteur problématique. D'autre part, le secteur de la distribution étant concentré, l'application de la mesure en sera facilitée.

### Etude des impacts de la mesure

#### A. Impacts environnementaux

L'objectif fixé à l'ensemble du secteur de la distribution, en termes de réduction des émissions de gaz à effet de serre des transports depuis les sites de production, est 10 % en 2020 et 20 % en 2025 par rapport à 2015. Cet objectif est mesuré par rapport aux quantités de marchandises commercialisées sur le territoire national.

L'impact en termes du volume global d'émissions dépendra à la fois de l'atteinte de cet objectif et des évolutions de la demande de transport. En effet, l'unité de mesure choisie (grammes d'équivalent-CO<sub>2</sub>/quantité de marchandise transportée) ne vise pas à contraindre la consommation, mais à inciter les chargeurs à améliorer la performance environnementale de la filière. En outre, les chargeurs de la distribution auront le choix de l'unité de mesure à utiliser pour le suivi des marchandises transportées.

L'atteinte de cet objectif sera possible grâce à un ensemble d'actions différentes. Une réduction des émissions par tonne transportée permet en effet de viser plusieurs pistes de réduction à la fois :

- les distances parcourues (rapprochement de la production et de la consommation par des leviers tels que les choix d'implantation des centres logistiques, l'optimisation de l'organisation des transports en agissant sur les approvisionnements, tournées de collecte et de distribution, meilleure maîtrise des stocks, déconcentration de la production,...) ;
- la performance énergétique des véhicules ;
- le taux de chargement des moyens de transport (en lien avec d'autres leviers internes comme l'implantation des usines, l'optimisation des tournées, la mutualisation visant à regrouper différents schémas de transport dans le cadre d'une action tripartite « industriels, prestataires logistiques et distributeurs », etc.) ;
- report modal et multimodalité (y compris nouvelles logistiques urbaines) ;
- l'éco-conduite et les comportements.

Par rapport aux différentes actions envisageables, l'objectif de réduction de 10 % en 2020 et 20 % en 2025 par rapport au niveau de 2015 est modéré et réaliste. En effet, les expériences mises en place dans le cadre de la démarche « Objectif CO<sub>2</sub>, les transporteurs s'engagent » montrent que certaines entreprises ont réussi à atteindre des baisses d'émission à la tonne transportée de l'ordre du 10-15% sur une période de trois ans sur la base d'un seul levier d'actions. En particulier, à travers le recours aux formations à l'éco-conduite, certaines entreprises ont réussi à réduire leurs émissions de 15 à 20% (en valeur absolue) après un stage de deux jours. Or, ces progrès ont été atteints par chaque entreprise, alors que l'objectif fixé par cette mesure s'applique de manière globale à l'ensemble du secteur.

Une étude conjointe ADEME/LET/T&L<sup>9</sup> estime les gains potentiels en termes de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> (en valeur absolue) de différents leviers d'action :

---

<sup>9</sup> PREDIT-ADEME (2009), FIDES Flexibilité et Impacts de la Demande de transport des différents secteurs Economiques, et simulation de Scénarios d'évolution. Rapport final

- Levier « transports intermédiaires et stockage » (mutualisation de moyens de transport et coopération entre entreprises) : les gains pour la grande distribution des actions visant à augmenter le taux de remplissage des moyens de transport et l'utilisation des infrastructures (notamment entrepôts) sans dégrader (voire en améliorant) la qualité du service et en particulier les fréquences de livraison se situeraient à 30% à un horizon de court-moyen terme ;
- Levier « distribution/ livraison urbaine » : les gains associés à l'utilisation de services de multi-modalité urbaine (fluvial urbain et ferroviaire de proximité) et à la mise en œuvre d'innovations technologiques (liées aux véhicules) pourraient être très élevés, de l'ordre de 75%, pour certains flux de marchandises particulièrement adaptés à la mise en place de ces mesures.

Dans son rapport financier 2012, le groupe Carrefour mentionne une diminution de 12,5% en trois ans (2009 à 2012) de ses émissions de CO<sub>2</sub> par unité de transport (kg CO<sub>2</sub>/palette).

Ces données ne peuvent pas être directement généralisées. Néanmoins, elles donnent une idée de la possibilité des marges de manœuvre associées à différentes pistes d'action. A ces leviers d'action de court-moyen terme se rajoutent, en outre, des actions de déconcentration de la production qui pourront venir renforcer la dynamique d'amélioration des performances environnementales du secteur sur le plus long-terme.

### B. Impacts économiques

Une centaine d'entreprises sont potentiellement visées par cette mesure.

Du côté du secteur privé, les impacts économiques (positifs) de la réalisation d'un plan d'action pour la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> à la tonne transportée se situent à plusieurs niveaux :

- réduction de la consommation de carburants ;
- effets de publicité en termes d'image.

Concernant les coûts pour le secteur, compte tenu de la modération de l'objectif, l'impact de la mesure sera limité et largement compensé par les gains en termes de réduction des consommations de carburants. En outre, un délai supplémentaire d'un an est prévu, par rapport au délai des bilans d'émissions de gaz à effet de serre, afin de laisser le temps aux entreprises de se mettre en conformité.

### C. Impacts budgétaire et financier

Les coûts de la mise en œuvre de cette mesure sont limités. La mise en place d'une plateforme gérée par l'ADEME et consacrée à la collecte des différents documents de planification et des bilans d'émission des gaz à effet de serre est déjà prévue par ailleurs. Les plans d'actions réalisés par les distributeurs seront collectés par le biais de cette même plateforme. Par conséquent, la mesure étudiée induira un surcoût modéré relatif à la collecte supplémentaire de ces plans via le dispositif existant.

### D. Impacts sur l'organisation des services de l'État

Les surcoûts liés à la collecte des plans d'actions via la plateforme ADEME peuvent s'évaluer à 1 ETP supplémentaire. Le coût estimé s'élève donc à 70k€ par an (salaire + charges), sur la base de l'hypothèse retenue page 89 de l'évaluation de la charte « Objectif CO2 ».

Insertion juridique du projet

Modalités d'application dans le temps des dispositions envisagées.

L'Etat encourage les entreprises de ces secteurs à définir un plan d'action visant à réduire leurs émissions de CO2 à la tonne transportée avant le 31 décembre 2016. Fin 2017 un bilan sera tiré de l'ensemble de ces plans d'actions.

## Article 14

---

### **I. Clarification du cadre légal justifiant les limitations et restrictions de circulation mises en place par les autorités compétentes au motif d'une mauvaise qualité de l'air.**

#### 1 Diagnostic

Actuellement, le plan de protection de l'atmosphère (PPA) autorise les autorités compétentes en matière de police de circulation, via l'article L.222-6 du code de l'environnement, à prendre des mesures de limitations à la circulation des véhicules. Il n'est pas précisé explicitement ce que recouvre cette notion de limitation à la circulation.

En vertu de l'article L222-6 du code de l'environnement : « Pour atteindre les objectifs définis par le plan de protection de l'atmosphère, les autorités compétentes en matière de police arrêtent les mesures préventives, d'application temporaire ou permanente, destinées à réduire les émissions des sources de pollution atmosphérique. Elles sont prises sur le fondement des dispositions du titre Ier du livre V lorsque l'établissement à l'origine de la pollution relève de ces dispositions. Dans les autres cas, les autorités mentionnées à l'alinéa précédent peuvent prononcer la restriction ou la suspension des activités polluantes et prescrire des limitations à la circulation des véhicules ».

En cas d'épisode de pollution, le préfet de département peut prendre des mesures de restriction ou de suspension de la circulation des véhicules. Il n'est pas non plus explicité dans cet article les mesures que cela recouvre.

L'article L.223-1 du code de l'environnement dispose que « [...] Ces mesures, prises en application du plan de protection de l'atmosphère lorsqu'il existe et après information des maires intéressés, comportent un dispositif de restriction ou de suspension des activités concourant aux pointes de pollution, y compris, le cas échéant, de la circulation des véhicules et de réduction des émissions des sources fixes et mobiles ».

- 1) Pour l'article L.223-1 du code de l'environnement, la question peut se poser de savoir si une mesure de limitation des vitesses maximales autorisées entre dans le champ des « mesures de suspension ou restriction ».
- Pour l'article L.222-6 du code de l'environnement, la terminologie diffère de l'article relatif aux mesures d'urgence (L.223-1). L'article ne parle ni de réduction de vitesse ni de restriction ou de suspension de circulation des véhicules. La question se pose ici de savoir si les « limitations à la circulation des véhicules » comprennent l'ensemble des mesures à savoir la limitation de vitesse de circulation et la restriction de la circulation.

L'article L223-2 prévoit la gratuité des transports en commun en cas de restriction ou de suspension de la circulation des véhicules décidée par le préfet dans le cadre d'une procédure d'alerte. La clarification des termes des articles L222-6 et L223-1 précités concernant la portée des restrictions entraîne nécessairement une mise en cohérence de l'article L223-2.

#### 2 Objectifs poursuivis

La modification proposée s'inscrit dans un objectif de simplification et de cohérence pour la mise en œuvre des mesures de limitations de la circulation pour l'amélioration de la qualité de l'air, en mentionnant explicitement les restrictions de circulation et les limitations des vitesses maximales autorisées dans les articles L222-6 et L223-1 du code de l'environnement. La modification de l'article L223-2 participe à cet objectif.

### 3 Options possibles et mesure retenue

L'article L.222-6 précisera ce que peut inclure la notion de mesures de limitations à la circulation des véhicules à savoir la réduction des vitesses maximales autorisées et les restrictions de circulation.

L'article L.223-1 est modifié en conséquence pour harmoniser les termes employés dans ces deux articles pour mentionner les mesures pouvant être prises en cas d'épisodes de pollution ou pour atteindre les objectifs du PPA. Cela permet de renforcer la solidité juridique des arrêtés préfectoraux pris en application de cet article.

L'article L223-2 est modifié afin que sa portée ne soit pas étendue du fait des modifications des articles L222-6 et L223-1. Les termes « restriction et suspension » sont remplacés par le terme « interdiction ».

### 4 Étude des impacts

Il s'agit d'une mesure de clarification du droit.

#### A Impacts sur l'organisation des services de l'État

Sécurisation juridique des mesures mises en œuvre en application des articles L222-6, L223-1 et L223-2 du code de l'environnement.

#### B Impacts sur les collectivités

Sécurisation juridique des mesures mises en œuvre qui relèvent des compétences des collectivités territoriales en terme de circulation.

#### C Impacts sur l'ordre juridique

Modification de l'article R411-8 du code de la route par décret en Conseil d'Etat afin d'y inclure le motif de la qualité de l'air.

## **II. Renforcer le pouvoir des maires de mettre en place des restrictions pérennes de circulation dans certaines agglomérations au motif d'une mauvaise qualité de l'air.**

### 1 Diagnostic

L'article L228-3 du code de l'environnement prévoyait la possibilité aux communes ou groupements de communes de plus de 100 000 habitants où une mauvaise qualité de l'air est avérée d'instituer à titre expérimental la mise en œuvre d'une zone d'actions prioritaires pour

l'air (ZAPA) dont l'accès est interdit aux véhicules qui contribuent le plus à la pollution atmosphérique. Les communes ou groupements de communes souhaitant participer à cette expérimentation devaient déposer dans un délai de deux ans à compter de la publication de la loi n°2010-788 du 12 juillet 2010 un rapport présentant leur projet de ZAPA au ministre chargé des collectivités territoriales et au ministre chargé du développement durable. Les expérimentations étaient ensuite autorisées par décret pour une durée ne pouvant excéder trois ans, une évaluation annuelle devait alors être effectuée.

Plusieurs agglomérations ont lancé des études de faisabilité pour la création de ZAPA sur leur territoire mais aucune n'a déposé de dossier dans le délai prévu.

Les études réalisées dans le cadre des ZAPA ont montré que les zones de restriction de circulation pouvaient être un outil efficace dans les zones concernées par des problèmes de pollution de l'air. Il convient donc de légiférer afin de disposer d'un outil permettant leur mise en place, tout en corrigeant les points ayant mené à l'échec des ZAPA.

## 2 Objectifs poursuivis

Cette mesure a pour objectif de permettre aux collectivités territoriales la création de zones de restriction de circulation (ZRC) au motif de la qualité de l'air. Ces ZRC relèveraient de la compétence du maire et pourraient avoir un caractère pérenne ou quasi-pérenne, tout en s'appliquant sur tout ou partie du territoire de la commune.

Les expériences européennes ont montré la nécessité de mettre en œuvre des restrictions de circulation des véhicules les plus polluants dans les zones urbaines polluées pour atteindre les objectifs sanitaires et réglementaires.

Les zones à circulation restreinte (ZCR) tiennent compte de cette nécessité et corrigent les défauts à l'origine de l'échec des ZAPA. Ainsi, pour la mise en œuvre des ZCR il n'est plus prévu de phase d'expérimentation limitée dans le temps avec approbation de la liste des collectivités volontaires par décret en conseil d'État, démarche qui avait probablement freiné les collectivités volontaires à se manifester. Il est prévu de confier aux maires des communes de plus de 100 000 habitants (ou au président de l'intercommunalité correspondante s'il est compétent en matière de circulation et de voirie) et aux présidents des intercommunalités de plus de 100 000 habitants le pouvoir de mettre en œuvre de telles restrictions sur leur territoire.

## 3 Options possibles et mesure retenue

L'option n°1 consiste à abroger l'article L228-3 du code de l'environnement relatif aux ZAPA et à créer un article ad hoc dans le code général des collectivités territoriales (CGCT).

L'option n°2 étudiée consistait à ajouter un alinéa à l'article L2213-4 du CGCT concernant les pouvoirs de police du maire.

Enfin, la 3ème option était de se fonder sur l'article L222-6 du code de l'environnement en vigueur pour mettre en place des restrictions de circulation.

La proposition n°3 ne peut être retenue dans la mesure où elle s'inscrit dans un article de planification (L222-6 du code de l'environnement) qui ne peut ni imposer, ni permettre la mise en place de mesures de police qui n'existent pas par ailleurs.

La proposition n°2, en s'insérant dans l'article L2213-4 CGCT, s'inscrit dans le cadre de la police de circulation du maire et permet d'unifier les mécanismes de restriction de la circulation dans un objectif qualité de l'air au sein d'un même article. En revanche, elle ne permettrait que la mise en place de restrictions de circulation limitées à certaines voies, portions de voies ou secteurs de la commune, ce qui ne permettrait pas de satisfaire aux objectifs de création de zones de restrictions de circulation pérenne au périmètre élargi qui sont les conditions indispensables pour créer un outil efficace pour l'amélioration de la qualité de l'air.

La proposition n°1, en créant un pouvoir de police spécifique pour le maire ou le président de l'EPCI, permettrait de satisfaire aux objectifs en clarifiant les autorités responsables. Cette option a donc été retenue.

#### 4 Étude des impacts

Cet article donne la possibilité aux collectivités territoriales de mettre en œuvre des zones de restriction de circulation. Les impacts de ces zones doivent être étudiées au cas par cas selon les spécificités locales (parc automobile, secteur concerné...). L'article prévoit donc que l'arrêté délimitant les zones à circulation restreinte doit, préalablement à sa signature par le maire de la commune concernée ou par le président d'un établissement public de coopération intercommunale, avoir fait l'objet d'une évaluation environnementale qui déterminera ainsi précisément les impacts de la mise en œuvre d'une telle zone. Malgré tout, un chiffrage approximatif des impacts prévisibles peut-être donné en fonction d'hypothèses simplificatrices détaillées ci-après.

##### A Impacts environnementaux

Le parc national de véhicules comprend 32 millions de véhicules particuliers pour une population de 65 millions d'habitants.

Sur la base de ces données, en prenant l'hypothèse que les 11 collectivités ayant déjà montré leur intérêt pour lancer une expérimentation de création d'une ZAPA sur leur territoire (Paris, Plaine Commune, Lille, Strasbourg, Bordeaux, Grenoble, Lyon, Aix-en-Provence, Marseille, Nice et Clermont-Ferrand) décident de mettre en place une zone de restriction de circulation, le parc concerné par les restrictions représenterait environ 2,5 millions de véhicules particuliers pour une population totale de 5 millions d'habitants.

Pour cette étude d'impact, on fait l'hypothèse que les restrictions de circulation mises en œuvre dans les collectivités volontaires concerneront les véhicules 1\* et 2\* (véhicules diesel Euro 1 et Euro 2 et véhicules essence Euro 1). Dans le parc national, le pourcentage de véhicules 1\* et 2\* s'élève à 12 %. Pour le parc concerné par les restrictions de circulation le nombre de véhicules 1\* et 2\* serait donc de 300 000 véhicules.

L'ensemble des ZRC interdira donc la circulation de ces véhicules. On estime que 70 % des propriétaires de véhicules interdits remplacent leurs véhicules par un plus récent (Euro 5) et 30 % changent leurs modes de transport (covoiturage, transport en commun...).

Avec ces hypothèses, le gain en émissions de polluants atmosphériques de la mise en place de ZRC dans les 11 collectivités retenues s'élèverait à 360 millions d'euros sur 3 ans (monétarisation de l'impact sanitaire des émissions de polluants issus des travaux du Commissariat général à la stratégie et à la prospective). Sur une année, les émissions de NOx attribuées à ces 300 000 véhicules seraient réduites de 67 % et les émissions de PM10 de 92 %.

Ces chiffres constituent une estimation très basse puisque ne sont pris en compte que les véhicules particuliers, la prise en compte des poids-lourds et véhicules utilitaires légers augmenteraient significativement les gains en émissions obtenus, et que l'on considère que les véhicules sont renouvelés par des véhicules Euro 5, le remplacement de ces véhicules par des véhicules Euro 6 augmentera également les gains.

### B Impacts économiques

L'impact économique est complexe à évaluer précisément.

Le renouvellement d'une partie du parc automobile représente un coût pour les ménages concernés. Toutefois, ce coût doit être mis en balance avec les bénéfices économiques d'une telle mesure.

En premier lieu, les consommateurs, en achetant un véhicule récent moins consommateur de carburant, tirent un bénéfice au remplacement d'un véhicule ancien. En outre, l'achat d'un véhicule récent est un investissement qui prolonge significativement la durée de vie du véhicule (puisque les véhicules remplacés seront les plus anciens et donc ceux à la durée de vie résiduelle la plus courte) et réduit les coûts de maintenance et de réparation.

En second lieu, le remplacement d'une partie du parc aura mécaniquement des effets positifs sur la filière automobile.

### C Impacts budgétaire et financier

La mise en œuvre d'une ZRC entraîne des dépenses pour la collectivité et pour l'Etat. Les postes de dépenses à prévoir concernent :

- le panneautage et la signalisation

Le montant global a été évalué dans une fourchette estimée à partir d'une étude comparative des pratiques européennes (limite basse) et en considérant le cas de l'agglomération de la taille de Paris (limite haute). Il est compris entre 15 et 150 k€ par ZRC.

- l'animation et l'information

On envisage une campagne d'information et d'animation de 450k€ pour 3 ans sur une ZRC concentré sur la première année. Donc 150k€ par an sur 3 ans.

- Les évaluations environnementales des ZRC (préalable à la signature de l'arrêté et 6 mois avant l'échéance de l'arrêté)

Une étude pour l'évaluation environnementale d'une ZRC est évaluée en moyenne à 200k€. Pour l'évaluation à échéance le montant serait dans le même ordre de grandeur.

- Le contrôle

En prenant l'hypothèse d'un contrôle manuel (agents de police qui vérifient le respect de la réglementation ZRC locale). Le coût total englobe la formation des agents (2 ETP par ZRC) et l'édition d'outils d'aide pour faciliter le contrôle est estimé à 40k€ par an et par ZRC.

Le montant total pour la mise en place d'une ZRC est donc de l'ordre de 15k€ à 150k€ d'investissement initial, plus environ 1M€ de fonctionnement sur 3 ans (320 k€ par an).

#### **D Impacts sociaux**

La mise en œuvre de zones de restrictions de circulation pourrait engendrer des difficultés d'acceptation sociale. Les études d'acceptabilité menées lors de la réalisation des études de faisabilité ZAPA ont cependant montré qu'une majorité des personnes interrogées se déclaraient favorables à la mise en place d'une zone de restriction de circulation. (68 % pour Grenoble, 52 % pour Plaine Commune). Cet aspect devra cependant être étudié précisément au niveau local. Le principe d'une prime à la conversion des véhicules selon des critères sociaux et géographiques est introduit au III de cet article.

#### **E Impacts sur les collectivités**

Les impacts pour les collectivités territoriales sont principalement financiers et sont développés au point « Impacts budgétaire et financier » ci-dessus.

#### **F Impacts sur l'ordre juridique**

L'article L228-3 du code de l'environnement est abrogé. Abrogation nécessaire du décret n° 2012-238 du 20 février 2012 relatif aux véhicules autorisés à circuler au sein des zones d'actions prioritaires pour l'air et modification nécessaire du décret n° 2012-237 du 20 février 2012 relatif à la classification des véhicules et aux sanctions applicables en cas d'infraction à une mesure d'interdiction ou de restriction de la circulation dans les zones d'actions prioritaires pour l'air.

### **5 Modalités d'application**

#### **A Articulation avec le droit européen en vigueur ou en cours d'élaboration.**

Cette mesure participe à la mise en œuvre de la directive 2008/50/CE concernant la qualité de l'air ambiant et un air pur pour l'Europe.

#### **B Liste prévisionnelle des textes d'application nécessaires**

Les modalités d'application seront fixées par décret notamment pour les dérogations et les sanctions.

### **III. Prime à la conversion des véhicules sur critères géographiques et sociaux**

#### **1 Diagnostic**

Les véhicules particuliers les plus anciens encore en circulation, qui répondent aux premières normes européennes d'émissions de polluants (Euro 1 et 2) sont aujourd'hui considérés comme excessivement polluants, au regard des enjeux actuels de qualité de l'air, notamment en zone urbaine. En particulier, l'utilisation de véhicules à motorisation diesel sans filtre à particules entraîne l'émission de particules fines, dont les impacts sanitaires sont les plus

importants. Les véhicules 1\* et 2\* (groupe 1\*, voitures essence ou diesel mises en circulation avant le 1<sup>er</sup> janvier 1997 ou groupe 2\*, voitures diesel mises en circulation entre le 1<sup>er</sup> janvier 1997 et le 31 décembre 2000) représentent 19 % du parc de véhicules particuliers et contribuent à 23 % des émissions de PM10 et à 20 % des émissions de NOx du parc de véhicules particuliers. Les véhicules 5\* (mis en circulation après janvier 2011) représentant 10 % du parc de véhicules particuliers et contribuent quant à eux à 6 % des émissions de PM10 et à 13 % des émissions de NOx du parc de véhicules particuliers. Il convient donc d'agir en priorité sur les véhicules anciens pour améliorer la qualité de l'air et notamment dans les zones les plus polluées. Les restrictions de circulation qui pourront être mises en place dans les agglomérations touchées par des problèmes de qualité de l'air s'appliqueront aux véhicules les plus anciens. Ces mesures risquent surtout d'impacter les ménages modestes (34 % du parc de véhicules particuliers 1\* et 2\* est détenu par des ménages non imposables) pour lesquels le remplacement d'un véhicule ancien par un véhicule récent est plus difficile. La mise en place d'une prime à l'achat d'un véhicule récent pour la mise au rebut d'un véhicule ancien permettra donc d'améliorer l'acceptabilité sociale de la mise en œuvre des zones de restriction de circulation et d'accélérer le parc de véhicules anciens.

Le code général des impôts, dans son article 1011bis institue une taxe due sur le premier certificat d'immatriculation pour un véhicule selon ses émissions de dioxyde de carbone.

Le décret n°2009-66 du 19 janvier 2009 modifiant le décret n°2007-1873 du 26 décembre 2007 institue une aide à l'acquisition des véhicules propres.

Un compte d'affectation est prévu en loi de finances avec en recettes le produit de la taxe instituée à l'article 1011bis du code général des impôts et en dépenses, des contributions au financement de l'attribution d'aides à l'acquisition de véhicules propres ou au retrait de véhicules polluants.

Il est ainsi possible aujourd'hui d'instituer une prime pour l'achat d'un véhicule récent contre la mise au rebut d'un véhicule ancien polluant. Toutefois, il n'est pas possible actuellement d'introduire des critères sociaux et géographiques pour l'attribution d'une telle prime. Pour améliorer l'efficacité des politiques pour l'amélioration de la qualité de l'air dans les zones les plus polluées et pour permettre la prise en compte des revenus des bénéficiaires, il est donc nécessaire de prévoir dans la loi la possibilité d'attribution d'aides à l'acquisition de véhicules plus propres en fonction de critères géographiques et environnementaux.

## 2 Objectifs poursuivis

L'objectif de cette mesure est de pouvoir définir des critères sociaux et géographiques pour l'attribution d'une aide pour l'acquisition de véhicules propres ou pour le retrait de véhicules polluants. La mise en place de cette aide permettra d'accompagner la mise en œuvre d'autres mesures locales en faveur de la qualité de l'air comme les zones de restriction de circulation en améliorant leur acceptabilité sociale. La prime à la conversion des véhicules pourra ainsi être un levier à la mise en œuvre de ces mesures locales en accompagnant les ménages les plus modestes détenant des véhicules anciens et donc très polluants dans les zones les plus fortement touchées par la pollution atmosphérique (couvertes par un PPA par exemple). Elle permettra dans le même temps d'accélérer le renouvellement des véhicules anciens. L'efficacité et l'acceptabilité des mesures seraient alors renforcées.

### 3 Options possibles et mesure retenue

Cet article inscrit le principe d'une prime, il ne préjuge pas des dispositions qui devront être définies en loi de finances. Les critères sociaux et géographiques définis dans la loi permettront d'adapter l'attribution d'une prime en respectant le principe d'égalité devant la loi. Les conditions d'attribution seront définies par voie réglementaire, en fonction notamment de critères sociaux et géographiques.

### 4 Étude des impacts

#### Impacts environnementaux

Un véhicule particulier diesel classé dans la catégorie 5\* selon l'arrêté du 2 mai 2012 établissant la nomenclature des **véhicules classés en fonction de leur niveau d'émission de polluants atmosphériques** émet 96 % de particules en moins qu'un véhicule particulier diesel classé dans la catégorie 1\*.

### 5 Modalités d'application

#### A Modalités d'application dans le temps des dispositions envisagées

Immédiate

#### B Conditions d'application des dispositions envisagées dans les collectivités d'outre-mer

Identiques

#### C Liste prévisionnelle des textes d'application nécessaires

Modification du décret n°2007-1873 modifié instituant une aide à l'acquisition des véhicules propres.

---

## Article 15

---

### **I. Modification de la définition du covoiturage**

#### **1 Diagnostic**

Avec 3 millions de pratiquants réguliers et occasionnels, le covoiturage constitue une alternative à l'utilisation d'un véhicule individuel permettant de limiter la pollution de l'air, les émissions de gaz à effets de serre et la consommation d'énergie tout en faisant faire des économies aux voyageurs.

Le projet de loi « de modernisation de l'action publique territoriale et d'affirmation des métropoles » (MAPAM) dont l'examen par le Parlement s'est achevé à la fin de l'année 2013, prévoit notamment à son article 52 une définition du covoiturage dans le code des transports :

*« Art. L. 1231-15. – Le covoiturage est l'utilisation en commun d'un véhicule terrestre à moteur par un conducteur non professionnel et un ou plusieurs passagers majeurs pour un trajet commun. En cas d'inexistence, d'insuffisance ou d'inadaptation de l'offre privée, les autorités mentionnées à l'article L. 1231-1, seules ou conjointement avec d'autres collectivités territoriales ou groupements de collectivités intéressés, peuvent mettre à disposition du public des plates-formes dématérialisées facilitant la rencontre des offres et demandes de covoiturage. Elles peuvent créer un signe distinctif des véhicules utilisés dans le cadre d'un covoiturage. Dans ce cas, elles définissent au préalable ses conditions d'attribution. »*

#### **2 Objectifs poursuivis**

La définition du covoiturage qui vient d'être adoptée dans le cadre de la loi MAPAM permet de donner un cadre juridique adapté à cette pratique, pour permettre son développement, tout en la différenciant clairement de l'activité des taxis.

Le contrôle est la principale difficulté qui s'oppose à la mise en œuvre de mesures permettant de favoriser les véhicules en situation de covoiturage. La notion de « majeur » complique inutilement la définition juridique du covoiturage par une considération relative au statut des passagers, ce qui rendra nécessaire le contrôle de l'âge des passagers du véhicule, en plus de leur nombre.

D'un point de vue technique, seul le contrôle du taux d'occupation des véhicules semble pouvoir être pratiqué : soit par l'intervention humaine, à l'instar de ce qui se fait en Amérique du Nord où des agents sont chargés de contrôler visuellement les voies affectées au covoiturage, soit de façon automatisée en contrôlant automatiquement le taux d'occupation des véhicules via des systèmes embarqués ou en bord de voie. Ces systèmes ont fait l'objet d'un premier rapport du Certu en 2008, en cours d'actualisation. Cette veille montre notamment que, pour l'heure, aucun système n'est encore fiable à 100%.

La mesure proposée permettrait de simplifier le contrôle par les forces de police, et dans l'avenir de l'automatisation le cas échéant. Elle rendrait le texte plus aisément applicable en ciblant le contrôle sur le seul nombre d'occupants du véhicule, qui est en définitive, le paramètre essentiel au regard des enjeux de développement durable.

L'objectif poursuivi est d'encourager la pratique du covoiturage, mode alternatif à la voiture individuelle, en levant un maximum de freins à son développement.

### **3 Options possibles et mesure retenue**

La simplification nécessite une modification législative de la définition du covoiturage instituée par la loi du 27 janvier 2014 (loi MAPAM)

### **4 Étude des impacts**

#### A Impacts environnementaux

En dehors des effets positifs sur l'environnement de l'augmentation de la pratique du covoiturage, aucun impact de la mesure.

#### B Impacts économiques

Il est difficile d'avoir des données chiffrées sur la pratique du covoiturage. Cependant, les dernières estimations connues du nombre de personnes à bord des véhicules (1,4 personnes par véhicule en moyenne en 2008 et 1,1 pour les trajets domicile-travail) montrent le potentiel du covoiturage et l'intérêt pour la collectivité nationale de promouvoir cette pratique.

La pratique du covoiturage a un impact macroéconomique réel mais peu documenté. En particulier, elle contribue à réduire la consommation et les dépenses des ménages en carburant automobile et à optimiser l'utilisation des infrastructures de transports.

#### C Impacts budgétaire et financier

Néant sauf des bénéfices financiers pour les pouvoirs publics, car les coûts de contrôles seraient réduits.

#### D Impacts sur les collectivités

La nouvelle définition permettrait de simplifier le contrôle par les forces de police qui contrôleraient uniquement le nombre de personnes par véhicule.

Aucun impact budgétaire sur les collectivités locales au titre de la compétence facultative donnée par la loi MAPAM, qui consiste à pouvoir créer des plates-formes dématérialisées.

## **II. Prise en compte de la qualité de l'air dans l'octroi du label autopartage**

### **1 Diagnostic**

Les autorités organisatrices de la mobilité peuvent délivrer un label « autopartage » aux véhicules affectés à cette activité.

La loi de Modernisation de l'Action Publique territoriale et d'Affirmation des Métropoles (MAPAM) a modifié le code des transports et définit l'activité d'autopartage (article L.1231-14). Ce même article mentionne que les autorités organisatrices de la mobilité, créées également par la loi MAPAM, peuvent délivrer un label « autopartage » aux véhicules affectés à cette activité. Le label « autopartage » ne prend pas en compte explicitement les émissions de polluants atmosphériques et de gaz à effet de serre des véhicules pouvant obtenir ce label.

### **2 Objectifs poursuivis**

L'activité d'autopartage est une nouvelle forme de mobilité durable qui, si elle est encouragée, peut contribuer à l'amélioration la qualité de l'air.

Il est toutefois important que la délivrance du label « autopartage » pour les véhicules utilisés puisse être conditionnée en fonction de leurs émissions de polluants atmosphériques et de gaz à effet de serre afin de pouvoir encourager l'utilisation de véhicules plus vertueux pour la qualité de l'air et le climat.

### **3 Options possibles et mesure retenue**

Le code des transports est modifié pour que les émissions de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques des véhicules soient prises en compte dans les critères de définition des labels « autopartage » délivrés par les autorités organisatrices de la mobilité.

### **4 Étude des impacts**

Cette mesure contribue à l'amélioration de l'efficacité des outils à mettre en place pour lutter contre la pollution de l'air.

### **5 Modalités d'application**

#### **A Modalités d'application dans le temps des dispositions envisagées**

La mise en œuvre de cette mesure sera effectuée par les autorités organisatrices de la mobilité.

#### **B Conditions d'application des dispositions envisagées dans les collectivités d'outre-mer**

Identiques

### C Liste prévisionnelle des textes d'application nécessaires

Décret pour définir les critères minimaux à exiger pour la délivrance du label

## **IV. Favoriser le développement du transport par câbles aériens dans un environnement urbain**

### **Contexte**

Le transport public régulier de personnes par câbles aériens dans un environnement urbain ou périurbain propose une alternative crédible et pertinente au transport routier. Il s'agit d'un système de transport propre, innovant en application urbaine, peu consommateur d'espace urbain, particulièrement adapté au franchissement de dénivelés, d'obstacles naturels et de coupures urbaines. qui n'émet pas de polluants atmosphériques et présente une faible consommation d'énergie.

Actuellement trois projets sont bien avancés à Brest, Toulouse et dans le Val de Marne et d'autres dossiers sont en préparation.

La loi actuellement en vigueur, datant de 1941, ne prévoit pas le cas d'un transport à câbles à moins de 50 mètres au-dessus du sol et n'est clairement pas adaptée aux enjeux urbains.

### **Objectifs**

La promotion de ce mode de transport écologique, qui s'inscrit dans les enjeux de la transition énergétique, nécessite la rénovation de ce cadre juridique et la simplification des procédures à la disposition des porteurs de projets.

L'instauration d'une servitude d'utilité publique pour le survol des terrains favorisera le développement de ce mode de transport en évitant des expropriations lorsque les contraintes réelles ne le justifient pas (par exemple pour permettre l'accès des services de secours).

## Article 16

---

### 1 Diagnostic

La pratique du « défapage » consiste à retirer le filtre à particules d'un véhicule diesel, alors que ce dispositif, dont l'installation est systématique sur les véhicules diesel les plus récents pour répondre aux dernières normes Euro, réduit de plus de 95 % les émissions de particules. On constate que cette pratique se développe au détriment de la qualité de l'air, aux motifs qu'elle permettrait d'augmenter la puissance du véhicule, de réduire les coûts d'entretien et de réduire à la marge la consommation de carburant. De nombreuses entreprises s'appuient sur ces éléments et font la promotion de ce type de pratique sur leur site internet.

La pratique du « défapage » s'apparente à la pratique du débridage des cyclomoteurs, en supprimant certains dispositifs rendus obligatoires par les exigences de réception des véhicules et qui doivent être respectées pour la mise en circulation desdits véhicules.

Il est donc nécessaire de prévoir une sanction dissuasive afin de mettre fin à cette activité fortement préjudiciable à la qualité de l'air. En outre, aucune étude ne permet actuellement de confirmer les avantages avancés en matière de puissance et de consommation du véhicule.

### 2 Objectifs poursuivis

L'objectif est de faire disparaître cette pratique afin que les véhicules équipés d'un filtre à particules ne soient pas modifiés et n'émettent pas plus de polluants que ce qui correspond à leur norme Euro. Le maintien des filtres à particules sur les véhicules est indispensable à la réduction des émissions issues du trafic automobile et s'inscrit dans le cadre du contentieux européen relatif aux particules dans l'air.

### 3 Options possibles et mesure retenue

Il est proposé d'insérer après l'article L318-3 du code de la route un article L318-3-1 interdisant de réaliser sur un véhicule des transformations ayant pour effet de supprimer un dispositif de maîtrise de la pollution, d'en dégrader la performance ou de masquer son éventuel dysfonctionnement, ainsi que de procéder par tout moyen à la publicité ou la propagande en faveur de ces transformations.

Les peines prévues pour le débridage des cyclomoteurs (30 000 euros d'amende, suspension du permis de conduire, confiscation du véhicule) ont été adaptées pour tenir compte de l'absence d'impact, a priori, sur la sécurité routière. Toutefois, la pratique du défapage étant fortement préjudiciable pour la qualité de l'air et pour les émissions de particules fines qui sont cancérigènes, il est indispensable de fixer une sanction dissuasive. Ainsi, l'auteur de ces infractions encourt une amende de 3750 euros (qui peut être portée au quintuple pour les personnes morales), ainsi que certaines peines complémentaires.

L'article L130-8 du code de la route est modifié afin de prévoir la compétence des agents de la concurrence, de la consommation et de la répression des fraudes pour rechercher ces infractions, à l'instar de la compétence qui leur est attribuée pour le débridage des cyclomoteurs.

L'article L318-4 du code de la route est également modifié de manière à entraîner l'application des articles L121-4, L325-1 à L325-3 et L325-6 à L325-9 du même code relatifs à l'immobilisation et la mise en fourrière des véhicules.

#### 4 Étude des impacts

##### A Impacts environnementaux

Depuis 1993, les normes Euro imposent des seuils d'émissions pour les polluants primaires à l'échappement des véhicules neufs. Ces normes, de plus en plus sévères, ont permis une importante diminution des émissions de polluants atmosphériques.

Depuis le 1er janvier 2011, la norme Euro 5 impose un seuil d'émission de particules qui a pour conséquence la généralisation des filtres à particules de dernière génération sur les véhicules diesel neufs légers.

Ainsi, un véhicule particulier diesel Euro 5 (mis en circulation à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2011) émet 80% de particules de moins qu'un véhicule diesel Euro 4 (mis en circulation entre le 1<sup>er</sup> janvier 2006 et le 31 décembre 2010) et 97% de moins qu'un véhicule diesel Euro 1 (mis en circulation avant le 1<sup>er</sup> janvier 1997).

Fin 2012, le nombre de véhicules diesel équipés en filtres à particules était estimé à 4,5 millions d'unités, soit 23,8% du parc de véhicules diesel en circulation, grâce à une introduction démarrée dans les années 2000, contre 14,5 millions sans filtre à particules (76,2%).

Les filtres des véhicules neufs depuis janvier 2011 permettent d'éliminer au moins 95 % en masse, et 99,7 % en nombre, des particules de plus de 23 nm (0,023 micromètres donc 100 fois plus petites que le seuil des PM2.5) émises par les moteurs diesel y compris le carbone suie, ce qui les ramène à un niveau équivalent à celui des moteurs à essence. Pour les particules de moins de 23 nm, l'efficacité des filtres à particules reste mal connue, mais les premiers résultats tendraient à montrer une filtration jusqu'à 7 nm (0,007 micromètres).

Il n'est pas possible en l'état actuel de connaître le nombre de véhicules ayant fait l'objet d'un « défapage » et donc d'estimer l'impact global sur la qualité de l'air. Il n'existe aucun moyen de contrôler si un véhicule est toujours équipé de son filtre à particules ou s'il a été supprimé. C'est la raison pour laquelle cette mesure est indispensable. L'interdiction proposée et la mise en place de moyens de contrôle permettront de mieux évaluer les impacts négatifs d'une telle pratique sur l'environnement et d'y remédier.

##### B Impacts budgétaire et financier

Coûts pour l'Etat engendrés par la mise en place de moyens de contrôle.  
Gains éventuels liés à la répression de l'infraction (produit des amendes).

##### C Impacts sur l'organisation des services de l'État

Mobilisation des agents de la direction générale de la concurrence, de la consommation et de la répression des fraudes afin de contrôler les infractions.

5 Modalités d'application

A Articulation avec le droit européen en vigueur ou en cours d'élaboration.

Participe à la mise en œuvre de la directive 2008/50/CE concernant la qualité de l'air ambiant et un air pur pour l'Europe et au respect des exigences fixées par le règlement (CE) n°715/2007 relatif à la réception des véhicules à moteur au regard des émissions des véhicules particuliers et utilitaires légers (Euro 5 et Euro 6) et aux informations sur la réparation et l'entretien des véhicules.

B Modalités d'application dans le temps des dispositions envisagées

Immédiate

C Conditions d'application des dispositions envisagées dans les collectivités d'outre-mer

Identiques

## Article 17

---

### Contexte

L'annexe VI de la convention MARPOL pour la prévention de la pollution par les navires contient des règles relatives à la prévention de la pollution de l'air par les navires. En 2008, l'OMI a adopté une résolution en vue de d'amender l'annexe VI. L'annexe VI révisée est entrée en vigueur le 1er juillet 2010. Celle-ci établit des valeurs limites plus strictes pour la teneur en soufre des combustibles marins. Les limites à l'intérieur des Zones de contrôle des émissions de soufre (ZCES, ou SECA en anglais) ont été fixées à 1,00 % à partir du 1er juillet 2010 et à 0,10 % à compter du 1er janvier 2015. Les limites dans les zones maritimes en dehors des ZCES ont été fixées à 3,50 % à partir du 1er janvier 2012 et 0,50 % à compter du 1er janvier 2020 – sous réserve dans ce dernier cas d'une clause de révision permettant de repousser cette date jusqu'à 2025, en fonction des résultats d'une étude sur la disponibilité des carburants.

La directive 2012/33 CE du 21 novembre 2012 modifiant la directive 1999/32/CE en ce qui concerne la teneur en soufre des combustibles marins, a intégré dans le droit communautaire les dispositions de l'annexe VI révisée de la convention MARPOL. L'article 11 de la directive fait obligation aux États membres de prévoir les sanctions applicables en cas de violation des dispositions qu'ils ont adoptées pour la mise en œuvre de la directive. Ces sanctions doivent être « efficaces, proportionnées et dissuasives ». Les sanctions peuvent comprendre des amendes « calculées de manière à, au minimum, priver les responsables des avantages économiques tirés de leur infraction, tout en augmentant progressivement pour les infractions répétées ».

En droit français, des peines sont d'ores et déjà prévues à l'article L.218-15 du code de l'environnement pour sanctionner les violations à l'annexe VI de la convention MARPOL. Ces peines, d'un an d'emprisonnement et de 200 000 € d'amende paraissent d'un montant suffisant pour répondre aux exigences de la directive. L'élément de progressivité résulte des dispositions du code pénal sur la sanction de la récidive et sur les peines applicables aux personnes morales.

### Objectifs

Certaines limites fixées par la directive excèdent ou pourraient excéder celles prévues par l'annexe VI de la convention MARPOL. Il est donc nécessaire qu'outre les dispositions de l'annexe VI, les sanctions visent des dispositions de la directive : le non respect de la limite de 0,1 % par les navires à quai dans les ports français doit ainsi être sanctionné, que ceux-ci soient ou non situés dans une ZCES ; selon l'annexe VI de la convention MARPOL, la date limite de 2020 pourrait (sous l'effet de la clause de révision) être repoussée en 2025, alors que cette date de 2020 est ferme dans le texte de la directive, qui n'a pas intégré de clause de révision.

Ainsi est-il envisagé de :

- supprimer la référence à l'annexe VI de la convention MARPOL dans l'article L.218-15 du code de l'environnement ;

- créer un article L.218-15-1 du code de l'environnement dédié aux pollutions de l'air par le transport maritime, contenant les obligations en matière d'oxydes de soufre (comprenant tant les dispositions MARPOL que celles de la directive 1999/32/CE modifiée), et les renvois aux règles 12 (substances qui appauvrissent la couche d'ozone), 13 (oxydes d'azote) et 16 (incinération à bord) de l'annexe VI de la convention MARPOL ;
- ajouter un troisième alinéa à l'article L.218-20 afin de prendre en compte l'exception de non disponibilité de fuel conforme aux seuils prescrits, conformément au dispositif de l'article 4 bis, paragraphe 5 ter de la directive 1999/32/CE.

---

## Article 18

---

### **1 Diagnostic**

La qualité de l'air concerne le bien-être, la vie quotidienne de nos concitoyens, mais c'est avant tout un enjeu sanitaire majeur (maladies cardio-respiratoires, cérébrales, cancers). Le coût pour la société de la pollution de l'air extérieur s'élève chaque année au minimum à 20 à 30 milliards d'euros en France, dont près de 1 milliard d'euros directement supporté par le système de soin. Compte tenu de l'impact sanitaire de la pollution atmosphérique et du contexte réglementaire (procédures contentieuses européennes en cours), des mesures en faveur de l'amélioration de la qualité de l'air ambitieuses et efficaces doivent être mises en œuvre dans tous les secteurs d'activité contributeurs (transport, agriculture, industrie, domestique et tertiaire) dans le cadre d'une politique intégrée « climat-air-énergie » et en s'appuyant sur des politiques durables de déplacements, d'urbanisme et de logement au niveau national et au niveau local.

Afin de réduire l'exposition de la population aux dépassements des valeurs limites réglementaires, la France doit réduire ses émissions nationales de polluants atmosphériques. Depuis le plan particules, annoncé par le Grenelle de l'environnement, la France n'a pas fixé de stratégie de réduction des émissions de polluants. Pour cette raison, la transition énergétique, dans le cadre d'une approche intégrée climat-air-énergie, doit fixer la feuille de route en matière de qualité de l'air. En effet, les enjeux énergétiques et les politiques en matière de climat sont étroitement liés aux politiques en matière de qualité de l'air. Les synergies des outils mis en place dans ce cadre, comme les compromis à trouver, doivent être réfléchis et élaborés de manière intégrée tout en considérant les enjeux économiques.

La directive 2001/81/CE relative aux plafonds d'émissions nationaux est en cours de révision. Il existe encore des incertitudes concernant les plafonds d'émissions qu'imposera la directive 2001/81/CE révisée. En revanche, les dates auxquelles ces plafonds seront imposés (2020 et 2030 avec un point d'étape à 2025) et le principe d'obligation d'élaboration d'un plan d'actions national sont actés et ne seront pas remis en cause. Le plan national de réduction des émissions de polluants atmosphériques (PREPA), pris par arrêté ministériel du 8 juillet 2003, devra donc être révisé pour respecter ces objectifs.

### **2 Objectifs poursuivis**

Aujourd'hui, le PREPA n'a pas d'existence législative. Dans un souci de lisibilité des politiques publiques et de transposition correcte de la directive 2001/81/CE, il est nécessaire de construire un dispositif juridique solide et cohérent, avec inscription du principe d'élaboration du PREPA dans la loi, fixation des objectifs chiffrés par voie de décret et adoption du plan par voie d'arrêté.

Cet article constitue aussi le versant programmatique opérationnel de l'article 1 du chapitre 3 du titre I.

Le PREPA poursuit deux objectifs :

- le respect des plafonds de la directive 2001/81/CE en cours de révision. La directive révisée devrait imposer des plafonds nationaux d'émissions à la France pour plusieurs polluants (SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, COV, NH<sub>3</sub>, PM<sub>2,5</sub>, CH<sub>4</sub>), ainsi que la mise en place d'un plan

d'actions national. A ce titre, le PREPA sera la transposition directe de la directive et constituera donc une obligation réglementaire,

- la réduction des niveaux de fond de concentrations en polluants réglementés par la directive 2008/50/CE. A ce titre, l'impact des scénarios de réduction des émissions nationales du PREPA sera objectivé en termes de concentrations de polluants.

### **3 Options possibles et mesure retenue**

Le PREPA constitue une obligation de transposition de la directive 2001/81/CE. Ce n'est donc pas l'opportunité de ce plan qui est l'objet de cette étude d'impact, mais le dispositif juridique proposé pour l'adopter.

Dans la mesure où le PREPA pourrait conduire à des obligations qui nécessitent une base législative, il a été retenu de prévoir le principe du plan d'actions inscrit dans la loi.

### **4 Étude des impacts**

Le projet d'article inscrit le futur PREPA dans un dispositif juridique solide et cohérent. Cet article ne fixe pas d'objectifs chiffrés et n'instaure pas le PREPA (renvoi à la voie réglementaire). Il n'a donc pas d'impacts directs.

Le décret et l'arrêté feront l'objet d'une étude d'impact spécifique au regard des bénéfices environnementaux et du coût des actions sectorielles à mettre en œuvre.

#### Impacts sur l'ordre juridique interne

Abrogation de l'arrêté du 8 juillet 2003 portant approbation du programme national de réduction des émissions de polluants atmosphériques (SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, COV et NH<sub>3</sub>).

### **5 Modalités d'application**

#### A Articulation avec le droit européen en vigueur ou en cours d'élaboration.

Transposition directe de la directive 2001/81/CE du 23 octobre 2001 fixant des plafonds d'émission nationaux pour certains polluants atmosphériques.

Contribue à l'atteinte des objectifs de la directive 2008/50/CE du 21 mai 2008 concernant la qualité de l'air ambiant et un air pur pour l'Europe.

#### B Modalités d'application dans le temps des dispositions envisagées

Renvoi à la voie réglementaire pour fixer les objectifs et arrêter le plan d'actions : 30 juin 2015 au plus tard.

#### C Liste prévisionnelle des textes d'application nécessaires

Fixation des objectifs chiffrés par voie de décret et adoption du plan par voie d'arrêté interministériel.

## Article 19

---

Cet article vise à renforcer les outils de planification territoriale pour la qualité de l'air :

- Il simplifie les conditions de mise à jour de la liste des agglomérations concernées par les mesures obligatoires en matière d'amélioration de la qualité de l'air et de transports urbains et de la liste des agglomérations de plus de 100 000 habitants concernées par les cartes de bruit et les plans de prévention du bruit dans l'environnement
- Il aménage les liens de compatibilité entre le PPA et les documents supérieurs et simplifie la procédure d'élaboration de ces plans
- Il améliore le suivi annuel des actions du PPA
- Il aménage la compatibilité des plans de déplacements urbains et des plans locaux d'urbanisme intercommunaux en tenant lieu avec les objectifs du PPA
- Il renforce le pouvoir de police du préfet dans le cadre des PPA, afin de lui permettre d'imposer à certains établissements générateurs de trafic la mise en œuvre de plans de mobilité

### **D) Simplification de la mise à jour de la liste des agglomérations soumises à PPA, PDU, cartes de bruit et plan de prévention du bruit [I.1° ; I.2°d) ; III.]**

#### **1 Diagnostic**

Trois articles de loi renvoient vers un décret en Conseil d'État pour fixer une liste d'agglomérations de plus de 250 000 habitants et de plus de 100 000 habitants. Ce décret est codifié à l'article R221-2 du code de l'environnement :

- l'article L222-4 du code de l'environnement prévoit que les agglomérations de plus de 250 000 habitants doivent élaborer des plans de protection de l'atmosphère (PPA), en transposition de la directive 2008/50/CE, et plus précisément son article 23. L'article R222-13 du code de l'environnement, relatif aux plans de protection de l'atmosphère, prévoit que les agglomérations de plus de 250 000 habitants mentionnées à l'article L222-4 sont celles qui figurent au I de l'article R221-2 du code de l'environnement (décret en Conseil d'État)
- l'article L221-2 prévoit que les modalités de surveillance de la qualité de l'air et de ses effets sur la santé et sur l'environnement sont adaptées aux besoins de chaque zone, notamment ceux des agglomérations de plus de 100 000 habitants. Il renvoie vers un décret en Conseil d'État pour fixer la procédure administrative ainsi que la liste et la carte des communes incluses dans les agglomérations de plus de 100 000 habitants. Cette liste figure au II de l'article R221-2 du code de l'environnement.
- l'article L 1214-3 du code des transports prévoit que les agglomérations de plus de 100 000 habitants ont l'obligation d'élaborer un plan de déplacements urbains (PDU). Il prévoit que la liste de ces agglomérations est celle de l'article L221-2 du code de l'environnement.

En parallèle, l'article L572-2 du code de l'environnement renvoie à un autre décret en Conseil d'Etat pour fixer la liste des agglomérations de plus de 100 000 habitants qui doivent établir une carte de bruit et un plan de prévention du bruit dans l'environnement. Ce décret est codifié à l'article R572-3 du code de l'environnement.

En fonction des évolutions démographiques, ces listes sont amenées à être modifiées. Or, la prise de décrets en Conseil d'Etat ne permet pas une adaptation rapide de la réglementation et peut entraîner un écart entre les listes officielles et la réalité. Aujourd'hui, les listes des articles R221-2 et R572-3 ne sont plus à jour (décrets datant respectivement de 2010 et 2006) et les évolutions démographiques conduisent à un écart croissant entre les listes officielles et la réalité. Ainsi, certaines agglomérations qui ont dépassé le seuil des 250 000 ou 100 000 habitants ne sont pas listées alors que d'autres y figurent alors qu'elles sont descendues sous le seuil, introduisant une ambiguïté forte sur la nécessité d'élaborer un PPA ou un PDU, et sur les modalités de surveillance de la qualité de l'air qui y sont édictées, ainsi que sur la nécessité d'élaborer une carte de bruit et un plan de prévention du bruit dans l'environnement.

## **2 Objectifs poursuivis**

Afin de permettre une meilleure adaptation et réactivité de la réglementation à la réalité démographique des territoires, il convient de ne plus arrêter la liste des agglomérations des articles R221-2 et R572-3 du code de l'environnement par décret en Conseil d'État.

## **3 Options possibles et mesure retenue**

Il est proposé de remplacer la liste fixée par décret en Conseil d'Etat mentionnée aux articles L221-2 et L222-4 du code de l'environnement par une liste fixée par arrêté conjoint des ministres de l'écologie et des transports. Ces articles doivent être modifiés afin de renvoyer vers l'arrêté.

Il est également proposé de remplacer la liste fixée par décret en Conseil d'Etat mentionnée à l'article L572-2 du code de l'environnement par une liste fixée par arrêté conjoint des ministres de l'écologie et de l'intérieur. Cet article doit également être modifié afin de renvoyer vers l'arrêté.

Il ne semble pas possible de renvoyer directement vers l'INSEE, car les informations que l'institut élabore n'ont pas de valeur contraignante. Un texte réglementaire doit donc être pris. L'arrêté semble donc être le meilleur compromis en termes de souplesse et de solidité juridique.

L'arrêté devra être mis à jour au moins tous les 5 ans.

## **4 Étude des impacts**

Il s'agit d'une mesure de simplification du droit.

### **A Impacts sur l'organisation des services de l'État**

Procédure facilitée par la prise d'un arrêté à la place d'un décret : mises à jour plus fréquentes et meilleure lisibilité du droit

### **B Impacts sur l'ordre juridique**

L'article R221-2 et le 3° de l'article R572-3 du code de l'environnement doivent être abrogés.

## **5 Modalités d'application**

### **B Modalités d'application dans le temps des dispositions envisagées**

Immédiate

### **C Conditions d'application des dispositions envisagées dans les collectivités d'outre-mer**

Identiques

### **D Liste prévisionnelle des textes d'application nécessaires**

Cette modification doit être complétée, par voie réglementaire, par l'abrogation de l'article R221-2 du code de l'environnement et la modification du 1° de l'article R222-13 du code de l'environnement (décret en Conseil d'État) et la prise d'un arrêté des ministres chargés de l'écologie et des transports.

Elle doit également être complétée par l'abrogation du 3° de l'article R572-3 du code de l'environnement.

## **II) Révision des liens de compatibilité entre le PPA et les documents supérieurs et simplification de la procédure d'élaboration des plans de protection de l'atmosphère [I.2°a)b)c) ; II.]**

### **1 Diagnostic**

Au cours de son élaboration, le projet de plan de protection de l'atmosphère doit actuellement faire l'objet d'une consultation obligatoire du CODERST avant d'être soumis aux conseils municipaux et EPCI intéressés (sans distinction). Il est ensuite soumis à enquête publique.

Etant donné le caractère sensible des mesures contenues dans le plan de protection de l'atmosphère, il est fréquent que celui-ci fasse l'objet de nombreuses remarques et modifications suite à la consultation des collectivités puis à l'enquête publique. En conséquence, le projet de plan examiné par le CODERST est la plupart du temps très différent de celui qui est présenté à la signature du préfet, et les services de l'État (DREAL) se voient contraints de programmer un second passage en CODERST après l'enquête publique. Cette pratique contrainte engendre des coûts supplémentaires pour l'État, rallonge inutilement la procédure d'élaboration des PPA et rend inutile le premier CODERST, qui peut donc être supprimé au profit du CODERST post-enquête publique.

Par ailleurs, la consultation de tous les EPCI n'est pas nécessaire. La pratique montre que les EPCI intéressés par les mesures des plans de protection de l'atmosphère sont des EPCI à fiscalité propre. De plus, seuls les EPCI à fiscalité propre sont compétents en matière de lutte contre la pollution de l'air. Ainsi, la consultation obligatoire de tous les EPCI engendre des coûts supplémentaires pour l'État et rallonge inutilement la procédure d'élaboration du PPA. En revanche, il convient de mentionner explicitement les autorités organisatrices de transports, dont certaines, n'étant pas EPCI à fiscalité propre, pourrait se voir sinon écartées de la consultation.

Enfin, concernant les liens de compatibilité avec les documents supérieurs, il n'y a plus lieu de mentionner le plan régional pour la qualité de l'air qui n'a plus d'existence juridique. De plus, en vue de l'instauration d'un schéma régional unique qui ne sera plus élaboré par l'État, il convient de changer le lien de compatibilité avec le schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie en lien de prise en compte.

## **2 Objectifs poursuivis**

L'objectif est d'améliorer et raccourcir le déroulement de la procédure d'élaboration des plans de protection de l'atmosphère en réduisant à l'essentiel le nombre des EPCI à consulter. La consultation du CODERST devient facultative.

## **3 Options possibles et mesure retenue**

La modification du droit (article L222-4 du code de l'environnement) est la seule option envisageable afin de réduire les coûts pour l'État et la durée d'élaboration des PPA sans introduire de fragilité juridique pour ces plans.

Le projet de plan sera d'abord soumis à l'avis des conseils municipaux et des organes délibérants des EPCI à fiscalité propre concernés et des autorités organisatrices de transports. Il sera ensuite soumis à enquête publique et pourra passer en CODERST.

## **4 Étude des impacts**

### **A Impacts sur l'organisation des services de l'État**

Réduction du nombre d'EPCI à consulter ce qui entraîne une réduction du nombre de lettres de saisine à adresser aux EPCI et un gain de temps lié au nombre d'avis recueillis à examiner. En revanche, la consultation des dossiers s'effectue en principe par voie électronique, la réduction des coûts est donc négligeable.

### **B Impacts sur les collectivités**

Gain de temps pour les collectivités non-concernées qui ne seront plus sollicitées. Gain de temps également pour le CODERST qui ne sera plus sollicité systématiquement.

## **5 Modalités d'application**

### **A Articulation avec le droit européen en vigueur ou en cours d'élaboration.**

Participe à la mise en œuvre de la directive 2008/50/CE concernant la qualité de l'air ambiant et un air pur pour l'Europe, article 23 : la modification permet de réduire le temps d'élaboration des plans de protection de l'atmosphère, sans perte de consultations, et ainsi de mieux tenir le délai de 24 mois imposé par la directive.

### B Modalités d'application dans le temps des dispositions envisagées

Les plans de protection de l'atmosphère pour lesquels les CODERST ont déjà été saisis pour avis à la date de publication de la présente loi sont élaborés selon la procédure en vigueur avant la publication de cette même loi.

### C Conditions d'application des dispositions envisagées dans les collectivités d'outre-mer

Identiques

### D Liste prévisionnelle des textes d'application nécessaires

Un décret en Conseil d'Etat doit être pris afin de modifier l'article R222-21 qui prévoit la consultation du CODERST en amont de l'enquête publique. Il s'agit de rétablir la concordance entre la partie législative et la partie réglementaire du code.

## **III) Renforcement de la procédure de suivi de la mise en œuvre des mesures du PPA [I.3°]**

### 1 Diagnostic

Le suivi annuel de la mise en œuvre des actions du plan de protection de l'atmosphère est une obligation communautaire au titre de la directive 2008/50/CE (article 28 paragraphe 2°) et est encadré par la décision d'exécution 2011/850/UE de la Commission du 12 décembre 2011. Dans ce cadre, des informations précises doivent être fournies à la Commission tous les ans, concernant le suivi des actions mises en place localement.

En droit national, il est précisé à l'article R222-14 du code de l'environnement que les plans de protection de l'atmosphère organisent le suivi des actions mises en œuvre par les personnes et organismes locaux grâce aux informations que ces acteurs fournissent au préfet.

Ce levier réglementaire ne permet pas en pratique au préfet de disposer de toutes les informations utiles dans la mesure où les autorités ne font pas nécessairement de retour sur les actions qu'elles mettent en œuvre. Cela ne permet pas une évaluation complète des plans de protection de l'atmosphère, et par conséquent dégrade la qualité des informations transmises chaque année à la Commission européenne. Dans les faits, on constate que seules les informations concernant les actions mises en œuvre par l'État dans le cadre des PPA peuvent être correctement rassemblées et transmises. Ainsi, toutes les actions non-réglementaires, qui peuvent constituer près de la moitié des actions d'un PPA et qui peuvent être importantes en termes de bénéfices pour la qualité de l'air, ne sont pas ou ne sont pas correctement transmises à la Commission européenne. Celle-ci n'est donc pas en mesure de juger correctement les actions mises en place en France, ce qui est dommageable, notamment au vu des contentieux en cours concernant la mauvaise mise en œuvre reprochée à la France des articles 13 et 23 de la directive 2008/50/CE.

## 2 Objectifs poursuivis

L'objectif est de permettre un meilleur suivi et une meilleure évaluation des actions prévues dans les plans de protection de l'atmosphère. Les indicateurs de suivi des actions contenues dans ces plans et non portées par les services de l'État devront être, lorsqu'ils existent, remontés annuellement au préfet. En revanche, aucune charge supplémentaire n'est créée pour ces acteurs, puisque seules les informations existantes par ailleurs devront être transmises.

## 3 Options possibles et mesure retenue

Modification de l'article L222-6 du code de l'environnement.

La mesure vise à imposer aux autorités concernées de fournir aux préfets les informations dont elles disposent et qui sont utiles au suivi des actions engagées et de leur effet sur la qualité de l'air.

## 4 Étude des impacts

### A Impacts environnementaux

Renforcer le suivi permet une meilleure évaluation des résultats et une meilleure anticipation sur les actions à développer par la suite conduisant à une amélioration de la qualité de l'air. Cette mesure contribuera à la bonne mise en œuvre des actions des plans de protection de l'atmosphère qui, sur le territoire national, permettront un retour sous les valeurs limites réglementaires de concentration de polluants dans l'air imposées par la directive 2008/50/CE entre 2015 et 2020.

### B Impacts sur l'organisation des services de l'État

Négligeables voire positifs (réduction de la charge administrative) : les services de l'État sont déjà chargés d'élaborer annuellement un suivi de la mise en œuvre des actions du plan de protection de l'atmosphère et de présenter le bilan de cette mise en œuvre en CODERST. La mesure présentée ici aura deux impacts :

- augmentation du nombre d'indicateurs traités chaque année par les services locaux de l'État (DREAL). Cette augmentation n'est pas de nature à faire peser des coûts supplémentaires ou un temps de travail significativement plus long pour ces services
- amélioration de la transmission d'information des acteurs concernés vers les services de l'État : en automatisant et en améliorant cette transmission d'informations, la charge sur les services de l'État (DREAL) sera diminuée en termes de temps de travail nécessaire.

### C Impacts sur les collectivités

Transmission des informations au préfet : charge négligeable car la mesure ne crée que l'obligation de transmission des informations lorsqu'elles existent, sans créer d'obligation nouvelle d'évaluation des actions.

### 5 Modalités d'application

#### A Articulation avec le droit européen en vigueur ou en cours d'élaboration.

Participe à la mise en œuvre de la directive 2008/50/CE concernant la qualité de l'air ambiant et un air pur pour l'Europe et améliore la qualité de reporting des autorités françaises au titre de la décision d'exécution 2011/850/UE de la Commission

#### B Modalités d'application dans le temps des dispositions envisagées

Immédiate.

#### C Conditions d'application des dispositions envisagées dans les collectivités d'outre-mer

Identiques.

## **IV) Compatibilité PDU et PLU intercommunal avec les objectifs du PPA [IV. ; V.]**

### 1 Diagnostic

Les objectifs et la portée juridique des PDU sont définis aux articles L1214-1 et suivants du code des transports (objectifs, compatibilité, délai de révision, évaluation...).

Actuellement, les PDU ne prennent pas en compte la problématique de la qualité de l'air et il n'existe pas d'articulation entre les PDU et les PPA.

Les dispositions relatives aux PLUi sont définies aux articles L123-1 et suivants du code de l'urbanisme. Le PLUi, lorsqu'il est élaboré par un établissement public de coopération intercommunale compétent qui est autorité organisatrice de la mobilité, peut tenir lieu de plan de déplacements urbains. Les nouvelles mesures concernant les PDU doivent donc également être prévues pour les PLUi tenant lieu de PDU.

### 2 Objectifs poursuivis

Cette mesure vise à améliorer le lien entre les PDU et les PLUi tenant lieu de PDU, outils permettant de favoriser les formes plus durables de mobilité urbaine, et les PPA, plans de protection de l'atmosphère, outil de planification pour la maîtrise de la qualité de l'air. Les PDU et les PLUi tenant lieu de PDU devront ainsi prendre en compte les objectifs de réduction des émissions de polluants visés par le PPA.

L'articulation entre ces deux plans, et notamment leurs révisions et évaluations, doit être créée.

### 3 Options possibles et mesure retenue

En ce qui concerne les PDU, cet article propose les modifications suivantes :

- l'intégration d'un objectif de qualité de l'air dans la liste des objectifs du PDU
- la compatibilité du plan de déplacements urbains avec les objectifs, relatifs à chaque polluant, du plan de protection de l'atmosphère lorsqu'il existe et qu'il concerne tout ou partie du même territoire ; la suppression du lien de compatibilité avec les PRQA et les SRCAE.
- la réévaluation du PDU sous 2 ans quand un PPA est élaboré ou révisé
- la réalisation d'une évaluation de l'impact du PDU sur les émissions des polluants locaux dans le cadre de toute première élaboration d'un PDU obligatoire et, pour les PDU existants, dans le cadre des évaluations quinquennales obligatoires, sans en modifier le rythme lorsqu'un PPA existe.

Pour les PLUi tenant lieu de PDU, cet article propose les modifications suivantes :

- la compatibilité du plan local d'urbanisme intercommunal tenant lieu de PDU avec les objectifs, relatifs à chaque polluant, du plan de protection de l'atmosphère lorsqu'il existe et qu'il concerne tout ou partie du même territoire ; la suppression du lien de compatibilité avec les PRQA et les SRCAE
- la réalisation d'une évaluation de l'impact du PLUi tenant lieu de PDU sur les émissions des polluants locaux dans le cadre de toute première élaboration d'un PLUi obligatoire et, pour les PLUi existants, dans le cadre des évaluations obligatoires réalisées tous les neuf ans.

### 4 Étude des impacts

#### A Impacts environnementaux

Cette mesure permettra de renforcer l'efficacité des PDU et PLUi tenant lieu de PDU dans leur contribution à l'amélioration de la qualité de l'air. Leur compatibilité avec les PPA contribuera à atteindre les objectifs fixés dans les PPA. Globalement, les actions envisagées dans les PPA doivent permettre une réduction significative des émissions d'oxydes d'azote (30 à 45%) et particules « PM10 » (20 à 35%) et une réduction de plus de 95 % de la population exposée aux particules « PM10 » d'ici 2020.

A titre d'exemples, dans les PPA des Alpes-Maritimes, du Var et des Bouches-du-Rhône, les objectifs de réduction d'émissions du secteur du transport routier liés aux PDU sont estimés à 10% pour les particules et à 10% pour les oxydes d'azote. En Ile-de-France, les objectifs de réduction d'émissions du transport routier liés au PDU sont de 6% pour les particules et les oxydes d'azote. Dans le PPA de Grenoble, les PDU permettront une diminution des émissions du transport routier de 10% en particules et en oxydes d'azote sur l'ensemble du PPA et de 19 % en particules et 17% en oxydes d'azote sur la zone centre du PPA par rapport au tendanciel.

## B Impacts budgétaire et financier

(Il existe un impact financier pour les collectivités territoriales mettant en œuvre des PDU ou PLUi tenant lieu de PDU. Cet impact est développé au point suivant.)

## C Impacts sur les collectivités

*Concernant les plans de déplacements urbains :*

En 2013, on dénombrait une cinquantaine de PDU obligatoires en application de l'article L1214-3 du code des transports et une trentaine de PDU volontaires dont le périmètre de transports urbains était couvert par un PPA.

La mesure proposée ici aura deux effets :

- l'introduction de l'objectif qualité de l'air et l'évaluation de l'impact du PDU sur les émissions de polluants atmosphériques n'aura dans les faits pas ou peu d'impacts chiffrables sur le contenu même du PDU. En revanche, l'évaluation du volet « air » du PDU aura un coût supplémentaire pour les AOT. Cette évaluation sera réalisée par les AASQA ou par des bureaux d'étude. Son coût peut être estimé, à partir du retour d'expérience de l'élaboration des plans de protection de l'atmosphère à un montant allant de 20 à 50k€. Ce coût est probablement surestimé puisque les outils de calcul des émissions de CO2 et de gaz à effet de serre évités par la mise en œuvre du PDU déjà utilisés actuellement permettent dans la plupart des cas de mesurer de la même façon les émissions de polluants locaux ce qui limiterait le coût de réalisation de cette évaluation. Le surcoût de cette composante pour les collectivités est donc évalué de 1,6M€ à 4M€.
- l'introduction de l'obligation de réévaluation des PDU, 2 ans après toute modification ou élaboration d'un plan de protection de l'atmosphère aura pour effet de caler les rythmes d'élaboration des PDU avec ceux des PPA. En première approche, on peut estimer que la moitié des PDU se situant en zone PPA ne sont pas déjà calés sur le rythme d'élaboration des PPA, et devront donc subir une évaluation anticipée de leur impact sur la qualité de l'air, en plus de l'évaluation à échéance. Le surcoût de cette composante est donc de 0,8M€ à 2M€.

L'impact total sur les collectivités en charge de l'élaboration de plans de déplacements urbains (autorités organisatrices de la mobilité) peut donc être estimé entre 2,4M€ et 6M€ pour environ 80 collectivités, soit en moyenne entre 30k€ et 75k€ par collectivité en charge de l'élaboration d'un PDU.

A titre indicatif, on estime le prix moyen pour l'élaboration d'un PDU à environ 290 k€ (selon les résultats de l'enquête réalisée par le Groupement des Autorités Responsables des Transports (GART) en 2009). Ce coût peut toutefois varier énormément selon les caractéristiques du périmètre de transports urbains concerné. Ainsi, le surcoût relatif est de l'ordre de 10% à 25%.

*Concernant les plans locaux d'urbanisme intercommunaux tenant lieu de PDU :*

Au 1<sup>er</sup> janvier 2013, au niveau national, 33 PLUi étaient approuvés pour 369 communes et 102 étaient en cours d'élaboration ou de révision pour 1615 communes. On recense environ

15 PLUi tenant lieu de PDU sur le territoire. Parmi ces PLUi, la moitié se situe dans une zone couverte par un PPA.

Les coûts supplémentaires engendrés par la mesure proposée sont difficilement mesurables, mais pourraient être estimés unitairement de manière identique à ceux des PDU (20 à 50k€ par PLU intercommunal). Pour la moitié des PLUi tenant lieu de PDU il sera nécessaire de réaliser une évaluation des impacts du document sur les émissions de polluants lors de l'évaluation obligatoire du PLUi. Le surcoût pour les collectivités est donc évalué entre 160 k€ et 400k€.

## 5 Modalités d'application

### A Articulation avec le droit européen en vigueur ou en cours d'élaboration.

Cette mesure participe à la mise en œuvre de la directive 2008/50/CE concernant la qualité de l'air ambiant et un air pur pour l'Europe, à travers la meilleure atteinte des objectifs des plans de protection de l'atmosphère.

### B Modalités d'application dans le temps des dispositions envisagées

La mise en œuvre de cette mesure se fera progressivement en fonction des rythmes d'élaboration, de révision ou d'évaluation des différents plans concernés.

### C Conditions d'application des dispositions envisagées dans les collectivités d'outre-mer

Identiques

## **V) Permettre au préfet de rendre obligatoires les plans de déplacement des entreprises en zone PPA [VI. et VII.]**

### 1 Diagnostic

La loi sur l'air et l'utilisation rationnelle de l'énergie (intégrée au Code de l'Environnement) définit des outils de planification pour la maîtrise de la qualité de l'air à l'échelle d'une zone ou d'une région : ce sont les Plans de Protection de l'Atmosphère (PPA) (Articles L 222-4 et L222-5 du code de l'environnement). Un PPA doit être réalisé pour chaque agglomération 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. Le PPA poursuit l'objectif, dans un délai qu'il fixe, de respecter, dans la zone concernée, les valeurs limites réglementaires de concentrations en polluants atmosphériques, et de définir les modalités de la procédure d'alerte et les mesures d'urgence correspondantes. L'intérêt de ce document de planification réside donc dans sa capacité à améliorer la qualité de l'air dans un périmètre donné en mettant en place des mesures locales adaptées à ce périmètre.

Le plan de mobilité est un outil au service de tout employeur ou tout établissement générateur de trafic souhaitant favoriser les déplacements durables des personnes et des biens liés à son activité. Que ce soit pour des entreprises (plan de déplacements d'entreprise ou PDE), des collectivités, des administrations (plan de déplacements de l'administration ou PDA), des commerçants, ou des centres commerciaux, un plan de mobilité a pour objectif premier de

rationaliser l'organisation des déplacements liés à l'activité de l'établissement. Les actions d'un plan de mobilité visent à limiter le recours à la voiture individuelle par le développement d'offres alternatives comme la marche, le vélo, les transports en commun, le covoiturage, l'auto-partage, etc. Les plans de mobilité doivent, au-delà des déplacements domicile-travail, analyser les déplacements professionnels ainsi que les trajets des visiteurs ou fournisseurs. Ainsi, sur ces déplacements aussi, les plans de doivent examiner et éventuellement produire des actions de limitation de l'utilisation de la voiture individuelle pour les personnes ou une réduction des impacts des marchandises sur la qualité de l'air. Les plans de mobilité sont donc des outils qui permettent de réduire les émissions de polluants atmosphériques, en période normale mais également en période de pic de pollution.

Les plans de mobilité sont actuellement des démarches volontaires promues par le plan de déplacements urbains (article L1214-2 du code des transports). En effet, le 9° de l'article 1214-2 du code des transports prévoit dans les objectifs des plans de déplacements urbains *"l'amélioration du transport des personnels des entreprises et des collectivités publiques en incitant ces dernières à prévoir un plan de mobilité et à encourager l'utilisation par leur personnel des transports en commun et le recours au covoiturage"*.

L'article L.1214-2 du code des transports qui énumère les objectifs du plan de déplacements urbains (PDU), est la seule disposition faisant mention d'un plan de mobilité, or, il résulte de ce texte que la mise en place de ce type de plans ne peut avoir de portée contraignante. En effet, cet instrument est explicitement envisagé par la loi comme une simple incitation. Dès lors, il n'est pas possible actuellement de prévoir la mise en place obligatoire d'un plan de mobilité dans les PPA.

Les trajets « domicile-travail » constituent une partie importante des déplacements réalisés aux moyens d'une voiture individuelle. Il convient donc d'agir sur cette source de déplacements en permettant au préfet de rendre obligatoire la mise en place d'un plan de mobilité dans les zones concernées par un PPA afin de contribuer à une part importante des objectifs de réduction des émissions dans ces zones en contribuant à la diminution des émissions de polluants liées au trafic généré notamment par les flux de déplacements des zones d'activité.

## 2 Objectifs poursuivis

L'objectif de cette mesure est que le plan de mobilité devienne un outil à la disposition du préfet pour atteindre les normes de qualité de l'air mentionnées à l'article L.221-1 du code de l'environnement. Le dispositif assurera la bonne mise en œuvre des PPA. Cette mesure vient donc renforcer les pouvoirs de police du préfet au motif d'une mauvaise qualité de l'air.

## 3 Options possibles et mesure retenue

Les plans de protection de l'atmosphère des Bouches-du-Rhône, de Lyon, Toulon, Montpellier ou Grenoble prévoient des mesures incitant à la mise en place de plans de mobilité pour certaines entreprises en fonction d'un critère de taille (nombre de salariés, éventuellement modulé par un taux moyen d'occupation des véhicules). Les difficultés de mise en œuvre locale d'une systématisation de la mise en place de tels plans suggère que l'option législative donnant un pouvoir contraignant au préfet en zone couverte par un plan de protection de l'atmosphère doit être retenue. Le fait de pouvoir rendre obligatoire l'élaboration de plans de mobilité nécessite une disposition législative.

Les seuils et les critères permettant de cibler les établissements soumis à l'obligation seront concertés au niveau local et fixés par le préfet. A titre d'exemple, pour le PPA d'Ile-de-France, une entreprise, une collectivité ou une administration est assujettie à un plan de déplacements d'établissement si le produit entre son nombre de salariés et le taux moyen d'utilisation de la voiture particulière parmi les personnes venant travailler dans la commune de l'implantation de cet établissement est supérieur à un seuil qui caractérise la structure de grand générateur de trafic (500 dans le PPA d'Ile-de-France révisé en mars 2013). Ce seuil induit 320 établissements assujettis. Pour le PPA des Bouches-du-Rhône, Toulon, Lyon, Montpellier ou encore Grenoble le critère retenu est le nombre de salariés (supérieur à 250).

#### 4 Étude des impacts

##### A Impacts environnementaux

La réalisation de plans de mobilité permet une meilleure gestion des déplacements des employés et des visiteurs extérieurs des entreprises. Cela constitue un enjeu majeur pour l'amélioration de la qualité de l'air dans les zones PPA. Dans certaines zones PPA où la pollution liée au trafic est très importante, l'obligation de réaliser des plans de mobilité permettra de contribuer à l'atteinte des objectifs fixés dans les PPA de manière pérenne et en cas de pic de pollution.

Une étude menée par l'ADEME sur 1170 démarches de PDE en France a montré que la mise en place d'un tel plan permet de réaliser une baisse de la part modale de la voiture individuelle entre 10 et 15% et un report modal moyen déclaré des PDE mis en œuvre de 5,7%. Les reports modaux les plus importants se situent en centre ville dense (là où en général la pollution de l'air est la plus problématique) avec 20% de PDE à plus de 20% de report.

D'un point de vue environnemental, l'étude menée par l'ADEME a montré que la mise en place d'un PDE permet de réaliser une économie de CO2 entre 100 et 150 kg/salarié/an. Selon cette même étude, ces dispositifs engendrent aussi un gain en émissions de polluants atmosphériques (NOx, PM10 notamment) mais il n'est toutefois pas évalué précisément, même si on peut considérer que la réduction des émissions est proportionnelle à la réduction des km parcourus.

Dans les PPA, les gains en émissions engendrés par chacune des mesures les composant sont toujours évalués. Ainsi, pour le PPA de Lyon, il a été estimé que la mise en place des PDE, PDA (plans de déplacement d'administrations) ou PDIE/PDIA pour toutes les entreprises de plus de 250 salariés entraînera des gains en émissions de 0,30 % de PM10 et de 0,70 % de NOx à l'échéance du PPA soit 13t de PM10 et 155t de NOx. Pour le PPA de Grenoble, les gains en émissions en PM10 est évalué à -0,20 % et à -0,50 % à l'échéance du PPA soit 7t de PM10 et 65t de NOx. Dans le PPA de Montpellier, la mise en place de PDE dans les entreprises de plus de 250 salariés entraînera une diminution des émissions de PM10 de 0,1% soit 1,5t et une diminution de 0,4% des émissions de NOx soit 22t. Ces réductions ne sont pas négligeables dans un contexte où la réduction des émissions de particules suppose d'agir dans tous les secteurs d'activité.

## B Impacts économiques

Les établissements qui mettent en place ces plans de mobilité réduisent leurs coûts globaux liés aux déplacements. L'image et la notoriété des établissements ayant entrepris la réalisation d'un plan de mobilité peuvent être valorisées.

Pour la collectivité, qui accueille sur son territoire des entreprises et qui les soutient dans la réalisation de PDE ou PDIE, l'attractivité économique de son territoire peut être améliorée du fait d'une moindre congestion routière et de meilleurs services de mobilité. Cela lui permet ainsi de contribuer aux objectifs de réduction des polluants atmosphériques, de consommation d'énergie et de gaz à effet de serre et par conséquent d'améliorer l'attrait démographique et d'anticiper les changements.

Pour les particuliers (employés), les plans de mobilité permettent surtout de réduire les coûts liés aux transports domicile-travail et diminuer les risques d'accidents.

Dans l'ensemble des zones PPA, on estime à 5670 le nombre total d'établissements de plus de 200 salariés et à 1760 le nombre d'établissements de plus de 500 salariés.

## C Impacts budgétaire et financier

*Pour les entreprises soumises à l'obligation de réalisation d'un plan de mobilité :*

Pour les plans de mobilité d'envergure, le coût de l'étude préalable à la mise en place de ces mesures peut aller de 15 000 € à 50 000 € selon la taille de l'établissement.

Le coût, pour un établissement, de la mise en place d'un plan de mobilité varie en fonction des mesures retenues : aide à l'achat de vélos, achat d'un logiciel de gestion du covoiturage, remboursement de l'abonnement des salariés aux transports publics, aides à l'investissement dans des véhicules propres ou optimisation de la maintenance des véhicules de service. La disposition législative envisagée ne prévoit pas d'imposer des mesures obligatoires.

Le coût de fonctionnement d'un plan de mobilité peut également varier, il est estimé entre 10 000€ et 100 000€ par an.

Les gains économiques sont pour les mêmes raisons difficilement mesurables. Toutefois, il est avéré que les actions des plans de mobilité permettent de réduire les coûts liés au stationnement, à la gestion du parc de véhicules de société, à la sécurité des déplacements domicile/travail et professionnels, aux indemnités kilométriques, aux frais de carburants, ou encore aux accidents.

Un plan de mobilité bien construit doit pouvoir permettre à l'entreprise qui le met en place de générer des économies sur le moyen et le long terme.

A titre d'illustration, si on prend l'hypothèse qu'une entreprise loue pour ses employés 1000 places de parking, son coût du stationnement peut s'élever à 900 000€ par an. En effet, selon l'ADEME, la location d'une place de stationnement en ville coûte en moyenne 900€ par an.

Un plan de mobilité bien conçu permet de réduire en moyenne de 15% le nombre de déplacements en voiture vers l'établissement concerné. Si le plan de mobilité entraîne une baisse de 15% du nombre de salariés utilisant leur voiture, la société peut libérer 150 places

de stationnement et économiser 135 000€ uniquement sur le poste budgétaire du stationnement.

Les coûts de réalisation de plans de mobilité peuvent également être mutualisés entre plusieurs établissements installés dans une même zone.

Il existe des structures vers lesquelles les entreprises peuvent se rapprocher pour obtenir une aide à l'élaboration de leurs plans de mobilité. L'ADEME propose par exemple localement des **aides techniques et financières** pour soutenir les entreprises dans leurs projets de PDE ou PDIE.

En Ile-de-France, Pro'mobilité est une démarche partenariale regroupant les acteurs, publics et privés, œuvrant dans le domaine des déplacements, de l'environnement, du développement économique, ou encore de l'aménagement du territoire (Région, ADEME, Syndicat des Transports d'Ile-de-France (STIF), DRIEE, Agence régionale de l'environnement et des nouvelles énergies (ARENE), CERTU...). Son but est de créer les conditions favorables au développement des plans de déplacements d'entreprises (PDE). Les entreprises peuvent ainsi y trouver des conseils pour mettre en place un PDE et un soutien financier de la région et de l'ADEME.

*Pour les employés :*

Pour le particulier, les gains sont intéressants. Par exemple, en France, un salarié effectuant un trajet « pendulaire » de 20 kilomètres en voiture (20 km à l'aller, 20 km au retour) dépense en moyenne 320€ par mois. Les frais d'usage d'une voiture personnelle s'élèvent en moyenne à environ 500€ par mois. Sur une année, le coût moyen annuel d'entretien et d'utilisation d'une voiture est estimé à 3 700€. La mise en place de plan de mobilité offre aux salariés d'autres choix de mobilité moins coûteux et plus vertueux.

#### D Impacts sur l'emploi public

La mise en place de plans de mobilité peut engendrer une amélioration de l'accès multimodal au site d'emploi et par conséquent son attractivité lors des recrutements et élargir le champ du recrutement.

La mise en œuvre de cette mesure n'engendre a priori pas d'augmentation de l'emploi public

#### 5 Modalités d'application

##### A Articulation avec le droit européen en vigueur ou en cours d'élaboration.

Cette mesure participe la mise en œuvre de la directive 2008/50/CE concernant la qualité de l'air ambiant et un air pur pour l'Europe.

### B Modalités d'application dans le temps des dispositions envisagées

Les modalités d'application de cette mesure seront définies dans les PPA élaborés par les préfets en concertation avec les acteurs concernés, au regard du contexte sociaux économique et environnemental.

### C Conditions d'application des dispositions envisagées dans les collectivités d'outre-mer

Identiques

### D Liste prévisionnelle des textes d'application nécessaires

Le décret mentionné à l'article L222-7 précisera les sanctions applicables en cas de non-respect de l'obligation

## **VI) Introduction d'un volet GES dans les plans de mobilité d'entreprise**

### **Présentation synthétique de la mesure proposée :**

La mesure proposée a pour objet de compléter les dispositions du code des transports sur le plan de déplacements urbains (PDU) en précisant que les plans de mobilité d'entreprise intègrent la dimension « gaz à effet de serre » (GES), et en explicitant à l'occasion qu'ils intègrent la dimension « polluants atmosphériques ».

Il s'agit d'ajouter au neuvième alinéa de l'article L1214-2 du code des transports, après le mot « covoiturage », les mots : « *Ce plan de mobilité est fondé sur une évaluation qui prend en compte les impacts sur la santé, notamment ceux liés à la réduction de la pollution atmosphérique, et sur l'atténuation du changement climatique des mesures qu'il met en œuvre* ».

### **Diagnostic et justification de l'intervention**

#### 1.1 Situation actuelle

Du point de vue environnemental, le plan de déplacements urbains vise à assurer l'amélioration du transport des personnels des entreprises et des collectivités publiques en incitant ces dernières à prévoir un plan de mobilité et à encourager l'utilisation par leur personnel des transports en commun et le recours au covoiturage. Aucune disposition ne porte sur la prise en compte d'objectifs de réduction des GES et des émissions polluantes dans l'élaboration de ces mesures.

#### 1.2 Dispositif juridique

L'article L1214-2 du Code des Transports définit les objectifs que le Plan de déplacements urbains vise à assurer. Le neuvième alinéa de cet article traite de l'objectif de l'amélioration

du transport des personnels des entreprises et des collectivités publiques, permis via l'incitation à réaliser un plan de mobilité et à encourager l'utilisation par leur personnel des transports en commun et le recours au covoiturage.

### 1.3 Problème à résoudre

Les mesures envisagées dans le cadre des plans de mobilité doivent permettre de limiter à la fois la pollution de l'air, les émissions de gaz à effets de serre et donc la consommation d'énergie. La définition de ces objectifs n'est pas clairement établie dans le cadre de l'élaboration et évaluation des plans de mobilité, ce qui peut entraîner l'élaboration des plans de mobilité qui ne prendraient pas en compte l'une de ces dimensions, avec le risque de devoir ensuite revenir sur les mesures mises en place.

Les plans de mobilité prévus dans les objectifs des PDU n'ont qu'une valeur incitative et leur méthodologie ne prévoit pas d'obligations d'évaluation des impacts sur la santé et sur l'atténuation du changement climatique des mesures que ces plans mettent en œuvre.

Au niveau des dispositions réglementaires relatives aux bilans GES, les obligations ne portent que sur les émissions dont l'entreprise est directement à l'origine (scopes 1 et 2). Les déplacements domicile-travail font partie du "scope 3" qui n'est pas obligatoire.

Par conséquent, l'introduction d'une incitation à traiter l'aspect GES dans les plans de mobilité permettrait de compléter la démarche bilans GES et d'améliorer l'efficacité des plans de mobilité.

### Description du ou des objectifs poursuivis

L'objectif visé est d'améliorer la cohérence des mesures mises en œuvre dans le cadre des plans de mobilité et de garantir ainsi une plus grande stabilité aux décisions prises dans le cadre des plans de mobilité, grâce à la prise en compte simultanée de tous les objectifs de la transition énergétique.

### Présentation et analyse des impacts des dispositions envisagées

Présentation synthétique de l'évaluation des conséquences économiques, financières, sociales et environnementales des dispositions envisagées dans le ou les domaines dans lesquels elles se manifesteront

La mise en place des dispositions concernant la prise en compte des impacts GES et pollution lors de l'élaboration des plans de mobilité n'aura pas d'impacts directs financiers sur les entreprises et les collectivités qui décideront de réaliser un plan de mobilité pour leur personnel (en effet l'évaluation des émissions de GES issues des transports peut se faire au travers de ratios rudimentaires, notamment au travers des kilomètres parcourus. Elle ne nécessite aucune technicité particulière. Aucune exigence de précision n'est requise.)

Une plus grande efficacité des mesures mises en œuvre dans le cadre des plans de mobilité aura des impacts positifs en matière de santé.

La plus grande stabilité des mesures mises en œuvre pourra même permettre de réduire les coûts d'élaboration des politiques publiques et privées.

Évaluation des conséquences économiques, financières, sociales et environnementales pour chaque catégorie de personnes physiques et morales intéressées

**Incidences micro et/ou macro-économiques (impact sur la croissance, la compétitivité, la concurrence, modification des comportements, ...)**

Néant

**Coûts et bénéfices financiers pour chaque catégorie de personnes physiques et morales concernée**

Néant

**Impact en terme d'égalité entre les femmes et les hommes**

Néant

**Incidences sociales (impact sur l'emploi et le marché du travail en particulier)**

Néant

**Incidences environnementales**

Cette mesure aura un impact environnemental positif en matière de qualité de l'air et de réduction de GES mais cet impact est difficile à quantifier à l'avance.

Évaluation des conséquences pour les administrations publiques concernées

**Incidences budgétaires (coûts/économies nets de la mesure proposée)**

Il n'y a pas d'incidence budgétaire pour l'Etat

**Incidences sur l'emploi public et la charge administrative**

Néant

Impacts juridiques de la mesure proposé

**Articulation avec le droit européen en vigueur ou en cours d'élaboration (traités, droit dérivé, jurisprudence, aides d'État)**

Néant

**Impact sur l'ordre juridique interne**

Néant



## Titre IV

### Article 20

---

#### Définition et objectifs

##### Objectifs

Le I° affirme les principes politiques dont les déclinaisons opérationnelles sont précisées par les autres articles du projet de loi, il ne porte pas d'impact financier en tant que tel.

Le II° consiste en la déclinaison d'objectifs, dont la diminution de moitié de la mise en décharge des déchets non dangereux non inertes à l'horizon 2025, qui, pour être atteints, vont nécessiter par ailleurs l'adoption de mesures. Un travail a été mené dans le cadre de l'élaboration du "Plan déchets 2020" par le Conseil national des déchets pour évaluer les enjeux des mesures pressenties qui permettront d'atteindre ces objectifs.

##### Mesures proposées

Les mesures phares qui ont été simulées sont :

- le tri et la valorisation des flux de déchets de verre, papier, plastique, métaux, bois, biodéchets par les entreprises,
- la progression de la valorisation des déchets ménagers et assimilés dans le cadre des filières REP (à responsabilité élargie du producteur) de gestion des déchets existantes, avec extension de la consigne de tri des plastiques,
- la valorisation des biodéchets des ménages.

Pour atteindre les objectifs de valorisation fixés par ce scénario, de nombreux investissements en capacités nouvelles d'installations de tri-transit-regroupement, de méthaniseurs, composteurs, installations de combustion vont devoir être faits sur la période. Le besoin en investissement est évalué à 5,8 milliards d'euros sur la période, soit 525 M€ par an. Pour garantir cet objectif, seront étudiées la possibilité et l'opportunité d'une limitation et d'une réduction progressive de la quantité annuelle de déchets non dangereux pouvant être admise dans chaque installation de stockage de déchets non dangereux.

##### Etudes des impacts

Ce plan et ces investissements vont permettre de générer de l'ordre de 10 000 nouveaux emplois pérennes, car les filières de valorisation sont plus intensives en main-d'oeuvre que celles d'élimination. Pendant la phase de construction des équipements, de l'ordre de 30 000 emplois temporaires seraient également créés (construction des installations de traitement et donc emploi dans le BTP mais aussi dans l'industrie des équipements). La création de ces emplois entraînerait un gain pour l'Etat de l'ordre de 1,8 milliards d'euros sur la période (lié à la baisse des cotisations chômage, et au gain en cotisations patronales et salariales).

La création de valeur peut être aussi estimée au travers des gains en matière et énergie : 7,5 Mt/an de matières en fin de période, 1,1 TWh/an électriques, 190 ktp/an, et des bénéfices environnementaux associés : réduction de la mise en décharge, baisse des émissions de gaz à effet de serre.

L'impact sur la balance commerciale est estimé à 4 G€ en 2025 (avec montée en puissance sur la période).

Les filières de valorisation sont aujourd'hui plus chères pour les producteurs de déchets. Ce scénario fait apparaître un surcoût lié au changement de filière de gestion des déchets, de l'ordre de 620 millions d'euros chaque année, soit une augmentation de 4,5% par rapport aux coûts actuels.

### **Consultations menées**

Les propositions sont issues d'un travail de concertation avec l'ensemble des parties prenantes conduit au travers d'abord de la conférence environnementale de 2013, table ronde économie circulaire, puis de sa conférence de mise en œuvre de décembre 2013 et, concernant les déchets, au sein du conseil national des déchets.

---

**Article 21**

---

**Objectifs**

Cet article permettra de lever les freins à l'industrie du recyclage en évitant que certains débouchés ne soient fermés aux matières issues du recyclage alors même que ces dernières permettent aux produits ainsi créés de respecter les réglementations en vigueur et qu'elles présentent le même niveau de performance que des matières neuves.

Les matières concernées peuvent aujourd'hui ne pas être valorisées alors même que leur coût peut être inférieur, pour des raisons de discrimination a priori. Les matières à coût supérieur ne seront pas impactées par cet article, mais celles qui ont un coût inférieur aux matières vierges pourront trouver des débouchés qui n'existaient de fait pas jusqu'ici.

**Impacts**

Cet article ne pourra pas entraîner de coûts supplémentaires, au contraire il ne pourra se solder que par des économies pour les acheteurs en diversifiant l'offre existant de fait. Cet article contribuera ainsi à l'émergence de débouchés et au développement de filières de recyclage solides, génératrices d'emplois pérennes et non délocalisables. Il entraînera donc un gain net pour la collectivité.

## Article 22

---

### Objectifs

Le I° précise la définition du « principe de proximité » dans la prévention et la gestion des déchets au sein de la partie consacrée aux déchets du code de l'environnement, ainsi que dans sa partie plus spécifiquement consacrée aux filières « REP » de gestion des déchets.

Le II° introduit explicitement dans le code de l'environnement la notion de « principe d'autosuffisance » déjà présente dans la directive cadre européenne sur les déchets.

Le III° étend formellement l'obligation de tri des entreprises aux flux de déchets en bois.

Le IV° supprime un article obsolète du code de l'environnement.

### Etudes des impacts

L'affirmation du principe de proximité (I) et du principe d'autosuffisance (II) dans des modalités équilibrées par rapport au droit de la concurrence et à la libre circulation des marchandises permettra de rééquilibrer l'attention des parties prenantes vers la nécessité d'impliquer les territoires locaux dans le développement de filières pérennes de recyclage en privilégiant la mise en place d'emplois locaux et l'économie d'émissions de gaz à effet de serre du fait des kilométrages évités.

Même s'il est difficile de chiffrer avec précision les effets de cet article, celui-ci pourra avoir des conséquences concrètes notamment dans le cadre des filières de gestion des déchets dites "à responsabilité élargie du producteur" (REP) dans lesquelles des incitations proportionnées à la proximité pourront être mises en place dans le cadre des discussions associées au réagrément périodique des filières ; ces incitations pourront alors donner lieu à une estimation chiffrée des bénéfices réalisés en termes de création de richesse de proximité. Elles devront en tout état de cause respecter les règles de concurrence et de libre circulation des marchandises.

La mise en place d'une obligation pour les professionnels d'assurer le tri des déchets composés de bois, qui viendra compléter les obligations déjà existantes pour les autres flux constitués de plastiques, papier/carton, métaux et verre, ne devrait avoir qu'un impact faible sur les entreprises, d'une part car de nombreuses d'entre elles assurent déjà le tri des déchets de bois pour les valoriser, et d'autre part car leur potentiel de valorisation permettra de limiter les coûts associés au traitement des déchets, voire de réaliser un bénéfice via les reventes de matière ou de chaleur liées au bois-énergie.

La suppression de l'article L.541-39, obsolète, n'aura pas de conséquences financières, cet article n'étant actuellement plus utilisé.

### Consultations menées

Les propositions sont issues d'un travail de concertation avec l'ensemble des parties prenantes conduit au travers d'abord de la conférence environnementale de 2013, table ronde économie circulaire, puis de sa conférence de mise en œuvre de décembre 2013 et, concernant les déchets, au sein du conseil national des déchets, qui a spécifiquement étudié les mesures relatives au principe de proximité et d'auto-suffisance ainsi que celle relative à l'obligation de tri pour le bois, consensuelle avec les acteurs économiques.

## Titre V

### Article 23

---

#### **Diagnostic**

De par leur mode de soutien sous la forme d'un tarif d'achat fixe, les bénéficiaires des tarifs d'achat produisent sans avoir à tenir compte des besoins réels et des contraintes du système électrique.

Cette absence d'exposition à l'équilibre offre – demande se traduit par des anomalies sur le marché de l'électricité contribuant notamment à l'apparition de prix négatifs. Rémunérés indépendamment du prix de marché, les producteurs sous obligation d'achat sont en effet incités à injecter l'énergie produite même lorsque le prix devient négatif, ce qui fait peser un risque de distorsion du marché.

Lorsque l'électricité renouvelable reste en faible proportion du mix électrique, comme c'est le cas aujourd'hui en France, ces phénomènes impactent peu le marché. Toutefois, avec la croissance rapide des parcs EnR en Europe, l'impact sur le marché européen devient rapidement significatif et le sera à moyen terme sur le marché français, nécessitant l'introduction de dispositifs de soutien plus réactifs au marché de l'électricité.

#### **Objectifs**

Au regard du fonctionnement actuel du dispositif de l'obligation d'achat et de ses potentiels impacts futurs sur le marché électrique, l'objectif poursuivi par cet article est d'intégrer la possibilité de recourir à un dispositif non cumulable avec ce dernier, complémentaire et plus intégré au marché et consistant en la possibilité de vendre directement sur le marché l'électricité produite tout en bénéficiant du versement d'une prime (appelée « complément de rémunération »).

#### **Mesure retenue**

Les dispositifs de soutien engendrent un certain nombre d'exigences pour le payeur obligé et pour l'Etat qui doivent être définies au niveau de la loi : obligation pour EDF de conclure un contrat de complément de rémunération, compensation du surcoût des mesures pour le payeur obligé, modalités de résiliation ou de suspension des contrats, etc.

L'instauration d'un nouveau dispositif de soutien nécessite par conséquent sa définition au niveau législatif, les modalités de sa mise en œuvre étant renvoyées à un décret.

Ce nouveau dispositif de complément de rémunération sera applicable aux installations éligibles qui seront définies par voie réglementaire. Ces installations bénéficieront d'un contrat de complément de rémunération avec un payeur obligé.

Les installations éligibles au complément de rémunération sont listées par voie réglementaire. Afin d'articuler le champ d'application de ce dispositif avec celui de l'obligation d'achat, l'article vise à introduire la même disposition pour les installations sous obligation d'achat.

Le financement du complément de rémunération est assuré en l'ajoutant aux charges imputables aux missions de service public. L'article L. 121-7 du code de l'énergie qui liste les charges imputables aux missions de service public assignées à EDF et devant être compensée est modifié. Le complément de rémunération instauré par cet article, et l'obligation qui va en découler pour le « payeur » obligé, EDF, de conclure des contrats ad hoc avec les producteurs d'électricité intéressés qui en font la demande, fait partie des obligations de service public assignées à EDF. Par conséquent, les charges qui lui seront imputables devront donc être également compensées et sont ajoutées à la liste des charges mentionnées par l'article L. 121-7.

### **Impacts**

La part des EnR dans le mix électrique européen devenant de plus en plus significative, les modalités de leur soutien engendrent des impacts sur le marché de l'électricité. Ces impacts rendent indispensables l'ouverture des dispositifs de soutien aux EnR à des mécanismes plus réactifs au marché, de type « complément de rémunération » tel que proposé dans le présent article, qui permettront une meilleure intégration des EnR dans le marché et inciteront les producteurs à optimiser leur production en fonction des prix de marché. De tels mécanismes devront être mis en œuvre progressivement et de manière adaptée à chaque filière afin de ne pas enrayer leur développement et d'en limiter les impacts, qui dépendront donc de chaque situation.

Un tel dispositif, suivant sa configuration qu'il conviendra de préciser par voie réglementaire, pourra allier le bénéfice d'un risque faible pour les producteurs, tout en permettant une meilleure intégration au marché des EnR (les volumes produits étant vendus sur le marché) et une responsabilisation sur le système électrique.

Le mécanisme de « complément de rémunération » proposé anticipe par ailleurs la mise en œuvre des nouvelles lignes directrices de la Commission européenne sur les aides d'Etat à l'environnement et à l'énergie qui imposent notamment, dès 2016, une architecture des dispositifs de soutien construits sous la forme de « feed-in-premium » où les producteurs reçoivent une prime qui complète leur rémunération sur le marché.

### **Impacts environnementaux**

Des impacts positifs sont à attendre. Ce nouveau dispositif permettra d'accompagner et de poursuivre le développement des EnR tout en permettant leur meilleure intégration au marché, ce qui contribuera à l'atteinte des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre et de développement des EnR que la France s'est fixée.

### **Impacts économiques**

Le dispositif de soutien actuel participe à la désoptimisation de l'équilibre offre – demande conduisant à des anomalies sur le marché de l'électricité et participant à l'apparition de prix négatifs, traduisant une destruction de valeur sur le marché électrique. Cela peut engendrer d'une part une baisse de rentabilité importante pour les moyens de production non subventionnés (ceux-ci devant par ailleurs parfois continuer à produire compte tenu des coûts d'arrêt trop élevés par rapport à la rémunération apportée par ailleurs par le marché) et d'autre

part une augmentation de la CSPE (la charge à compenser entre le prix du marché et le tarif d'achat fixe étant plus élevée). Le recours à ce nouveau dispositif, via une meilleure prise en compte par les producteurs EnR des contraintes du marché de l'électricité, permettra ainsi de réduire voire de supprimer ces effets négatifs.

Enfin, pour les producteurs d'électricité EnR, ce nouveau dispositif pourra avoir des effets positifs dans la mesure où ils auront la possibilité de tenir compte des variations du marché de l'électricité en vue de vendre au meilleur moment. Suivant les modalités de fixation du complément de rémunération, les producteurs seront plus ou moins exposés aux risques du marché et plus ou moins compensés financièrement. Un système évolutif peut être mis en place pour intégrer ces risques en tenant compte de l'évolution et de la maturité des différentes filières EnR.

### **Impacts budgétaire et financier**

Les coûts des dispositifs de soutien étant supportés par les consommateurs finals d'électricité, les mesures prévues n'engendreront pas d'impact sur les finances publiques.

### **Impacts sociaux**

Ce dispositif pourra engendrer des baisses de coûts pour l'Etat et, par conséquent, une baisse de la CSPE qui sera répercutée dans les factures d'électricité des consommateurs finals.

### **Impacts sur l'ordre juridique interne**

Ces dispositions nécessitent de modifier le code de l'énergie dans ses parties consacrées aux énergies renouvelables et aux entreprises du secteur de l'électricité. De plus, un décret et des arrêtés devront être pris pour appliquer les dispositions de la loi (définition des critères de fixation du complément de rémunération notamment).

### **Modalités d'applications**

#### **Articulation avec le droit européen en vigueur ou en cours d'élaboration**

Ce dispositif est compatible avec la 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.

Par ailleurs, il s'inscrit dans la logique poursuivie par les nouvelles lignes directrices adoptée par la Commission européenne sur les aides d'Etat dans le domaine de l'environnement et de l'énergie.

#### **Modalités d'application dans le temps des dispositions envisagées**

La définition complète et la mise en œuvre du dispositif nécessitent l'adoption d'un décret et d'arrêtés d'application, notamment pour définir les installations éligibles et les modalités de fixation du complément de rémunération.

De plus, il est prévu que les installations bénéficiant de ce dispositif ne puissent également bénéficier de l'obligation d'achat, et vice versa.

**Liste prévisionnelle des textes d'application nécessaires**

Projet de décret, voire projet d'arrêté – Responsable DIRECTION GÉNÉRALE DE  
L'ÉNERGIE ET DU CLIMAT

---

## Article 24

---

### **Diagnostic**

De par leur mode de soutien sous la forme d'un tarif d'achat fixe, les bénéficiaires des tarifs d'achat produisent sans avoir à tenir compte des besoins réels et des contraintes du système électrique.

Cette absence d'exposition à l'équilibre offre – demande se traduit par des anomalies sur le marché de l'électricité contribuant notamment à l'apparition de prix négatifs. Rémunérés indépendamment du prix de marché, les producteurs sous obligation d'achat sont en effet incités à injecter l'énergie produite même lorsque le prix devient négatif, ce qui fait peser un risque de distorsion du marché.

Lorsque l'électricité renouvelable reste en faible proportion du mix électrique, comme c'est le cas aujourd'hui en France, ces phénomènes impactent peu le marché. Toutefois, avec la croissance rapide des parcs EnR en Europe, l'impact sur le marché européen devient rapidement significatif et le sera à moyen terme sur le marché français, nécessitant l'introduction de dispositifs de soutien plus réactifs au marché de l'électricité.

### **Objectifs**

Au regard du fonctionnement actuel du dispositif de l'obligation d'achat et de ses potentiels impacts futurs sur le marché électrique, l'objectif poursuivi par cet article est de compléter l'article précédent en ouvrant la possibilité aux installations concourant aux appels d'offres en application de l'article L. 311-10 de bénéficier du dispositif de complément de rémunération instauré à l'article 23 (les modalités de l'appel d'offres préciseront lequel des deux dispositifs – complément de rémunération ou obligation d'achat – s'applique).

### **Mesure retenue**

La section du code de l'énergie relative aux appels d'offres est modifiée afin de permettre aux candidats retenus à l'issue de ceux-ci de pouvoir bénéficier soit d'un contrat d'achat (dispositif déjà en vigueur) soit d'un contrat offrant un complément de rémunération (nouveau dispositif créé par l'article). Le recours à l'un ou l'autre de ces dispositifs sera défini par le cahier des charges de l'appel d'offres.

### **Impacts**

L'ouverture des appels d'offres au complément de rémunération défini à l'article 23 permettra une meilleure intégration des EnR dans le marché et inciteront les producteurs à optimiser leur production en fonction des prix de marché.

Un tel mécanisme anticipe par ailleurs la mise en œuvre des nouvelles lignes directrices de la Commission européenne sur les aides d'Etat à l'environnement et à l'énergie qui imposent notamment, dès 2017, que les aides au développement des énergies renouvelables soient apportées dans de procédure de mise en concurrence et prennent la forme de « feed-in-

premium » où les producteurs reçoivent une prime qui complète leur rémunération sur le marché.

### **Impacts environnementaux**

Des impacts positifs sont à attendre. Ce nouveau dispositif permettra d'accompagner et de poursuivre le développement des EnR tout en permettant leur meilleure intégration au marché, ce qui contribuera à l'atteinte des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre et de développement des EnR que la France s'est fixée.

### **Impacts budgétaire et financier**

Les coûts des dispositifs de soutien étant supportés par les consommateurs finals d'électricité, les mesures prévues n'engendreront pas d'impact sur les finances publiques. Le recours aux appels d'offres tend à minimiser le coûts du soutien aux énergies renouvelables par mise en concurrence.

### **Modalités d'applications**

#### **Articulation avec le droit européen en vigueur ou en cours d'élaboration**

Ce dispositif est compatible avec la 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.

Par ailleurs, il s'inscrit dans la logique poursuivie par les nouvelles lignes directrices adoptée par la Commission européenne sur les aides d'Etat dans le domaine de l'environnement et de l'énergie.

#### **Liste prévisionnelle des textes d'application nécessaires**

Projet de décret, voire projet d'arrêté – Responsable DIRECTION GÉNÉRALE DE L'ÉNERGIE ET DU CLIMAT

---

## Article 25

---

### **Diagnostic**

Actuellement, le contrat d'achat conclu entre un acheteur obligé et un producteur d'électricité ne peut être suspendu ou résilié que si l'installation ne respecte pas les conditions de son autorisation ou de sa concession. Or, les contrats d'achat en eux-mêmes, de même que les cahiers des charges d'un appel d'offres, prévoient un certain nombre de dispositions qui doivent être respectées tout au long de la vie de l'installation et qui ne sont pas toujours reprises dans les autorisations. Il convient donc que la suspension ou la résiliation du contrat d'achat puisse également intervenir en cas de non-respect de ces dispositions. De même, tout manquement grave avéré à une réglementation, dans le cadre de l'exploitation d'une installation sous obligation d'achat, devrait pouvoir faire l'objet de la même sanction.

La suspension ou la résiliation du contrat d'achat est une mesure adaptée et efficace, pouvant être mise en œuvre rapidement et facilement. Dans la mesure où les contrats d'achat assurent la rémunération de l'installation de production, ce type de sanction présente également un caractère dissuasif.

Enfin, les appels d'offres prévoient actuellement la possibilité de mettre en œuvre des sanctions pécuniaires en cas de non-respect des dispositions des cahiers des charges avant délivrance à l'installation de son autorisation d'exploiter. Ces sanctions pécuniaires devraient également pouvoir être appliquées en cas de manquement constaté après délivrance de l'autorisation d'exploiter. Tel est l'objet de l'article VI.4.11.

### **Objectifs**

L'objectif poursuivi est d'améliorer les moyens d'encadrement des installations sous obligation d'achat et d'action en cas de manquements à la réglementation dans la mesure où ces installations sont rémunérées sur la base de contributions payées par les consommateurs finals d'électricité.

### **Mesure retenue**

Au-delà d'actions de communication et de contrôle qui peuvent être menées, une politique efficace d'encadrement des installations sous obligation d'achat doit reposer sur des outils adaptés et proportionnés aux manquements pouvant être constatés. La suspension ou la résiliation des contrats d'achat ou encore la possibilité de prendre des sanctions pécuniaires sont considérées comme des outils adaptés à ces enjeux.

## **Etude des impacts**

### **A.Impacts économiques**

La mise en place d'un corpus de sanctions adaptées et proportionnées aux manquements qui peuvent être constatés au niveau des installations sous obligation d'achat pourra avoir des répercussions positives en limitant les risques de fraudes, notamment aux tarifs d'achat, contribuant ainsi à limiter les charges de CSPE, et en donnant la possibilité aux pouvoirs publics de récupérer les sommes indûment perçues au titre des contrats d'achat.

### **B. Impacts sociaux**

Ces mesures peuvent présenter un impact social positif lié au renforcement du cadre de sanctions des installations bénéficiant de l'obligation d'achat dont les coûts sont supportés par les consommateurs finals d'électricité.

### **C. Impacts sur l'ordre juridique interne**

Ces dispositions nécessiteront de modifier le décret n° 2003-885 du 10 septembre 2003 portant application de l'article 8 bis de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz.

## **Modalités d'application**

### **A.Articulation avec le droit européen**

Ces dispositions sont compatibles avec la 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.

### **B.Liste prévisionnelle des textes d'application nécessaires**

Modification du décret n° 2003-885 du 10 septembre 2003 portant application de l'article 8 bis de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz.–

### **Consultations menées avant la saisine du Conseil d'État**

Les autres ministères ont été consultés sur ce projet de loi, notamment les ministères en charge de l'économie, de l'industrie, de l'outre-mer et du budget.

## Article 26

---

### Diagnostic initial et justification de l'action

Tant le constat des difficultés d'acceptabilité en France et dans divers pays de nombre de projets de développement d'énergie renouvelable que l'étude des pratiques dans des pays ayant progressé dans ce domaine montre que la participation des collectivités locales à ce type de projet permet d'en améliorer à la fois la qualité en termes en particulier d'intégration dans les politiques publiques locales énergétique et plus largement de développement local, que leur acceptabilité par les populations.

Il apparaît important donc de faciliter la participation des collectivités locales dans les projets de production d'énergie renouvelable ou participant à l'approvisionnement énergétique de leur territoire.

### Objectifs poursuivis

L'article permet aux communes et à leurs groupements de participer au capital d'une société anonyme dont l'objet social est la production d'énergies renouvelables sur leur territoire ou participant à l'approvisionnement énergétique de leur territoire.

### Options possibles et mesure retenue

La mesure a été retenue par recherche de possibilités concrètes de lever des freins à l'investissement des collectivités locales.

### Etude des impacts de la mesure

#### A. Impacts environnementaux

Positif par facilitation du développement des ENR.

#### B. Impacts économiques

Positif pour les territoires concernés et pour le développement du secteur des énergies renouvelables en facilitant l'insertion locale des projets.

#### C. Impacts budgétaire et financier

Mesure sans impact sur le budget de l'Etat. S'agissant des collectivités locales il s'agit d'une possibilité ouverte, n'entraînant pas de dépense nouvelle obligatoire.

#### D. Impacts sur les collectivités territoriales

S'agissant des collectivités locales il s'agit d'une possibilité ouverte, n'entraînant pas de dépense nouvelle obligatoire. Les communes et leurs groupements pourront par contre bénéficier, si elles choisissent d'investir dans les projets, des retombées financières induites.

#### E.. Impacts sur l'ordre juridique interne

Modification de l'article L. 2253-2 du code général des collectivités territoriales.

Insertion juridique du projet

A ce stade il n'apparaît pas nécessaire de prendre de texte d'application.

## Article 27

---

### Diagnostic initial et justification de l'action

Le constat des difficultés d'acceptabilité en France et dans divers pays de nombre de projets de développement d'énergie renouvelable et l'étude des dispositions mises en place dans certains pays montre que la participation des habitants à ce type de projet, en leur permettant en particulier de comprendre et participer à la définition de ces projets, améliore fortement leur acceptabilité.

C'est dans ce contexte qu'il est proposé d'imposer aux porteurs de projets d'énergie renouvelable de proposer lors de la constitution de leur capital, une part de celui-ci aux habitants résidant à proximité puis aux collectivités concernées.

### Objectifs poursuivis

L'article impose que les porteurs de projets d'énergie renouvelable proposent, lors de la constitution de leur capital, une part de celui-ci aux habitants résidant à proximité et aux collectivités concernées, une part du capital étant proposée d'abord aux habitants résidant habituellement à proximité du projet, puis si les parts proposées ne sont que partiellement souscrites, aux collectivités territoriales d'implantation du projet.

De même les sociétés coopératives régies par la loi n° 47-1775 du 10 septembre 1947 devront proposer lors de la constitution de leur capital, une part de celui-ci aux habitants résidant habituellement à proximité.

### Options possibles et mesure retenue

Plutôt que de mettre en œuvre des moyens incitatifs de type aides directes ciblées, complexes et à l'effet incertain, pour favoriser le développement de projets participatifs, il a été décidé, au regard d'expériences étrangères comme le Danemark, de rendre obligatoire une proposition minimale d'une part de capital aux habitants, puis, en cas de non souscription totale, aux collectivités.

Pour faciliter le montage des projets il est aussi prévu que les offres ne soient pas encadrées par le cadre des offres au public au sens de l'article L. 411-1 du code monétaire et financier.

### Etude des impacts de la mesure

#### A. Impacts environnementaux

Positif par facilitation du développement des ENR.

#### B. Impacts économiques

Positif pour les territoires concernés et pour le développement du secteur des énergies renouvelables en facilitant l'insertion locale des projets.

Le décret d'application qui sera nécessaire, en particulier pour définir la part de capital qui doit être proposée, permettra de calibrer précisément la mesure pour qu'elle ne soit pas un frein au développement des projets (par exemple si elle imposait une part minimale trop importante).

#### C. Impacts budgétaire et financier

Mesure sans impact sur le budget de l'Etat. S'agissant des collectivités locales il s'agit d'une possibilité ouverte, n'entraînant pas de dépense nouvelle obligatoire.

#### D. Impacts sur les collectivités territoriales

S'agissant des collectivités locales il s'agit d'une possibilité ouverte, n'entraînant pas de dépense nouvelle obligatoire. Les collectivités pourront par contre bénéficier, si elles choisissent d'investir dans les projets, des retombées financières induites.

#### Insertion juridique du projet

Un décret d'application sera pris pour déterminer la part minimale du capital qui devra être proposée, le périmètre de résidence des habitants et les règles relatives à l'ordre de souscription des collectivités.

---

## Article 28

---

### **Regroupement des contrats par la méthode des barycentres**

#### Diagnostic

Les contrats de concession issus de la loi du 16 octobre 1919 ont été attribués par installation, au fur et à mesure de leur construction, généralement pour une durée de 75 ans. Au sein d'une même vallée, les dates d'échéance des différents contrats ne coïncident donc pas, alors que le fonctionnement optimal des ouvrages suppose une coordination de l'ensemble.

Le risque, en cas de renouvellement isolé de chacun des contrats parvenus à échéance est d'aboutir à une désoptimisation de fait du parc hydroélectrique français ou d'engendrer des coûts de coordination élevés qui s'avèreraient préjudiciables au système électrique français.

A droit constant, il serait possible de procéder au regroupement des concessions par le biais du rachat anticipé, par l'Etat, des contrats de concessions non échus, afin d'aligner leur date de fin sur l'échéance la plus rapprochée. Cette faculté, prévue par les cahiers des charges, est à la disposition de l'autorité concédante. Elle impose néanmoins des négociations complexes avec le concessionnaire sortant sur le montant de l'indemnisation qui lui est due pour le manque à gagner subi (résiliation anticipée du contrat), à l'issue incertaine compte tenu des asymétries d'information.

Les coûts de rachat (indemnité d'éviction qui se chiffrerait à plusieurs centaines de millions d'euros pour des vallées comme la Dordogne ou la Truyère) devant se répercuter auprès du nouveau titulaire de la concession sous la forme d'un droit d'entrée, cette méthode de regroupement présente en outre le désavantage d'alourdir le droit d'entrée, diminuant d'autant les bénéfices en termes d'investissement ou de redevance que l'Etat peut escompter tirer du renouvellement de la concession.

Elle risque également d'introduire une distorsion de concurrence (barrière à l'entrée).

Enfin, elle maintient certaines incohérences de périmètres, dans la mesure où cette indemnité peut dans certains cas se révéler prohibitive et dès lors interdire la réalisation de certains regroupements pourtant jugés techniquement pertinents. Ainsi, certains ouvrages dépendants des ouvrages voisins, devraient néanmoins être mis en concurrence, avec le risque que cette mise en concurrence ne se révèle ni réelle ni sincère, aucun opérateur autre que l'exploitant de l'ensemble de la chaîne n'ayant alors de véritable intérêt à se porter candidat.

#### Objectifs poursuivis

Les objectifs poursuivis sont les suivants :

1. Faciliter le regroupement des concessions tout en limitant le coût pour la collectivité (coûts de transaction liés aux négociations sur le rachat anticipé, moindre espérance de gains en termes de redevance et d'investissement du fait du droit d'entrée).
2. Neutraliser les pertes de revenus pour l'Etat et les collectivités liées aux « délais glissants » (régime de prorogation des contrats arrivés à échéance prévu par l'article

L521-16 du code de l'énergie) : comme l'a souligné la Cour des comptes, dans son référé du 21 juin 2013, la redevance sur le chiffre d'affaires, instituée par la loi de finances rectificative pour 2006, n'est applicable qu'aux concessions nouvellement attribuées ou réattribuées. La prorogation, au titre du régime des « délais glissants » prévu par l'article L.521-16 du code de l'énergie, des contrats de concession arrivés à échéance aux conditions antérieures, c'est-à-dire sans redevance, constitue ainsi une perte de ressources financières pour l'Etat et les collectivités locales.

3. Faire disparaître une barrière à l'entrée susceptible d'introduire une distorsion de concurrence entre concessionnaires sortants et nouveaux entrants potentiels.
4. Résoudre les problèmes de périmètre qui subsisteront inmanquablement avec la méthode du rachat anticipé : certains sont d'ores et déjà identifiés dans le cadre du programme de renouvellement des concessions de 2010 (barrages réservoir des Bouillousses et du Pla des Aveillans, concessions de Bissorte-Super Bissorte et de Brillanne-Largue).

#### Options possibles et mesure retenue

Compte tenu des difficultés et des inconvénients majeurs induits par le regroupement par rachat anticipé (cf. ci-dessus), la seule alternative en matière de regroupement consiste à procéder à un alignement des dates d'échéance des contrats par calcul d'une date moyenne pondérée garantissant le maintien de l'équilibre économique général pour l'opérateur, soit la « méthode des barycentres ».

Il aurait pu être envisagé de procéder à la mise en œuvre de cette méthode sans avoir recours à une disposition législative, en passant des avenants aux contrats de concession. Cette option poserait néanmoins d'importantes difficultés :

Difficultés de négociation avec le concessionnaire sortant, sans doute plus importante encore que dans le cadre des rachats anticipés : dans ce processus, il est demandé au concessionnaire de consentir à des réductions de durée de certains contrats en contrepartie de l'allongement des contrats arrivant le plus immédiatement à échéance. Or le concessionnaires n'a pas d'intérêt à voir aboutir de telles négociations dans la mesure où le temps joue en sa faveur : le non-renouvellement du contrat échu entraîne de facto une prolongation au titre des délais glissants sans avoir à offrir de contrepartie sur les contrats non encore échus.

Ce regroupement implique de procéder à des modifications substantielles de contrats de concession ayant chacun leur autonomie juridique : pris isolément, chaque avenant est donc dans une situation de fragilité juridique importante au regard des principes du droit de la commande publique tant au plan interne (loi Sapin) qu'europpéen.

La voie législative permet d'imposer une modification des contrats existants (effet rétroactif de la loi sur le contrat) et apparaît nécessaire pour déroger aux règles figurant dans la loi Sapin - dont l'applicabilité aux concessions hydroélectriques est quasi-certaine - puisque son article 40 interdit toute prolongation de concession supérieure à un an lorsque celle-ci n'est pas justifiée par des investissements supplémentaires

Le motif d'intérêt général invoqué sera l'impératif de former des vallées cohérentes, en mettant en avant les risques qu'une attribution des concessions de manière séparée ferait peser

sur le système électrique, en termes d'optimisation énergétique et économique, de sûreté et de protection des milieux aquatiques.

### Fonctionnement du dispositif

La loi autorise l'Etat à imposer le regroupement de l'ensemble des contrats de concession détenus par un même opérateur et susceptible de constituer une chaîne d'aménagements hydrauliquement liés, en leur fixant une date d'échéance unique.

Elle pose le principe selon lequel la nouvelle date d'échéance unique est établie par calcul d'une moyenne pondérée, de façon à garantir le maintien de l'équilibre économique global sur l'ensemble du périmètre regroupé

Elle précise que les prolongations obtenues au titre des délais glissants ne sont pas prises en compte dans le calcul de la moyenne pondérée (les dates prises en compte pour le calcul sont bien les dates d'échéance contractuelles initiales)

Les critères de définition d'un périmètre hydrauliquement lié pouvant donner lieu à un regroupement ainsi que les critères de pondération des dates d'échéance sont renvoyés à un décret d'application.

Chaque regroupement de concession donne ensuite lieu à un décret précisant les contrats concernés et leur nouvelle date d'échéance unique.

### Impacts de la mesure

#### A Impacts économiques

La mesure favorise l'égalité de traitement entre les candidats potentiels (disparition des barrières à l'entrée liées à l'indemnité d'éviction) et donc une mise en concurrence permettant de sélectionner le meilleur projet au regard des critères préalablement définis par l'Etat (efficacité énergétique de la chute, respect d'une gestion équilibrée et durable de la ressource en eau, conditions économiques et financières pour l'Etat). Elle permet donc de faire bénéficier les collectivités publiques d'une partie a priori optimale de la rente hydroélectrique.

#### B Impacts budgétaire et financier

La mesure entraîne un réajustement du calendrier des renouvellements mais ne fait qu'entériner des retards déjà accumulés dans les faits : en ce sens, elle ne retarde pas véritablement les premières perceptions de redevances compte tenu des retards. En revanche, la mesure permet de rattraper le manque à gagner lié aux délais glissants ainsi que les pertes de redevances futures dues aux rachats anticipés des contrats de concessions non échus. Elle a donc un impact budgétaire favorable pour l'ensemble des personnes publiques bénéficiaires de la redevance sur chiffres d'affaires (Etat, départements, communes).

L'équilibre économique global est maintenu pour les opérateurs actuellement titulaires des concessions à regrouper.

L'accès aux concessions hydroélectriques est facilité pour les nouveaux entrants (candidats potentiels) en raison de la disparition de l'indemnité d'éviction.

Modalités d'applicationA Articulation avec le droit européen en vigueur ou en cours d'élaboration.

Chaque contrat de concession ayant une autonomie juridique, la mise en œuvre des « barycentres », peut être examinée comme un ensemble de modifications substantielles apportée à une succession de contrats (prolongation de durée sans contrepartie d'une part, raccourcissement sans indemnité d'autre part) qui, bien que les concessions hydroélectriques ne soient à l'heure actuelle régies par aucun texte de droit dérivé particulier, peuvent s'avérer problématiques au regard des principes du Traité et l'application jurisprudentielle qui peut en être faite par la CJUE. L'entrée en vigueur de la directive concessions posera des conditions plus restrictives s'agissant des avenants.

Il importe donc de faire valoir que les regroupements ont vocation à reconstituer des ensembles cohérents que seul un contexte historique et juridique différent ont amené à considérer comme des ensembles distincts. Sur le plan de l'ensemble regroupé, l'équilibre économique global est respecté.

B Liste prévisionnelle des textes d'application nécessaires

- Un décret en Conseil d'Etat pour fixer les critères, conditions et modalités du regroupement des concessions (en particulier les critères de pondération pour le calcul de la nouvelle date d'échéance unique)
- Chaque périmètre déterminé en fonction de ces critères fera ensuite l'objet d'un décret spécifique

## Article 29

---

### Société d'économie mixte hydroélectrique

#### Diagnostic

Le renouvellement des concessions hydroélectriques, qui devait jusqu'ici s'opérer au terme d'une procédure de publicité et de mise en concurrence conformément aux principes du droit de la commande publique inscrits à la fois dans la législation nationale (loi Sapin) et européenne (directive concessions), soulève un certain nombre de difficultés pointées par le rapport parlementaire remis par Mme Battistel et M. Straumann en septembre 2013. Ce rapport, qui met en exergue les inconvénients de la mise en concurrence, a en particulier souligné deux attentes fortes de la part d'un grand nombre d'élus :

- une volonté, au-delà du simple encadrement par le contrat de concession des conditions d'exploitation des installations, de maintenir une forme de contrôle public renforcé sur le « patrimoine national » que constituent les concessions hydroélectriques ;
- une volonté par ailleurs, des collectivités locales, dans le contexte de la transition énergétique, d'être davantage impliquées dans la gestion des concessions hydroélectriques.

Afin d'apporter des réponses favorisant une solution consensuelle, alors qu'un certain nombre de contrats de concession sont d'ores et déjà arrivés à échéance, le gouvernement souhaite proposer une modalité complémentaire d'attribution des concessions hydroélectriques consistant à associer, au sein de sociétés d'économie mixte, un opérateur industriel du secteur de l'énergie et des acteurs publics. Cette modalité demeurera optionnelle et n'a pas vocation à être généralisée à l'ensemble du parc concédé.

Il s'agit peu ou prou du modèle de la Compagnie Nationale de Rhône, titulaire de la concession sur Rhône (dont sont actionnaires des collectivités locales, la Caisse des Dépôts et consignations et GDF-Suez), qui s'est constitué dans un contexte historique différent mais a fait la preuve de son efficacité : il présente en particulier un intérêt en matière d'arbitrages sur les conflits d'usages de l'eau et est susceptible de favoriser l'acceptabilité locale des projets.

#### Objectifs

L'objectif est de permettre pour des concessions hydroélectriques présentant des enjeux particuliers en matière de sécurité du système électrique, de proposer une modalité d'attribution d'une concession hydroélectrique permettant de concilier :

- les impératifs de publicité et de mise en concurrence inscrits dans la loi Sapin ainsi que dans les principes du droit de la commande publique issues traité européen et repris dans la récente directive concessions
- la participation des collectivités locales au capital de la concession
- la constitution d'un pôle d'actionnaires publics conservant des pouvoirs de contrôle sur la concession
- la désignation d'un actionnaire industriel issu du secteur de l'énergie et conservant le contrôle opérationnel de la concession : compte tenu de la taille et de la complexité

des concessions en cause, les enjeux industriels et de sécurité imposent la présence d'un opérateur disposant des capacités techniques et financières nécessaires.

### Options possibles et mesure retenue

Trois options ont été envisagées :

#### 1. La cession du contrat après sa conclusion

Dans un avis rendu en décembre 2009, le conseil d'Etat avait explicitement précisé que ce type de montage était innovant pour le droit français et nécessitait une évolution législative. Le principe mis en avant par le Conseil d'Etat est celui de « l'identité entre le candidat ayant présenté l'offre et le titulaire du contrat » : il en conclut que la seule solution serait alors l'attribution, d'abord, du contrat à l'opérateur privé selon une procédure « classique » puis ensuite l'intervention du partenaire externe par cession du contrat à une entité tierce à capital public/privé. Cette solution paraît toutefois peu praticable car elle s'expose au risque de détournement de procédure et sa compatibilité avec la jurisprudence relativement stricte de la CJUE dans ce domaine devrait être examinée.

#### 2. L'imposition par l'autorité adjudicatrice d'un ou plusieurs actionnaires publics obligés

Il pourrait être envisagé de répliquer le schéma mis en œuvre dans le projet de PPP « Balard » où la présence obligatoire de la Caisse des Dépôts et Consignations au capital du titulaire du contrat était imposée dès la remise des offres. Il s'agirait donc de lancer une procédure « classique » d'attribution de concession, tout en précisant dans le règlement de la consultation que des entités publiques sont susceptibles d'entrer au capital du concessionnaire par la suite. Pour justifier la présence obligatoire d'acteurs publics ainsi exclus du champ de la mise en concurrence, il est toutefois nécessaire de justifier l'existence d'un droit exclusif (dans le cas du PPP « Balard » il s'agissait d'impératifs de sécurité nationale) qu'il semble délicat de

#### 3. La modification législative

La Commission européenne (communication interprétative de 2008), comme la Cour de justice (arrêt Acozet du 15 octobre 2009) considèrent qu'il est possible de procéder à la sélection concurrentielle d'un partenaire privé dans une procédure dont l'objet est la concession devant être attribuée ainsi que la contribution opérationnelle du partenaire privé à l'exécution des tâches confiées à l'entité mixte. La mise en concurrence sur l'actionnaire et sur le contrat est simultanée. Comme l'a relevé le Conseil d'Etat, dans son avis de décembre 2009, ce type de procédure n'est pas possible en l'état actuel du droit français et nécessite une nouvelle disposition législative.

Il s'agirait dès lors de s'inspirer de la proposition de loi sur la SEM à opération unique qui a été votée au Sénat et cherche ainsi à intégrer le droit interne cette opportunité offerte par le droit européen afin de répondre à la volonté des collectivités de renforcer leur rôle et leur visibilité dans la gouvernance des services publics locaux, sans pour autant revenir à des formules intégralement publiques (régies, sociétés publiques locales) : la mise en concurrence de ne se fait plus au-niveau de la conclusion du contrat mais à la constitution de la société, lors du choix de l'actionnaire privé et des caractéristiques principales du futur contrat. Ainsi, les dispositions de la proposition de loi actuellement en discussion prévoient la possibilité de

globaliser dans un appel d'offres unique (quel que soit le type de contrat) la constitution d'une SEM et le choix d'un actionnaire ou d'un groupement d'actionnaires opérateurs.

### Motifs du recours à une nouvelle loi

Les principes généraux de la SEM à opération unique actuellement en discussion au Parlement, permettant une procédure unique de sélection de l'actionnaire privé sur la base du projet et d'attribution du contrat, peuvent *mutatis mutandis* être transposées à la question des concessions hydroélectriques.

Pour autant, une disposition législative spécifique apparaît nécessaire pour plusieurs raisons :

- le texte de la proposition de loi n'est pas encore voté et son contenu n'est donc pas stabilisé ;
- cette procédure ne serait en tout état de cause applicable qu'aux collectivités locales alors que l'autorité concédante pour l'usage de la force motrice de l'eau est l'Etat

La solution d'un dispositif spécifique aux concessions hydroélectriques et indépendant des évolutions éventuelles de la proposition de loi sur la SEM à opération unique a donc été retenue.

### Fonctionnement du dispositif

L'Etat concédant peut décider de créer une SEM hydroélectrique pour attribuer une concession sur une chaîne d'aménagement constituant un ensemble hydraulique cohérent. La SEM aura un objet social et une durée de vie limités à l'exécution du contrat de concession.

L'Etat constitue ensuite son tour de table d'actionnaires publiques : il associe les collectivités intéressées qui en font la demande ainsi que d'éventuels investisseurs publics additionnels (Caisse des dépôts et consignations) qu'il choisit de solliciter. L'Etat doit demeurer au capital (fût-ce à titre symbolique) car il est le concédant. Les modalités de participation des acteurs publics au capital sont définies en amont de la phase de mise en concurrence et sont donc connues de l'ensemble des candidats.

Les caractéristiques principales de la société (conditions financières, pacte d'actionnaires) les caractéristiques globales de la concession, les contrats de sous-traitance éventuels (par exemple contrats d'ingénierie, de maintenance ou de commercialisation que l'opérateur industriel voudrait exécuter au profit de la SEM) sont inclus dans le périmètre de la mise en concurrence.

### Etude des impacts de la mesure

#### A Impacts économiques

En impliquant les collectivités locales, cette mesure peut avoir un effet bénéfique sur les projets, en améliorant notamment l'acceptabilité des ouvrages et en favorisant la conciliation des différents usages de l'eau.

#### B Impacts budgétaire et financier

Lors de la mise en concurrence, les conditions économiques et financières pour l'Etat demeurent l'un des critères d'attribution. La redevance versée à l'Etat et aux collectivités ne devrait donc pas être affectée par cette nouvelle modalité d'attribution.

Une partie des dividendes sera perçue par les actionnaires publics (ressource supplémentaire) mais en contrepartie des investissements qui auront été réalisés.

La question de la stabilité de l'actionnariat et de la cessibilité des titres détenus par les entités publiques devra être précisée dans le cahier des charges de la concession.

#### C Impacts sur l'organisation des services de l'État

La mesure ne modifie pas le régime juridique des installations, l'instruction des projets est la même, que le concessionnaire pressenti soit une collectivité locale, une SEM ou un acteur privé.

En revanche, l'Etat étant actionnaire de la SEM, il devra être représenté au Conseil d'administration ou au Conseil de surveillance. Une éventuelle nomination d'un commissaire du gouvernement pourrait également être prévue.

#### D Impacts sur les collectivités territoriales

La disposition permettra de faire droit à une demande des collectivités de pouvoir s'impliquer plus directement dans l'exploitation des concessions hydroélectriques.

Cette participation au capital de la concession est susceptible de leur apporter des recettes supplémentaires mais également de leur imposer une participation aux investissements à réaliser à hauteur de leur participation au capital et donc une exposition au risque d'exploitation.

#### E Impacts sur l'ordre juridique

La mesure nécessitera de procéder à une modification du décret 94-894 régissant l'attribution des concessions hydroélectriques afin de préciser les conditions de cette nouvelle modalité d'attribution.

### Modalités d'application

#### A Articulation avec le droit européen en vigueur ou en cours d'élaboration.

La mesure est une déclinaison, appliquée aux concessions hydroélectriques, du partenariat public privé institutionnalisé que la Commission européenne a défini, dans sa Communication interprétative du 5 février 2008, comme « une coopération entre des partenaires publics et privés qui établissent une entité à capital mixte qui exécute des marchés publics ou des concessions. ». Elle est donc compatible avec les textes communautaires en vigueur.

#### B Liste prévisionnelle des textes d'application nécessaires

Un décret en Conseil d'Etat (qui pourrait être le décret 94-894 modifié) devra prévoir :

- les conditions et modalités de participation des collectivités locales aux SEM hydroélectriques
- les adaptations à la procédure de mise en concurrence introduites par cette nouvelle modalité d'attribution, dont les spécificités sont à intégrer dans le décret 94-894

---

**Article 30**

---

**Art. 30 (12°) Habilitation en vue d'ouvrir la possibilité pour les pouvoirs publics de recourir à la procédure d'appel d'offres pour les objectifs de développement du biométhane injecté dans le réseau de gaz en cas d'écart avec la trajectoire prévue dans la programmation pluriannuelle de l'énergie****Diagnostic**

Lorsque les capacités de production électrique ne répondent pas aux objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements, notamment ceux concernant les techniques de production et la localisation géographique des installations, l'autorité administrative peut recourir à la procédure d'appel d'offres, comme le prévoit actuellement l'article L311-10 pour les énergies renouvelables électriques.

La valorisation du biogaz sous forme de biométhane injecté dans les réseaux de transport ou de distribution est une filière émergente qui ne bénéficie pas encore du dispositif d'appel d'offres.

**Objectif**

Favoriser le développement de la filière injection de biométhane afin d'atteindre la réalisation de ses objectifs de production dans le cadre de la nouvelle PPE.

**Mesure retenue**

La solution retenue par le gouvernement consiste à introduire la possibilité pour les pouvoirs publics de recourir à la procédure d'appel d'offres en cas d'écart avec la trajectoire prévue dans la nouvelle programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) pour les objectifs de développement du biométhane injecté dans le réseau de gaz, comme le prévoit actuellement l'article L311-10 pour les énergies renouvelables électriques.

Ainsi, lorsque les capacités de production de biométhane destiné à être injecté dans le réseau de gaz ne répondront pas aux objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie, notamment ceux concernant les techniques de production et la localisation géographique des installations, l'autorité administrative pourra recourir à la procédure d'appel d'offres.

Les critères mentionnés à l'article L. 446-2 serviront à l'élaboration du cahier des charges de l'appel d'offres.

Sous réserve des articles L. 2224-32 et L. 2224-33 du code général des collectivités territoriales, toute personne exploitant ou désirant construire et exploiter une unité de production, installée sur le territoire d'un Etat membre de l'Union européenne ou, dans le cadre de l'exécution d'accords internationaux, sur le territoire de tout autre Etat, pourra participer à l'appel d'offres.

Les modalités de l'appel d'offres seront définies par décret en Conseil d'Etat. »

**Impacts**

En application des articles L511-1 et 2 du code de l'environnement, les installations qui peuvent présenter des « dangers ou des inconvénients soit pour la commodité du voisinage, soit pour la santé, la sécurité, la salubrité publiques, soit pour l'agriculture, soit pour la protection de la nature et de l'environnement ...» sont soumises à autorisation ou déclaration selon l'importance et la nature des risques. La liste des installations est arrêtée par décret en conseil d'Etat sur avis du conseil supérieur

des installations classées. Les installations de méthanisation et leurs unités d'épuration et d'injection sont soumises à cette réglementation. Les risques liés à la méthanisation sont à nuancer en fonction des quantités de gaz présentes, généralement à la pression atmosphérique, et des caractéristiques propres des co-substrats méthanisés.

Le développement du biométhane injecté est une solution de valorisation de déchets parfois « encombrants » (boues de stations d'épurations, déchets d'abattoirs, déchets industriels) permettant la maîtrise des coûts de traitement des déchets et la réduction des quantités de déchets à traiter.

En ce qui concerne l'impact économique, le développement de l'injection biométhane, contribue à l'objectif de réduction de la consommation d'énergie fossile et à la réduction de la facture énergétique extérieure.

En ce qui concerne la rémunération, le candidat sera tenu de vendre à l'acheteur le biométhane produit par l'installation considérée, à l'exception du biométhane qu'il consomme lui-même. Dans le cadre des appels d'offres, le biométhane issu de l'installation livrée à l'acheteur est rémunéré suivant les modalités de l'appel d'offres définies par décret en Conseil d'Etat.

Le recours à des appels d'offre pour le développement de la filière biométhane injecté se traduira par la création d'emplois locaux non délocalisables. L'injection dans le réseau de gaz naturel nécessite des équipes pour les études de faisabilité, opérations techniques de raccordement, travaux d'interconnexion des réseaux pour améliorer leur capacité d'absorption du biométhane injecté, et gestion des réseaux. Ces opérations vont être menées par les opérateurs de réseau de distribution et de transport, nationaux ou en régie.

De plus la valorisation biométhane carburant va conduire à la construction, l'exploitation et la maintenance de stations de distribution de biométhane carburant et donc d'emplois indirects, tout en répondant aux objectifs GES dans les transports, à la problématique de l'amélioration de la qualité de l'air etc., et en assurant une certaine pérennité des flux sur ce réseau et donc de la filière.

Au niveau des collectivités, le développement du biométhane injecté sera source de recettes complémentaires, de gratuité de la valorisation de certains déchets. Il permettra l'intégration de collectivités au tour de table de la société d'exploitation et la valorisation territoriale de la filière injection (économique, loisir et pédagogique),

## Titre 6

### Article 31

---

#### Objectifs

L'article vise d'abord à renforcer le caractère participatif des commissions locales d'information (CLI), pour que chacune organise au moins une fois par an une réunion publique, pour prendre en compte la spécificité des CLI auprès d'INB frontalières en permettant à des membres étrangers d'y siéger, et pour permettre aux CLI de visiter les lieux d'un incident significatif et de recevoir toutes les explications nécessaires, à leur demande.

L'article prévoit ensuite que les riverains d'une INB faisant l'objet d'un plan particulier d'intervention reçoivent régulièrement, aux frais de l'exploitant et sans qu'ils aient à le demander, des informations sur les mesures de sécurité et la conduite à tenir en cas d'accident. Il s'agit d'un alignement sur une disposition introduite, pour les sites classés « Seveso », par la loi du 16 juillet 2013.

Il fait du rapport annuel de l'ASN un document de bilan en matière de sûreté nucléaire et de radioprotection.

L'article comporte enfin deux dispositions d'habilitation à légiférer par ordonnance.

La première vise à étendre le champ des rapports annuels et de l'obligation de communication susmentionnées non plus seulement à la sûreté nucléaire et à la radioprotection, mais à l'ensemble des champs couverts par la législation des INB, à savoir la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 (sécurité, santé et salubrité publiques, protection de la nature et de l'environnement). Ceci recouvre notamment les impacts chroniques des installations (en effet, la sûreté nucléaire est définie comme la prévention des seuls risques accidentels, à l'exclusion des impacts chroniques), les rejets non radioactifs, les nuisances, la gestion des déchets non radioactifs. De même, il s'agit d'étendre l'obligation de déclaration des incidents ou accidents significatifs au-delà des seuls incidents ou accidents ayant un impact radiologique.

La seconde vise à créer un régime de servitudes d'utilité publique nouveau : lorsqu'il subsiste des substances radioactives sur un terrain ou un bâti (par exemple en raison d'une pollution radioactive, après dépollution, ou en présence de matériaux naturellement radioactifs), il peut s'avérer nécessaire de prévoir (comme cela est prévu dans le code de l'environnement pour les ICPE par exemple) un dispositif de conservation de la mémoire de la présence de ces substances, et, le cas échéant, de restreindre les usages du sol ou du bâti et/ou de prévoir des mesures de précautions au moment de la réalisation de certains travaux d'aménagement ou de démolition. Et ce même si l'usage actuel du terrain ou du bâti n'emporte pas d'enjeu sanitaire à ce jour : en effet, un tel enjeu pourrait apparaître en cas de changement futur d'usage, ou de travaux. Il importe également que ces éléments soient portés à la connaissance de tout futur acquéreur. Le dispositif prévu repose sur des servitudes d'utilité publique instituées par arrêté préfectoral, à l'instar de ce qui existe dans le code de l'environnement ou dans le code minier, après enquête publique si l'ampleur des servitudes le justifie.

### Conséquences juridiques et administratives

L'impact de l'obligation d'organiser une réunion publique par an pour chaque CLI se limitera à des questions pratiques (salle, publicité) qui devraient dans la majorité des cas pouvoir être gérées par les conseils généraux, auprès desquels les CLI sont placées. L'article occasionnera ensuite une charge pour les exploitants nucléaires qui devrait se limiter à l'organisation de visites et d'explications pour quelques incidents par site et par an, s'agissant uniquement d'incidents « qui sont de nature à porter une atteinte significative aux intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 », donc en nombre limité.

L'obligation d'informer les riverains périodiquement sans qu'ils n'aient à le demander concernera uniquement les sites soumis à plan particulier d'intervention (qui sont les 28 sites susceptibles de nécessiter une conduite particulière à tenir de la part des riverains en cas d'accident), et de ce fait cette obligation est déjà souvent remplie en pratique, sous la forme de distribution périodique de plaquettes (notamment à l'occasion des distributions d'iode).

L'extension du champ du rapport annuel de l'ASN sera sans impact pratique, le rapport produit chaque année par l'Autorité correspondant déjà depuis plus de dix ans à un état des lieux complet de la sûreté nucléaire et de la radioprotection en France.

Les dispositions envisagées au titre de la première habilitation augmenteront vraisemblablement le nombre de questions du public auxquelles les exploitants nucléaires seront tenus de répondre, ainsi que la charge liée à la préparation de la cinquantaine de rapports annuels. Ceux-ci, d'un volume typique de 30-40 pages, traitent déjà souvent des rejets non radioactifs. La mise en œuvre de la disposition se limitera donc dans la majorité des cas à une modification des éléments généraux des rapports, généralement invariants d'une année à l'autre, et à un ajout d'informations relatives aux déchets non radioactifs. Quant aux obligations déclaratives, leur extension n'aura guère d'impact réel puisque les exploitants déclarent déjà les événements significatifs survenant dans leurs installations non liés à une exposition aux rayonnements ionisants (notamment ceux ayant trait à l'environnement). En revanche, le défaut de déclaration de ces événements additionnels constituera désormais un délit au titre de l'article L. 596-27.

Enfin, le dispositif prévu au titre de la seconde habilitation permettra aux pouvoirs publics d'imposer à des tiers des restrictions d'usage de son bien, de manière similaire aux autres régimes de servitudes d'utilité publique (notamment ICPE), avec toutefois la spécificité que ce nouveau type de servitude sera susceptible de concerner des emprises de faible ampleur (potentiellement un seul bien), de sorte que le recours à l'enquête publique ne sera pas systématique. L'impact de cette mesure est difficile à évaluer *a priori*, cependant, au vu du parc de sites et sols pollués par des substances radioactives ou suspectés de l'être (moins de 200, hors INB et ICPE qui relèvent déjà de dispositifs de servitudes d'utilité publique spécifiques), on peut estimer à quelques unités, voire quelques dizaines tout au plus, les cas d'utilisation du futur dispositif dans les dix ans à venir. La mise en place d'une servitude est susceptible d'avoir un impact sur la valeur d'un bien immobilier, dans une proportion variable qu'il est difficile d'évaluer *a priori*.

### Consultations menées avant la saisine du Conseil d'État

Le titre VI a fait l'objet de quatre réunions de consultation des principaux exploitants nucléaire les 24 février, 3, 10 et 24 mars 2014.

## Article 32

### Objectifs

L'objectif de l'article est de modifier intégralement le dispositif actuel afin de mieux retranscrire la doctrine française consistant à privilégier, conformément aux recommandations internationales, le démantèlement des installations le plus tôt possible après leur arrêt définitif.

Aujourd'hui, l'exploitant d'une INB qui veut arrêter son installation doit déposer auprès du Gouvernement un dossier de demande d'autorisation de mise à l'arrêt définitif et de démantèlement, et l'autorisation est accordée par décret. Mais rien n'oblige l'exploitant à déposer cette demande et à procéder à ce démantèlement. Il est donc prévu d'inscrire dans la loi le principe de démantèlement au plus tôt, et d'instituer une nouvelle procédure, comportant d'une part la déclaration préalable à l'arrêt définitif, et d'autre part le dépôt dans un délai de deux ans d'un dossier de démantèlement, lequel aboutira à la prescription, par décret, du démantèlement et de ses conditions de réalisation.

Afin de garantir la bonne application de ce dispositif, il est également prévu qu'une installation arrêtée pendant 2 ans soit considérée comme arrêtée définitivement, sauf cas particulier validé par le ministre chargé de la sûreté nucléaire, et que qu'une centrale nucléaire de production d'électricité dont l'autorisation d'exploiter délivrée au titre du code de l'énergie est abrogée ou non renouvelée soit également considérée comme arrêtée définitivement à l'échéance de cette autorisation d'exploiter.

### Conséquences juridiques et administratives

La logique de la procédure conduisant au démantèlement est renversée, en revanche le fond des obligations reste très comparable :

Procédure actuelle (décret du 2 novembre 2007)	Procédure prévue (projet de loi et décret d'application)
Délai non précisé : l'exploitant informe le ministre chargé de la sûreté nucléaire et l'ASN de son intention d'arrêt définitif	2 ans avant l'arrêt définitif : l'exploitant déclare au ministre chargé de la sûreté nucléaire et à l'ASN de son intention d'arrêt définitif ;
Au plus tard 3 ans avant l'arrêt définitif : l'exploitant communique les opérations préparatoires au démantèlement, et une mise à jour de son plan de démantèlement	l'exploitant communique à cette occasion les opérations préparatoires au démantèlement (la communication d'une mise à jour du plan de démantèlement sera vraisemblablement maintenue dans le décret d'application)
Au plus tard 1 an avant l'arrêt définitif : l'exploitant dépose un dossier de démantèlement	Au plus tard 2 ans après la déclaration (soit, en principe, au moment de l'arrêt définitif) : l'exploitant dépose un dossier de démantèlement
Au bout du délai d'instruction de 3 ans : décret d'autorisation de mise à l'arrêt définitif et de démantèlement, après enquête publique	Au bout du délai d'instruction (qui sera vraisemblablement maintenu à 3 ans dans le décret d'application) : décret prescrivant le démantèlement, après enquête publique
Prescriptions de l'ASN	Prescriptions de l'ASN

Modulo les échéances temporelles, la procédure visée n'emporte pas d'alourdissement de charge administrative.

Conséquences économiques, sociales et environnementales

Si la procédure conduisant au démantèlement est revue, les exigences techniques liées au démantèlement lui-même ne sont, elles, pas modifiées : le démantèlement au plus tôt était déjà la pratique française (et l'ASN a pu faire usage de ses pouvoirs de police pour en assurer le respect), et la nouvelle procédure est sans interférence avec les objectifs de démantèlement et d'assainissement, qui dimensionnent à la fois les coûts et la performance environnementale.

Modalités d'applications

Un décret d'application sera nécessaire pour modifier la procédure prévue aux articles 36 à 45 du décret n° 2007-1557 du 2 novembre 2007 relatif aux INB et au contrôle, en matière de sûreté nucléaire, du transport de substances radioactives. Toutefois, les dispositions de ces articles qui ne sont pas contraires à la loi devraient permettre d'appliquer cette-dernière dans l'attente.

Consultations menées avant la saisine du Conseil d'État

Le titre VI a fait l'objet de quatre réunions de consultation des principaux exploitants nucléaire les 24 février, 3, 10 et 24 mars 2014.

### Article 33

---

#### Objectifs

L'article habilite le Gouvernement à légiférer par ordonnance dans les domaines suivants.

*Pouvoirs de police de l'ASN* : il s'agira de doter l'ASN et les inspecteurs de la sûreté nucléaire de pouvoirs de contrôle et de sanction plus gradués, par renvoi aux dispositions transversales du code de l'environnement, qui seront adaptées aux enjeux que présentent les INB et les transports de substances radioactives, concernant notamment les montants maximaux des sanctions pécuniaires. Une commission des sanctions sera instituée au sein de l'ASN pour mettre en œuvre ces nouvelles sanctions. Ces pouvoirs de police seront étendus aux activités importantes pour la sûreté exercées à l'extérieur des installations nucléaires de base (par exemple chez les sous-traitants, fournisseurs de matériels importants, dans les services centraux de l'exploitant). Il s'agira également d'harmoniser les trois corps d'inspecteurs de l'ASN (sûreté nucléaire, radioprotection, équipements sous pression nucléaires).

*Compétences de l'ASN* : il est envisagé de compléter les compétences de l'ASN, dans les domaines de l'international, de la recherche, ou encore, au sein des INB, concernant les déchets (non radioactifs), les produits et équipements à risques (par exemple équipements sous pression), les produits chimiques. Cette possibilité sera approfondie par le Gouvernement ultérieurement. Il est également prévu que l'ASN puisse recourir à des tierces expertises, et soit consultée sur les textes réglementaires la concernant.

*Transposition et adaptation des directives « IED » et « Seveso III » aux INB* : il s'agira d'inscrire au sein de la législation INB les principes des obligations issues de ces directives (de manière harmonisées avec les transpositions effectuées au sein de la législation des ICPE).

*Transposition de la directive « sûreté nucléaire » révisée* : à paraître, cette directive conduira à des ajustements mineurs, et les principes d'amélioration continue du cadre national et d'audit croisé international tous les dix ans qu'elle prévoit seront portés au niveau législatif.

#### Conséquences juridiques et administratives

*Pouvoirs de police de l'ASN* : le rattachement de la police des INB aux dispositions transversales du code de l'environnement aura pour effet de rendre applicable aux INB et aux transports de matières radioactives de nouveaux outils, tels que :

- des sanctions pécuniaires : amendes et astreintes administratives – les montants maximaux génériques (15 000 € et 1 500 € par jour) seront toutefois adaptés aux enjeux nucléaires (par exemple 10 M€ et 15 000 € par jour) ;
- des saisies, destructions ;
- la composition administrative (transaction financière) ;
- des peines complémentaires.

L'extension de la compétence de contrôle l'ASN et des inspecteurs donnera à ces derniers un accès aux locaux extérieurs au périmètre de l'INB où sont exercées des activités importantes pour sa sûreté, dans les mêmes conditions et avec les mêmes restrictions qu'au sein de l'INB (articles L. 596-4, L. 596-6), un accès aux documents afférents (L. 596-5), et l'entrave aux missions des inspecteurs constituera un délit comme pour l'accès aux INB (L. 596-27).

*Compétences de l'ASN* : le rôle de l'ASN à l'international est déjà largement rempli à l'heure actuelle, l'ASN ayant un fort rayonnement. La consultation de l'ASN sur les textes susceptibles d'avoir un impact sur son fonctionnement aura très peu d'impact, aucun texte entrant dans cette catégorie n'ayant été pris depuis les décrets d'application initiaux de la loi du 13 juin 2006. Le contour des autres ajustements sera affiné ultérieurement.

*Transposition des directives « IED » et « Seveso III » :*

Concernant la directive IED, les dispositions qu'il est prévu d'inscrire dans le régime des INB, pour les équipements soumis à la directive, seront :

- l'application des meilleures techniques disponibles,
- le réexamen périodique des conditions d'exploitation (avec participation du public dans certains cas),
- l'établissement d'un rapport de base sur l'état du site.

Les deux premiers principes sont déjà présents dans la réglementation des INB, il s'agira donc d'ajustements. En revanche, la participation du public lors de certains réexamens périodiques et l'établissement d'un rapport de base seront des obligations nouvelles.

Concernant la directive Seveso III, les obligations qui seront inscrites seront les suivantes :

- le recensement régulier des substances dangereuses,
- l'élaboration d'une politique de prévention des accidents majeurs,
- la mise en place d'un système de management de la sécurité,
- l'élaboration d'un plan d'urgence interne.

La directive n'imposerait de les rendre applicables qu'aux seules INB relevant de son champ d'application, toutefois des obligations analogues, et même plus larges, sont déjà applicables à l'ensemble des INB du fait du décret du 2 novembre 2007 (plan d'urgence interne) et de l'arrêté du 7 février 2012 (recensement, ainsi que la politique de prévention des accidents majeurs et système de gestion de la sécurité, appelés respectivement « politique en matière de protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 » et « système de management intégré »). Ces dispositions seront donc remontées au niveau législatif, pour toutes les INB.

*Transposition de la directive « sûreté nucléaire » révisée :*

Le premier des deux principes qu'il est a minima prévu d'inscrire (l'amélioration continue du cadre national) est peu normatif. Un moyen possible pour la satisfaire est l'accueil de missions IRRS (integrated regulatory service review, service de revue par les pairs réalisé sous l'égide de l'agence internationale de l'énergie atomique à la demande du pays d'accueil). La France a accueilli une première mission en 2006, et en a tiré des conséquences pour l'amélioration de son cadre national. Une seconde mission est accueillie fin 2014. En tout état de cause, le cadre législatif et réglementaire relatif à la sûreté nucléaire fait l'objet d'améliorations régulières, tout particulièrement depuis la fin des années 1990. La France satisfait donc déjà largement à cette disposition qui n'aura pas d'impact pratique.

Le second principe (audit croisé international tous les dix ans) est, comme indiqué précédemment, déjà mise en œuvre par la France via l'accueil de missions IRRS.

## **Modalités d'applications**

Sans objet.

### Consultations menées avant la saisine du Conseil d'État

Le titre VI a fait l'objet de quatre réunions de consultation des principaux exploitants nucléaire les 24 février, 3, 10 et 24 mars.

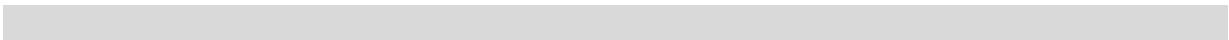
**Article 34**

---

**Habilitation à transposer la directive 2011/70 Euratom du Conseil du 19 juillet 2011**

Objectifs

L'article 34 du projet de loi habilite le Gouvernement à transposer la directive 2011/70 Euratom du Conseil du 19 juillet 2011 établissant un cadre communautaire pour la gestion responsable et sûre du combustible usé et des déchets radioactifs.



**Titre VII****Article 35**

---

Diagnostic

Le dispositif actuel ne prévoit pas de mesures spécifiques pour les installations d'énergies renouvelables en mer issus d'appels d'offres ou d'appels à projets (français ou européens). Les recours contentieux pour ces installations sont donc traitées suivant le dispositif commun : recours jugé au niveau du tribunal administratif, appel en cour d'appel administrative puis passage en Conseil d'Etat. Et, les décisions administratives peuvent donc mettre plusieurs années à être purgées de recours.

Dans cet article il est proposé d'introduire une disposition permettant de limiter l'instruction des recours uniquement pour les projets d'énergies renouvelables en mer lauréat d'un appel d'offres ou d'un appel à projet (français ou européen). Cette restriction est motivée par la volonté de faciliter le développement des projets d'énergies renouvelables en mer qui sont soutenus par l'Etat français et donc d'intérêt général en termes de soutien à la recherche et développement (appel à projets français ou européen), de diversification du mix énergétique et d'atteinte des objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements électriques (appels d'offres au titre du code de l'énergie)...

Par ailleurs pour ce types d'installations, les montants d'investissement sont très élevés (jusqu'à de 2 milliards d'euros pour un parc éolien en mer de 500MW), et les porteurs de projets ne peuvent lever leurs fonds auprès banques et autres investisseurs qu'une fois leurs autorisations administratives purgées de recours. Aucune décision d'investissement ne pouvant être prise tant que des contentieux affectent les autorisations, la construction et mise en service de ces installations est donc de facto reportée de plusieurs années après la délivrance des autorisations.

Le financement de ces installations est très élevé et nécessitent de lever des fonds auprès d'investisseurs (BEI,...) qui ne financent ces projets qu'une fois qu'il disposent de toutes leurs décisions administratives purgées de recours, car il ne veulent pas prendre le risque de financer des projets qui peuvent ne jamais aboutir si une des décisions est finalement annulée. Aucune décision d'investissement ne pouvant être prise tant que des contentieux affectent les autorisations, la construction et mise en service de ces installations est donc de facto reportée jusqu'à l'obtention de toutes les décisions purgées de recours ce qui correspond à plusieurs années après la délivrance des autorisations et autres décisions administratives.

Aucune installation d'énergie renouvelable en mer n'est actuellement installée sur le territoire français. Les installations les plus avancées ont reçu leurs premières autorisations.

Objectif

Dans ce contexte, le dispositif proposé vise à diminuer la durée de jugement des recours sans pour autant affecter le droit de recours des pétitionnaires et des tiers.

Les propositions du dispositif proposé visent à permettre un développement raisonné de ces énergies, qui suivent la politique définie par l'Etat en accélérant le traitement des recours sans diminuer le droit de recours.

### Mesure retenue

Cet article prévoit que certaines installations d'énergie renouvelables en mer bénéficient de modalités spécifiques de jugement des recours.

Le Conseil d'Etat statue en premier et dernier ressort contre les décisions administratives listées dans l'article de loi. Ce dispositif est envisageable étant donné que le nombre d'installations concerné par cette disposition est très réduit (de l'ordre de quelques dizaines de projets) et qu'il permet une uniformisation du traitement des recours entre des projets situés sur le domaine public maritimes et des projets situés dans la zone économique exclusive où l'absence de délimitation territoriale impose un traitement systématique des recours par le Conseil d'Etat en premier et dernier ressort.

Le champ d'application de cet article est restreint et concerne uniquement les projets d'énergies renouvelables en mer :

- lauréats d'un appel à projet, de type appel à manifestation d'intérêt, lancé par l'ADEME
- lauréats d'un appel d'offres lancé par le ministre de l'énergie en application du L311-10 du code de l'énergie.
- lauréats d'un appel à projets européen NER 300.

Cette restriction est motivée par la volonté de faciliter le développement des projets d'énergies renouvelables en mer qui sont soutenus par l'Etat français et donc d'intérêt général en termes de soutien à la recherche et développement, de développement des énergies renouvelables, de diversification du mix énergétique...

Le périmètre d'application limité de cet article permet d'avoir une identification précise des projets concernés par ce dispositif et de limiter leur nombre. En effet, ces projets sont parfaitement identifiés car soit retenus au terme d'un appel d'offres ou d'un appel à projet lancé par l'Etat, soit au terme d'un appel à projet européen NER 300 pour lesquels les candidats sont sélectionnés en amont de leur candidature au NER 300 par l'Etat français.

Actuellement, seraient concernés par ce dispositif :

- 6 projets de parcs éoliens en mer posés (d'une puissance de l'ordre de 500MW par parc) lauréats des appels d'offres éolien en mer de 2011 et 2013,
- les projets de fermes hydroliennes pilotes lauréates de l'AMI lancé en octobre 2013 par l'ADEME et qui seront maximum au nombre de 4. Les projets candidats à cet AMI clos depuis mai 2014 sont actuellement en cours d'instruction.
- le projet d'éolien en mer flottant lauréat du premier appel à projets NER 300.

Les projets d'énergies renouvelables en mer lauréats du deuxième appel à projets NER 300 pour lequel le choix de la Commission européenne est attendue pour juin 2014. La France soutient 3 projets d'EMR dans le cadre de cet appel à projets NER 300 et seraient donc maximum au nombre de 3.

Les décisions concernées par ce dispositif sont l'ensemble des décisions auxquelles sont susceptibles d'être soumises les installations d'énergies renouvelables en mer issu d'un appel d'offres lancé au titre du L311-10 du code de l'énergie ou d'un appel à projet de l'ADEME ou d'un appel à projets NER 300 et regroupent :

- autorisations au titre du code de l'énergie
- autorisations et dérogations délivrées au titre du code de l'environnement

- titres domaniaux (concession du DPM ou autorisation d'occupation temporaire du DPM)
- autorisations nécessaires à la construction, à l'exploitation et à l'utilisation des îles artificielles, des installations, des ouvrages et de leurs installations connexes sur le plateau continental, ainsi que dans la zone économique et la zone de protection écologique, définies dans la loi n° 76-655 du 16 juillet 1976.

### Impacts de la mesure

#### A Impacts environnementaux

Cette disposition prévoit de réduire la durée de jugement des recours contentieux mais ne prévoit pas de limiter le droit de recours. Elle n'a donc aucun impact sur la qualité des sites.

#### B Impacts budgétaire et financier

Dans le dispositif proposé, deux niveaux de juridictions ne sont plus saisis.

Des économies sont donc possibles au niveau des tribunaux administratifs et au niveau des cours d'appel administratives.

#### C Impacts sur l'organisation des services de l'État

Les contentieux contre ces installations ne seront plus traités au niveau des TA et des CAA.

---

## Article 36

---

### Diagnostic

L'article 37 modifie les procédures de consultation liées aux DUP dans l'article L323-3 du code de l'énergie. Les procédures d'ouvrages électriques sont devenues trop longues pour permettre l'adaptation du système électrique à l'intégration des énergies renouvelables. Elles ne permettent pas de tenir les délais exigés pour des projets tels que les infrastructures énergétiques visées par le règlement 347/2013. Les procédures sont complexes car ce sont des ouvrages linéaires, dont il faut examiner tous les aspects environnementaux, urbanisme, acceptabilité, propriété privée, conditions techniques, contraintes électriques, compatibilité avec les autres services publics et les autres usages du sol... Dans ce contexte, de très nombreuses consultations sont nécessaires.

#### I. ces avis sont souvent successifs alors qu'ils pourraient être demandés en parallèle :

La procédure prévoit pour tous les ouvrages une concertation approfondie avec les élus, les services de l'Etat et les associations. Cette procédure aboutit à la définition d'un fuseau après comparaison de ses impacts puis élaboration du tracé. Une concertation sous l'égide d'un garant permet donc d'associer le public de façon itérative tout au long de la définition du projet.

A contrario, dans le cas d'un débat public, le maître d'ouvrage n'a que peu d'éléments d'information à donner, notamment sur ce qui intéresse le plus le public : le tracé de l'ouvrage.

Le choix de la procédure utilisée est actuellement fait par la CNDP ; la décision de recourir au débat public est une décision de fort impact pour le projet en terme de délais, puisqu'elle les prolonge de 18 mois.

Ce type de concertation donne de très bons résultats pour certains projets d'ouvrages de transport d'électricité, tels celui entre la France et Espagne ou celui de Charleville-Mézières Reims. **Dans son avis du 25 mars 2014, le Conseil Economique, Social et Environnemental recommande « de favoriser la relation directe avec les citoyens en tenant des permanences en mairies ou dans des lieux de proximité avec la population, plutôt que de systématiser les grands débats », et il recommande « de valoriser le rôle du garant. » « Ces échanges devraient être valorisés par l'association des Maires de France. »**

La mesure proposée permettra donc de se mettre en conformité avec le règlement européen pour les PIC, d'améliorer les délais de procédures d'environ 18 mois, amélioration indispensable pour favoriser la transition énergétique, tout en améliorant l'association du public à l'élaboration du projet. La concertation sous l'égide d'un garant permet aussi de mieux associer les élus locaux.

#### II. Il n'est pourtant pas question de supprimer les consultations indispensables :

Lorsque les projets ne sont pas soumis à étude d'impact, ils ne sont pas non plus soumis à enquête publique. Or ces projets ne peuvent être légalement déclarés d'utilité publique que si les atteintes à la propriété et aux autres intérêts publics ne sont pas excessifs eu égard à l'intérêt qu'ils présentent.

Imposer une consultation du public sur le tracé susceptible d'être mis en servitude, dans les cas où il n'y a pas d'enquête publique, permet de s'assurer que ces atteintes à la propriété ne sont pas excessives.

### Objectifs

I. Les objectifs sont une accélération des délais et une amélioration de la concertation afin qu'elle porte sur le fuseau et les enjeux de territoire vraiment concernés.

II. Par ailleurs, cette modification améliore la sécurité juridique des déclarations d'utilité publique, eu égard au caractère constitutionnel de la protection de la propriété privée.

### Mesures retenues :

#### - Mise en parallèle de certaines consultations (I) :

I. Il est proposé d'assurer le débat public sous la forme d'une concertation sous l'égide d'un garant nommé par la CNDP (une procédure qui existe déjà dans le code de l'environnement).

#### - Sécurisation de la base légale des consultations indispensables : consultation des riverains en l'absence d'enquête publique (II).

Le **II**. comble une lacune qui existait depuis 2012, en restaurant une consultation de proximité (à la mairie de chaque commune et non pas sur Internet) sur les aspects de propriété privée quand un projet, n'étant pas soumis à étude d'impact, n'est pas non plus soumis à enquête publique. Cette consultation peut avoir lieu en parallèle des autres consultations prévues par la procédure de DUP.

### Etude des impacts

#### A. Impacts économiques

L'accélération de la procédure est de nature à réduire un peu la charge financière qui se répercute sur le tarif d'utilisation des réseaux payé par tous les consommateurs. En général, la mise en service d'un nouvel ouvrage génère aussi des économies sur le fonctionnement du système électrique (pertes, coûts de redispatching...)

#### B. Impacts budgétaire et financier

Cette mesure n'a pas d'impact budgétaire ni financier pour l'Etat, mais induit un gain de temps pour chaque catégorie de personnes physiques et morales intéressées.

#### C. Impacts sur les collectivités territoriales

I : Cette mesure induit une meilleure association des élus locaux.

#### D. Impacts sur l'ordre juridique interne

Eventuelle modification du décret 70-492 concernant la procédure de déclaration d'utilité publique des travaux d'électricité en cours de codification. La mise en cohérence avec la loi peut être faite dans ce cadre.

Modalités d'applicationA. Articulation avec le droit européen en vigueur ou en cours d'élaboration

Le règlement européen n°347/2013 impose des délais très resserrés pour les ouvrages de transport d'électricité d'intérêt européen, dont 24 mois seulement pour les opérations de concertation et 18 pour la procédure réglementaire.

I. Avec un débat public en 18 mois précédant la concertation, il est impossible de tenir les délais de la phase de concertation (limitée à 24 mois). Par ailleurs, le règlement impose un guichet unique, seul décisionnaire, le ministre de l'énergie, donc la procédure ne peut pas être choisie par un autre acteur. Cette mesure contribue donc à se conformer au droit communautaire.

II. sans objet

B. Modalités d'application dans le temps des dispositions envisagées

Mesures à application immédiate.

Consultations menées avant la saisine du Conseil d'État

II. Le conseil d'Etat a recommandé cette modification sur la consultation publique des servitudes au cours de l'examen d'un décret en juillet 2013 et a relancé l'administration sur sa mise en œuvre en avril 2014.

## Article 37

---

### Diagnostic

La mer territoriale ne comprend pas le sol et le sous-sol, ni le rivage, aussi il est nécessaire d'ajouter le domaine public maritime pour couvrir l'ensemble du sol du sous-sol dans la limite des 12 miles.

Du fait de la difficulté de rattacher les ouvrages à une circonscription administrative en mer, et compte-tenu des projets de raccordement des énergies renouvelables et des projets d'interconnexion à venir, il est nécessaire d'unifier les règles de compétence contentieuse pour ces ouvrages.

### Objectifs

Une clarification des règles sur les ouvrages en mer et la mise en place d'une compétence en premier et dernier ressort du conseil d'Etat afin qu'il soit à même d'assurer des décisions plus rapides et plus uniformes pour des ouvrages qui sont appelés à se faire plus nombreux.

### Mesure retenue

- I. Modification de l'article L121-4 du code de l'énergie, qui prévoit la compétence du gestionnaire de réseau en mer.
- II. Création d'un article L311-14 dans le code de justice administrative prévoyant la compétence du Conseil d'Etat en premier et dernier ressort pour les ouvrages en mer.

### Etudes des impacts

#### A. Impacts économiques

Aucun (éventuellement un impact positif financier pour les porteurs de projets qui obtiendront plus rapidement une décision définitive, ce qui peut avoir un impact dans la négociation de leurs concours financiers).

#### B. Impacts sur l'organisation des services de l'État

Cette mesure évitera le cas échéant la multiplication des contentieux au tribunal puis en appel puis en cassation. Elle peut augmenter le nombre d'affaires connues par le Conseil d'Etat, mais le nombre d'ouvrages en mer est assez limité (raccordements des projets éoliens off-shore, hydroliens pilote, et 5 projets de liaisons électriques sous-marine dont 4 interconnexions.)

### Modalités d'applications

Mesure à application immédiate.

## Article 38

---

### Diagnostic

Les dispositions des articles L146-4 (urbanisation dans la zone littorale) et L146-6 (espaces remarquables) restreignent l'atterrage des câbles de transport et de distribution d'électricité.

Des exceptions sont prévues pour les canalisations de raccordement ou visant à promouvoir les énergies renouvelables, ce qui exclut donc les interconnexions, ou des projets sous-marins qui visent à éviter les impacts plus importants qu'auraient eu ces infrastructures à terre.

S'agissant des énergies renouvelables, les ouvrages de raccordement sont devenus restrictifs car les projets d'interconnexions avec les pays voisins et d'autres lignes sous-marines visent principalement à faciliter l'importation d'éolien britannique, espagnol ou irlandais.

Compte-tenu du nombre de sites classés en espaces remarquables et du développement des interconnexions, ainsi que du développement prévisible du raccordement des installations de production en mer, il convient de prévoir une dérogation fondée sur des motifs d'intérêt général et non plus limitée aux seuls raccordements d'énergies renouvelables. Par ailleurs, un passage en zone urbanisée ou dans les ports s'avère souvent impossible pour des raisons d'acceptabilité ou techniques du fait du trafic maritime.

### Objectifs

L'autorisation de passage des câbles permettra le développement des interconnexions notamment avec l'Espagne, la Grande-Bretagne ou l'Irlande, ce qui répond précisément à l'objectif de favoriser la diffusion de l'électricité éolienne ou bientôt hydrolienne jusqu'aux zones de consommation et de gérer, à travers le développement des échanges leur caractère intermittent. Par ailleurs, la modification permettra de mieux intégrer les énergies renouvelables aux réseaux publics (interconnexions).

### Mesure retenue

Création d'une dérogation à compétence préfet dans l'article L146-8 du code de l'urbanisme, et mise en cohérence des articles L146-4 et L146-6 du code de l'urbanisme.

### Etudes des impacts

#### A. Impacts environnementaux

L'autorisation sera refusée si les projets ont des impacts significatifs sur les sites. La notion de « moindre impact » reste la condition de la délivrance de l'autorisation. Il est à noter que l'évitement systématiques des espaces remarquables entraînent des sur longueurs de câbles qui ont plupart du temps des impacts supplémentaires sur le milieu marin (plus ou moins proportionnels à la longueur de la tranchée). Cette mesure permet donc de faire un bilan sur tout le fuseau et de comparer réellement les tracés suivant leurs impacts environnementaux au lieu de tenir pour acquis que l'évitement de l'espace remarquable est bénéfique à l'environnement.

#### B. Impacts économiques

Economie potentielle de plusieurs dizaines de millions d'euros, compte-tenu du coût du câble et de sa pose au kilomètre entre 4 et 6 M€, supportés par le consommateur d'électricité via le tarif d'utilisation des réseaux (TURPE). A titre d'exemple, un différence en mer de 6 km font induit un surcoût de 30 M€ environ. En matière d'interconnexion, il faut compter sur un coût de 4 à 6 M€ du kilomètre pour un câble en 320 kV, suivant la difficulté du milieu sous-marin pour la pose. Compte-tour de la rareté des points d'atterrage, il faut compter des détours de plusieurs kilomètres à chaque opération.

### C. Impacts sur les collectivités territoriales

Mesure susceptible de faciliter les arbitrages de tracés dans certains cas.

### D. Impacts sur l'ordre juridique interne

La modification des articles L146-4 et L146-6 ne change pas les grands principes de la loi qui prévoyait dans sa rédaction initiale des dérogations pour les activités exigeant la proximité immédiate de l'eau ou de service public. Elle permet néanmoins de donner une assise claire aux dérogations nécessaires au gestionnaire de réseau pour accomplir ses missions de service public. Ces missions impliquent de permettre l'augmentation des échanges intracommunautaires, et ainsi de développer le soutien aux énergies renouvelables et de pallier en partie à l'intermittence de ces moyens de production en l'absence de moyen de stockage de l'électricité.

## Article 39

---

### Diagnostic

Les articles L111-86 et L111-89 du code de l'énergie prévoient que leurs conditions d'application sont fixées par voie réglementaire. Or ces dispositions, qui concernent l'approbation par la Commission de régulation de l'énergie des règles comptables des entreprises verticalement intégrées ne nécessitent pas de texte d'application. Il est donc proposé de supprimer ces références. L'article L111-95 prévoit un décret en Conseil d'Etat d'application de la section, décret qui s'est révélé inutile. Il est proposé de supprimer cet article.

Dans sa rédaction actuelle, l'article L321-5 fait référence à l'article 10 de la loi 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières. Cet article a épuisé ses effets, c'est pourquoi il n'a pas été codifié dans le code de l'énergie, mais la commission qu'il met en place conserve son utilité pour le règlement des désaccords entre gestionnaires de réseaux. Il est donc proposé, par mesure d'intelligibilité du droit, d'intégrer ses dispositions utiles directement dans l'article concerné.

L'article L322-12 prévoit la consignation d'une somme appropriée entre les mains d'un comptable public en cas de défaut d'investissement sur le réseau de distribution d'électricité pour améliorer les niveaux de qualité. Cette disposition est potentiellement contre-productive car elle diminue les liquidités disponibles pour faire les investissements. Il est donc proposé de remplacer cette sanction (qui interviendrait trop tard) par une meilleure incitation, telle que la prévoit l'article L341-3 du code de l'énergie, qui dispose que la Commission de régulation de l'énergie peut prévoir un encadrement pluriannuel d'évolution des tarifs et des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager les gestionnaires de réseaux à améliorer leurs performances, notamment en ce qui concerne la qualité de l'électricité.

Afin de permettre la codification d'une partie du décret de transposition de la directive 012/27/UE relative à l'efficacité énergétique dans la future partie réglementaire du code de l'énergie, il est nécessaire de créer un chapitre 4 intitulé « La performance énergétique dans la commande publique » au titre III (« La performance énergétique ») du livre II (« La maîtrise de la demande d'énergie et le développement des énergies renouvelables ») du code de l'énergie. La création d'un chapitre dans un code ne peut être faite que par une loi.

### Objectifs poursuivis

Les principaux objectifs poursuivis :

- lisibilité et intelligibilité du droit :
- inciter les gestionnaires de réseau de distribution à investir dans l'amélioration de la qualité sans attendre le constat d'une dégradation.
- permettre l'insertion dans la partie réglementaire du code de l'énergie du texte de transposition de l'article 6 de la directive efficacité énergétique

Mesure retenue

Modification des articles L111-86, L111-89 et L321-5, abrogation de l'article L111-95 du code de l'énergie création d'un chapitre IV au titre III du livre II du code de l'énergie

Etudes des impacts

A. Impacts sur l'ordre juridique interne

Mise à jour d'un décret et préparation de la codification de la partie réglementaire du code de l'énergie

Modalités d'applications

A. Liste prévisionnelle des textes d'application nécessaires

Mise à jour du décret d'application du L321-5 : décret 2005-172 du 22 février 2005 définissant la consistance du réseau public de transport d'électricité et fixant les modalités de classement des ouvrages dans les réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (DIRECTION GÉNÉRALE DE L'ÉNERGIE ET DU CLIMAT – dans le cadre de la codification de la partie réglementaire du code de l'énergie en cours).

B. Modalités d'application dans le temps des dispositions envisagées.

Mesure à application immédiate.

---

**Article 40**

---

Diagnostic1. Tarifs d'utilisation des réseaux publics de l'électricité et perspectives d'investissements

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE), introduits par la loi du 10 février 2000 « relative à la modernisation et au développement du service public d'électricité », rémunèrent les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution. Ils constituent, en particulier pour la distribution, l'essentiel des ressources financières nécessaires pour couvrir les dépenses de développement, de modernisation et d'entretien des réseaux et ainsi permettre aux gestionnaires d'assurer leurs missions de service public fixées par l'article L121-4 du code de l'énergie, à savoir assurer « la desserte rationnelle du territoire national ... et l'interconnexion avec les pays voisins » et « le raccordement et l'accès, dans des conditions non discriminatoires, aux réseaux publics de transport et de distribution ».

Ils sont établis, pour le transport d'électricité, au regard des coûts supportés par RTE, gestionnaire unique du réseau de transport et, pour la distribution, des coûts supportés par ERDF, bien qu'il existe quelque 150 entreprises locales de distribution dont les écarts par rapport aux coûts d'ERDF sont notamment compensés par le Fonds de péréquation de l'électricité.

Le TURPE doit couvrir « l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux » (article L341-2 du code de l'énergie). Ces coûts sont essentiellement constitués par des charges d'exploitation et par des charges de capital. Les charges d'exploitation sont établies à partir de l'analyse des coûts techniques des opérateurs, avec des éléments de régulation incitative. En revanche, les charges de capital peuvent être établies selon différentes approches.

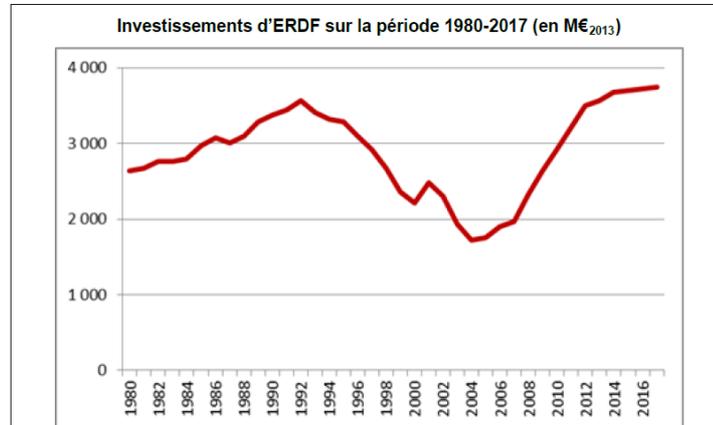
Sous TURPE 1, les charges de capital à recouvrer étaient calculées selon une approche comptable fondée sur la rémunération des fonds propres, la couverture des dotations aux amortissements, aux provisions et la couverture des charges financières, constatés dans la comptabilité générale du gestionnaire de réseaux.

Sous TURPE 2 (2005-2009) et TURPE 3 initial (2009-2013), la tarification des charges de capital était fondée sur approche économique normative, qui consistait à rémunérer les actifs en service (base d'actifs régulés) à un taux calculé sur une base normative (7,25 % nominal avant impôt). Comme exposé au 3, cette approche est celle généralement mise en œuvre en Europe pour réguler les charges de capital des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité, et est également mise en œuvre par la CRE pour l'ensemble des autres tarifs de réseau qu'elle régule (gaz et transport d'électricité).

La couverture des charges de capital permet aux gestionnaires de dégager des fonds qui contribuent à réaliser les investissements nécessaires à la viabilité des réseaux. Les besoins en investissements sont, à l'heure actuelle, particulièrement importants. Ces investissements visent d'une part à maintenir la qualité du service et d'autre part à accompagner la transition énergétique en s'adaptant notamment aux nouveaux modes de production et de consommation.

Comme le montre le graphique ci-dessous, après avoir connu un niveau minimum d'investissements en 2004, ERDF est entré depuis 2005 dans un nouveau cycle d'investissements. Il est donc essentiel que le TURPE instaure un cadre favorable à l'investissement, en se fondant sur une méthode tarifaire stable, lisible et juridiquement solide.

Source : Consultation  
publique CRE – 9 juillet  
2013



## 2. Les spécificités du régime concessif français de la distribution publique d'électricité

### 2. 1 Les spécificités du passif d'ERDF

Les autorités organisatrices de la distribution, autorités concédantes, « ont la faculté de faire exécuter en tout ou en partie à leur charge, les travaux de premier établissement, d'extension, de renforcement et de perfectionnement des ouvrages de distribution », conformément à l'article L322-6 du code de l'énergie. A ce jour, les autorités concédantes assurent environ 25 % des investissements sur le réseau de distribution et le concessionnaire ERDF en assurant le reste.

Par ailleurs, le régime de concession introduit la notion de « biens de retour » : tous les ouvrages du domaine concédé, y compris ceux financés par ERDF, appartiennent au concédant (à l'exception des postes de transformation HTB/HTA qui sont, en application de la loi, la propriété d'ERDF). Leur contre-valeur est inscrite au passif du bilan comme un « droit en nature du concédant ». Compte tenu du statut de concessionnaire obligé d'ERDF fixé par la loi, le caractère exigible des « biens de retour » peut prêter à discussion.

Enfin, les contrats de concession imposent à ERDF de faire apparaître dans son compte de résultat deux charges spécifiques qui apparaissent au passif de son bilan :

- l'amortissement du financement du concédant, qui couvre la valeur initiale des ouvrages financés par les concédants ;
- les provisions pour renouvellement, qui couvrent la différence entre valeur initiale et valeur de remplacement de tous les ouvrages faisant l'objet d'un renouvellement avant la fin du contrat. Ce dernier prévoit, qu'en cas de fin de l'exploitation, l'excédent de provisions doit être reversé au concédant.

Les comptes d'ERDF sont tributaires des obligations fixées par les contrats de concession et ne reflètent pas la réalité économique de l'activité de distribution. En effet, le bilan d'ERDF ne porte pas directement de trace au passif des financements des investissements réalisés par ERDF dans le domaine concédé dont la valeur nette au 31 décembre 2013 est de 19 milliards d'euros. Comme le montre le bilan simplifié ci-dessous, les financements non amortis des

biens « réputés financés » par ERDF apparaissent au passif positivement dans le « Droit en nature du concédant » et négativement dans le « Droit en espèces du concessionnaire ».

Les sommes investies par le concessionnaire chaque année dans le domaine concédé n'augmentent donc pas ses capitaux propres. Il en résulte qu'une approche comptable, fondée sur la rémunération des fonds propres et la couverture des dotations aux amortissements et aux provisions, ne rémunère pas les financements des investissements, qui ont pourtant un coût d'opportunité, mais couvre uniquement leurs amortissements.

Bilan simplifié d'ERDF au 31 décembre 2011

ACTIF				PASSIF			
Actif immobilisé	38,5	Immobilisations du domaine concédé	Immobilisations incorporelles	0,3	3,5	Capitaux propres	Comptes spécifiques des concessions 29,7
			Immobilisations corporelles du domaine propre	3,3	- 9,6	Amortissements financement du droit du concédants	
			Biens "réputés financés" par ERDF	18,4	- 18,4	Droit en espèces du concessionnaire	
			Biens "réputés financés" par les concédants	20,1	38,5	Droit en nature du concédant	
			Immobilisations en cours	1,2	10,3	Provisions pour renouvellement	
			Immobilisations financières	3,4	2,3	Autres provisions	
			Actif circulant		3,2	4,1	
<b>Total</b>				<b>49,9</b>	<b>49,9</b>		

## 2.2 L'établissement du tarif d'utilisation des réseaux est un exercice économique national qui ne relève pas des contrats de concessions

Il convient de bien distinguer l'exercice tarifaire du régime juridique des contrats de concession et de ses implications comptables.

L'exercice tarifaire est un exercice économique national. Il définit la méthode de calcul et le niveau du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité, qui doit permettre de couvrir les coûts engagés par les opérateurs, conformément au droit européen. Contrairement aux concessions de droit commun, pour lesquelles l'établissement du tarif est une composante essentielle du contrat et de son équilibre financier, le TURPE est fixé nationalement (par la CRE) et selon le principe de péréquation nationale.

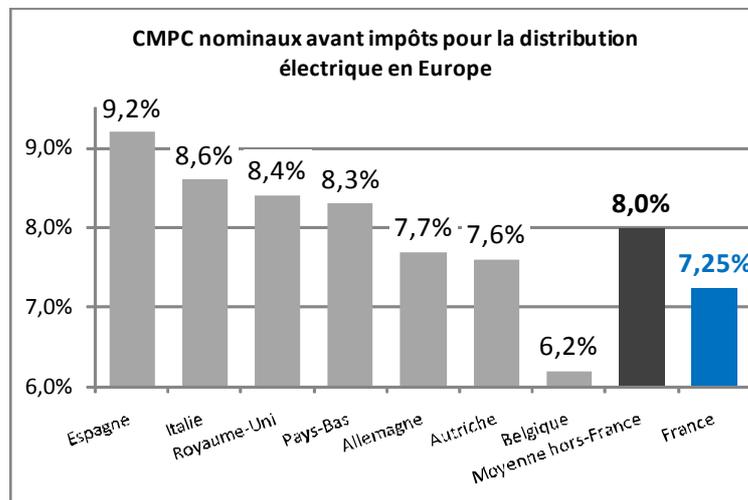
Par ailleurs, si les comptes étaient représentatifs de l'activité économique de l'entreprise, la méthode comptable et la méthode économique devraient être aboutir à des niveaux équivalents de charge de capital sur le long-terme. Or, en prenant les comptes de concessions comme référence pour établir le tarif, les deux méthodes conduisent manifestement à des niveaux de charge de capital très éloignés : ceci montre bien qu'il y a un problème à asseoir la régulation sur les comptes, issus des relations contractuelles entre concédants et concessionnaires. Il est donc nécessaire d'explicitier le cadre tarifaire indépendamment du régime juridique des concessions et de ses implications comptables.

### 3. L'activité de distribution en Europe

Alors que les situations sont très hétérogènes en Europe (propriété des réseaux, actionnariat des gestionnaires etc.), les principes de régulation appliqués sont similaires dans l'ensemble des pays. En effet, la quasi totalité des régulateurs ont recours à une approche de tarification reposant sur l'application d'un taux de rémunération à une base d'actifs régulés (BAR) et utilisent la méthodologie du coût moyen pondéré du capital pour déterminer le taux de rémunération. Le traitement de ces éléments peut différer selon les pays et peut parfois s'appuyer sur des éléments totalement normatifs.

A cet égard, l'exemple italien est intéressant, le gestionnaire de réseau étant concessionnaire et n'étant pas propriétaire de l'ensemble des actifs. Pour autant, c'est bien la méthode économique normative qui est utilisée par le régulateur, par référence à la situation du transport d'électricité.

Par ailleurs, comme le montre le graphique ci-dessous, le taux français de rémunération du capital tel que prévu par le TURPE 3 est un des plus bas d'Europe,



Source : ERDF

### Objectifs

Le projet de loi doit permettre de sécuriser législativement la mise en œuvre d'une méthode, communément admise en Europe, de régulation économique établie sur une structure normative du passif du gestionnaire de réseau, indépendamment du régime juridique dans lequel il exerce son activité. Il s'agit donc d'ouvrir la possibilité de mise en œuvre de cette méthode, sans contraindre pour autant la CRE désormais compétente en matière d'établissement des méthodologies tarifaires,

Cette disposition législative devrait permettre de rendre le cadre tarifaire stable et lisible, ce qui indispensable pour favoriser les investissements, à l'aube d'une période où les besoins vont être particulièrement importants.

### Mesure retenue

Le projet de loi comprend un article unique qui modifie les articles L341-2 et L341-3 du Code de l'énergie.

Le I fixe, le principe qui assure que les tarifs « permettent de réaliser les investissements nécessaires à la viabilité des réseaux », conformément au paragraphe 6 de l'article 37 de la directive 2009/72.

Le II permet à la CRE de mettre en œuvre une régulation économique normative, « par référence à la structure du passif d'entreprises comparables opérant dans le même secteur au sein de l'Union européenne » et donc de s'abstraire des passifs de concession.

### Etudes des impacts

#### A. Impacts économiques

Le projet de loi devrait permettre à la CRE de revenir, pour la distribution, à une méthode économique normative telle qu'elle est appliquée actuellement pour le transport et telle qu'elle était appliquée sous TURPE 3 pour la distribution avant l'annulation du Conseil d'Etat.

L'annulation du TURPE 3 par le Conseil d'Etat dans le cadre juridique de l'époque, qui relève de l'erreur de droit, ne remet pas en cause le modèle économique de l'activité de distribution. Or il est essentiel d'assurer à l'opérateur un cadre tarifaire stable et lisible pour lui permettre d'investir, comme en a besoin tout opérateur industriel qui immobilise son capital de manière avisée. Ainsi, sous TURPE 3, la CRE avait retenue la trajectoire suivante pour la base d'actifs régulés (BAR) d'ERDF sur la période 2009-2012 :

<i>ERDF - montants en millions d'€</i>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>
<b>BAR retenue au 1er janvier</b>	<b>28 450</b>	<b>29 973</b>	<b>31 558</b>	<b>33 124</b>

Elle avait retenu pour le taux de rémunération de la BAR la valeur de 7,25 %, nominal avant impôt, en calculant le coût moyen pondéré du capital à partir d'une structure financière normative. Ceci assurait ainsi une rémunération de 7,25 % de la valeur nette des actifs en service, avec une durée d'amortissement de 40 ans. Les investissements ont donc été réalisés en anticipant ce niveau de rémunération.

Si le niveau de charges de capital couvert par le tarif dépend du périmètre de la BAR retenu ainsi que du taux de rémunération appliqué, qui doit correspondre à celui d'un opérateur en monopole régulé, la sécurisation juridique de cette approche par le présent projet limite le risque réglementaire et d'éviter les distorsions par rapport aux anticipations de rémunération.

#### B. Impacts sur l'ordre juridique interne

Le projet de loi ne remet pas en cause l'état actuel du droit dans la mesure où l'établissement d'un tarif national d'utilisation des réseaux, c'est à dire indépendant de l'équilibre économique de chaque concession, extérieur aux parties et selon une méthodologie économique normative, ne remet pas en cause le régime juridique des concessions, et

notamment le fait que les biens nécessaires à la poursuite du service feront gratuitement retour à l'autorité concédante en fin de concession ;

### Modalités d'applications

#### A. Articulation avec le droit européen en vigueur ou en cours d'élaboration.

Le projet de loi s'articule avec l'état actuel du droit européen dans la mesure où :

a) il n'instaure que la possibilité de mettre en œuvre une régulation normative, et de ce fait n'empiète pas sur les compétences conférées à la CRE par la directive 2009/72 précitée et fixées par l'article L341-3 du code de l'énergie en matière de fixation des méthodologies de calcul des tarifs ;

b) la possibilité de recourir à une régulation tarifaire économique normative est compatible avec les prescriptions de la directive 2009/72 et du règlement 714/2009 ; elle n'est pas contraire à un principe supra-législatif qui imposerait le recours obligé à une méthodologie fondée sur les passifs de concession.

#### B. Modalités d'application dans le temps des dispositions envisagées.

Mesure à application immédiate.

## Article 41

---

### Diagnostic

Bien qu'ils consomment toute l'année, y compris aux heures de pointe, les utilisateurs ayant une consommation très stable et prévisible tout au long de l'année apportent des avantages au système électrique. Ils assurent notamment un débouché pour la production d'énergie intermittente en période de faible consommation et limitent les aléas de consommation et donc les coûts associés pour assurer l'équilibre du système électrique. Or, l'introduction de l'horosaisonalité dans les tarifs de transport a défavorisé les utilisateurs électro-intensifs au profil lisse car ils consomment également aux périodes de pointe.

<b>Augmentation des factures avec passage de TURPE 3 à TURPE4</b>	<b>HTB1 (63kV et 90kV)</b>	<b>HTB2 (225kV)</b>	<b>HTB3 (400kV)</b>
<b>Electrointensifs</b>			
<i>Simulation d'un utilisateur consommant 1MW en bande toute l'année</i>	<b>5,7%</b>	<b>-3,3%</b>	<b>6,0%</b>
<b>Ensemble des industriels</b>			
<i>Consommation 2013</i>	<b>-0,1%</b>	<b>-10,0%</b>	<b>0,9%</b>
<b>Ensemble des utilisateurs</b>			
<i>Consommation 2013</i>	<b>3,8%</b>	<b>-6,2%</b>	<b>-0,2%</b>

Certains Etats en Europe, notamment l'Allemagne, ont déjà introduit des dispositifs d'ajustement du tarif de transport pour les utilisateurs ayant ce profil, afin de prendre en compte leur moindre contribution aux coûts de réseaux.

### Objectifs

Les tarifs de transport doivent refléter les coûts réseaux générés par les utilisateurs et leur donner les signaux utiles pour limiter ces coûts. Ils doivent notamment prendre en compte la moindre contribution des utilisateurs ayant une consommation stable et prévisible toute l'année, aux aléas de consommation et donc aux coûts associés à ces aléas pour assurer l'équilibre du système électrique.

### Mesure retenue

Ajout d'un alinéa à l'article L.341-2 du code de l'énergie.

### Etude des impacts

#### Impacts budgétaire et financier

Les tarifs de transport doivent prendre en compte les avantages apportés par les utilisateurs fortement consommateurs et ayant un profil stable et prévisible toute l'année. Ceci peut conduire à un transfert des charges vers les utilisateurs n'ayant pas un tel profil.

## Article 42

---

### Diagnostic

Les dispositions actuelles encadrant le tarif d'utilisation des réseaux public d'électricité (TURPE) prévoient d'ores et déjà, conformément à l'article L. 341-4 du code de l'énergie, que « la structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité sont fixés afin d'inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée ». L'articulation de cet article avec l'article L. 341-2 du même code peut toutefois conduire à une lecture stricte de l'article L.341-4, interdisant toute tarification incitative dès lors que les coûts ne seraient pas couverts consommateur par consommateur.

Cette incertitude juridique empêche la mise en œuvre d'un TURPE à pointe mobile. En faisant échec aux incitations à la maîtrise de la pointe, elle pourrait conduire à une augmentation des coûts de réseaux supportés par la collectivité.

### Objectifs

Cet article a pour objectif de sécuriser juridiquement la possibilité de renforcer, par le biais des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité, l'incitation à réduire sa consommation électrique lors des périodes où les soutirages de l'ensemble des consommateurs sont les plus élevés au niveau national ou au niveau local.

### Mesure retenue

Deux options ont été envisagées :

Option 1 : modification de l'article L341-4 du Code de l'énergie sur les mécanismes incitatifs des tarifs d'acheminement, sans possibilité de prendre en compte les pointes locales ;

Option 2 : modification de l'article L. 341-4 du code de l'énergie sur les mécanismes incitatifs des tarifs d'acheminement, en introduisant la possibilité de prendre en compte les pointes locales.

Les pointes locales correspondent à des pics de consommation supérieure à la moyenne sur un segment donné du réseau. Elles peuvent être observées sur le réseau de distribution et conduire, lorsqu'elles sont importantes, à une défaillance de celui-ci sans pour autant qu'il n'y ait de déséquilibre entre la production et la consommation au niveau national. On considère dans ce cas que les pointes locales sont désynchronisées des pointes nationales. Les réseaux étant dimensionnés pour pouvoir assurer l'approvisionnement à tout instant des consommateurs, ces pointes locales engendrent des coûts de renforcement qui pourraient être évités si le TURPE incitait à réduire localement les consommations à ces moments-là.

L'option n°1 est insuffisante pour permettre, à travers des incitations ponctuelles à la réduction de consommation, de réaliser des économies de renforcement du réseau de distribution, économies pouvant in fine être rétrocédées aux consommateurs acceptant de modifier leur comportement lors de ces pointes locales.

## Etude des impacts

### A. Impacts environnementaux

La fixation d'un TURPE à pointe mobile permet de renforcer l'attractivité des effacements tarifaires. Ces effacements tarifaires constituent une alternative au recours aux moyens de production de pointe, plus polluants que la moyenne du parc de production, lors des périodes de tension du système électrique.

### B. Impacts économiques

La fixation d'un TURPE à pointe mobile permet de renforcer l'attractivité des tarifs à effacement. Ces derniers ont un rôle important à jouer dans la maîtrise de la pointe électrique et limitent les besoins en moyens de production de pointe.

Le coût de la disponibilité d'une nouvelle turbine à combustion correspond en première approche à ses coûts fixes, soit 60€/kW/an. Le potentiel de développement des effacements tarifaires est estimé à environ 2 GW (contre 600 MW de potentiel d'effacement à l'heure actuelle), soit une économie pour le système électrique de 84M€/an en supposant que ces effacements tarifaires se substituent intégralement au développement de nouveaux moyens de production de pointe.

### C. Impacts budgétaire et financier

La fixation d'un TURPE à pointe mobile permet de renforcer la différenciation tarifaire d'un tarif intégré à effacement et renforce donc son attractivité pour les consommateurs, notamment les consommateurs résidentiels. Ce type de tarif peut permettre aux ménages développant leur potentiel d'effacement de diminuer leur facture annuelle d'électricité de 5 à 10% par rapport à des offres Base ou Heures pleines / Heures creuses.

## Modalités d'applications

### A. Articulation avec le droit européen en vigueur ou en cours d'élaboration.

La directive 2012/27/UE du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique précise en son article 15 que « les Etats membres veillent à ce que les autorités nationales de régulation de l'énergie tiennent dûment compte de l'efficacité énergétique dans l'exercice des tâches de régulation prévues par les directives 2009/72/CE et 2009/73/CE ». En ce qui concerne l'électricité, ce même article prévoit que « les Etats membres veillent à ce que la tarification et la réglementation du réseau remplissent les critères fixés à l'annexe XI », soit notamment la possibilité pour les tarifs de réseau d' « appuyer une tarification dynamique dans le cadre de mesures d'effacements de consommation de clients finals ».

Les mesures proposées permettent de transposer cette disposition de la directive 2012/27/UE du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique.

### B. Liste prévisionnelle des textes d'application nécessaires

Cet article ne requiert pas de texte d'application spécifique. En revanche, la Commission de régulation de l'énergie sera en mesure de proposer par délibération du collège publiée au

Journal Officiel de République Française une nouvelle option du TURPE distribution, dite à pointe mobile, au plus tard dans le cadre du TURPE 5, qui sera fixé à partir de 2018.

Consultations menées avant la saisine du Conseil d'État

Les autres ministères concernés ont été consultés, et ces dispositions ont été validées en réunion interministérielle

## Article 43

---

### Diagnostic

Le mécanisme de capacité actuellement en cours de mise en place (décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012) prévoit que les écarts des exploitants de capacité (écarts entre le niveau de capacité qu'ils ont certifié et le niveau de capacité constaté) puissent être mutualisés au niveau de responsables de périmètre de certification. Il s'agit d'éviter de pénaliser les petites capacités, en permettant le foisonnement des aléas au sein d'un périmètre plus large (périmètre de certification).

L'article proposé permet de préciser la rédaction de la loi en permettant explicitement aux exploitants de capacité de contracter avec des responsables de périmètre de certification, qui prennent alors en charge la responsabilité des écarts entre les capacités certifiées et les capacités effectives.

Par ailleurs, les entreprises locales de distribution (ELD) peuvent actuellement transférer leurs obligations relatives au mécanisme de capacité à une autre ELD. Les ELD, qui ont déjà des relations avec d'autres fournisseurs, souhaitent pouvoir déléguer leur obligation à ces fournisseurs.

Enfin, le code de l'énergie ne prévoit pas qu'un fournisseur puisse transférer son obligation de capacité à un consommateur. Dans certains cas, il peut en effet être plus pertinent, d'un point de vue économique, de permettre au consommateur, qui a une vision globale de sa consommation, de gérer lui-même son obligation de capacité afin de diminuer ses coûts, en particulier pour les gros consommateurs qui ont plusieurs fournisseurs (par exemple le gestionnaire du réseau de transport).

### Objectifs

L'objectif est de préciser l'encadrement juridique du mécanisme de capacité dans le secteur de l'électricité, afin de tenir compte des enjeux soulevés par les petits acteurs (permettre aux petits exploitants de bénéficier d'un foisonnement de leurs capacités, permettre aux ELD de déléguer leur obligation de manière plus souple) et de renforcer l'efficacité du mécanisme. En outre, ces amendements législatifs permettront de diminuer les coûts liés au mécanisme de capacité, pour les gestionnaires de réseau, les entreprises locales de distribution et au final pour les consommateurs d'électricité.

### Mesure retenue

La création des responsables de périmètre de certification nécessite de préciser quelles sont les personnes morales responsables du règlement des écarts entre le niveau de capacité certifié et le niveau de capacité constaté. A ce titre, une modification de la loi est nécessaire.

Les possibilités de transfert d'obligation à d'autres personnes morales sont énumérées de manière limitative par la loi à l'article L335-5 du code de l'énergie. La modification de cette liste passe donc par une disposition législative.

### Etude des impacts

### A. Impacts économiques

La création des responsables de périmètre de certification a été identifiée comme nécessaire pour permettre aux exploitants de bénéficier du foisonnement de leurs capacités, voire de les faire foisonner avec celles d'autres exploitants, et ainsi de diminuer leur risque d'être exposé à un règlement financier du fait de leurs écarts. En l'absence d'une telle disposition, les exploitants pourraient sous-déclarer leurs capacités, afin de minimiser leur risque, ce qui présenterait l'inconvénient de favoriser le développement de surcapacités. Le mécanisme de capacité permettra ainsi d'envoyer un signal pour le développement de nouvelles capacités plus représentatif des besoins réels du système électrique.

La mesure permettra enfin de diminuer les coûts de gestion du dispositif, en diminuant le nombre d'interlocuteurs des gestionnaires de réseau en charge de la gestion opérationnelle du dispositif.

La possibilité pour les ELD qui le souhaitent de transférer leur obligation de capacité à un autre fournisseur permettra de réaliser des économies d'échelle.

Par ailleurs, la possibilité pour les clients qui le souhaitent de gérer eux-mêmes leur obligation de capacité permettra, dans certains cas (par exemple lorsqu'un client a plusieurs fournisseurs), de limiter les coûts.

### B. Impacts budgétaire et financier

Ces différentes mesures permettront surtout de réduire les coûts afférents au mécanisme de capacité, au bénéfice des consommateurs finals.

### Modalités d'applications

#### Liste prévisionnelle des textes d'application nécessaires

Le décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012 relatif à la contribution des fournisseurs à la sécurité d'approvisionnement en électricité et portant création d'un mécanisme d'obligation de capacité dans le secteur de l'électricité devra être modifié pour prendre en compte les nouvelles modalités d'encadrement.

## Article 44

---

### Diagnostic

L'article L337-9 du code de l'énergie dispose qu'à compter du 1er janvier 2016, les consommateurs d'électricité bénéficiant de tarifs réglementés de vente de l'électricité pour des puissances souscrites supérieures à 36kVA n'auront plus accès à ces tarifs et devront basculer en offre de marché.

L'article 25 de la loi n°2014-344 du 17 mars 2014 relative à la consommation dispose que les consommateurs d'électricité concernés qui n'auront pas conclu un nouveau contrat en offre de marché avec le fournisseur de leur choix avant la date de suppression de ces tarifs réglementés de vente d'électricité continuent d'être approvisionnés en électricité, pendant une période limitée à 6 mois, par leur fournisseur historique dans le cadre d'une offre transitoire de continuité.

L'article L337-10 du Code de l'énergie prévoit que les entreprises locales de distribution peuvent bénéficier des tarifs de cession mentionnés à l'article L. 337-1 uniquement pour la fourniture des tarifs réglementés de vente et pour l'approvisionnement des pertes d'électricité des réseaux qu'elles exploitent.

Afin de permettre à l'ensemble des entreprises locales de distribution de proposer cette offre transitoire de continuité, y compris celles qui ne seraient pas en mesure de mettre en œuvre un approvisionnement par l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique et par le marché, il est proposé de leur donner accès au tarif de cession pour fournir l'offre transitoire de continuité. Cette mesure se justifie d'autant plus que les clients peuvent quitter l'offre à tout moment sans préavis, ce qui rend très difficile la prévision. Les entreprises locales de distribution pourront demander auprès d'EDF le bénéfice des tarifs de cession pour la fourniture des offres transitoires de continuité de la même façon que pour la fourniture des tarifs réglementés de vente de l'électricité.

### Objectifs

L'article a pour objectif de permettre aux entreprises locales de distribution de sécuriser leur approvisionnement afin d'être en mesure d'assurer l'obligation légale de fourniture des offres transitoires mentionnées à l'article 25 de la loi n°2014-344 du 17 mars 2014 relative à la consommation.

### Mesure retenue

Deux options ont été envisagées :

Option 1 : faciliter l'approvisionnement des entreprises locales de distribution pendant la période transitoire par un assouplissement temporaire du mécanisme de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) à l'occasion de l'échéance de suppression des tarifs réglementés de vente de l'électricité pour les puissances souscrites supérieures à 36kVA.  
Option 2 : étendre temporairement le bénéfice des tarifs de cession pour permettre la fourniture des offres transitoires de continuité

L'option 1 rend nécessaire la mise en place par les entreprises locales de distribution d'une structure d'approvisionnement capable d'acheter de l'ARENH et de l'électricité sur les marchés. De plus, la possibilité d'interruption à tout moment des offres transitoires de continuité fait peser un risque d'approvisionnement sur chaque entreprise locale de distribution, d'autant plus important que la faible taille de celle-ci limite le foisonnement. Les ELD ont donc besoin, pendant cette période transitoire, de sources d'approvisionnement très flexible, ce qui n'est pas le cas d'un approvisionnement à l'ARENH. L'option 1 n'apporte pas de réponse appropriée.

Au contraire l'option 2 permet d'apporter une réponse adaptée aux difficultés pour les ELD qu'induit cette obligation légale. Cette solution transitoire assure un approvisionnement des ELD à hauteur d'un volume plafonné par celui des offres transitoires de continuité et dont la durée ne dépassera pas 6 mois.

### Etude des impacts

#### A. Impacts économiques

L'impact sera faible. La disposition permet en effet de garantir que l'équilibre économique préexistant à la fin des tarifs réglementés de vente ne sera pas modifié pendant la période de mise en œuvre de l'offre transitoire de continuité. En outre la durée du dispositif est limitée à 6 mois.

#### B. Impacts sociaux

Les consommateurs d'électricité concernés sont majoritairement des entreprises. Ces entreprises, situées dans les zones de desserte des entreprises locales de distribution, pourront bénéficier des offres transitoires de continuité. L'économie de coûts de gestion réalisée par les ELD bénéficiera aux consommateurs.

#### C. Impacts sur les collectivités territoriales

Les collectivités assurant l'activité de fourniture d'électricité dans le cadre d'une régie ne sont plus exposées au risque financier lié à la fourniture des offres transitoires de continuité.

#### D. Impacts sur l'ordre juridique interne

L'article complète de manière temporaire les dispositions de l'article L337-10 du code de l'énergie. Le décret n°2005-63 du 27 juillet 2005 relatif aux tarifs de cession de l'électricité aux distributeurs non nationalisés devra être modifié pour prendre en compte l'extension du bénéfice des tarifs de cession.

### Modalités d'applications

#### A. Modalités d'application dans le temps des dispositions envisagées.

L'extension du bénéfice des tarifs de cession à la fourniture des offres transitoires de continuité nécessitera au préalable une modification du décret n°2005-63 du 27 juillet 2005 relatif aux tarifs de cession de l'électricité aux distributeurs non nationalisés.

La mesure ne sera effective que durant la période transitoire de disponibilité des offres transitoires de continuité s'étendant du 1er janvier 2016 au 30 juin 2016.

B. Conditions d'application des dispositions envisagées dans les collectivités d'outre-mer

L'article L337-1 dispose que la suppression des tarifs réglementés de vente de l'électricité pour les puissances souscrites supérieures à 36kVA, et donc la fourniture des offres transitoires de continuité, ne concerne pas les sites situés dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental dont font partie les collectivités d'outre-mer.

C. Liste prévisionnelle des textes d'application nécessaires

Le décret n°2005-63 du 27 juillet 2005 relatif aux tarifs de cession de l'électricité aux distributeurs non nationalisés devra être modifié pour prendre en compte l'extension du bénéfice des tarifs de cession. La DIRECTION GÉNÉRALE DE L'ÉNERGIE ET DU CLIMAT sera responsable de la modification de ce décret d'application, en concertation avec les ministères concernés.

## Article 45

---

### Diagnostic

L'article L337-5 du code de l'énergie dispose que les tarifs réglementés de vente de l'électricité sont construits de façon à couvrir les coûts des opérateurs historiques, notamment Electricité de France.

En outre, l'article L337-6 du code de l'énergie dispose que : « dans un délai s'achevant au plus tard le 31 décembre 2015, les tarifs réglementés de vente d'électricité sont progressivement établis en tenant compte de l'addition du prix de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, du coût du complément à la fourniture d'électricité qui inclut la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale. »

Ainsi, la loi prévoit d'ores et déjà le passage d'une construction comptable des tarifs réglementés vers une construction économique, intégrant le prix de l'ARENH et le coût du complément d'approvisionnement. Toutefois, la rédaction actuelle de la loi ne précise pas sur quelle base doit être construit le complément d'approvisionnement. Il convient de préciser, conformément à l'approche économique retenue, et en cohérence avec l'engagement de la France que les tarifs réglementés puissent être concurrencés par les fournisseurs alternatifs, que le coût du complément d'approvisionnement tient compte du prix de marché, en cohérence avec les offres de marché.

### Objectifs

L'article a pour objectif de préciser le cadre législatif applicable aux tarifs réglementés de vente de l'électricité à partir de 2015.

### Mesure retenue

Deux options ont été envisagées : la modification du décret n°2009-975 du 12 août 2009 sans modification de la loi et la modification des articles L337-5 et L337-6 du code de l'énergie de manière à préciser la nouvelle méthode de construction des tarifs réglementés de vente de l'électricité.

L'option 1 permettrait de modifier la méthode de construction des tarifs réglementés de vente de l'électricité. Pour autant, dans le cadre de différents contentieux portant sur les tarifs réglementés de vente, le Conseil d'Etat a interprété la nature des coûts concernés pour la couverture des coûts comme étant les coûts comptables de l'opérateur historique. En l'absence de modification législative, il existe néanmoins un risque que le maintien de cette jurisprudence empêche la mise en œuvre effective de la nouvelle méthode de construction des tarifs réglementés de vente de l'électricité. Par analogie, un décret qui expliciterait la nature du complément à la fourniture de l'électricité sans une assise législative suffisante pourrait être entaché d'illégalité et il est donc nécessaire de préciser la loi.

L'option 2 permet donc de traiter ces incertitudes juridiques en supprimant des articles L337-5 et L337-6 du code de l'énergie les mesures transitoires rendues caduques par l'application de la nouvelle méthode de construction des tarifs réglementés de vente de l'électricité et en précisant la nature du complément à la fourniture de l'électricité dans l'article L337-6.

## Etudes des impacts

### A. Impacts économiques

L'article entérine l'application de la nouvelle méthode de construction des tarifs réglementés de vente de l'électricité et notamment l'intégration dans ceux-ci d'une référence au prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique. Pour les consommateurs bénéficiant des tarifs réglementés de vente de l'électricité, la nouvelle méthode de construction des tarifs garantit que ceux-ci continueront de profiter, comme l'ensemble des consommateurs français, de la compétitivité du parc nucléaire historique.

La construction des tarifs réglementés se fera désormais selon une méthode économique et non plus comptable, prenant en compte les coûts du parc nucléaire historique à travers le prix de l'ARENH, et un coût du complément d'approvisionnement prenant en compte le prix de marché, comme c'est le cas pour les offres proposées par les fournisseurs alternatifs.

### B. Impacts budgétaire et financier

La construction des tarifs réglementés selon une méthode économique est actuellement plus favorable aux consommateurs que la construction par empilement des coûts comptables, tout en leur donnant l'assurance de bénéficier durablement de la compétitivité du parc historique grâce à l'ARENH. Elle est également compatible avec le développement de la concurrence car conforme à la construction des offres des fournisseurs alternatifs.

### C. Impacts sur l'ordre juridique interne

Le décret n°2009-975 du 12 août 2009 relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité devra être modifié pour refléter la nouvelle méthode de construction des tarifs.

## Modalités d'applications

### A. Modalités d'application dans le temps des dispositions envisagées.

La nouvelle méthode de construction entrera en vigueur à l'occasion du premier arrêté des ministres chargés de l'énergie et de l'économie relatif aux tarifs réglementés de l'électricité suivant la modification du décret.

### B. Liste prévisionnelle des textes d'application nécessaires

Le décret n°2009-975 du 12 août 2009 relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité devra être modifié pour prendre en compte la nouvelle construction tarifaire, en particulier les dispositions de l'article VI.3.11. La DIRECTION GÉNÉRALE DE L'ÉNERGIE ET DU CLIMAT sera responsable de l'élaboration de la modification de ce décret d'application, en concertation avec les autres ministères concernés.

---

## Article 46

---

### Diagnostic

Le décret n° 2012-533 du 20 avril 2012 relatif aux schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR), prévus par l'article L. 321-7 du code de l'énergie, prévoyait, dans son article 6, l'approbation des méthodes de calcul du coût prévisionnel d'établissement des capacités d'accueil nouvelles nécessaires à l'atteinte des objectifs quantitatifs des SRCAE. La CRE estime qu'un simple décret ne peut lui confier une telle compétence ; cette position conduit donc à introduire au niveau de la loi une disposition donnant explicitement cette compétence à la CRE.

### Objectifs

Permettre une approbation explicite par la CRE des méthodes de calcul du coût prévisionnel des ouvrages créés en application des S3REnR : cette approbation est gage, pour les producteurs EnR, du sérieux de la méthode retenue.

### Mesure retenue

Disposition législative donnant explicitement à la CRE la compétence d'approbation des méthodes de calcul du coût prévisionnel des créations d'ouvrage dans le cadre des S3REnR.

### Modalités d'applications

Mesure à application immédiate.

### Consultations menées avant la saisine du Conseil d'État

Un groupe de travail avec toutes les parties prenantes (producteurs d'énergies renouvelables et non renouvelables, gestionnaires de réseaux, CRE, DREAL, FNCCR, ARF) s'est réuni à sept reprises depuis février 2013 pour proposer des améliorations au dispositif des S3REnR. La question de la base légale pour l'approbation des méthodes de calcul par la CRE y a été débattue.

---

**Titre VIII****Article 48**Diagnostic et objectifs poursuivis

La loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique a prévu en son article 2 que « la lutte contre le changement climatique est une priorité de la politique énergétique qui vise à diminuer de 3 % par an en moyenne les émissions de gaz à effet de serre de la France » et qu'en « conséquence, l'Etat élabore un "plan climat", actualisé tous les deux ans, présentant l'ensemble des actions nationales mises en œuvre pour lutter contre le changement climatique ».

Alors que l'objectif de division par quatre des émissions de gaz à effet de serre et le rythme annuel moyen de décroissance des émissions nécessaire à son atteinte ont été rappelés depuis, notamment par l'article 2 de la loi n° 2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement, la gouvernance nationale de la politique climat ne garantit pas une visibilité forte sur la trajectoire d'atténuation visée à moyen terme, d'autant qu'une trajectoire de réduction à -3 % par an ne traduit pas forcément une répartition optimale de l'effort au cours de la période 2005-2050. En outre, aucun dispositif de pilotage n'a été établi qui conduirait automatiquement à envisager une révision des mesures mises en œuvre dans les cas où elles seraient très éloignées de l'ensemble qui permettrait d'atteindre les objectifs qui ont été fixés avec un bilan socio-économique optimal.

Des rapports publics abordent toutefois régulièrement ces thématiques (peuvent notamment être évoqués les rapports de la commission présidée par Christian de Boissieu de 2006 sur la division par quatre des émissions de gaz à effet de serre de la France à l'horizon 2050, du comité trajectoire 2020-2050 sous l'égide de Christian de Perthuis publié en 2012, ou encore le rapport sur le facteur 4 publié par le CGEDD en 2013 et enfin le rapport de la Cour des comptes sur la mise en œuvre du Paquet Energie Climat de 2014).

La comparaison, à intervalles relativement réguliers, entre le taux annuel d'évolution des émissions et l'objectif en moyenne sur la période 2005-2050 est utile mais insuffisante. La fixation de cibles intermédiaires de moyen terme et l'analyse systématique de la cohérence entre les politiques mises en œuvre et les objectifs retenus sont indispensables pour un pilotage par la performance de la politique d'atténuation et pour atteindre de manière optimale les objectifs de long-terme en matière d'atténuation des émissions de gaz à effet de serre.

Options possibles et mesure retenue

La fixation d'objectifs de réduction progressifs et réalistes, adaptés au rythme de renouvellement des investissements et d'émergence des technologies nouvelles ainsi que l'affichage de ces objectifs très longtemps à l'avance (de l'ordre de 10 à 20 ans), de façon à donner aux entreprises une visibilité suffisante sur la politique d'atténuation des émissions de gaz à effet de serre qui sera mise en œuvre par la France sont une recommandation qui émane de la plupart des rapports cités dans la section précédente. C'est cette option qui est retenue dans ce projet de loi.

Motifs du recours à une nouvelle loi

Les principes fondamentaux de la préservation de l'environnement sont du domaine de la loi. Le dispositif présenté, qui doit structurer la politique nationale d'atténuation des émissions de gaz à effet de serre en relève.

### Fonctionnement du dispositif

La mise en œuvre de la stratégie nationale bas-carbone sera organisée autour de deux rendez-vous en début de mandature parlementaire (si le calendrier parlementaire n'est pas amené à être modifié) et fera l'objet d'un processus itératif d'évaluation et d'ajustement.

Durant un premier rendez-vous le Comité d'experts de la Transition Énergétique et Climatique passera en revue les programmations récentes de l'État, les politiques mises en œuvre et leur impact sur la trajectoire escomptée d'émissions des gaz à effet de serre. Il diagnostiquera ainsi leur degré de cohérence avec le respect des budgets carbone déjà fixés. Enfin il produira une analyse des causes qui ont éventuellement conduit à ne pas respecter le budget carbone couvrant la période qui s'est clos un an auparavant. A la fin de ce premier rendez-vous, le Comité d'experts de la transition énergétique et climatique remettra officiellement son rapport au gouvernement.

A l'occasion d'un deuxième rendez-vous, , interviendra la fixation du budget pour une nouvelle période de 5 ans (au-delà du budget en cours et des deux budgets suivants déjà arrêtés) et éventuellement la révision des budgets carbone fixés précédemment. La stratégie nationale de développement à faible intensité carbone sera adaptée en conséquence, et si nécessaire ajustée ou renforcée pour prendre en compte les recommandations du CETEC. A la fin de ce second rendez-vous, le gouvernement présente son projet au CNTE et au Parlement puis arrête par décret le nouveau budget-carbone et publie la stratégie nationale bas-carbone révisée.

L'objectif est de permettre un ordonnancement cohérent des travaux (évaluation en amont de la planification) du cadre stratégique pour l'atténuation des émissions de gaz à effet de serre et une préparation au cours des deux premières années de chaque mandature parlementaire. Ainsi il pourra bien être pris en compte dans les différents travaux de planification de l'État (notamment la programmation pluri-annuelle de l'énergie et les programmations sectoriels qui portent des enjeux forts en termes d'atténuation des émissions de gaz à effet de serre).

### Impacts

#### A. Impacts environnementaux

La prise en compte des différents enjeux environnementaux fera l'objet d'une section particulière, afin de rendre compte de la manière dont les synergies et antagonismes avec ceux-ci ont été pris en compte dans l'élaboration de la Stratégie, et les points de vigilances qui seront à observer à ce titre dans le cadre de sa mise en œuvre.

#### B. Impacts budgétaire et financier

Les coûts directs sont essentiellement ceux liés à la création et au fonctionnement du comité d'expert pour la transition énergétique et climatique. (cf article 6).

Pour les différents acteurs économiques, l'impact budgétaire et financier est essentiellement constitué par la réduction de l'incertitude sur la rentabilité des projets d'investissement dans des technologies bas carbone.

### C. Impacts sociaux

La prise en compte de ces enjeux fera l'objet d'une section particulière dans la stratégie nationale bas-carbone.

### D. Impacts sur les collectivités territoriales

Les collectivités territoriales devront prendre en compte des dispositions de la stratégie nationale bas-carbone pour les planifications et programmations ayant un impact significatif sur la trajectoire d'émissions de gaz à effet de serre.

### E. Impacts sur l'ordre juridique interne (dont textes législatifs et réglementaire à abroger)

Lien de prise en compte pour les planifications et programmations de l'Etat et des Etablissements Publics qui relèvent d'enjeux importants en termes d'émissions de gaz à effet de serre.

## Modalités d'application

### A. Articulation avec le droit européen en vigueur ou en cours d'élaboration.

Le projet proposé permet de répondre à des obligations communautaires introduites par le règlement 525/2013 et la décision 529/2013.

La décision 1/COP16 de Cancun a instauré en 2010 l'obligation pour chaque pays développé partie à la Convention Cadre des Nations Unies sur le Changement Climatique de se doter d'une stratégie de développement à faible intensité de carbone (ou stratégie bas-carbone) devant présenter et évaluer les mesures contribuant à l'atteinte des objectifs nationaux de long-terme en matière d'atténuation du changement climatique.

Le règlement européen N° 525/2013 impose aux États membres de l'UE d'informer la Commission du stade de mise en œuvre de cette stratégie au plus tard le 9 janvier 2015 puis de communiquer à la Commission au 15 mars des années impaires « les mises à jour pertinentes pour leurs stratégies de développement à faible intensité de carbone et les progrès réalisés dans la mise en œuvre de ces stratégies ».

S'ils n'ont pas déjà été renseignés dans un rapport spécifique devant être communiqué à la Commission d'ici la fin juin 2014, la décision 529/2013 précise en outre les informations relatives à l'usage des terres, leur changement et la foresterie, devant être renseignées dans la stratégie de développement à faible intensité de carbone :

- une description des tendances observées antérieurement en matière d'émissions et d'absorptions ;
- des projections des émissions et des absorptions pour la période comptable 2013-2020 ;
- une analyse du potentiel de limitation des émissions et de renforcement des absorptions;
- une liste des mesures les plus adéquates pour tenir compte de facteurs nationaux que l'État membre prévoit et/ou qui doivent être mise en œuvre pour tirer parti des possibilités d'atténuation ;
- les politiques en vigueur et prévues comportant une description quantitative ou qualitative de l'effet escompté.

### B Disposition transitoires :

La mise en place du dispositif prévoit la publication des premiers budgets carbone (jusqu'en 2028) et de la première stratégie bas-carbone d'ici le 15 octobre 2015, puis à partir de 2019, l'actualisation tous les cinq ans de la stratégie et la fixation d'un nouveau budget carbone quinquennal portant sur les émissions à moyen terme.

Le III.1° de l'article L. 221-5-4 du code de l'environnement (consultation du comité d'experts de la transition énergétique et climatique) ne s'applique qu'à compter de l'entrée en vigueur du décret en Conseil d'Etat mentionné au premier alinéa de l'article L. 142-42 du code de l'énergie.

### C Conditions d'application des dispositions envisagées dans les collectivités d'outre-mer

Les dispositions prévues s'appliquent aux départements et régions d'outre-mer mais pas aux collectivités d'outre-mer.

### D Liste prévisionnelle des textes d'application nécessaires

Le périmètre et les conditions dans lesquelles les différentes planifications et programmations doivent prendre en compte la stratégie bas-carbone sont précisés par voie réglementaire (projet d'article L221-5-2 du code de l'environnement). La Direction Générale de l'Énergie et du Climat préparera le texte d'application proposé, qui fera a priori l'objet d'un décret.

Les modalités de comptabilité carbone (gaz à effet de serre considérés, calcul du solde d'un budget carbone) seront précisées par voie réglementaire (projet d'article L221-5-5 du code de l'environnement). Un recours à des arrêtés du ministre en charge du Climat est prévu.

Les conditions et les modalités de révision simplifiée des budgets-carbone et de la stratégie nationale bas-carbone seront précisées par voie réglementaire (projet d'article L221-5-4 V). La DIRECTION GÉNÉRALE DE L'ÉNERGIE ET DU CLIMAT est responsable de la préparation de ces textes d'application.

### Consultations menées avant la saisine du Conseil d'État

Le dispositif a été présenté à la Commission Spécialisée du CNTE sur le projet de loi qui s'est tenue le 20 mars 2014.

---

**Article 49**

---

Diagnostic et objectifs

Plusieurs documents de planification énergétiques coexistent actuellement. Il est apparu nécessaire :

- 1) **de réduire le foisonnement des documents de planification.** La PPE agrège les 3 planifications existantes : PPI électricité, PIP gaz et PPI chaleur. Son volet « soutien à l'exploitation des énergies renouvelables et de récupération » vaudra par ailleurs plan d'action national en faveur des énergies renouvelables au titre de la directive 2012/27/UE. Son volet « amélioration de l'efficacité énergétique et baisse de la consommation d'énergie » servira de fondement au plan national d'actions d'efficacité énergétique au titre de la directive 2012/27/UE.
- 2) **de donner de la visibilité aux acteurs.** La programmation va couvrir plusieurs périodes successives de 5 ans (au moins 2), en cohérence avec les périodes de la stratégie bas-carbone. Elle décrira en particulier les trajectoires cibles, exprimées en énergie et le cas échéant en puissance, pour atteindre les différents objectifs du mix énergétique. La fusion des planifications existantes réduit très fortement les difficultés de coordination des calendriers d'élaboration des précédentes planifications.
- 3) **de mieux associer le Parlement, les experts et les parties prenantes, dans la planification énergétique.** La PPE serait au préalable soumise à l'avis du comité d'experts pour la transitions énergétique et climatique (article 6 du projet de loi), du Conseil national de la Transition Ecologique et des commissions des deux assemblées, en charge d'énergie, de climat, de développement durable et de finances.
- 4) **d'accompagner la planification d'une prévision financière.** L'intervention de l'Etat se fera dans le cadre d'une enveloppe indicative maximale de ressources publiques mobilisées, fixée en engagements et en réalisations. Ces enveloppes pourront, le cas échéant, être déclinées par objectif ou par filière industrielle.
- 5) **de mieux faire apparaître les synergies entre les différentes planifications,** par exemple entre l'électricité et la chaleur, entre le gaz et la chaleur, etc. Pour cela, les planifications existantes ont été fusionnées.
- 6) **de renforcer le volet « sécurité d'approvisionnement ».** Il fait désormais l'objet d'un volet dédié dans la programmation pluriannuelle de l'énergie et bénéficie ainsi du processus d'élaboration associant les parlementaires et les experts. Cela permettra d'instaurer une discussion de fond sur le redimensionnement des critères de sécurité d'approvisionnement, qui jouent un rôle essentiel dans le dimensionnement de nos infrastructures, tout particulièrement en période de transition.
- 7) **de gagner en flexibilité.** La planification pourra faire l'objet de révisions partielles et simplifiées à l'initiative du Gouvernement, dans la mesure où l'économie générale du plan n'est pas modifiée.

Il s'agit globalement de :

- donner une vision d'ensemble sur l'évolution possible du système énergétique (description indicative) ;
- définir le cadre d'intervention de l'Etat pour réduire la consommation, soutenir le développement des énergies renouvelables, du stockage, des réseaux de transport et de distribution, de la flexibilisation de la demande ;
- définir les objectifs de sécurité d'approvisionnement et les outils nécessaires pour y

parvenir.

### Options possibles et mesure retenue

Il s'agit de fusionner les planifications existantes et pour cela de modifier les dispositions législatives en vigueur.

La loi :

- définit la méthodologie générale d'élaboration de la PPE et décrit les principaux éléments qui doivent y figurer ;
- elle instaure les outils de pilotage adossés aux documents de planification.

Un décret en Conseil d'Etat précise les modalités d'élaboration de la PPE.

Tous les 5 ans, un arrêté pour la France métropolitaine continentale et un arrêté par zone non interconnectée au réseau métropolitain continental sont pris par le ministre en charge de l'énergie, et le cas échéant le ministre de l'outre mer, après avis du comité d'expert de la transition énergétique et climatique, du Conseil National de la Transition Ecologique, et des commissions des deux assemblées en charge de l'énergie, de climat, de développement durable, et de finances. Ces arrêtés sont accompagnés d'une étude d'impact.

### Etude des impacts de la mesure.

#### A Impacts économiques

Les arrêtés pris en application de la disposition auront un impact économique. Cet impact sera quantifié et documenté dans l'étude d'impact accompagnant les arrêtés. L'article L141-3 précise en effet que

*« 3°) Le décret mentionné à l'article L.141-6 précise les modalités d'élaboration de l'étude d'impact de la programmation pluriannuelle de l'énergie. Cette étude évalue a minima l'impact macro-économique de la programmation, ainsi que son impact sur la soutenabilité des finances publiques, sur les modalités de développement des réseaux et sur les prix de l'énergie pour toutes les catégories de consommateurs, en particulier sur la compétitivité des entreprises exposées à la concurrence internationale.*

*4°) Le décret mentionné à l'article L.141-6 précise les modalités d'évaluation régulière de l'impact macro-économique de la programmation et de l'atteinte des objectifs qui y sont fixés. »*

#### B Impacts budgétaire et financier

Les arrêtés pris en application de la disposition auront un impact budgétaire et financier. Cet impact sera quantifié et documenté dans l'étude d'impact accompagnant les arrêtés (voir article L141-3). L'avis du comité d'expert de la transition énergétique et climatique et des commissions des deux assemblées en charge des finances portera aussi sur cette étude d'impact.

Par ailleurs, le dispositif de plafonnement des ressources publiques mobilisées contribuera à la maîtrise de cet impact budgétaire et financier.

#### C Impacts sur l'organisation des services de l'État

Il n'y a pas d'impact sur l'organisation des services de l'Etat. Le document de planification « unifié » sera réalisé par les mêmes agents de la DIRECTION GÉNÉRALE DE L'ÉNERGIE ET DU CLIMAT qui étaient en charge des précédentes planifications (PPI électricité, PIP gaz, PPI chaleur).

#### D Impacts sur les collectivités territoriales

Les schémas régionaux air climat énergie (SRCAE) devront être cohérents avec les objectifs définis dans la PPE.

#### Modalités d'application

##### A. Conditions d'application des dispositions envisagées dans les collectivités d'outre-mer

Chaque collectivité d'Outre mer (ainsi que la Corse) fait l'objet d'un document spécifique de programmation pluriannuelle de l'énergie.

##### B. Liste prévisionnelle des textes d'application nécessaires

- Un décret en Conseil d'Etat pris en application de l'article L.141-6, fixant les modalités d'élaboration de la PPE pour la métropole et l'Outre-Mer.
- Tous les 5 ans, des arrêtés du ministre en charge de l'énergie, et le cas échéant le ministre de l'outre mer, révisant la programmation pluriannuelle de l'énergie.

---

## Article 50

---

### Diagnostic

Aux termes de la loi, la CSPE finance les surcoûts supportés par les opérateurs aux titre de leurs missions de service public (obligation d'achat des ENR électriques, péréquation tarifaire, tarif social de l'électricité), la prime due aux opérateurs d'effacement au titre de la l'article L.123-1 du code de l'énergie, ainsi qu'une partie du budget du Médiateur national de l'énergie. La loi prévoit que le niveau de contribution est arrêté par le ministre chargé de l'énergie, sur proposition de la CRE, afin de couvrir les charges au titre d'une année donnée, corrigées des écarts entre le prévisionnel et le constaté de l'année N-2 (article L.121-19 du code de l'énergie), et qu'en l'absence d'arrêté la proposition de la CRE entre en vigueur dans la limite d'une augmentation de 3€/MWh de la contribution unitaire.

La CSPE est donc un prélèvement obligatoire qui se comporte comme un impôt de répartition : le taux dépend directement des charges, dont la nature a été fixée par le législateur et dont le niveau est estimé annuellement par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) pour l'année à venir et n'est donc pas formellement fixé par le Parlement mais par l'Exécutif.

Les charges financées par la CSPE s'élèvent aujourd'hui en montant annuel à 6,2 Mds€ (hors remboursement de la dette) et pourraient atteindre 9,5 Mds€ à l'horizon 2020.

Le montant des charges pour une année N est très largement déterminé par des engagements pris au cours des années précédentes, par exemple sous forme de tarifs de rachat de l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables, garantis sur une vingtaine d'années. En outre, les décisions prises en matière de fixation des niveaux des tarifs de rachats ou de lancement d'appels d'offres ont un impact sur le rythme de réalisation des projets de raccordement de moyens de production d'électricité renouvelable, et ont donc un impact sur les engagements.

Les autres charges financées par la CSPE sont principalement la péréquation tarifaire et les tarifs sociaux de l'énergie qui n'ont pas vocation à être remis en cause, et donc pour lesquels les marges de manœuvre sont réduites.

Une meilleure maîtrise des charges de CSPE passe donc par le développement d'une vision pluriannuelle des engagements et de leur impact sur le montant de CSPE supporté par les consommateurs, ainsi que par une analyse collégiale de l'impact des décisions concernant les modalités de soutien aux différentes filières de production d'électricité renouvelable.

### Objectifs poursuivis

L'article a pour objectif de renforcer la gouvernance de la CSPE dans une optique de meilleure maîtrise des charges, et de permettre un meilleur contrôle du dispositif par le Parlement, conformément aux recommandations de la Cour des comptes.

### Options possibles et mesure retenue

Plusieurs options ont été envisagées concernant l'article :

- le vote annuel du taux de contribution unitaire par le Parlement ;
- la mise en place d'un comité de gestion chargé du suivi des engagements, des charges et de la contribution unitaire, rapport annuel au Parlement annexé au projet de loi de finances, volet sur la CSPE dans l'étude d'impact sur la programmation pluriannuelle de l'énergie.

Le vote annuel permettrait de renforcer le contrôle du Parlement sur le niveau de contribution unitaire. Pour autant, le niveau de contribution unitaire dépend de manière relativement mécanique (hors plafonnement éventuel) de l'évolution des charges à couvrir, qui découlent de décisions prises par ailleurs. L'option 1 n'apporte donc pas de réponse au problème de fond, qui se situe en amont de la détermination du taux de contribution unitaire, au niveau du suivi des charges et des engagements.

la mise en place d'un comité de gestion vise à apporter une réponse globale à cette problématique, avec :

- la mise en place d'un comité de gestion de la CSPE, chargé de tenir la comptabilité des charges et engagements, de réaliser des analyses prospectives sur l'évolution de la contribution unitaire qui sera supportée par le consommateur d'électricité et de donner un avis sur les décisions qui impactent la CSPE, voire de proposer des mesures correctrices en cas d'écart manifeste avec le plafond d'engagements voté au Parlement ;
- un rapport annuel au Parlement annexé au projet de loi de finances ;
- une partie consacrée à la CSPE dans l'étude d'impact sur la PPE.

#### Motifs du recours à une nouvelle loi

La mise en place d'un rapport annuel en annexe à la loi de finances justifie le recours à une disposition législative. En outre, le décret précisant les modalités d'élaboration de l'étude d'impact pour la programmation pluriannuelle de l'énergie, qui comprendra une partie dédiée à la CSPE, doit être introduit par la loi.

#### Fonctionnement du dispositif

Un comité de gestion de la CSPE sera mis en place, avec des représentants de l'Assemblée nationale et du Sénat, des ministères concernés, de la Cour des Comptes et de la Commission de régulation de l'énergie, et des personnalités qualifiées. Il se verra confier les missions suivantes :

- Suivi et comptabilité des engagements (jusqu'à la fin de leur période) revus chaque semestre et détermination de scénarios d'évolution de ces engagements à 5 ans ;
- Suivi de la contribution, avec chaque année, la détermination de scénarios d'évolution à moyen terme ;
- Obligation de consultation avant toute mesure du gouvernement impactant la CSPE et possibilité d'émettre un avis sur toute question concernant la CSPE ;
- Droit de proposition au cas où le montant des engagements s'écarterait du plafond pluriannuel voté par le Parlement (par exemple en raison de

l'évolution des prix de marché, ou du fait d'une hausse des demandes de raccordement).

Il est en parallèle proposé de :

- Remettre un rapport annuel rédigé sous la responsabilité du gouvernement et soumis à l'avis du comité de gestion, sous forme de jaune budgétaire, qui serait donc présenté au Parlement en annexe au PLF ;
- Remettre une étude d'impact tous les 5 ans dans le cadre de la programmation pluriannuelle de l'énergie qui comprendra un volet dédié à la CSPE.

## Etude des impacts

### A. Impacts budgétaire et financier

La réforme de la gouvernance a pour objectif un meilleur pilotage des charges de CSPE, ce qui devrait contribuer à modérer l'évolution de la facture des consommateurs.

La prise en compte des frais de fonctionnement du comité de gestion pourra se faire soit sur le budget de l'autorité à laquelle sera rattaché le comité, soit directement sur la CSPE comme c'est déjà le cas pour les frais de gestion de la Caisse des Dépôts et Consignations et la moitié du budget du Médiateur de l'énergie. Il paraît a priori préférable de retenir cette deuxième alternative. Les frais de fonctionnement du comité de gestion seront faibles (< 10 000€/an), en considérant que le comité se réunira dans des locaux détenus par l'Etat ou déjà loués, par exemple, ceux utilisés par le Conseil supérieur de l'énergie. Il faudra toutefois rémunérer au moins un ETP, qui dépendra de l'organisme qui assurera le secrétariat du comité. Ces frais de fonctionnement auront un impact négligeable sur le taux de la contribution unitaire.

### B. Impacts sociaux

Un meilleur suivi des charges de la CSPE devrait contribuer à modérer l'évolution de la contribution payée par l'ensemble des consommateurs et par conséquent, de leurs factures d'électricité.

### C. Impacts sur l'emploi public

A priori, un ETP sera nécessaire pour assurer le secrétariat du comité de gestion.

## Modalités d'application

### A. Modalités d'application dans le temps des dispositions envisagées.

La mise en place effective du comité de gestion nécessitera au préalable la publication du décret qui décrira les modalités de fonctionnement du comité ainsi que les modalités de

désignation des membres du comité de gestion. De même, la remise du rapport au Parlement se fera dans le cadre de la loi de finances qui suivra l'entrée en vigueur du décret et la mise en place du comité de gestion.

B. Liste prévisionnelle des textes d'application nécessaires

Un décret précisant les modalités de fonctionnement du comité de gestion de la CSPE, de désignation de ses membres, ainsi que son autorité de rattachement est prévu dans l'article. (création de l'article L.121-28-1 du code de l'énergie dans laquelle est prévu ce décret). La DIRECTION GÉNÉRALE DE L'ÉNERGIE ET DU CLIMAT sera responsable de l'élaboration de ce texte d'application, en concertation avec les ministères concernés.

---

## Article 51

---

### I. Comité d'experts

#### Diagnostic

Les discussions du débat national sur la transition énergétique (DNTE) ont fait apparaître la volonté des acteurs de l'énergie de transformer le Conseil supérieur de l'énergie en élargissant son périmètre. Le CSE a pour mission de donner un avis sur les textes réglementaires intéressant le secteur de l'électricité et du gaz et se réunit au moins annuellement en comité de suivi des énergies renouvelables pour apprécier la trajectoire de production d'énergies renouvelables. Selon la proposition présentée dans la synthèse du DNTE, le conseil d'orientation de la transition énergétique en lequel il aurait été refondu devrait permettre de :

- « formuler un avis sur toute proposition d'évolution de la politique énergétique de la France et de celle de son parc énergétique public
- Évaluer régulièrement et réviser, si nécessaire, la trajectoire de transition en fonction des évolutions politiques, économiques, technologiques et environnementales (clause de rendez-vous tous les 5 ans) ;
- Évaluer les succès et les échecs des politiques engagées de façon continue »

Dans le prolongement des recommandations du DNTE relatives à la gouvernance de la transition énergétique, il est proposé d'approfondir cette gouvernance à travers la création d'un comité d'experts. Alors que le Conseil supérieur de l'énergie continuera à permettre aux parties prenantes de discuter les textes réglementaires dans le domaine de l'énergie, le comité d'experts composé d'un nombre restreint de personnalités indépendantes en charge d'éclairer les enjeux de la transition énergétique et climatique, en particulier en rendant les avis et en réalisant les évaluations régulières dont la synthèse du DNTE avait relevé la nécessité.

#### Objectifs

- Confier à un comité d'experts formé d'un nombre restreint de personnalités indépendantes une mission d'expertise, et notamment la préparation d'avis obligatoires sur les budgets carbone, la stratégie nationale bas carbone et la programmation pluriannuelle de l'énergie et donner au ministres en charges de l'énergie et du climat la possibilité de saisir ce comité d'experts pour d'autres questions relevant de leur domaine de compétence.
- Donner à ce même comité la mission d'évaluer la mise en œuvre des dispositions figurant dans la stratégie nationale bas-carbone et d'évaluer les perspectives d'atteinte des budgets carbone déjà fixés avec les mesures existantes.
- Créer une instance de présentation et d'approbation des comptes de l'énergie.

## Etude des impacts

### A. Impacts économiques

Aucun impact direct. Impacts indirects spécifiques du comité d'experts non isolables de ceux relevant de la mise en œuvre de la gouvernance de la transition énergétique dans son ensemble.

### B. Impacts budgétaire et financier

Sans présager des contours exacts du comité d'experts, les dépenses nécessaires à son fonctionnement au moins une année sur cinq, lors de l'évaluation de la mise en œuvre de la Stratégie Bas-Carbone, pourraient être de l'ordre du million d'euro (même ordre de grandeur que celui de la "Commission nationale d'évaluation des recherches et études relatives à la gestion des matières et des déchets radioactifs ", composée de 12 membres, et dotée de 850k€ annuel).

### C. Impacts sociaux

Aucun impact direct. Impacts indirects spécifiques du comité d'expert non isolables de ceux relevant de la mise en œuvre de la gouvernance de la transition énergétique dans son ensemble.

## Modalités d'application

### A. Modalités d'application dans le temps des dispositions envisagées

Des mesures transitoires pourront être prévues avant l'entrée en vigueur du décret en Conseil d'État appliquant l'article créant d'un comité d'experts sur la transition énergétique et climatique ; les budgets carbone et la stratégie nationale bas-carbone pourront dans ce cadre être adoptés après la seule consultation du CNTE et la présentation des projets au Parlement.

### B. Liste prévisionnelle des textes d'application nécessaires

Décret en Conseil d'État

## **II. Transparence des données relative à la politique énergétique**

### Diagnostic

Deux textes réglementaires permettent la collecte et la diffusion de données statistiques relatives aux énergies. Le décret n°2011-1554 du 16 novembre 2011 relatif aux données permettant d'élaborer et d'évaluer les schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie et les plans climat-énergie territoriaux qui permettent aujourd'hui au service statistique du ministère de collecter des informations relatives aux consommations communales de gaz et d'électricité.

L'arrêté du 14 juin 2011 définissant la diffusion de données locales sur les énergies renouvelables permet quant à lui de rendre publiques les données relatives à la puissance raccordée aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité des installations de production d'électricité pour lesquelles a été conclu un contrat prévu à l'article 10 de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité. Le service de l'observation et des statistiques du ministère chargé de l'énergie (SOeS) mène par ailleurs des enquêtes statistiques nationales dans le cadre de la loi de 1951 sur les statistiques publiques (prix, production, transport et distribution d'énergie).

Malgré l'existence de ces deux textes réglementaires, des difficultés d'accès aux données sont régulièrement mentionnées par les collectivités territoriales et les services de l'État, chargés de décliner localement les politiques climat énergie nationales. Les données communiquées au niveau local sont souvent parcellaires du fait du retrait de nombreuses informations. En effet, les informations collectées par le SOeS sont soumises au secret statistique et au secret commercial qui empêchent la diffusion de données locales lorsque moins de trois acteurs sont présents sur le territoire et qu'un acteur représente, respectivement, plus de 85 % ou 80 % du marché. Les données locales de production ou de consommation d'énergie sont de fait souvent « secrétisées » et donc non utilisables pour élaborer une politique locale pertinente.

### Objectifs

L'objectif de la mesure proposée est de permettre la diffusion des données relatives à la production et la consommation d'énergies aux porteurs de politiques publiques.

### Mesure retenue

Afin d'améliorer l'accès des porteurs de politiques publiques aux informations relatives à la production et à la consommation d'énergies, une des options est d'introduire un droit d'accès spécifique dans le code de l'énergie. Les textes d'application préciseraient les données concernées et les conditions de mise à disposition des informations susceptibles de porter atteinte au droit des affaires. Toutefois, la définition et la mise en place de ces dispositions réglementaires, du fait de la nature sensible des informations en question et de la multiplicité d'acteurs, seraient longues et complexes. Par ailleurs, une fois fixée, toute évolution du dispositif nécessiterait une nouvelle décision législative ou réglementaire.

L'option retenue consiste à expliciter le terme d'énergie cité à l'article L124-2 et suivants du code de l'environnement et à préciser que les données relatives à la production et la consommation d'énergies sont des données environnementales.

L'administration conserve ainsi la gestion du secret statistique et commercial. Elle pourra ainsi, tout en maintenant le secret pour certaines demandes non prioritaires, opter pour le fait d'y passer outre s'agissant de répondre à certaines priorités, en l'occurrence l'usage des données aux fins de pilotage des politiques publiques portant sur le climat, l'air et l'énergie. Cette option permettra de résoudre rapidement le problème de la diffusion des données relatives à l'énergie aux acteurs publics et de le gérer avec toute la flexibilité nécessaire.

Une alternative à cette option serait d'étendre également la portée de l'article L. 124-5 du code de l'environnement, qui définit les données environnementales pour lesquelles l'autorité publique ne peut invoquer le secret statistique et commercial pour rejeter une demande d'information, aux données sur la production et la consommation d'énergies. Cette alternative

constitue une solution radicale qui susciterait l'opposition de principe des entreprises, mettrait en difficulté le dispositif actuel de collecte des données par le SOeS et l'alourdirait. Elle serait en revanche très bien accueillie par les ONG.

### Etudes des impacts

#### A. Impacts sur les collectivités territoriales

L'amélioration de l'accès des collectivités territoriales aux données relatives à l'énergie leur permettra de définir des politiques locales plus pertinentes. Par ailleurs, cela leur permettra de s'affranchir de l'achat de données auprès des opérateurs du secteur.

Impacts sur l'emploi public

#### B. Impacts sur l'emploi public

L'amélioration de l'accès des collectivités territoriales aux données relatives à l'énergie entraînera probablement un afflux de demandes de communication de ces données. Ce travail supplémentaire à la charge du SOeS sera compensé par la suppression de la nécessité de retraiter systématiquement les données transmises par les fournisseurs d'énergies, en application de la doctrine nationale envisagée sur la communication des informations. Le traitement du secret statistique et commercial pour les données 2011 de livraison de gaz et d'électricité avait ainsi pris pratiquement un an, de sorte que leur mise en ligne n'avait pu avoir lieu que fin décembre 2013.

#### C. Impacts sur l'ordre juridique interne

Il est également proposé une modification de l'article L142-3 du code de l'énergie qui traite actuellement de la diffusion des données relatives à l'énergie.

### Modalités d'applications

#### A. Articulation avec le droit européen en vigueur ou en cours d'élaboration.

La version actuelle de l'article L. 124-2 du code de l'environnement est issue de la loi n° 2005-1319 du 26 octobre 2005 portant diverses dispositions d'adaptation au droit communautaire dans le domaine de l'environnement, transposant la directive 2003/4/CE du Parlement européen et du Conseil du 28 janvier 2003 concernant l'accès du public à l'information en matière d'environnement.

#### B. Liste prévisionnelle des textes d'application nécessaires

Les deux textes réglementaires permettant la collecte et la diffusion de données statistiques relatives aux énergies (décret n°2011-1554 du 16 novembre 2011 et arrêté du 14 juin 2011) seront modifiés en conséquence.

---

**Article 52**

---

Pour traduire l'objectif général d'accompagnement et de promotion des transitions professionnelles liées à la transition écologique et énergétique, le projet de loi prévoit dans son titre VIII (*Donner aux citoyens, aux entreprises, aux territoires et à l'Etat le pouvoir d'agir Ensemble*), chapitre 1<sup>er</sup> (*outils de la gouvernance nationale de la transition énergétique : programmation, recherche et formation*), à l'article 53 (« *Adaptation des politiques de l'emploi aux mutations liées à la transition écologique et énergétique* »), la disposition suivante :

*« Les politiques d'emploi et le dialogue social tant au niveau des branches professionnelles que des entreprises, consacrent une attention particulière à l'accompagnement des transitions professionnelles afférentes à la transition écologique et énergétique ».*

L'analyse des impacts de cette disposition se décompose de la manière suivante

Sur le plan économique et sur l'emploi :

L'impact attendu est important en termes de soutien à la croissance et de développement des activités des filières de l'économie verte, ainsi que sur la sécurisation des parcours professionnels dans l'optique d'une adaptation globale de l'économie à la transition écologique et énergétique.

Sur le champ de la négociation sociale :

Découlant de cela, l'impact prévisible sur le champ du dialogue social ira dans le sens d'une intensification, compte tenu de la vitalité de la négociation sociale en France à l'heure actuelle, tant au plan national au niveau des branches (1236 accords de branches en 2012 dont 579 sur les salaires, 227 sur la formation professionnelle et l'apprentissage, 66 sur conditions de travail, hygiène et sécurité) qu'au sein des entreprises (près de 39 000 textes signés en 2012). Cette intensification, les impacts de la transition écologique et énergétique devant être davantage pris en compte, devrait concerner toutes les branches et toutes les entreprises, toutes concernées directement ou indirectement par la transition écologique et énergétique.

---

**Article 53**

---

Diagnostic initial et justification de l'action

La recherche et l'innovation ont un rôle déterminant à jouer dans la conduite de la transition énergétique. En effet, celle-ci suppose une évolution sans précédent, dans les années à venir, de nos modes de consommation, de production et de distribution d'énergie. L'ensemble des exercices de prospective et de scénarios réalisés au niveau international comme national montre que l'atteinte de nos objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre ne peut se faire sans l'émergence de technologies de ruptures, dans le domaine de la mobilisation de nouvelles sources d'énergie, de leur usage plus efficace dans les différents secteurs d'activité, et d'une gestion plus intelligente des réseaux comme des consommation pour une meilleure adéquation entre l'offre et la demande d'énergie. L'Agence Internationale de l'Énergie, dans ses rapports « Energy Technology Perspective », la Commission Européenne, ou en France l'Alliance Nationale pour la Coordination de la Recherche en Énergie, insistent sur l'importance d'un effort soutenu en matière de recherche et d'innovation dans les secteurs clés pour la transition énergétique.

Au-delà de l'effort qui doit être important, un pilotage stratégique des activités de recherche et d'innovation dans l'énergie en France est indispensable. Le cadre législatif existant prévoit la réalisation de deux exercices stratégiques dans le domaine de la recherche en énergie, pilotés par le Gouvernement, qu'il convient de rapprocher pour assurer la cohérence d'ensemble. En effet, la loi POPE (2005) prévoit la réalisation d'une stratégie nationale de recherche en énergie (SNRE), révisée tous les cinq ans, sous le co-pilotage du ministre en charge de l'énergie (DIRECTION GÉNÉRALE DE L'ÉNERGIE ET DU CLIMAT) et du ministre en charge de la recherche (DGRI). La loi ESR (Enseignement Supérieur et Recherche), adopté en lecture finale par le Parlement en juillet 2013, prévoit la réalisation et la révision tous les 5 ans d'une stratégie nationale de la recherche, sous la coordination du ministère de la recherche, et comportant une programmation pluriannuelle des moyens. Cette stratégie est élaborée sous d'un comité stratégique, sous la présidence du Premier Ministre, qui s'appuie sur un comité opérationnel, piloté par le ministre de la recherche, décliné ensuite en groupes de travail par thématique.

Objectifs poursuivis

La disposition proposée a donc un double objectif :

Le I. insiste sur l'importance de la recherche et de l'innovation en matière d'énergie, et rappelle les grands principes que doit respecter la politique publique développée en la matière.

Le II. modifie l'article L144-1 du code de l'énergie, afin d'harmoniser les dispositions législatives existantes en matières de stratégie de recherche dans le domaine de l'énergie. La SNRE, créée par la loi POPE, devient ainsi le volet énergie de la SNR, et est élaborée sous le co-pilotage des ministres chargés de la recherche et de l'énergie. Cette disposition permet de garantir la cohérence des deux exercices. Elle introduit aussi, afin de mieux articuler la politique énergétique et climatique et la politique de recherche et d'innovation en matière d'énergie, un lien de prise en compte en la SNRE et les exercices stratégiques créés dans le titre II du présent projet de loi, stratégie nationale bas-carbone et programmation pluriannuelle de l'énergie.

## Etude des impacts de la mesure

### A.Impacts environnementaux

Le développement d'une politique volontariste en matière de recherche et développement vers la transition énergétique contribue à atteindre les objectifs à long terme de celle-ci, par le développement et le déploiement de technologies de production d'énergies peu émettrice de gaz à effet de serre, de source renouvelable, ou permettant une gestion et un usage plus efficace des sources d'énergie disponibles

### B.Impacts économiques

Le développement de la recherche et de l'innovation est un facteur déterminant pour le maintien ou l'émergence en France de filières industrielles fortes dans les différents secteurs clés de la transition énergétique.

### C. Impacts sur l'organisation des services de l'État

La disposition évite de réaliser deux exercices de stratégie dont l'objectif est le même, et permet donc de rationaliser l'action de l'Etat dans ce domaine.

### D. Impacts sur l'ordre juridique interne

L'arrêté du 10 septembre 2010 (NOR : DEVK0928440A), qui définit en application de la loi POP la composition du comité stratégique en charge de la stratégie nationale de recherche en énergie, devra être revu pour être mis en cohérence avec les organes de gouvernance créés dans la loi ESR.

### Consultations menées avant la saisine du Conseil d'État

Une consultation interministérielle a été menée.

## Article 54

---

### Diagnostic initial et justification de l'action

Les dispositions de la directive 2012/27/UE imposent aux gestionnaires de réseaux d'énergie des actions en matière d'efficacité énergétique, notamment en ce qui concerne la minimisation des pertes d'énergie liées au transport de l'énergie.

Par ailleurs, la tenue des objectifs en matière de développement des énergies renouvelables nécessite une implication forte des gestionnaires de réseaux pour intégrer les EnR au système électrique.

### Objectifs poursuivis

- Fixer dans la loi les obligations des gestionnaires de réseaux en matière d'efficacité énergétique ;
- Rappeler la participation des gestionnaires de réseaux à l'atteinte des objectifs de développement des EnR.

### Etude des impacts de la mesure

Les mesures d'efficacité énergétique et l'intégration des EnR au système électrique contribuent à la préservation de l'environnement.

### Insertion juridique du projet

#### A. Articulation avec le droit européen en vigueur ou en cours d'élaboration.

Ces deux mesures relèvent des politiques européennes en matière d'efficacité énergétique (directive 2012/27/UE) ou de soutien au développement des EnR (directive 2009/28/UE).

#### B. Liste prévisionnelle des textes d'application nécessaires

En tant que de besoin, les mesures pourront être précisées par voie réglementaire.

---

**Articles 55 et 56**

---

**Diagnostic**

Le dispositif actuel d'autorisation d'exploiter au sens du code de l'énergie nécessite des évolutions afin d'une part de simplifier la procédure et, d'autre part, d'ajouter les outils nécessaires à un pilotage du mix électrique permettant de satisfaire aux objectifs de la programmation pluriannuelle en énergie.

Le respect de la législation sociale et environnementale en vigueur, ou les aspects liés à l'occupation des sols et à l'utilisation du domaine public s'imposant aux installations indépendamment de l'autorisation d'exploiter, il est proposé de rationaliser la procédure d'autorisation d'exploiter en la recentrant sur les critères énergétiques et climatiques.

La procédure d'autorisation d'exploiter ne permet pas aujourd'hui aux pouvoirs publics de limiter le fonctionnement de certaines installations lorsque les émissions de gaz à effet de serre qu'elles induisent atteignent un niveau trop important.

**Mesures retenues**

L'**article 55** renforce les instruments de pilotage du mix électrique dont dispose l'Etat.

Il modifie le régime de l'autorisation d'exploiter les installations de production d'électricité, afin de le recentrer sur les aspects énergétiques. En effet l'autorisation d'exploiter une installation de production électrique doit permettre d'étudier spécifiquement ses sources d'énergie primaire, son impact sur la sécurité du système électrique, sa compatibilité avec les objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie, son efficacité énergétique ou encore son impact sur les objectifs de lutte contre l'aggravation de l'effet de serre. Par ailleurs, l'installation dont l'exploitation est autorisée doit être compatible avec la programmation pluriannuelle de l'énergie.

La réforme proposée vise à donner les outils pour permettre un pilotage du mix électrique par le biais de l'autorisation d'exploiter. Elle permet à l'autorité administrative de limiter la durée de fonctionnement d'une installation afin que les valeurs limites d'émissions de gaz à effet de serre fixées par voie réglementaire soient respectées.

Par ailleurs, dans le but de rééquilibrer le mix électrique par une réduction de la part de l'énergie nucléaire conformément aux engagements pris par le Président de la République, l'article pose les principes d'un plafonnement à son niveau actuel de notre capacité de production nucléaire (63,2 GW). Toute autorisation d'exploiter une installation de production d'électricité d'origine nucléaire au titre du code de l'énergie doit respecter ce plafond.

L'**article 56** instaure un plan stratégique pour les exploitants produisant plus du tiers de la production d'électricité nationale. La traduction de la programmation pluriannuelle de l'énergie sur le périmètre du parc de production doit être étudiée par les exploitants eux mêmes, qui ont la connaissance approfondie de l'état des installations et de leur insertion dans le réseau électrique. L'article institue donc l'obligation pour les exploitants d'installations de production dont le poids dépasse le tiers de la production électrique totale d'établir un plan

stratégique présentant les actions qu'ils s'engagent à mettre en œuvre pour respecter les objectifs de diversification de la production d'électricité fixés dans la programmation pluriannuelle de l'énergie.

Ces plans sont préparés de manière à réduire au maximum les conséquences économiques et financières des évolutions du parc ainsi que leurs impacts sur la sécurité d'approvisionnement et l'exploitation du réseau public de transport d'électricité.

Les plans sont communiqués au ministre de l'énergie qui les soumet à l'avis du comité d'experts créé par le projet de loi. L'autorité administrative se prononce ensuite sur leur conformité à la programmation pluriannuelle de l'énergie.

Les producteurs soumis à ces plans stratégiques doivent annuellement rendre compte, devant une commission composée de parlementaires, de la mise en œuvre de ces plans et de la façon dont ils contribuent aux objectifs fixés dans la Programmation pluriannuelle de l'énergie. Par ailleurs, un commissaire du Gouvernement est nommé au conseil d'administration de chaque entreprise soumise à l'élaboration de ces plans stratégiques. Il est doté de pouvoirs spécifiques qui lui permettent de s'opposer à une décision d'investissement dont la réalisation serait incompatible avec les objectifs du plan stratégique.

## **Études des impacts**

### **A. Impacts environnementaux**

La disposition visant à simplifier la procédure d'autorisation d'exploiter n'a pas d'impact immédiat sur l'environnement.

La disposition visant à ajouter un outil de prise en compte des émissions de gaz à effet de serre dans l'autorisation a un impact positif sur l'environnement, car elle permet de limiter la durée de fonctionnement des installations de production les plus émettrices qui pourraient fonctionner davantage si la seule logique de préséance économique s'appliquait seule. Plus généralement, l'évolution du mix électrique induite par les articles 55 et 56 aura un impact marginal sur les émissions de CO<sub>2</sub>, dans la mesure où la baisse de la part du nucléaire dans la production d'électricité se fera au rythme du développement des énergies renouvelables, non émettrices. La maîtrise des émissions de CO<sub>2</sub> durant la phase de rééquilibrage progressif de notre mix électrique sera intégrée dans la programmation pluriannuelle de l'énergie.

L'arrêt de moyens de production d'électricité de forte puissance, en application du dispositif de plafonnement ou du plan stratégique, pourrait nécessiter une évolution du réseau de transport d'électricité dont l'ampleur dépendra du développement du stockage, des boucles locales et des moyens de production décentralisés. Cette problématique sera traitée notamment dans le quatrième volet de la programmation pluriannuelle de l'énergie qui vise « Au développement équilibré des réseaux, du stockage de l'énergie et du pilotage de la demande d'énergie, pour permettre notamment la production décentralisée d'énergie et l'autoproduction », ainsi que dans les schémas de développements de réseaux, préparés par les gestionnaires du réseau public de transport et des réseaux publics de distribution.

Concernant les mesures impactant les installations nucléaires, l'une des conséquences environnementales notables sera la stabilisation du volume de déchets produits (déchets

Hautes Activités et Moyenne Activité – Vie Longue, Très Faible Activité et Faible et Moyenne Activité – Vie Courte). Le traitement du combustible usé produit annuellement, pour un réacteur, est d'environ 2,5 m<sup>3</sup> de déchets HA et 3 m<sup>3</sup> de déchets MA-VL. Si les déchets HA ne représentent que 0,2 % du volume total des déchets radioactifs français déjà produits, ils constituent 96 % de la radioactivité totale des déchets radioactifs français. Les mécanismes proposés permettront donc de limiter la quantité de déchets ainsi produits annuellement.

Enfin, la mise à l'arrêt définitif et le démantèlement des installations seront strictement encadrés dans le cadre des procédures renforcées par la présente loi (article 32). En particulier, les opérations de démantèlement seront soumises à des prescriptions fixées par décret, sur la base d'un dossier constitué par l'exploitant et soumis à consultation préalable du public.

### B. Impacts économiques

La disposition visant à simplifier la procédure d'autorisation d'exploiter n'a pas d'impact économique significatif.

La disposition visant à ajouter un outil de prise en compte des émissions de gaz à effet de serre dans l'autorisation peut avoir, dans certains cas, un impact économique négatif pour les centrales les plus émettrices. Celui-ci dépendra du niveau des seuils qui seront fixés en termes d'émissions de gaz à effet de serre, ainsi que de l'ampleur de la réduction du nombre d'heures de fonctionnement. Cette disposition n'aura pas d'impact économique à partir d'un certain niveau de prix sur le marché du carbone.

L'impact économique et social de l'arrêt d'une installation de production d'électricité comprend la reconversion du personnel de l'exploitant, des sous traitants et de leur personnel, le coût du démantèlement, provisionné en application de la réglementation existante, et l'adaptation des réseaux électriques. Ce sont des dépenses inévitables auxquelles l'exploitant doit dans tous les cas faire face à l'expiration de la durée de vie de l'installation, indépendamment des nouvelles dispositions de plafonnement et de plan stratégique introduites par les articles 55 et 56.

Dans certains cas, la durée de vie « technique » des installations de production peut être prolongée après des investissements significatifs dit « de jeunesse ». Le mécanisme de plafonnement et le dispositif de plan stratégique pourront, dans certains cas, conduire un exploitant à ne pas réaliser ces réinvestissements. Le nombre d'installations concernées dépendra des trajectoires fixées dans les programmations pluriannuelles de l'énergie, ainsi que des choix industriels des exploitants pour répondre aux objectifs de la politique énergétique.

Les impacts économiques des ces absences de réinvestissement dans les installations de production d'électricité existantes, en application des objectifs fixés dans les futures programmations pluriannuelles en énergie, seront évalués dans l'étude d'impact macro-économique de la PPE prévue à l'article 141-3, ainsi que dans le cadre du « *plan stratégique des exploitants de centrales nucléaires* ».

### C. Impacts budgétaire et financier

La disposition visant à simplifier la procédure d'autorisation d'exploiter n'a pas d'impact budgétaire ou financier significatif.

La disposition visant à ajouter un outil de prise en compte des émissions de gaz à effet de serre dans l'autorisation aura un impact financier pour les seules centrales futures les plus émettrices, et uniquement dans le cas où le prix du carbone reste faible sur les marchés.

Les arrêts des installations de production d'électricité au titre de la programmation pluriannuelle de l'énergie, des plans stratégiques ou du mécanisme de plafonnement pourront, dans certains cas, nécessiter une indemnisation par l'Etat de l'exploitant. Cette indemnisation sera fixée au cas par cas en fonction du contexte particulier de chaque installation. Elle interviendra notamment si l'exploitant n'a d'autre choix que d'arrêter une installation de production avant la fin de la durée prévue pour son amortissement.

### E. Impacts sociaux

La disposition visant à simplifier la procédure d'autorisation d'exploiter n'aura pas d'impact social.

La disposition visant à ajouter un outil de prise en compte des émissions de gaz à effet de serre dans les futures autorisations d'exploiter n'aura pas d'impact social.

Les dispositions de plafonnement et de plan stratégique pourront, dans certains cas, conduire l'exploitant à modifier le calendrier d'arrêt d'un site et de sa reconversion. Ces impacts seront analysés au cas par cas, dans le cadre des programmations pluriannuelles de l'énergie et des plans stratégiques des exploitants. Ils seront d'autant plus faibles que les décisions seront prises avec un délai suffisant pour que l'exploitant prépare la reconversion du site et accompagne ses salariés dans la transition.

### F. Impacts sur les collectivités territoriales

La disposition visant à simplifier la procédure d'autorisation d'exploiter n'aura pas d'impact sur les collectivités territoriales.

La disposition visant à ajouter un outil de prise en compte des émissions de gaz à effet de serre dans les futures autorisations d'exploiter n'aura pas d'impact significatif sur les collectivités territoriales.

Les impacts des arrêts des installations de production en application des objectifs fixés dans les futures programmations pluriannuelles en énergie seront évalués dans l'étude d'impact macro-économique de la PPE prévue à l'article 141-3, ainsi que dans le cadre du « *plan stratégique des exploitants de centrales nucléaires* ».

### Insertion juridique du projet

Le projet de texte est en conformité avec la Directive 2009/72/CE du parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de

l'électricité.

Le recentrage de l'autorisation d'exploiter sur les aspects énergétiques et climatiques est compatible avec l'article 7 de la directive 2009/72/CE bien qu'il ne reprenne pas in extenso tous les critères mentionnés à cet article. Pour le critère environnemental, la rédaction proposée fait référence au critère relatif à la "nature et origine des sources d'énergie primaire au regard des objectifs mentionnés aux articles L100-1 et L100-2". Or, l'article L100-1 du code de l'énergie fait lui-même référence à l'objectif de "préserver la santé humaine et l'environnement". Les critères relatifs à "l'occupation des sols et le choix des sites" et à "l'utilisation du domaine public" sont quant à eux vérifiés dans le cadre d'autres législations (permis de construire, autorisation d'occupation du domaine public...) : la directive ne vise pas à créer un permis unique qui remplacerait toutes les autorisations en vigueur pour les installations de production d'électricité et, à l'inverse, créer une double vérification (à l'occasion de la demande d'autorisation d'exploiter, puis du permis de construire etc.) est inutile et contraire à la volonté de simplification des procédures.

---

**Article 57**

---

Diagnostic initial et justification de l'action

L'article 58 comprend deux types de dispositions : des dispositions relatives à l'élaboration des plans climat – air - énergie territorial (I) et des dispositions de clarification des compétences locales en matière notamment de maîtrise de la demande d'énergie - MDE (II).

L'article 75 de la loi du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement a introduit à l'article L. 229-26 du Code de l'environnement l'obligation pour les régions, les départements, les métropoles, les communautés urbaines, les communautés d'agglomérations et les communes et communautés de communes de plus de 50 000 habitants d'adopter un plan climat-énergie territorial (PCET) au plus tard le 31 décembre 2012.

La loi précise que ces plans doivent définir des objectifs stratégiques et opérationnels en matière d'atténuation et d'adaptation aux changements climatiques, un programme d'actions et un dispositif de suivi et d'évaluation.

Les PCET doivent être mis à jour tous les cinq ans et doivent être compatibles avec le Schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE) adopté au niveau régional.

Le décret du 11 juillet 2011 précise les modalités d'élaboration des PCET et notamment les avis qui doivent être recueillis sur les projets de plans.

L'article 77 de la loi du 12 juillet 2010 permet enfin à toute collectivité non obligée d'élaborer dans les mêmes conditions et sur une base volontaire son propre PCET.

Au 1er mars 2014, environ 50 % des PCET obligés ont été approuvés ou sont en cours d'approbation sur les 500 PCET attendus. La non-atteinte de l'objectif d'approbation de tous les PCET avant le 31 décembre 2012 doit être replacée dans le contexte de l'élaboration des SRCAE. Les PCET sont en effet l'un des éléments fondamentaux de l'architecture mise en place par la loi du 12 juillet 2010 en matière de politiques climatiques territoriales : chaque région a dû se doter d'un SRCAE qui définit le cadre stratégique et le scénario régional partagé pour l'action des collectivités territoriales ; les PCET s'inscrivent dans ce cadre en étant compatibles avec le schéma régional. Dans la plupart des régions, l'élaboration du SRCAE a été plus longue que prévue. Ce retard s'est reporté de fait sur le travail des collectivités qui pour la plupart ont souhaité attendre de disposer des orientations régionales avant de se lancer dans la définition de leurs propres objectifs territoriaux.

Le fait que tous les PCET obligatoires ne sont pas encore adoptés ne signifie toutefois pas que les collectivités ne se sont pas engagées dans la définition de leurs politiques territoriales. Ce travail d'élaboration qui nécessite en moyenne deux ans (définition du diagnostic, concertation puis élaboration du plan) s'appuie sur les DREAL et l'Ademe qui ont été encouragées à mettre en place, en amont de l'adoption des SRCAE, un réseau d'acteurs territoriaux (État, Région, collectivités, ADEME), afin de les mobiliser sur la dimension énergie-climat, faciliter les échanges et promouvoir les bonnes pratiques. On compte par ailleurs une centaine de PCET volontaires.

La définition actuelle des collectivités locales obligées implique qu'une même commune peut être couverte par 4 PCET différents (communal, intercommunal, départemental et régional) tandis que les territoires de moins de 50 000 habitants ne sont pas couverts.

Au 1er janvier 2011, plus de 35 000 communes étaient rattachées à un établissement public de coopération intercommunale (EPCI) à fiscalité propre. La loi n° 2010-1563 du 16 décembre 2010 de réforme des collectivités locales impose aux 1 600 dernières communes isolées de se rattacher à un EPCI à fiscalité propre. À cet effet, un schéma départemental de coopération intercommunale devait être élaboré avant le 31 décembre 2011 par le préfet, en concertation avec les collectivités concernées et les nouvelles Commissions départementales de coopération intercommunale, pour une mise en œuvre avant le 1er juin 2013. Depuis le 1er juin 2013, le préfet de département peut rattacher à un EPCI toute commune isolée, ce qui doit permettre d'achever rapidement le processus. Par ailleurs, les communes des départements de petite couronne, dont les schémas de coopération intercommunale peuvent, par dérogation, ne pas couvrir l'intégralité de leurs territoires, vont être intégrées à la métropole du Grand Paris (EPCI à fiscalité propre) au 1er janvier 2016. Pour les départements de grande couronne, l'intercommunalité doit être réalisée pour le 31 décembre 2015 (loi n° 2014-58 du 27 janvier 2014 de modernisation de l'action publique territoriale et d'affirmation des métropoles).

Les métropoles et communautés urbaines sont compétentes en matière de lutte contre la pollution de l'air. Cette compétence est optionnelle pour les communautés d'agglomération. Elle n'est pour l'heure assortie d'aucun document de planification/plan d'actions, et est donc exercée de manière disparate et souvent non-satisfaisante sur le territoire alors même que ces collectivités possèdent d'importants leviers d'action. Les actions mises en œuvre, le cas échéant, par les collectivités sont de plus mal évaluées et mal valorisées auprès de la Commission européenne, tandis que la France se voit reprocher son manque d'ambition dans le domaine des transports notamment (un contentieux ouvert, un autre en démarrage).

II. Les compétences locales en matière d'énergie, de MDE notamment dans le cadre d'actions contre la précarité, inscrites à l'article L. 2224-34 du code général des collectivités territoriales sont le résultat d'une « stratification » législative qui rend peu lisibles les compétences attribuées en la matière à chaque niveau de collectivité.

### Objectifs poursuivis

Conformément aux conclusions du débat national sur la transition énergétique, l'objectif de la mesure proposée est de simplifier le dispositif pour mettre fin à ce système d'emboîtement des PCET et étendre l'obligation de réaliser un PCET afin que tout point du territoire soit couvert par un PCET et un seul. Par cohérence avec le schéma régional climat-air-énergie, il est également proposé d'adjoindre un volet air aux PCET qui deviendraient des plans climat-air-énergie territoriaux (PCAET) pour les collectivités ayant la compétence lutte contre la pollution de l'air. Cette modification permettra aux EPCI de se saisir des enjeux de la qualité de l'air et de décliner de manière effective les objectifs du SRCAE.

II. La notion d'autorité organisatrice de l'énergie (AOE) vise à mettre en perspective et à développer un ensemble de compétences, exercées au niveau inter-communal, s'adaptant aux caractéristiques des territoires. Il s'agit par ailleurs de clarifier l'article 2224-34 du Code général des Collectivités Territoriales en termes de répartition des compétences entre AOE et

AODE en matière de MDE et de lutte contre la précarité énergétique.

### Options possibles et mesure retenue

I La modification du périmètre des obligés impose de modifier la partie législative du code de l'environnement. L'intégration d'un volet air nécessite d'introduire un lien de compatibilité avec le plan de protection de l'atmosphère (PPA) dans la partie législative du code de l'environnement.

Afin de couvrir tout point du territoire par un PCAET et un seul, plusieurs options sont envisageables. Pour faire du PCAET un outil efficace de planification et de support des politiques locales d'énergie, de réduction des émissions de GES, d'adaptation au changement climatique et d'amélioration de la qualité de l'air, il est important de le concevoir à l'échelle d'un bassin de vie et d'une stratégie territoriale cohérents.

L'échelle du Schéma de cohérence territoriale (SCoT) peut permettre de travailler sur un territoire cohérent. En revanche, les SCoT ne couvrent pas tout le territoire national, n'étant pas obligatoires. Par ailleurs, la structure chargée de l'élaboration du SCoT n'a pas toujours les compétences nécessaires à la mise en œuvre des actions du PCAET. De même, l'échelle départementale ne paraît pas adaptée à la nécessaire mobilisation de toutes les compétences des collectivités infra et au rôle d'animateur du territoire exercé par le porteur du PCAET.

La loi n° 2010-1563 du 16 décembre 2010 de réforme des collectivités locales impose à toutes les communes du territoire de se rattacher à un établissement public de coopération intercommunale (EPCI) à fiscalité propre. Au 1er janvier 2014, on comptait 2 145 EPCI à fiscalité propre et une cinquantaine de communes seulement restaient isolées. Confier l'élaboration des PCAET aux EPCI à fiscalité propre permettra donc de couvrir tout le territoire sans doublon, une commune ne pouvant être rattachée qu'à un seul EPCI à fiscalité propre. Par ailleurs, les EPCI à fiscalité propre disposent des compétences d'animation de leur territoire, ce qui permettra une meilleure appropriation locale du PCAET. Ils paraissent donc être un échelon cohérent pour la mise en place de politiques locales efficaces dans le domaine du climat, de l'air et de l'énergie.

Toutes les collectivités n'ayant pas explicitement la compétence lutte contre la pollution de l'air, il est proposé de ne rendre obligatoire l'ajout d'un volet air au PCET que pour les EPCI ayant cette compétence, qu'elle soit obligatoire ou transférée. Par ailleurs, lorsque le périmètre de l'EPCI est couvert en tout ou partie par un PPA, le PCAET devra être compatible avec les objectifs du PPA.

Cette évolution substantielle du dispositif aura pour conséquence la répartition suivante concernant la programmation climat-air-énergie :

la Région élabore le schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie

les EPCI à fiscalité propre élaborent les plans climat-air-énergie territoriaux.

Par ailleurs, la périodicité des SRCAE passant à six ans au lieu de cinq, les PCAET devront également être révisés tous les six ans au lieu de cinq actuellement.

II . Les compétences en matière de MDE doivent clairement être réparties entre les autorités organisatrices de la distribution d'énergie (AODE) et les autorités organisatrice de l'énergie (AOE). Lorsque la compétence concerne les réseaux, elle doit être attribuée aux AODE. A l'inverse, en dehors des économies de réseaux, seules les AOE doivent intervenir en matière de MDE et de lutte contre la précarité énergétique.

## Etude des impacts de la mesure

### A. Impacts environnementaux

La couverture intégrale du territoire national par des PCAET permettra une meilleure définition et mise en œuvre de politiques locales permettant de réduire les émissions nationales de gaz à effet de serre de la France, d'adapter les territoires au changement climatique, de développer les énergies renouvelables, par définition locales, et d'améliorer la qualité de l'air.

### B. Impacts sur les collectivités territoriales

I Les régions, les départements et les communes de plus de 50 000 habitants ne seront plus dans l'obligation d'élaborer un PCAET, ce qui diminue le nombre d'obligés de 250. En revanche, les EPCI à fiscalité propre de moins de 50 000 habitants seront désormais dans l'obligation d'élaborer un PCAET, ce qui augmente le nombre d'obligés de 1 880 environ. Au global, le nombre d'obligés passera de 500 à environ 2 150.

Au 1er janvier 2014 une vingtaine d'EPCI (métropoles et communautés urbaines) disposent de la compétence obligatoire de lutte contre la pollution de l'air. Pour plus de 200 autres (communautés d'agglomération), cette compétence est optionnelle. La compétence protection et mise en valeur de l'environnement, qui comprend la lutte contre la pollution de l'air, est cependant l'option majoritairement choisie par les EPCI. Avec l'entrée en vigueur de la loi de modernisation de l'action publique et d'affirmation des métropoles, et l'abaissement des seuils démographiques pour la constitution des métropoles, communautés urbaines et communautés d'agglomération, le nombre d'EPCI ayant la compétence lutte contre la pollution de l'air devrait augmenter. Plus de 200 EPCI pourraient donc être concernés par l'obligation de réaliser un PCAET comprenant un programme d'actions qualité de l'air. L'intégration de ce volet air ne modifie pas le déroulement de l'élaboration du plan. Il s'intègre dans les différentes étapes de la procédure.

Le coût lié à l'élaboration d'un PCET varie en fonction de l'ambition des projets, de la taille de la collectivité concernée, de sa capacité à élaborer le PCET en interne, ... On peut toutefois estimer que, pour les collectivités de plus de 50 000 habitants, l'élaboration d'un PCET représente 150 jours de travail, à répartir entre l'EPCI et un éventuel bureau d'études. L'animation du PCET nécessite quant à elle la mobilisation d'un équivalent-temps plein. Le surcoût lié à l'ajout d'un volet air est également très variable. Il peut être estimé à 50 jours environ.

L'allongement de la périodicité des PCAET de cinq à six ans permettra d'étaler ces coûts sur une période plus longue.

II. L'« autorité organisatrice de l'énergie »(AOE) n'est pas une autorité stricto sensu, mais permet la mise en perspective de compétences en matière d'énergie, exercées au niveau intercommunal.

### D. Impacts sur l'emploi public

Les mesures proposées en termes de gouvernance territoriale auront des impacts significatifs sur l'emploi public : la modification du processus d'élaboration des SRCAE devrait conduire à une simplification pour les Conseils régionaux. S'agissant des PCAET, les DREAL sont impliquées en amont (porter à connaissance) et en aval (avis de l'État). L'augmentation sensible du nombre d'obligés PCAET nécessitera donc une plus forte mobilisation des DREAL qui sera atténuée par la simplification proposée pour les SRCAE.

#### D. Impacts sur l'ordre juridique interne

Le décret n°2011-829 du 11 juillet 2011 relatif au bilan des émissions de gaz à effet de serre et au plan climat-énergie territorial et les articles R. 229-51 à R. 229-56 du code de l'environnement qu'il a créés devront être modifiés.

Il est par ailleurs introduit un lien de compatibilité du PCAET avec les objectifs fixés pour chaque polluant par le plan de protection de l'atmosphère défini à l'article L.222-4 du code de l'environnement.

#### Insertion juridique du projet

##### A. Articulation avec le droit européen en vigueur ou en cours d'élaboration.

L'ajout d'un volet air aux PCET participe à la mise en œuvre de la directive n° 2008/50/CE du 21 mai 2008 concernant la qualité de l'air ambiant et un air pur pour l'Europe

##### B. Modalités d'application dans le temps des dispositions envisagées.

Entrée en vigueur différée selon la population couverte par l'EPCI :

31 décembre 2016 pour la métropole de Lyon et les EPCI existant au 1er janvier 2015 et regroupant plus de 50 000 habitants

31 décembre 2017 pour les EPCI existant au 1er janvier 2016 et regroupant plus de 20 000 habitants

31 décembre 2018 pour les EPCI existant au 1er janvier 2017 et regroupant plus de 10 000 habitants

31 décembre 2019 pour les EPCI existant au 1er janvier 2018 et regroupant moins de 10 000 habitants

Deux ans après leur création pour les autres EPCI.

##### D. Liste prévisionnelle des textes d'application nécessaires

Un décret en Conseil d'État élaboré par la DIRECTION GÉNÉRALE DE L'ÉNERGIE ET DU CLIMAT précisera les modalités d'application des dispositions pré-citées.

## Article 58

---

### Diagnostic initial et justification de l'action

Des marges de progrès importantes et des possibilités d'action nouvelles existent en termes de gestion de l'énergie dans les territoires : programmes d'économies d'énergie concertés avec les acteurs locaux, développement des énergies renouvelables et de récupération, gestion intelligente de l'équilibre offre-demande. Les initiatives sont aujourd'hui en plein développement et il apparaît nécessaire à la fois de les soutenir, accompagner et d'en accélérer le déploiement.

### Objectifs poursuivis

1. Donner une première définition des territoires à énergie positive,

2. Impulser des dynamiques locales tendant à leur développement :

\* par une prise en compte dans les plans climat air énergie territoriaux,

\* en développant une dynamique d'expérimentation de territoires à énergie positive, partagée entre l'Etat et les collectivités territoriales, l'objectif étant d'engager d'ici 2017 200 expérimentations de territoires à énergie positive.

### Etude des impacts de la mesure

Cette dynamique contribuera au développement de l'efficacité énergétique, des énergies renouvelables et de récupération, à la limitation des pointes de consommation.

En termes économiques les retombées sur les territoires concernés seront positives : diminution des consommations d'énergie, production locale d'énergie, avec les recettes et emplois induits.

Pour les finances publiques, et en particulier de l'Etat et des collectivités locales, cet article ne prévoit pas de dépense obligatoire nouvelle, les soutiens publics mobilisés le cas échéant s'inscriront dans le cadre des dispositifs normaux d'intervention.

### Insertion juridique du projet

Il n'est pas prévu de texte réglementaire d'application, s'agissant d'une disposition non normative.

---

**Article 59**

---

Diagnostic

Dans un contexte de relance du développement des réseaux de chaleur, réaffirmer le rôle des collectivités territoriales comme autorité organisatrice du service public de distribution de chaleur dans un texte traitant expressément « des réseaux de chaleur ».

Objectifs

Il s'agit de consolider le rôle des collectivités en réaffirmant leur rôle d'autorité organisatrice du service public de distribution de chaleur.

Étude des impactsA Impacts environnementaux

Le développement actuel des réseaux de chaleur concerne essentiellement la distribution d'énergie calorifique produite par des énergies renouvelables ou récupérée sur un procédé industriel ou de traitement thermique des déchets.

B Impacts économiques

Le développement des réseaux de chaleur alimentés par des énergies renouvelables et de récupération est porteur d'activité et d'emplois locaux non délocalisables, il constitue une des actions de la croissance verte

Modalité d'applicationArticulation avec le droit européen en vigueur ou en cours d'élaboration.

Le développement des réseaux de chaleur alimentés par des énergies renouvelables et de récupération constitue une priorité européenne (directives européennes 2009/28 relative à l'énergie produite à partir de sources renouvelables et 2012/27 relative à l'efficacité énergétique)

---

## Article 60

---

### Diagnostic

Il s'agit d'une expérimentation locale, telle que prévue par l'article 37-1 de la Constitution, ayant un objet et une durée limités. Elle doit permettre aux collectivités de s'associer avec des producteurs et des consommateurs afin de proposer au gestionnaire de réseau de distribution d'électricité un service visant à optimiser la gestion des flux d'électricité sur des portions du réseau public de distribution, ce qui pourrait permettre d'éviter des travaux de renforcement et des créations d'ouvrages de réseaux.

### Objectifs

L'objectif est de permettre à une collectivité de fédérer un ensemble de consommateurs et de producteurs afin de corréliser la consommation et la production sur une boucle locale du réseau public de distribution d'électricité. La collectivité associée à ce groupe d'acteur pourrait ainsi s'engager à ce que, en cas de raccordement de nouvelles sources de production ou de consommation, la puissance injectée ou soutirée ne dépasse pas la capacité existante du réseau. Le gestionnaire du réseau de distribution peut alors conclure des contrats avec les acteurs ainsi fédérés pour rémunérer les économies de réseaux que leurs actions génèrent.

### Options possibles et mesure retenue

L'autorité organisatrice de l'énergie mentionnée à l'article L.2224-34 du code général des collectivités locales détermine le périmètre de l'expérimentation. Ce choix doit être conforme à l'avis du gestionnaire de réseau de distribution, qui veille à la prise en compte des contraintes présentes sur le réseau.

### Etude des impacts

#### A Impacts budgétaire et financier

La collectivité, les consommateurs et les producteurs participant au service, sont rémunérés par le gestionnaire de réseau public de distribution en fonction de l'économie procurée par le report d'investissements. Une convention conclue entre le gestionnaire de réseau de distribution et l'association fixe les conditions financières et techniques de ce service de flexibilité local, dont les coûts pour le gestionnaire de réseau sont couverts par le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité. Ce tarif resterait facturé au niveau de chaque point de livraison du périmètre dans le cadre du schéma péréqué existant.

#### B Impacts sur les collectivités territoriales

Il ne s'agit pas de faire de la collectivité un acteur de marché ou un gestionnaire de réseau. Les consommateurs conserveraient leurs fournisseurs et la collectivité interviendrait uniquement pour fédérer consommateurs et producteurs et ajuster si besoin la consommation à l'injection des producteurs du périmètre (dispositifs de stockage, gestion des appareils ménagers etc.).

### Consultations menées avant la saisine du Conseil d'État

Une consultation interministérielle a été menée.

## Article 61

---

### Déploiement expérimental de réseaux électriques intelligents

#### Diagnostic

Il s'agit d'un déploiement expérimental ayant un périmètre géographique et une durée limités. Comme proposée dans le cadre du plan industriel sur les réseaux électriques intelligents, cette action doit permettre à l'écosystème industriel des technologies de réseaux électriques intelligents de concentrer dans l'espace et le temps une première phase de déploiement d'un ensemble cohérent de solutions réseau électrique intelligent afin de mobiliser le plus efficacement les fonds publics, les investissements des opérateurs et contribuer d'une part à accélérer le déploiement des réseaux électriques intelligents et crédibiliser les solutions mises en œuvre au profit d'une politique d'exportation ambitieuse. Etant donnée la nature expérimentale du déploiement, cette action donne au Gouvernement les moyens de prendre les mesures nécessaires pour adapter le cadre législatif et réglementaire et ainsi mener à bien cette action.

#### Objectifs

L'objectif est de mobiliser les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution ainsi que des partenaires (tels que les fournisseurs d'énergie, des industriels de matériel électrique, des équipementiers pour les box aval compteur et pour les bornes de recharge des véhicules électriques et les collectivités locales) à déployer leurs solutions dans une zone à fixer entre la maille département et région.

#### Etude des impacts

##### A. Impacts budgétaire et financier

Dans le cadre de ce déploiement expérimental, les pouvoirs publics accompagneront la démarche via la mobilisation de mécanismes de soutien financiers compatibles avec un tel déploiement pilote, et la Commission de régulation de l'énergie fixe des règles expérimentales pour les conditions d'accès aux réseaux et de leur utilisation.

##### B Impacts sur les collectivités territoriales

Les collectivités territoriales seront associées dans la mise en œuvre et le financement de l'action, une fois la zone géographique déterminée.

#### Consultations menées avant la saisine du Conseil d'État

Une consultation interministérielle a été menée.

---

## Article 62

---

### Diagnostic

Les dépenses énergétiques représentent pour un nombre important de ménages une dépense contrainte importante, tant en valeur absolue qu'en part de leurs revenus.

Des dispositifs spécifiques d'aide aux consommateurs de gaz et d'électricité, dits tarifs sociaux, ont été mis en place pour apporter un soutien à ces ménages. Le dispositif a été récemment élargi et renforcé par le gouvernement.

L'extension des tarifs sociaux actuels de l'électricité et du gaz engagée par le gouvernement a permis de passer de 600 000 ménages bénéficiaires début 2012 à 2,2 millions aujourd'hui. Toutefois, les limites du dispositif actuel, en particulier l'inégalité de traitement entre les ménages chauffés au gaz (qui cumulent TPN et TSS) et les autres (qui bénéficient du seul TPN) ont régulièrement été soulignées, notamment par le président de l'ADEME dans son rapport remis au gouvernement en juillet 2013.

Parmi les difficultés structurelles on peut en particulier noter l'inégalité de traitement, au détriment en particulier des ménages qui ne se chauffent pas au gaz ou à l'électricité. Dans la mise en œuvre concrète, et malgré les élargissements des critères et la mise en œuvre d'actions volontaristes et largement déployées (croisement de fichiers, recherche de bénéficiaires potentiels) il apparaît impossible d'atteindre avec les dispositifs actuels la cible de 4 millions de ménage en situation de précarité.

Dans ce contexte, le gouvernement a décidé de confier à l'inspection générale des finances, au conseil général de l'environnement et du développement durable et à l'inspection générale des affaires sociales une mission sur les aides au paiement des factures d'énergie.

### Objectifs

Conformément aux recommandations de la mission, qui rejoignent les réflexions du Médiateur national de l'énergie et d'associations de lutte contre la précarité, le projet de loi vise à mettre en place un « chèque énergie », qui sera versé sous condition de ressources, et réservé aux achats d'énergie ou d'amélioration de l'efficacité énergétique du logement.

### Options possibles et mesure retenue.

L'ensemble des options possibles ont été étudiées, en particulier par la mission des inspections générales.

Il est proposé de créer un chèque énergie, titre spécial de paiement, attribué à des ménages dont les revenus, au regard de la composition familiale, sont inférieurs à un plafond, pour leur permettre de payer tout ou partie du montant des factures d'énergie ou des dépenses pour l'amélioration environnementale de leur logement (en particulier les travaux d'amélioration de l'efficacité énergétique).

Les caractéristiques principales du dispositif, qui apportent de nombreux avantages par rapport au dispositif actuel, sont les suivantes :

- égalité de traitement : le chèque serait le même quelle que soit l'énergie de chauffage, il bénéficierait donc également aux ménages chauffés au bois, au charbon, au fioul ou au propane ;

- meilleure atteinte de la cible de bénéficiaires, grâce à des critères d'éligibilité plus simples et l'absence de croisements de fichiers ;
- plus grande flexibilité, grâce à l'utilisation d'un critère de revenu unique, permettant une modulation de l'aide, et ainsi de réduire les effets de seuil et « trappes à pauvreté » ; plus grande flexibilité aussi dans l'utilisation puisque les bénéficiaires pourront aussi l'utiliser en tout ou partie pour l'amélioration de la qualité environnementale de leur logement,
- meilleure visibilité de l'action de l'Etat.

Ce « chèque énergie » s'appuiera notamment sur les financements existants assis sur les ventes d'électricité et de gaz.

Il sera mis en œuvre par un organisme habilité, qui assurera le remboursement aux fournisseurs, distributeurs d'énergie ou aux professionnels ayant facturé les dépenses d'amélioration des logements.

### Etude des impacts

#### A. Impacts environnementaux

Au regard des dispositifs actuels ils sont neutres ou éventuellement positifs, le chèque énergie pouvant servir à améliorer la qualité environnementale des logements.

#### B. Impacts économique, budgétaire et financier.

Le calage final du dispositif sera arrêté ultérieurement en termes en particulier de nombres de bénéficiaires cibles, de montant du chèque énergie, et d'identification et répartition des ressources contribuant à alimenter le dispositif. L'impact économique, budgétaire et financier pourra alors être étudié précisément. On rappellera que des ressources sont déjà aujourd'hui mobilisées au travers des tarifs sociaux de l'électricité et du gaz et que le projet de loi prévoit de les affecter à la mise en œuvre du chèque énergie.

#### C. Impacts sociaux.

Ils seront positifs par le fait que le dispositif touchera un nombre plus important de personnes en situation de précarité énergétique, en particulier du fait de l'extension à toutes les énergies de chauffage. Le ciblage par des critères de revenu en fonction de la composition du ménage sera par ailleurs plus égalitaire que les actuels critères des tarifs sociaux (analyse faite en particulier par le rapport des inspections générales).

Au-delà de l'aide apportée au paiement des factures, on peut envisager que les personnes bénéficiant du chèque énergie puissent recevoir, si elles le souhaitent, un accompagnement personnalisé (par exemple dans le cadre du plan de rénovation énergétique de l'Habitat et de ses outils, comme le programme Habiter Mieux de l'ANAH) pour identifier comment réduire leurs dépenses énergétiques (l'envoi du chèque énergie pouvant par exemple être couplé à l'envoi d'informations sur ces dispositifs d'accompagnement et soutien). Ceci permettra outre le soutien apporté par le chèque énergie, de leur proposer des actions structurantes (en rappelant que le chèque énergie pourra être utilisé pour acquitter des dépenses d'amélioration de la qualité environnementale des logements).

D. Impacts sur les collectivités territoriales

Sans objet.

E. Impacts sur les services de l'Etat, l'emploi public.

Cet impact sera affiné au moment de la définition précise du dispositif et de sa mise en œuvre concrète, dont le choix de l'organisme habilité.

Modalités d'application

A. Mise en œuvre, mesures transitoires.

Un décret en Conseil d'Etat déterminera les conditions d'application du dispositif. Il pourra prévoir des modalités transitoires de mise en œuvre pour assurer la continuité avec le dispositif existant.

B. Textes réglementaires à prendre pour l'application de la mesure.

Décret d'application

Arrêté conjoint des ministres chargés de l'énergie, des affaires sociales et de l'économie pour fixer les caractéristiques du chèque énergie en tant que titre spécial de paiement.

Arrêté conjoint des ministres en charge de l'énergie et du budget pour fixer les contributions payées par les consommateurs d'électricité et de gaz qui seront mobilisées pour financer le chèque énergie (en lieu et place des tarifs sociaux de l'électricité et du gaz).

Consultations menées avant la saisine du Conseil d'État

Le gouvernement s'est appuyé sur les travaux du débat national sur la transition énergétique, a demandé en 2013 un rapport au président de l'ADEME, président de l'observatoire de la précarité énergétique (rapport rendu en juillet 2013), puis sur les travaux de la mission confiée aux inspections générales.

Une consultation interministérielle a été menée par ailleurs.

---

**Article 63**

---

Objectifs

L'article définit les objectifs particuliers de la politique énergétique outre-mer et dans l'ensemble des zones non interconnectées. Le I rappelle que les spécificités des zones non interconnectées au réseau métropolitain continental doivent être prises en compte par l'État, les collectivités territoriales et les entreprises, afin de contribuer à la sécurité d'approvisionnement, à la compétitivité des entreprises, au pouvoir d'achat des consommateurs, et à l'atteinte des objectifs énergétiques de la France.

L'article prévoit que le développement des véhicules électriques et hybrides rechargeables est favorisé dans les zones non interconnectées (ZNI) et en tenant compte de leurs spécificités (mix électrique plus carboné notamment).

Le II dispose ainsi que les objectifs de déploiement des dispositifs de charge pour les véhicules électriques et hybrides rechargeables sont fixés dans la programmation pluriannuelle de l'énergie mentionnée à l'article L. 141-5 du code de l'énergie. Ces objectifs sont établis de façon à maîtriser les impacts sur le réseau public de distribution électrique et à ne pas induire d'augmentation des émissions de gaz à effet de serre.

Impacts

Ces articles de nature programmatique et méthodologique ne créent pas d'impact normatif en eux-mêmes, les mesures concrètes en découlant étant en particulier définies dans le cadre des programmations pluri-annuelles de l'énergie établies pour chaque zone non interconnectée.

## Article 64

---

### Habilitation énergie pour la Martinique et la Guadeloupe

#### Diagnostic initial et justification de l'action

Les habilitations sont prévues à l'alinéa 3 de l'article 73 de la Constitution. Les deux conseils régionaux ont pris des délibérations en 2013 demandant au Parlement de renouveler les habilitations énergie qui sont arrivées à échéance le 28 juillet 2013.

Cet article vise principalement à accorder à nouveau ces habilitations.

#### Objectifs poursuivis

Les grands objectifs poursuivis sont les suivants :

- habiliter les conseils régionaux de Guadeloupe et de Martinique à prendre des dispositions spécifiques en matière d'énergie, conformément à la Constitution, aux articles LO 4435-2 à LO 4435-12 du code général des collectivités territoriales et aux demandes d'habilitations de ces deux conseils régionaux ;
- s'assurer que les délibérations prises sur la base de ces habilitations n'aient pas d'impact financier supporté par l'ensemble des consommateurs nationaux d'électricité.

#### Options possibles et mesure retenue

L'habilitation est prévue par la Constitution. Un encadrement des conséquences de ces habilitations sur le consommateur national d'électricité a été décidé.

#### Motifs du recours à une nouvelle loi

Les demandes d'habilitation portant sur l'adaptation de dispositions législatives et réglementaires, l'habilitation doit être accordée par la loi en application de l'article LO4435-6 du code général des collectivités territoriales.

#### Fonctionnement du dispositif

Les Conseils régionaux de Martinique et de Guadeloupe sont habilités, conformément à leur demande d'habilitation, à fixer des règles spécifiques à leur territoire dans un périmètre défini par la loi :

- pour la Guadeloupe : « *en matière de maîtrise de la demande d'énergie, de développement des énergies renouvelables et de planification énergétique* »
- pour la Martinique : « *en matière d'énergie, notamment de maîtrise de la demande d'énergie et d'énergies renouvelables* »

Ces habilitations sont accordées jusqu'au prochain renouvellement du conseil régional et peuvent être prorogées une fois dans les conditions prévues à l'article LO 4435-6-1 du code général des collectivités territoriales.

Dans le cas spécifique où une délibération prise par le Conseil régional conduirait à augmenter les charges imputables aux missions de service public, ces surcoûts seraient alors pris en charge directement par les consommateurs finals raccordés au réseau public d'électricité du territoire de la collectivité concernée. En outre, une disposition spécifique prise par une collectivité locale ne peut conduire à modifier la part des coûts supportés par le gestionnaire du réseau public de distribution concerné.

### Etude des impacts de la mesure

#### A.Impacts environnementaux

L'habilitation pourrait être utilisée notamment pour développer la maîtrise de la demande d'énergie et pourrait donc avoir un impact positif sur l'environnement.

#### B. Impacts économiques

Les délibérations des conseils régionaux prises sur la base de l'habilitation pourrait avoir des impacts économiques locaux. L'habilitation n'a cependant pas d'impact sur la CSPE et donc sur le consommateur national d'électricité, du fait des encadrements mis en place.

#### C. Impacts sur les collectivités territoriales

Ce dispositif vise à habilitier les conseils régionaux de Guadeloupe et de Martinique à adapter les lois et règlements en matière d'énergie.

### Insertion juridique du projet

Les habilitations sont accordées jusqu'au prochain renouvellement du conseil régional et peuvent être prorogées une fois dans les conditions prévues à l'article LO 4435-6-1 du code général des collectivités territoriales.

Les dispositions du présent article s'appliquent spécifiquement à la Guadeloupe et à la Martinique et conformément à la Constitution, aux articles LO 4435-2 à LO 4435-12 du code général des collectivités territoriales et aux demandes d'habilitations des conseils régionaux de Guadeloupe et de Martinique.

### Consultations menées avant la saisine du Conseil d'État

Des habilitations en matière d'énergie ont déjà été accordées précédemment aux conseils régionaux de Guadeloupe et de Martinique, les dernières étant arrivées à échéance en juillet 2013. Le dispositif de l'habilitation est donc connu.

---

## Article 65

---

### SRCAE et SAR

#### Diagnostic initial et justification de l'action

Il est proposé, pour les régions d'outre-mer, d'intégrer les SRCAE dans les SAR élaborés par les régions seules. En effet, l'expérience de la première génération a montré que si la co-élaboration avec l'État était appréciable du point de vue de la construction d'un large consensus, elle avait en revanche un coût en termes de délai et de concertation. Le processus d'élaboration en sera donc simplifié.

#### Objectifs poursuivis

L'objectif de la mesure proposée est d'intégrer les schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE) dans les schémas d'aménagement régionaux (SAR) pour les régions d'outre-mer. Afin de garder une cohérence avec la programmation nationale, un lien de compatibilité avec la stratégie nationale bas-carbone est introduit.

#### Options possibles et mesure retenue

Afin d'intégrer les SRCAE dans les SAR, il est nécessaire de modifier les dispositions du code général des collectivités territoriales qui définissent les SAR.

#### Etude des impacts de la mesure IV.1

##### A. Impacts sur les collectivités territoriales

Le basculement d'une co-élaboration à une simple élaboration par la Région vise notamment à simplifier et accélérer le processus. Il devrait donc se traduire par un allègement des coûts d'élaboration des schémas, amplifié par le passage de la périodicité des SRCAE de 5 ans actuellement à 10 ans dans le cadre du SAR.

##### B. Impacts sur l'emploi public

Les mesures proposées en termes de gouvernance territoriale auront des impacts sur l'emploi public : la modification du processus d'élaboration des SRCAE devrait conduire à une simplification pour les Conseils régionaux. S'agissant des PCAET, les D(R)EAL sont impliquées en amont (porter à connaissance) et en aval (avis de l'État). L'augmentation sensible du nombre d'obligés PCAET nécessitera donc une plus forte mobilisation des D(R)EAL qui sera atténuée par la simplification proposée pour les SRCAE.

##### C. Impacts sur l'ordre juridique interne

Le décret n°2011-678 du 16 juin 2011 relatif aux schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie et les articles R. 222-1 à R. 222-7 du code l'environnement qu'il a créés devront être modifiés.