



Liberté • Égalité • Fraternité

RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

PROJET DE LOI

relatif à la transition énergétique pour la croissance verte

ETUDE D'IMPACT

NOR : DEVX1413992L/ Bleue-1

29 juillet 2014

SOMMAIRE

TITRE I DEFINIR LES OBJECTIFS COMMUNS POUR REUSSIR LA TRANSITION ENERGETIQUE, RENFORCER L'INDEPENDANCE ENERGETIQUE DE LA FRANCE ET LUTTER CONTRE LE RECHAUFFEMENT CLIMATIQUE	6
SCENARIO DE REFERENCE (SANS MISE EN ŒUVRE DE LA LOI DE PROGRAMMATION)	7
PRINCIPAUX RESULTATS	8
PRINCIPALES HYPOTHESES RETENUES ET APPROCHE DE MODELISATION EMPLOYEE	10
<i>Approche de modélisation</i>	10
<i>Année de référence</i>	11
<i>Hypothèses de cadrage général</i>	11
<i>Hypothèses sectorielles structurantes</i>	11
TITRE II MIEUX RENOVER LES BATIMENTS POUR ECONOMISER L'ENERGIE, FAIRE BAISSER LES FACTURES ET CREER DES EMPLOIS	13
<i>Article 3 : Lever les freins à l'isolation des bâtiments en matière d'urbanisme</i>	13
<i>Article 4 : Favoriser le développement de bâtiments à haute performance énergétique et environnementale</i>	14
<i>Article 5 : Améliorer la performance énergétique des bâtiments en cas de travaux de ravalement, de toiture ou d'aménagement de nouvelles pièces</i>	17
<i>Article 6 : Tiers financement pour la rénovation énergétique</i>	26
<i>Article 7 : Equipement des réseaux d'électricité, de gaz et de chaleur en compteurs</i>	27
<i>Article 8 : Réforme du dispositif des certificats d'économies d'énergie en vue de la troisième période d'obligations (2015-2017)</i>	32
TITRE III DEVELOPPER LES TRANSPORTS PROPRES POUR AMELIORER LA QUALITE DE L'AIR ET PROTEGER LA SANTE	40
CHAPITRE IER EFFICACITE ENERGETIQUE ET ENERGIES RENOUVELABLES DANS LES TRANSPORTS	40
<i>Article 9 : Favoriser le déploiement des véhicules propres dans les flottes publiques et permettre l'expérimentation des véhicules innovants à délégation de conduite</i>	40
<i>Article 10 Déployer des infrastructures énergétiques dédiées pour véhicules électriques et hydrides rechargeables</i>	47
<i>Article 11 : Accroître la part des énergies renouvelables dans les transports et mettre en place un système de surveillance de la qualité des carburants</i>	57
CHAPITRE II REDUCTION DES EMISSIONS ET QUALITE DE L'AIR DANS LES TRANSPORTS	65
<i>Article 12 : Réduire les émissions de gaz à effet de serre pour les entreprises de la distribution</i>	65
<i>Article 13 : Mesures de restriction de circulation en cas de mauvaise qualité de l'air</i>	69
<i>Article 14 : Favoriser des modes de transport à moindre émission polluantes</i>	77
<i>Article 15 : Dispositions visant à réduire les émissions polluantes des véhicules en circulation</i>	81
<i>Article 16 : Dispositions visant à réduire les émissions polluantes des navires</i>	84
CHAPITRE III MESURES DE PLANIFICATION RELATIVES A LA QUALITE DE L'AIR	86
<i>Article 17 : Plan national de réduction des émissions de polluants atmosphériques</i>	86
<i>Article 18 Planification territoriale et qualité de l'air</i>	89
TITRE IV LUTTER CONTRE LES GASPILLAGES ET PROMOUVOIR L'ECONOMIE CIRCULAIRE : DE LA CONCEPTION DES PRODUITS A LEUR RECYCLAGE	103
<i>Article 19 : Transition de la France vers une économie circulaire</i>	103
<i>Article 20 : principes d'auto-suffisance et de proximité dans la politique déchets</i>	117
<i>Article 21 : principe de proximité dans le cadre des filières à responsabilité élargie des producteurs</i>	118
<i>Article 22 : dispositions relatives au recyclage des matières et à leur utilisation pour de nouveaux produits</i>	118
TITRE V FAVORISER LES ENERGIES RENOUVELABLES POUR DIVERSIFIER NOS ENERGIES ET VALORISER LES RESSOURCES DE NOS TERRITOIRES	120
CHAPITRE IER DISPOSITIONS COMMUNES	120

PLTE - Etude d'impact

Article 23: Permettre une meilleure intégration des énergies renouvelables dans les marchés de l'électricité.....	120
Article 24 : Améliorer la procédure des appels d'offre.....	125
Article 25 : Renforcer la conditionnalité de l'aide apportée au développement des énergies renouvelables.....	127
Article 26 : Faciliter le financement par les collectivités des énergies renouvelables.....	129
Article 27: Faciliter la participation des habitants au capital des sociétés de projet pour les énergies renouvelables.....	131
CHAPITRE II CONCESSIONS HYDROELECTRIQUES	133
Article 28 : Regroupement des contrats par la méthode des barycentres	133
Article 29 : Création des sociétés d'économie mixte hydroélectriques	139
CHAPITRE III MESURES TECHNIQUES COMPLEMENTAIRES	144
Article 30 : Mesures techniques	144
I. Habilitation à prendre des ordonnances	144
TITRE VI RENFORCER LA SURETE NUCLEAIRE ET L'INFORMATION DES CITOYENS	171
Article 31 : Information et transparence	171
Article 32 : Démantèlement des installations	173
Article 33 : Habilitation à renforcer les outils et les pouvoirs de l'autorité de sûreté nucléaire.....	174
Article 34 : Habilitation à transposer la directive 2011/70 Euratom du Conseil du 19 juillet 2011	178
TITRE VII SIMPLIFIER ET CLARIFIER LES PROCEDURES POUR GAGNER EN EFFICACITE ET EN COMPETITIVITE	183
CHAPITRE IERSIMPLIFICATION DES PROCEDURES.....	183
Article 35 : Amélioration de la participation du public sur les projets d'infrastructures linéaires énergétiques.....	183
Article 36 : Compétence des gestionnaires des réseaux publics d'électricité en mer	187
Article 37 : Simplifier l'atterrage de câbles de transport d'énergie	188
Article 38 : Mesures de clarification de la partie législative du code de l'énergie.....	190
CHAPITRE II REGULATION DES MARCHES ET DES TARIFS DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ.....	192
Article 39 : Compétence explicite à la CRE pour approuver les méthodologies de fixation des coûts des S3REnR.....	192
Article 40 : Dispositions complémentaires pour la mise en œuvre du marché de capacité.....	193
Article 41 : Construction tarifaire des tarifs d'électricité par empilement des coûts.....	196
Article 42 : Evolution de la tarification des réseaux (volet économique du TURPE)	198
Article 43 : Evolution de la tarification des réseaux pour améliorer la compétitivité des industriels électro-intensifs.....	204
MODALITES D'APPLICATION	205
Article 44 : Développement de l'effacement de consommation.....	205
Article 45 : Tarif de cession pour fourniture des offres transitoires de continuité.....	208
CHAPITRE III HABILITATIONS	210
1. Article 46 habilitation à légiférer par ordonnance pour diverses dispositions techniques.....	210
Article 47 : Mise en cohérence du code de l'énergie en vue de la codification de la partie réglementaire.....	229
TITRE VIII DONNER AUX CITOYENS, AUX ENTREPRISES, AUX TERRITOIRES ET A L'ETAT LE POUVOIR D'AGIR ENSEMBLE.....	232
CHAPITRE IER OUTILS DE LA GOUVERNANCE NATIONALE DE LA TRANSITION ENERGETIQUE : PROGRAMMATION, RECHERCHE ET FORMATION	232
Article 48 : Budgets carbone et stratégie nationale bas-carbone.....	232
Article 49 : Programmation pluriannuelle de l'énergie	236
Article 50 : Réforme du calcul et de la gouvernance de la CSPE	238
Article 51: amélioration de l'accès aux données de production et consommation d'énergie	242
Article 52 : Adaptation des politiques de l'emploi aux mutations liées à la transition écologique et énergétique	244
Article 53 : La recherche et l'innovation pour la politique énergétique	244
Article 54 : Missions des opérateurs énergétiques publics.....	246
CHAPITRE II LE PILOTAGE DE LA PRODUCTION D'ELECTRICITE	248

PLTE - Etude d'impact

<i>Article 55: Modification du régime d'autorisation d'exploiter au titre du code de l'énergie et plan stratégique des exploitants produisant plus du tiers de la production nationale d'électricité</i>	<i>248</i>
CHAPITRE III LA TRANSITION ENERGETIQUE DANS LES TERRITOIRES	253
<i>Article 56 : Plan climat-air-énergie territorial</i>	<i>253</i>
<i>Article 57 : Service public communal de chaleur et de froid.....</i>	<i>259</i>
<i>Article 58 : Droit à l'expérimentation locale afin de permettre d'offrir au gestionnaire de réseau de distribution un service de flexibilité locale.....</i>	<i>261</i>
<i>Article 59 : Déploiement expérimental de réseaux électriques intelligents – habilitation à procéder par ordonnance.....</i>	<i>263</i>
<i>Article 60 : Création d'un chèque énergie.</i>	<i>264</i>
CHAPITRE IV DISPOSITIONS SPECIFIQUES AUX OUTRE-MER ET AUX AUTRES ZONES NON INTERCONNECTEES	268
<i>Article 61 Objectifs particuliers de la politique énergétique dans ces territoires</i>	<i>268</i>
<i>Article 62 Habilitation énergie pour la Martinique et la Guadeloupe</i>	<i>268</i>
<i>Article 63 : SRCAE et SAR</i>	<i>272</i>
<i>Article 64 : Couverture des coûts échoués des études pour des projets dans les zones non interconnectées</i>	<i>274</i>
ANNEXES	276
ANNEXE 1 : LES CONDITIONS D'APPLICATION DANS LES OUTRE-MER DU PROJET DE LOI DE PROGRAMMATION POUR LA TRANSITION VERS UN NOUVEAU MODELE ENERGETIQUE.....	276
ANNEXE 2 : CONSULTATIONS.....	278
ANNEXE 3 : LISTE DES TEXTES D'APPLICATION.....	282

**TITRE I DEFINIR LES OBJECTIFS COMMUNS POUR REUSSIR LA
TRANSITION ENERGETIQUE, RENFORCER L'INDEPENDANCE
ENERGETIQUE DE LA FRANCE ET LUTTER CONTRE LE
RECHAUFFEMENT CLIMATIQUE**

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 serre 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 objectifs ainsi fixés aux horizons 2030 et au delà ne reviennent sur aucune des options correspondant aux engagements communautaires et internationaux de la France à l'horizon 2020, respectivement dans le cadre du paquet énergie climat et au titre de la seconde période d'engagement du protocole de Kyoto. Au contraire, c'est l'approfondissement des objectifs fixés à l'horizon 2020 en termes de développement des énergie renouvelables (23 % à l'horizon 2020), de réduction des émissions de gaz à effet de serre (notamment la réduction de 14 % par rapport à 2005 des émissions non couvertes par le système communautaire d'échange de quotas d'émissions) et d'efficacité énergétique (diminution significative de la consommation d'énergie), qui est recherché¹. Y est ajouté un objectif de diversification du mix de production électrique.

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).

¹ L'objectif indicatif de consommation énergétique que s'est fixé la France à l'horizon 2020 (131,4 Mtep) porte sur un périmètre plus restreint que les consommations d'énergie finale présentées ci-dessous puisqu'il ne couvre pas le transport aérien international.

PLTE - Etude d'impact

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

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 2030.

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%		

Consommation énergétique (Mtep)	2012	2020	2030	2030 / 2012	Mix 2030
Produits pétroliers TOTAL	67	64	63	-7%	
Pétrole	65	59	58	-11%	92%
Biocarburants et biogaz	3	5	5	85%	8%
Electricité TOTAL	38	40	44	16%	
Nucléaire	29	29	31	9%	71%
Fioul	0	0	0	-17%	1%
Combiné gaz	2	1	2	-3%	4%
Charbon	1	1	1	-56%	1%
Eolien, hydrolien	1	2	3	151%	6%
Solaire	0	1	1	210%	2%
Hydraulique et step	4	6	6	45%	14%
Cogénération	0	1	1	82%	2%
Gaz et autres TOTAL	44	44	48	8%	
Gaz naturel	32	31	31	-3%	66%
Bois	10	11	12	25%	25%
Autres	3	2	5	69%	2%
Charbon	5	5	6	22%	
TOTAL consommation énergétique (Mtep)	154	154	160	4%	
TOTAL y.c. hors énergétiques (Mtep)	166	167	175	5%	

Facture énergétique (en niveau)	2012	2020	2030	2030 / 2012
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%

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.

PLTE - Etude d'impact

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
Produits pétroliers TOTAL	67	61	49
Pétrole	65	56	43
Biocarburants et biogaz	3	5	5
Electricité TOTAL	38	40	40
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
Gaz et autres TOTAL	44	43	42
Gaz naturel	32	28	19
Bois	10	13	14
Autres	3	2	8
Charbon	5	5	6
TOTAL consommation énergétique (Mtep)	154	149	136
TOTAL y.c. hors énergétiques (Mtep)	166	162	150

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%	

Facture énergétique (en niveau)	2012	2020	2030
Ménages (part du revenu disponible)	6.7%	6.6%	6.8%
Facture énergétique de la France (Md€ constants)	68.7	69.2	64.1

2030 / 2012
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.

Principales hypothèses retenues et approche de modélisation employée

Approche de modélisation

Un modèle macroéconomique multisectoriel 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 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, 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 gaz à effet de serre énergétique (y compris les sources internationales) et les émissions de gaz à effet de serre induites par les procédés industriels. Sont donc exclues les émissions de méthane et de N₂O de l'agriculture et des installations de stockage de déchets, etc.

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.

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),

Hypothèses sectorielles structurantes

1. 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,...).

2. 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.

3. 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.

4. 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 MIEUX RENOVER LES BATIMENTS POUR ECONOMISER
L'ENERGIE, FAIRE BAISSER LES FACTURES ET CREER DES EMPLOIS**

Article 3 : Lever les freins à l'isolation des bâtiments en matière d'urbanisme

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 3 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 20 cm 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.

PLTE - Etude d'impact

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 4 : Favoriser le développement de bâtiments à haute performance énergétique et environnementale

Conforter le développement des bâtiments à haute performance énergétique (I et II)

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

PLTE - Etude d'impact

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.

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.

Extension des bonus de constructibilité prévus à l'article L. 128-1 du code de l'urbanisme aux constructions à haute performance environnementale (III)

Diagnostic

Le secteur du bâtiment est un grand consommateur de ressources naturelles qui englobent les matières premières telles que les combustibles et matériaux, mais également l'eau, le sol et l'air. Le bâtiment exerce ainsi des pressions et des dommages sur les écosystèmes tels que tous les enjeux environnementaux sont concernés, par exemple :

- Energie : 43% de la consommation d'énergie finale totale (70 millions de tonnes d'équivalent pétrole/an). Premier secteur (résidentiel-tertiaire) consommateur d'énergie ;
- Changement climatique : 25% des émissions de CO₂ (120 millions de tonnes de CO₂/an). Deuxième secteur après le transport ;
- Ressources en eau : 17% des prélèvements en eau potable (sur un total de 33,4 milliards de m³ d'eau prélevée (soit 5,7 milliards de m³ en 2009) : deuxième usage après la production d'électricité ;
- Déchets : 253 millions de tonnes de déchets par an générés par le BTP, dont 15% pour le bâtiment : deuxième secteur après les travaux publics ;

Par ailleurs, diminuer l'impact de la construction d'un bâtiment sur un de ces enjeux peut entraîner une augmentation de son impact sur un autre enjeu.

Il se développe donc actuellement une approche globale de la performance environnementale du bâtiment, ainsi que des démarches d'éco-conception.

Il convient d'encourager ces démarches, au vu des bénéfices environnementaux qu'elles apportent.

En effet, peu de maîtres d'ouvrage se lancent actuellement dans une démarche d'éco-conception, pour construire des bâtiments à faible impact environnemental. Or, il est

PLTE - Etude d'impact

nécessaire d'inciter à la construction de ce type de bâtiments, car ils permettent la baisse des impacts évoqués ci-dessus (notamment consommation de matières premières, émission de gaz à effet de serre, production de déchets, etc.) et poursuivent ainsi des objectifs d'intérêt général.

Mesure retenue

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 dont les impacts environnementaux sont réduits non seulement sur les ressources énergétiques mais également sur le changement climatique, les ressources en eau et les déchets.

Impacts

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 à favoriser le développement de bâtiments à faible impact environnemental. En ce sens il n'impose pas de norme juridiquement contraignante.

Depuis une dizaine d'années, on assiste à une montée en puissance des industriels et de certains professionnels de la filière du bâtiment, appuyés par les acteurs du monde de l'expertise et de la recherche, sur la question de la réduction de tous les impacts environnementaux.

L'approche méthodologique sous-jacente de la performance environnementale s'appuie sur l'Analyse de Cycle de Vie (ACV). Il s'agit d'une démarche scientifique déclinée selon un ensemble de normes internationales et européennes très largement employées dans l'industrie car elle permet de réaliser une évaluation environnementale multicritère objective et quantifiée d'un objet (produit, bâtiment,...) sur tout son cycle de vie c'est-à-dire de l'extraction des ressources à la mise en décharge en fin de vie et de mieux maîtriser les coûts associés.

L'approche en termes de performance environnementale se développe dans le secteur du bâtiment. Elle permet en particulier :

- D'exprimer un profil environnemental du bâtiment sur son cycle de vie basé sur des indicateurs d'impacts multicritères objectivés et quantifiés ;
- De réduire les impacts environnementaux d'un projet de construction par la pratique de l'éco-conception et de maîtriser ainsi les transferts d'un impact à un autre ;

Le lancement des travaux pour la création d'une étiquette environnementale des bâtiments a fait l'objet d'une première réunion avec l'ensemble des acteurs concernés le 30 juin 2014. Ces travaux ont pour but d'aboutir à une étiquette environnementale tout début 2015. Cette démarche est progressive et volontaire. Elle permettra d'encadrer les allégations environnementales et de mieux définir les attendus des outils d'évaluation de la performance environnementale des bâtiments.

PLTE - Etude d'impact

Il est prévu d'organiser parallèlement à la mise en place de l'étiquette un suivi des coûts de construction. La construction de ce type de bâtiments peut en effet présenter à ce stade des surcoûts, tant en termes d'ingénierie qu'à la construction.

Article 5 : Améliorer la performance énergétique des bâtiments en cas de travaux de ravalement, de toiture ou d'aménagement de nouvelles pièces

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 relative à la transition énergétique pour la croissance verte 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).

PLTE - Etude d'impact

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 (633m²) 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.

PLTE - Etude d'impact

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 élt	Niveau CIDD	Niveau RT élt	Niveau CIDD
Taux de chute =	10,00%	24 000	30 000	37 000	62 000
Nombre de ravalements supplémentaires avec isolation (par an)		54 000		99 000	
		153 000			

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

PLTE - Etude d'impact

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 500 M et 1 Md 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%			
Nombre de réfections de toiture supplémentaires avec isolation (par an)		55 000	82 000	0	0
		137 000		0	
		137 000			

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 rencontrer²:

- 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>

² Fiche pathologie sur les complexes d'isolations par l'extérieur sur <http://www.qualiteconstruction.com>

PLTE - Etude d'impact

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	Base				● ● ●	
	E-E				● ● ●	
Isolation par l'extérieur	E-P				● ● ●	
	P-E				● ● ●	
	P-P				● ● ●	
	E-E				○ ○ ○	
	E-P				○ ○ ○	
Isolation par l'intérieur	P-E				○ ○ ○	
	P-P				○ ○ ○	

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)

PLTE - Etude d'impact

- 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.

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%)

Complément à l'article 24 de la loi n° 65-557 du 10 juillet 1965 fixant le statut de la copropriété des immeubles bâtis

Diagnostic

La loi n° 65-557 du 10 juillet 1965 fixant le statut de la copropriété des immeubles bâtis prévoit à l'article 25 qu'à moins qu'ils ne relèvent de la majorité prévue par l'article 24, les travaux d'économies d'énergie ou de réduction des émissions de gaz à effet de serre sont votés à la majorité des voix de tous les copropriétaires.

Cette règle de majorité, qui n'est pas la plus souple des majorités prévues par la loi du 10 juillet 1965, peut être de nature à bloquer le processus décisionnel pour les opérations d'amélioration de l'efficacité énergétique à l'occasion de travaux affectant les parties communes.

Objectif

L'objectif des dispositions proposées est de faciliter la prise de décision par les copropriétés en matière de travaux sur les parties communes afin d'améliorer l'efficacité énergétique des immeubles soumis au statut de la copropriété.

Mesure retenue

Il est proposé de soumettre les travaux d'amélioration de l'efficacité énergétique sur les parties communes à un vote à la majorité des voix exprimées des copropriétaires présents ou représentés, telle que prévue à l'article 24 de la loi du 10 juillet 1965 précitée. Cette majorité est plus souple que celle prévue à l'article 25 de la même loi actuellement applicable pour de tels travaux.

Impacts

A Economiques

Cette mesure est de nature à augmenter les travaux engagés dans le parc d'immeubles soumis au statut de la copropriété. Elle pourrait donc avoir un impact positif sur l'économie des entreprises du bâtiment, même si modéré.

B Budgétaires

Il existe des aides de l'Etat dédiée au financement de la performance énergétique des logements telles que l'éco-prêt à taux zéro, la prime rénovation énergétique, et le crédit d'impôt développement durable. Le Gouvernement ne dispose pas des données nécessaires pour mesurer une éventuelle hausse de aides distribuées, mais il semble peu probable que cette dernière soit significative.

Article 6 : Tiers financement pour la rénovation énergétique

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.

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 trois piliers principaux :

- **la TVA à taux réduit de 5,5%** pour les travaux de rénovation thermique dans le logement ;
- **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 ;
- **le plan de rénovation énergétique de l'habitat (PREH)** accélérera la rénovation du parc de logements existants 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) pour le parc privé et

PLTE - Etude d'impact

éco-prêt logement social (Eco-PLS) / dégrèvement de TFPB pour le parc public. Ces dispositifs devraient générer des économies de 2,1 Mtep en 2020.

Mesure retenue

La mesure retenue a pour objet de clarifier le cadre juridique des mécanismes de tiers-financement portés par les sociétés de tiers financement instaurées par les articles L. 381-1 et L. 381-2 du code de la construction et de l'habitation, issus de l'article 124 de la loi du 24 mars 2014 pour l'accès au logement et un urbanisme rénové (« ALUR »).

Le service de tiers-financement, qui a pour objet d'offrir une solution de financement à des opérations de rénovation énergétique, pourra ainsi être fourni par ces sociétés de tiers-financement soit directement, si elles disposent de l'agrément prévu par le code monétaire et financier pour l'exercice des activités de crédit, soit via des conventions conclues avec des établissements de crédit ou sociétés de financement. Dans ce cas, les modalités de rémunération de la société de tiers-financement par les banques seront fixées dans une convention entre les deux partenaires.

Impacts

La précision du cadre juridique du tiers-financement contribuera à leur sécurisation et donc *in fine* au développement de ce mécanisme qui doit permettre de décupler le nombre de projet de rénovation thermique des logements. La structuration de ses sociétés de tiers-financement autour de collectivités et/ou d'acteurs privés constitue un levier important pour atteindre les objectifs de rénovation, en améliorant l'adaptation du service rendu aux propriétaires de logement.

La mesure n'a pas d'impact budgétaire direct mesurable, dans la mesure où le mécanisme du tiers-financement a pour objectif de financer les projets de rénovation grâce à l'apport de ressources principalement privées et la mobilisation des aides déjà existantes. Outre les bénéfices environnementaux liés aux économies d'énergies et à la réduction des émissions de gaz à effet de serre, la mesure retenue 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 7 : Equipement des réseaux d'électricité, de gaz et de chaleur en compteurs

Réseaux d'électricité et de gaz.

Diagnostic

Pour l'électricité, le manquement à l'obligation de mise en œuvre de compteurs communicants requis par l'article L. 341-4 du code de l'énergie, résultant de la transposition de l'annexe A de la directive 2009/72 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.

PLTE - Etude d'impact

Conformément à l'article L453-7 du code de l'énergie, les distributeurs de gaz sont tenus de mettre en place des dispositifs de comptage inter opérables qui favorisent la participation active des consommateurs. Les projets de mise en œuvre de tels dispositifs de comptage font l'objet d'une approbation préalable par les ministres chargés de l'énergie et de la consommation, sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie fondée sur une évaluation économique et technique des coûts et bénéfices pour le marché et pour les consommateurs du déploiement des différents dispositifs.

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.

Il s'agit également de permettre de sanctionner 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

PLTE - Etude d'impact

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.

Chaleur collective

Diagnostic

La directive européenne 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique prévoit dans son article 9-3 que « Dans les immeubles comprenant plusieurs appartements et les immeubles mixtes équipés d'une installation centrale de chaleur/ froid ou alimentés par un réseau de chaleur ou une installation centrale desservant plusieurs bâtiments, des compteurs individuels de consommation sont également installés d'ici au 31 décembre 2016 pour mesurer la consommation de chaleur, de froid ou d'eau chaude de chaque unité, lorsque cela est techniquement possible et rentable. Lorsqu'il n'est pas rentable ou techniquement possible d'utiliser des compteurs individuels pour mesurer la consommation de chaleur, des répartiteurs des frais de chauffage individuels sont utilisés pour mesurer la consommation de chaleur à chaque radiateur, à moins que l'État membre en question ne démontre que l'installation de tels répartiteurs n'est pas rentable. Dans ces cas, d'autres méthodes rentables permettant de mesurer la consommation de chaleur peuvent être envisagées. ».

L'article L 241-9 du code de l'énergie permet de transposer cette disposition en prévoyant que tout immeuble collectif pourvu d'un chauffage collectif doit comporter, quand la technique le permet et que cela est économiquement viable, une installation qui détermine la quantité de chaleur utilisée par chaque logement. Cette installation est composée d'appareils de mesure de la quantité de chaleur qui permettent de connaître la consommation de chauffage de chaque logement. La réglementation qui découle de cette loi a été actualisée en 2012 afin de mieux répondre aux besoins actuels car les textes précédents, datant de 1991, étaient devenus obsolètes.

Cependant l'article 13 de la directive citée ci-dessus impose aux États Membres de prévoir un régime de sanctions « effectives, proportionnées et dissuasives », ce qui n'est pas le cas dans la réglementation actuelle. Il est donc nécessaire de prendre les mesures nécessaires avant le 5 juin 2014, date pour laquelle la directive doit être transposée en droit interne.

Objectifs poursuivis

L'obligation d'individualiser les frais de chauffage pour les immeubles collectifs à chauffage commun sauf dans le cas d'impossibilité technique ou d'un coût excessif a été introduite par l'article 4 de la loi n°74-908 du 29 octobre 1974 relative aux économies d'énergie, codifié au L.241-9 du Code de l'énergie, afin de responsabiliser les occupants à leur consommation réelle. Contrairement à une répartition des consommations aux tantièmes, il est alors possible de lier directement sa facture énergétique avec son comportement au quotidien. Il s'agit de faire prendre conscience aux occupants de l'impact de certaines de leurs actions, et de les inciter à adapter leurs consommations à leur juste confort pour engendrer des économies d'énergie.

La mise en place de sanctions en cas de non-respect des obligations permettra ainsi de veiller à une meilleure mise en œuvre des dispositions.

PLTE - Etude d'impact

Mesure retenue

L'introduction de sanctions relatives à l'individualisation des frais de chauffage et imposée par la directive 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique imposait de recourir à une loi.

Une première option avait été étudiée qui consistait à laisser à l'autorité administrative compétente le choix à l'issue de la mise en demeure entre consigner une somme restituée au fur et à mesure de la réalisation des travaux, faire procéder d'office aux travaux, et obliger au paiement d'une amende.

Finalement, dans un but de simplification administrative, seul le paiement d'une amende a été retenu.

Etude des impacts

La mise en place de sanction a pour but une meilleure application de la réglementation existante sur l'individualisation des frais de chauffage. Les impacts de cette mesure sont donc liés à la mise en place de la réglementation qu'à l'instauration de sanctions en elle-même.

A Impacts environnementaux

L'individualisation des frais de chauffage vise à une responsabilisation des occupants à leurs consommations. Il s'agit ainsi de leur faire prendre conscience des conséquences de leurs actions sur leur facture énergétique. Une étude expérimentale relative à l'installation d'appareils de mesure dans plusieurs immeubles copilotée par l'ADEME et le Syndicat de la Mesure conclut à un gain moyen de 15 % sur la facture. Le choix qui a été retenu pour l'élaboration de la réglementation a été celui de la prudence en considérant un gain de 10 %. D'un point de vue environnemental, ceci permettra donc en réduisant les consommations énergétiques, de diminuer les émissions de gaz à effet de serre.

B Impacts économiques

Environ 5,1 millions de logements en immeubles collectifs sont pourvus d'un système collectif de chauffage. Pour assurer une rentabilité de la mesure, il a été décidé de faire en sorte que les investissements soient amortis sur une durée maximale de 10 ans (durée de vie moyenne d'un robinet thermostatique). Ainsi, un seuil de consommation au-delà duquel les immeubles sont soumis à l'obligation a été déterminé en fonction de la nécessité ou non d'installer des robinets thermostatiques (150 kWh/m²SHAB.an et 190 kWh/m²SHAB.an pour les immeubles collectifs dont moins de 20 % des émetteurs de chaleur sont équipés d'organes de régulation en fonction de la température intérieure de la pièce).

Il a alors été estimé qu'un tiers serait dans l'impossibilité technique de mettre en place l'obligation, et qu'un autre tiers serait exclus de l'obligation après comparaison de la consommation réelle avec le seuil de déclenchement. Il reste donc 1,7 millions de logements concernés.

Compte tenu des installations de chauffage existantes, la solution de comptage majoritairement installée est le répartiteur, appareil de mesure directement fixé au radiateur. Pour un radiateur, le coût initial de pose d'un répartiteur est de 7 € TTC. Ce à quoi il faut ajouter selon les cas le coût du robinet thermostatique estimé à 100 €TTC/radiateur.

PLTE - Etude d'impact

Pour un logement moyen (66m² d'après l'INSEE) disposant d'un émetteur de chaleur pour 15m², le coût initial d'investissement est estimé à un peu moins de 31€ si les robinets thermostatiques sont déjà présents, près de 370 € dans le cas contraire.

A cela, il faut ajouter un coût de fonctionnement qui correspond au prix annuel du contrat de location, entretien et maintenance ainsi que celui lié à la gestion par le propriétaire de l'immeuble ou le syndic de copropriété. Le coût de fonctionnement a été estimé à environ 48 € TTC pour un logement moyen.

Le coût direct annuel par logement sur la période de 10 ans s'élève donc à 51€ TTC si les robinets thermostatiques sont déjà présents, près de 85 € TTC dans le cas contraire.

Donc pour l'ensemble du parc, le coût direct annuel est compris entre 86 et 145 M€ TTC.

Les seuils ayant été déterminés de façon à ce que la mise en place de cette individualisation soit au moins rentable sur 10 ans, le gain annuel sur la facture énergétique est au moins égal au coût direct annuel.

C Impacts budgétaire et financier

Comme expliqué précédemment, il a été décidé d'exclure du dispositif les immeubles pour lesquels la mise en œuvre de cette réglementation ne permettrait pas un retour sur investissement dans les 10 ans. Par conséquent des seuils de consommations déclencheurs ont été fixés pour permettre au moins une compensation des dépenses liées à l'individualisation.

D Impacts sociaux

En offrant aux occupants la possibilité de baisser leurs charges en adoptant un comportement plus économe, ceci leur permettra de diminuer la part de leur revenu consacrée aux dépenses énergétiques, ce qui sera notamment déterminant pour les ménages en situation de précarité énergétique.

E Impacts sur les collectivités territoriales

Celles qui sont propriétaires d'immeubles collectifs chauffés collectivement sont concernées. Parmi les 5,1 millions de logements en immeuble collectif pourvus d'un système de chauffage, 1,1 millions sont gérés par des OPH liés à des collectivités locales. En reprenant les hypothèses détaillées ci-dessus, le coût direct annuel pour ces logements est environ compris entre 19 et 32 M€ TTC. Et le gain annuel sur les factures est au moins égal à ce coût.

F Impacts sur l'emploi public

Les seuls impacts sur l'emploi public de la mise en place de sanctions seront liés à la mise en place de cette nouvelle activité de contrôle, en termes de temps passé. La directive n'impose cependant pas de volume minimum de contrôle.

Insertion juridique du projet

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

PLTE - Etude d'impact

La directive 2012/27/UE impose par son article 13 de mettre en place des sanctions « effectives, proportionnées et dissuasives » pour la disposition qu'elle prévoit à l'article 9 paragraphe 3. Actuellement, aucune sanction n'a été prévue dans le cadre de la réglementation française existante sur l'individualisation des frais de chauffage, il est donc nécessaire d'y remédier avant le 5 juin 2014 pour transposer complètement les dispositions de cette directive.

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

Le décret n°2012-545 du 23 avril 2012 relatif à la répartition des frais de chauffage dans les immeubles collectifs pris pour l'application de l'article L.241-9 du Code de l'énergie stipule que la mise en œuvre de l'individualisation des frais de chauffage doit être réalisée avant le 31 mars 2017. Les sanctions seront alors effectives à partir de cette date.

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

Les collectivités d'outre-mer ne sont pas exclues du dispositif.

Article 8 : Réforme du dispositif des certificats d'économies d'énergie en vue de la troisième période d'obligations (2015-2017)

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^{er} 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 :

PLTE - Etude d'impact

- de simplifier le dispositif, 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.

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 :

- 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 qui proposent 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 logistique et de mobilité économes en énergies fossile ;
- 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'acquérir des CEE sur le marché.

Étude des impacts

A Impacts environnementaux

L'objectif de la première période (54 TWh du 1^{er} juillet 2006 au 30 juin 2009) a été largement dépassé : au 1^{er} 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^{er} 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 MtCO₂ 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

PLTE - Etude d'impact

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'Energie 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'Energie 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, 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

PLTE - Etude d'impact

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.

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 ;

PLTE - Etude d'impact

- 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).

B Modalités d'application dans le temps des dispositions envisagées

Les dispositions entreront en vigueur de manière immédiate, au cours 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 :

- deux décret en Conseil d'État : un venant modifier le décret relatif aux obligations d'économies d'énergie, et un sur la délivrance de CEE ;
- deux arrêtés : le premier fixant la liste des éléments d'une demande de CEE, le deuxième 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'Energie et du Climat. Ces documents ont été mis en consultation publique jusqu'au 30 avril 2013.

Un rapport de la Cour des Comptes a été publié le 16 octobre 2013 : il a confirmé l'efficacité du dispositif.

Enfin, 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 DEVELOPPER LES TRANSPORTS PROPRES POUR AMELIORER LA QUALITE DE L'AIR ET PROTEGER LA SANTE

CHAPITRE IER EFFICACITE ENERGETIQUE ET ENERGIES RENOUVELABLES DANS LES TRANSPORTS

Article 9 : Favoriser le déploiement des véhicules propres dans les flottes publiques et permettre l'expérimentation des véhicules innovants à délégation de conduite.

I Développement des véhicules électriques et véhicules propres.

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 peu émetteurs. 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 fonctionnant à l'énergie électrique, au gaz de pétrole liquéfié, ou au gaz naturel ». 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.

Concernant plus spécifiquement les services de l'Etat, dans le cadre du Plan de soutien à la filière automobile en 2012, la circulaire 6520-SG de décembre 2012 prévoit le respect d'un objectif spécifique de 25% de véhicules électriques et hybrides (non-rechargeables) sur le total d'achats publics effectués chaque année. Cette mesure a été appliquée avec succès. En 2013, l'objectif de 25% a été dépassé, avec 1 271 véhicules (représentant 29 % des véhicules achetés par l'Etat en 2013), contre 69 en 2012 (source : cabinet MRP).

Les retours d'expérience montrent que ces deux mesures peuvent être renforcées et approfondies pour certaines catégories de parcs et de véhicules.

Objectifs poursuivis

Le présent article consiste à :

§ renforcer les objectifs d'équipement en véhicules propres. Les véhicules propres sont définis comme les véhicules électriques ou hybrides rechargeables, ainsi que tous les véhicules à très faible niveau d'émission de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques. Ce niveau est inférieur à des seuils fixés par décret.

§ Étendre le dispositif aux véhicules de plus de 3,5t, selon des modalités adaptées.

PLTE - Etude d'impact

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 gérés directement par l'Etat, ses établissements publics, ainsi que dans ceux gérés par les collectivités.

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 extension de la disposition prévue à l'article L318-2 du code de la route concernant l'équipement en véhicules propres de l'Etat, de ses établissements publics, et des collectivités et un renforcement du Plan de soutien à la filière automobile de 2012. La mesure consiste aussi à moderniser les dispositions actuelles du code de la route visant les autres opérateurs publics, en la recentrant sur les véhicules vraiment propres, alors que l'écart d'émissions CO2 entre les véhicules au gaz et les véhicules standards du marché s'est progressivement réduit.

Les véhicules propres sont définis comme les véhicules électriques ou hybrides rechargeables, ainsi que tous les véhicules à très faible niveau d'émission de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques. Ce niveau est inférieur à des seuils fixés par décret.

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

L'obligation est fixée à 50% des achats automobiles pour l'Etat et ses établissements publics, et à 20% pour les autres opérateurs publics.

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 notamment 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.

Une estimation haute du coût pour l'Etat peut être faite en supposant que les véhicules propres acquis sont uniquement des véhicules hybrides électriques ou hybrides rechargeables, considérant que les autres types de véhicules sont moins chers.

En 2010, le parc automobile de l'Etat ciblé par la loi s'élevait à 70 000 véhicules de l'Etat et des opérateurs. (Cette disposition ne s'impose pas aux véhicules utilisés pour des missions opérationnelles, notamment ceux de la défense nationale, de la police, de la gendarmerie et de la sécurité civile, aux ambulances ainsi qu'aux véhicules d'intervention et d'exploitation routière. Ces véhicules représentent un peu plus de la moitié de la totalité du parc de véhicule de l'Etat.) 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 ciblé s'élève donc, en 2013, à environ 55 000 véhicules.

Suite à l'introduction de cette mesure, en supposant que le parc reste stable à l'horizon 2020 et que chaque véhicule est en moyenne renouvelé tous les cinq ans (hypothèse fondée sur les rythmes de renouvellement généralement constatés à ce jour, notamment au niveau des entreprises), 50% de cette flotte se composera de véhicules électriques et hybrides, pour un total de 27 500 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 110 M€ d'ici 2020. Il s'agit d'un majorant du coût de la mesure, ne prenant pas en compte la partie des véhicules propres dans les achats que l'Etat et ses services réalisent d'ores et déjà. Cette estimation repose en outre sur une hypothèse de parc constant, alors que dans la réalité les réductions de flotte déjà entamées depuis 2010 vont se poursuivre à l'avenir, même si avec un niveau d'intensité moindre qu'au cours des trois dernières années.

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 (source : MERPN).

PLTE - Etude d'impact

Toutefois, dans les achats de véhicules faits par l'Etat en 2013, seulement 308 véhicules étaient des véhicules électriques (soit 7% environ des achats) et 963 des véhicules hybrides non rechargeables. Ainsi, si l'on prend en compte la part des véhicules propres dans les achats de l'Etat, tout en conservant l'hypothèse majorante d'acquisition de véhicules électriques et hybrides rechargeables, le surcoût par rapport à l'objectif actuel de 25% (comprenant également des véhicules non rechargeables) s'évalue à environ **30 M€** sur la période 2016-2020, calculés de la manière suivante :

- 22 M€ pour l'achat de 25% de véhicules électriques supplémentaires par rapport à l'objectif du Plan de 2012. Ces véhicules sont aujourd'hui des véhicules thermiques et le surcoût de leur remplacement par un véhicule électrique ou hybride rechargeable est estimé à 4000 € par véhicule. Cela donne un surcoût global de 3,7 M€ par an soit 18,4 M€ sur la période 2016-2020.
- 8 M€ dû au recentrage de la mesure sur les véhicules électriques et hybrides les plus performants. Aujourd'hui, le respect de l'objectif existant de 25% est assuré à 76% par l'achat de véhicules non rechargeables. Le surcoût de leur remplacement par des véhicules rechargeables est estimé à 2000 € par véhicule. Cela donne un surcoût global de 1,6 M€ par an soit 8 M€ sur la période.

Pour les autres opérateurs publics, il s'agit de permettre une évolution progressive du périmètre de la mesure existante, au travers du décret qui définira précisément la notion de véhicules propres.

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'Etat

Les services de l'Etat, gestionnaires d'un parc automobile de plus de 20 véhicules, sont concernés par cette mesure car ils devront, au renouvellement de leur parc, s'équiper à hauteur de 50% en véhicules propres et ce pour l'ensemble de leurs flottes.

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

F Impacts sur l'ordre juridique interne

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) est modifié.

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

II Permettre l'expérimentation des véhicules innovant à délégation de conduite.

Diagnostic initial et justification de l'action

La mobilité a aujourd'hui un coût important en France en termes :

- d'insécurité routière : 3300 personnes meurent sur la route et 75 000 s'y blessent chaque année, d'après le bilan établi par l'Observatoire National Interministériel de la Sécurité Routière. Au-delà de l'impact social, cette insécurité routière représente un coût de 23 milliards d'Euros par an;
- de disparité de dessertes des territoires : en moyenne, les français effectuent 3,6 déplacements par jour. Les comportements de mobilité sont directement influencés par les disparités de desserte des territoires, en particulier par le déficit marqué des offres de transport dans les territoires périurbains et les banlieues.
- de congestion : le parc automobile français est passé de 28 millions de véhicules en 1990 à 38 millions en 2012, selon les données recueillies par l'Insee⁴. La congestion automobile est la cause de nombreux problèmes sociétaux : perte de temps, fatigue et un stress induits pour les conducteurs dans ces situations et qui ont un impact variable sur la santé.

Au niveau international, l'enjeu principal est de permettre une mobilité fluide dans un contexte d'urbanisation rapide. Aujourd'hui, plus de 50% de la population mondiale vit dans les villes, et d'ici 2050, cette proportion va encore augmenter. En Europe, ce sera 85% de la population qui vivra dans les villes en 2050. Les pressions sur la mobilité sont donc fortes, et les questions liées à la congestion (le nombre de voitures va passer de 700 millions aujourd'hui à 3 milliards en 2050), à l'explosion de la demande de transport public et à la maîtrise des coûts de la mobilité vont être décuplées

Dans ce contexte, les solutions de mobilité rentrent dans une phase de transformation profonde dans laquelle le véhicule autonome apparaît comme une solution incontournable. Le développement de ces nouveaux véhicules est désormais envisageable, car les progrès technologiques dans le domaine des aides à la conduite (amélioration des performances des capteurs, sophistication des algorithmes, précision de la localisation,...) et de la connectivité ont été conséquents ces dernières années.

Les expérimentations déjà réalisées et les initiatives liées au véhicule autonome sont nombreuses à travers le monde et suscitent un vif intérêt auprès des consommateurs, ainsi que des acteurs publics et privés. Elles montrent son potentiel à travers la forte attente des consommateurs d'une part, et la diversité des applications envisagées d'autre part.

En France, ces expérimentations sont notamment portées par la feuille de route sur les véhicules autonomes qui s'inscrit dans le cadre des 34 plans pour la France industrielle.

Objectifs poursuivis.

L'intégration d'acteurs publics et privés à la démarche de construction et de mise en œuvre du plan industriel « véhicule autonome » doit permettre le déploiement sur le marché français de véhicules autonomes à prix abordable dès 2020.

PLTE - Etude d'impact

Les dispositions du III de l'article 10 habilite le gouvernement à prendre par ordonnance dans les conditions prévues à l'article 38 de la Constitution toute mesure relevant du domaine de la loi afin de favoriser dans des conditions sécurisées l'expérimentation de la circulation sur voie publique de véhicules innovants à délégation de conduite.

Cette habilitation doit notamment permettre de modifier les dispositions des codes de la route, de la voirie routières et des transports relatives à la sécurité des personnes, aux régimes de responsabilités et à l'exercice des compétences en matière de services de transport et de mobilité des autorités organisatrices de la mobilité, les régions, les départements et les syndicats mixtes cités à l'article L. 1231-10 du code des transports exerçant au moins une des compétences mentionnées à l'article L. 1231-11 du même code.

Les véhicules concernés sont les voitures particulières, les véhicules de transport de marchandises ou les véhicules de transport de personne.

Etudes des impacts.

Les impacts du développement des véhicules à délégation de conduite sont en cours d'analyse en particulier dans le cadre de la feuille de route.

A Impacts sociaux et environnementaux.

Des impacts positifs sont attendus en termes de réduction de l'insécurité routière, des congestions et des disparités de desserte. Une amélioration dans l'accès à la mobilité et dans la qualité de vie est attendue.

B Impacts économiques.

L'innovation portée par les véhicules à délégation de conduite va susciter l'émergence de nouvelles stratégies d'entreprise, de nouveaux modèles économiques et de nouveaux entrants du monde du numérique.

Elle impactera positivement trois filières économiques majeures :

- les constructeurs d'automobiles et de véhicules industriels qui emploient près de 10% de la population active, avec des groupes industriels, constructeurs et équipementiers de rang mondial,
- les opérateurs de transport public,
- les entreprises du numérique, en lien direct avec les filières précédentes, qui développent de nouvelles solutions en particulier en ce qui concerne les objets connectés.

C Impacts juridiques.

Les problématiques posées par la définition des responsabilités civiles et pénales sont identifiées et font l'objet d'études particulières.

Article 10 Déployer des infrastructures énergétiques dédiées pour véhicules électriques et hybrides rechargeables.

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.

PLTE - Etude d'impact

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 110 g/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 français, 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.

PLTE - Etude d'impact

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 (parking des salariés)	Pré-équipement	(Loi ALUR)	Rien	
Ensemble commercial et cinémas (parking des clients)	Pré-équipement	(Loi ALUR)	Pré-équipement sous condition	(Loi ALUR)

PLTE - Etude d'impact

			de travaux	
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 (gainés 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 seront 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 €/m² pour des bureaux et 550 €/m² 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 loi³.
- Parkings extérieurs : 828 bâtiments impactés par an, dont 299 bâtiments de service public non encore concernés par la loi⁴.
- Parkings intérieurs

Le coût du pré-équipement (gain techniques, câblages mutualisés et dispositifs de sécurité)⁵ 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.

³ 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, 1700 artisans, 2 800 commerciaux, 2 600 bureaux et 3 800 services publics. Surface moyenne de 750 m² par bâtiment pour le tertiaire et 2 000 m² pour l'industrie (extraction SOeS),
- 10.6 % de parcs de stationnement de plus de 2 000 m² (extraction SOeS), surface correspondant à 40 places de stationnement (hypothèse d'une place pour 50 m² de surface de bâtiment), ce qui correspond à 1380 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.

⁴ 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.

⁵ 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

PLTE - Etude d'impact

- Parkings extérieurs

Le coût du pré-équipement (gaines 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 bâtiments 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 bâtiments concernés	6 738 264 € HT	
	Pourcentage moyen au regard du coût de construction ⁶	0,052 %	0,12 %

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.

public ou intégrés à un immeuble de grande hauteur) n'est pas spécifiquement nécessaire dans le cadre de cette évaluation.

⁶ Coût moyen d'un bâtiment de bureau 12 500 m² x 1 250 €/m² = 15 625 000 € HT, Coût moyen d'un bâtiment industriel ou commerciale 12 500 m² x 550 €/m² = 6 875 000 € HT

PLTE - Etude d'impact

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 an⁷.
- Parkings extérieurs : 78 bâtiments impactés par ans⁸.
- 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 (gain 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.

- 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 bâtiments concernés	437 320 € HT
Bâtiments existants hors habitation, parkings	Coût moyen par place équipée	391 €
	Coût moyen par bâtiment	9 778 €

⁷ 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 m² (extraction SOeS), ce qui correspond à 40 places de stationnement (hypothèse d'une place pour 50 m² 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.

⁸ 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.

extérieurs	Coût total par an pour 78 bâtiments 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 moyens 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

PLTE - Etude d'impact

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.

Complément à l'article 24 de la loi n° 65-557 du 10 juillet 1965 fixant le statut de la copropriété des immeubles bâtis

Diagnostic

La loi n° 65-557 du 10 juillet 1965 fixant le statut de la copropriété des immeubles bâtis prévoit à l'article 25 que l'installation ou la modification des installations électriques intérieures permettant l'alimentation des emplacements de stationnement d'accès sécurisé à usage privatif pour permettre la recharge des véhicules électriques ou hybrides, ainsi que la

PLTE - Etude d'impact

réalisation des installations de recharge électrique permettant un comptage individuel pour ces mêmes véhicules, sont votées à la majorité des voix de tous les copropriétaires.

Cette règle de majorité, qui n'est pas la plus souple des majorités prévues par la loi du 10 juillet 1965, peut être de nature à bloquer le processus décisionnel pour les opérations d'amélioration de l'efficacité énergétique à l'occasion de travaux affectant les parties communes.

Objectif

L'objectif des dispositions proposées est de faciliter la prise de décision par les copropriétés en matière d'équipement des places de stationnement couvertes ou d'accès sécurisé avec des bornes de recharge pour véhicules électriques.

Mesure retenue

Il est proposé de soumettre la décision d'équiper les places de stationnement avec des bornes de recharge pour véhicules électriques à un vote à la majorité des voix exprimées des copropriétaires présents ou représentés, telle que prévue à l'article 24 de la loi du 10 juillet 1965 précitée. Cette majorité est plus souple que celle prévue à l'article 25 de la même loi actuellement applicable pour de tels travaux.

Article 11 : Accroître la part des énergies renouvelables dans les transports et mettre en place un système de surveillance de la qualité des carburants.

I Accroissement de la part des énergies renouvelables dans les transports.

Présentation synthétique de la mesure proposée

Afin de diversifier le bouquet énergétique dans le secteur des transports, il est proposé de réunir les conditions pour assurer le développement des biocarburants avancés. Un objectif d'incorporation pour les biocarburants avancés est introduit dans la programmation pluriannuelle de l'énergie afin de donner de la visibilité aux investisseurs.

1Diagnostic

L'article actuel du code de l'énergie que cette mesure propose de modifier (article L641-6) prévoit que :

« Compte tenu de leur intérêt spécifique, notamment en matière de lutte contre l'effet de serre, l'État soutient le développement des biocarburants et encourage l'amélioration de la compétitivité de la filière. A cette fin, l'État crée, notamment par l'agrément de capacités de production nouvelles, les conditions permettant de porter à 7 % dans la filière essence et à 7,7 % dans la filière gazole la part des biocarburants et des autres carburants renouvelables dans la teneur énergétique de la quantité totale d'essence et de gazole mise en vente sur le marché national à des fins de transport.

De plus, l'État crée les conditions pour que la part de l'énergie produite à partir de sources renouvelables dans tous les modes de transport en 2020 soit égale au moins à 10 % de la consommation finale d'énergie dans le secteur des transports. Les modalités de calcul de ce taux sont fixées par voie réglementaire. »

Cet article a été créé par la loi de 2005 fixant les orientations de la politique énergétique puis modifié par l'ordonnance n° 2011-504 du 9 mai 2011 portant codification de la partie législative du code de l'énergie. « *Compte tenu de leur intérêt spécifique, notamment en matière de lutte contre l'effet de serre, l'État soutient le développement des biocarburants et encourage l'amélioration de la compétitivité de la filière. A cette fin, l'État crée, notamment par l'agrément de capacités de production nouvelles, les conditions permettant de porter à 5,75 % au 31 décembre 2008, et à 7 % au 31 décembre 2010 la part des biocarburants et des autres carburants renouvelables dans la teneur énergétique de la quantité totale d'essence et de gazole mise en vente sur le marché national à des fins de transport.*

De plus, l'État crée les conditions pour que la part de l'énergie produite à partir de sources renouvelables dans tous les modes de transport en 2020 soit égale au moins à 10 % de la consommation finale d'énergie dans le secteur des transports. Les modalités de calcul de ce taux sont fixées par voie réglementaire. »

Il a ensuite été modifié par l'Ordonnance n° 2011-1105 du 14 septembre 2011 portant transposition des directives 2009/28/ CE et 2009/30/ CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 dans le domaine des énergies renouvelables et des biocarburants puis en dernier lieu dans sa forme actuelle par la LOI n°2013-1278 du 29 décembre 2013- article 34.

Afin d'atteindre les objectifs fixés par la directive 2009/28/CE dite énergies renouvelables, et en particulier 10% d'énergie renouvelable dans les transports en 2020, la France a inscrit dans le plan d'action national en faveur des énergies renouvelables une trajectoire d'utilisation croissante des énergies renouvelables, et en grande partie des biocarburants, dans les

PLTE - Etude d'impact

transports. Il conviendra de transcrire dans des textes réglementaires des objectifs pour les années à venir permettant aux opérateurs économiques d'anticiper les choix de la France.

Les mesures pour que cette trajectoire puisse effectivement être suivie devront intégrer les décisions finales retenues au niveau européen sur la prise en compte du changement d'affectation des sols et en particulier le niveau du plafond retenu pour les biocarburants fabriqués à partir de matières premières en concurrence alimentaire.

Pour les biocarburants avancés, la France n'a encore jamais inscrit d'objectif spécifique dans un texte réglementaire alors que les investisseurs ont besoin de visibilité. Cette mesure propose donc d'y remédier.

Objectifs poursuivis

Les objectifs des mesures proposées sont de rendre lisible pour les opérateurs économiques l'évolution souhaitée par le gouvernement concernant la place des différents types de biocarburants et plus généralement d'énergies renouvelables dans les transports, afin de stimuler les investissements qui seront nécessaires.

Les clés du succès de ces mesures seront d'une part la fixation d'objectifs de niveaux atteignables, c'est à dire en prenant en compte le temps de construction des unités une fois la maturité technologique atteinte, puis, dans un second temps, la mise en place d'outils incitatifs suffisants.

Options possibles et mesure retenue

Les mesures proposées ne décrivent pas le mode d'incitation que l'État mettra en place pour atteindre les objectifs inscrits. Les mesures se limitent à inscrire dans la programmation pluriannuelle de l'énergie les objectifs d'incorporation attendus pour les biocarburants, et engagent l'État à mettre en place les moyens d'atteindre ces objectifs.

Toutefois, le dispositif incitatif principal actuel, (TGAP biocarburants) ayant déjà montré sa grande efficacité, il est envisagé de le conserver, avec, le cas échéant, des évolutions pour tenir compte des nouvelles orientations.

Ces objectifs permettront de stimuler la demande et de développer une industrie compétitive. Les autres options envisageables auraient pu être de stimuler l'offre de biocarburants avancés en subventionnant la production.

Description des avantages/inconvénients des différentes options

Les deux options possibles sont, d'une part, comme proposé ici, la stimulation de la demande en biocarburants, et d'autre part, la stimulation de l'offre.

- La stimulation de l'offre, par exemple par une défiscalisation de biocarburants, ou la participation de l'État à des unités de production (aides à l'investissement), présente les avantages de pouvoir être pilotée finement par l'État, qui peut choisir les unités de production, les critères environnementaux, les apports en termes de bio-économie circulaire, ou autres. Elle présente l'inconvénient d'être classées dans les dépenses publiques. L'agrément de nouvelles unités de production afin de donner droit à de la défiscalisation n'est plus permise par la directive 2003/96/CE sur la taxation des énergies depuis fin 2012. De plus, le gouvernement français a décidé en septembre 2012 de mettre fin au système des agréments fin 2015.

PLTE - Etude d'impact

- La stimulation de la demande, comme par la minoration de TGAP actuelle, présente l'avantage de ne pas engager de dépenses publiques, et a prouvé son efficacité. Elle présente l'inconvénient de ne pas permettre à l'État d'orienter son action (choix des unités, des provenances des matières premières, et des biocarburants, car l'incitation est la même pour les biocarburants importés et celles que soient les conditions de production dès lors qu'elles respectent les critères de durabilité).

Dans son rapport sur la politique française sur les biocarburants, la Cour des Comptes recommande de conserver le dispositif de la TGAP, mais elle considère que sa conjugaison avec la défiscalisation représente un manque à gagner inutile pour l'État.

Présentation de l'option retenue et estimation de sa contribution à la résolution du problème

Avantages et inconvénients respectifs des options examinées, dont celle retenue :

Options examinées	Avantages	Inconvénients - limites de l'efficacité - éventuelles difficultés d'application
Participation au financement d'unités de production	Pilotage fin par l'État de sa politique.	Dépense publique. Considéré comme une aide d'État.
Agrément de nouvelles unités de production de biocarburants avancés afin de défiscaliser une partie de la production		Nouveaux agréments ne sont plus autorisés par la réglementation européenne.
Option retenue : fixation d'objectifs :		
10 % d'ENR en 2020, dont une très large majorité sera représentée par les biocarburants.	Conforme à l'objectif de la directive ENR (directive 2009/28) et au plan d'action national en faveur des énergies renouvelables de 2010, réaliste au niveau économique, permet d'atteindre les objectifs européens. Risque de ne pas atteindre cet objectif, mais il s'agit d'un engagement européen contraignant.	
X% de biocarburants avancés	Les technologies de production de biocarburants avancés sont proches de la maturité technologique. Il est possible de prévoir une cible, qui, si elle est connue à l'avance, et assortie d'incitation suffisante, est réaliste.	Il est toujours difficile de faire des projections pour le futur, la cible pourra, si besoin, être réévaluée à l'avenir, bien que l'objectif soit de donner de la lisibilité et donc de ne pas la réévaluer.
Définition de la trajectoire	Lisibilité pour les opérateurs	Basée sur des projections, des

<i>par voie réglementaire</i>	économiques.	estimations, ne prend pas en compte l'origine des matières premières ou des biocarburants.
-------------------------------	--------------	--

4 Etude des impacts

A Impacts économiques, financiers, sociaux et environnementaux

D'un point de vue environnemental, cette mesure permettra de contribuer de manière importante aux objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Elle permettra également de diminuer la dépendance énergétique de la France et d'améliorer sa balance commerciale en limitant les importations de produits pétroliers, tout en créant de l'emploi et de la valeur ajoutée sur le territoire national.

En revanche, l'incorporation de biocarburants pourrait, dans un premier temps, avoir un impact négatif – mais limité – sur le prix des carburants à la pompe.

Incidences micro et/ou macro-économiques

En permettant de créer une filière française de production de biocarburants avancés, cette mesure devrait contribuer à créer des emplois et de la valeur ajoutée sur le territoire. La France pourrait profiter de son avance dans le domaine (en particulier pour le biogazole de synthèse) pour s'imposer comme l'un des leaders mondiaux.

Les biocarburants avancés étant, dans un premier temps, plus chers que les carburants fossiles, cette mesure pourrait avoir un léger impact sur le prix des carburants à la pompe. Toutefois, à terme, les biocarburants avancés devraient être, dans un premier temps, compétitifs par rapport à ceux de la première génération et à plus long terme avec les produits pétroliers. En remplaçant des produits pétroliers importés, ils permettront de rééquilibrer la balance commerciale de la France et de renforcer son indépendance énergétique.

Coûts et bénéfices financiers pour chaque catégorie de personnes physiques et morales concernées

Comme indiqué ci-dessus, cette mesure pourrait avoir un impact négatif limité sur les prix des carburants et pour les automobilistes et les professionnels de la route.

Elle pourrait en revanche contribuer à créer de l'emploi dans des secteurs prometteurs, et contrebalancer en partie le déclin de l'industrie pétrolière.

Incidences sociales

L'émergence de cette filière pourrait permettre de créer de nombreux emplois sur toute la chaîne de valeur, que ce soit pour la production de biocarburants ou la collecte de la biomasse en amont.

Incidences environnementales

Les directives 2009/28 et 2009/30 imposent aux biocarburants de respecter des critères de durabilité afin de limiter les incidences environnementales au maximum. En outre, ces biocarburants avancés permettront de réduire de façon significative les émissions de gaz à effet de serre des carburants (du puits à la roue), et auront donc un impact bénéfique pour le climat.

PLTE - Etude d'impact

B Impacts pour les administrations publiques concernées

Incidences budgétaires

La mesure proposée n'aura pas d'incidence budgétaire. En effet, les biocarburants qui ne sont pas issus de matières premières en concurrence alimentaire peuvent bénéficier d'un double compte qui leur donne un avantage compétitif significatif sans aucune incidence budgétaire.

Incidences sur l'emploi public et la charge administrative

La comptabilisation des biocarburants est déjà réalisée. La fixation d'un objectif (sous-objectif) pour les biocarburants avancés sera sans incidence sur la charge administrative.

C Impacts juridiques de la mesure proposée

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

Le droit européen fixe des objectifs d'utilisation d'énergie renouvelable à horizon 2020, mais pas au-delà. Si des objectifs étaient décidés au niveau communautaire dans le cadre du paquet Énergie Climat 2030, la France se mettrait en conformité lors de la transposition de la directive, sans que cela n'ait d'incidence sur l'ambition générale de la France concernant les biocarburants avancés.

5 Consultations menées

Les dispositions prévues pourraient être présentées lors d'une prochaine réunion de l'observatoire des biocarburants, qui regroupe toutes les parties prenantes et qui est présidé par le DGEC.

6 Présentation de la mise en œuvre, du suivi et de l'évaluation de l'intervention

Textes devant être mis à jour :

- l'article 266 quindecies du code des douanes devra être modifié afin de prendre en compte les trajectoires proposées, ainsi que l'arrêté du 21 mars 2014 fixant la liste des biocarburants éligibles à la minoration de TGAP, précisant les modalités du double comptage des biocarburants et des bioliquides et fixant la liste des biocarburants et bioliquides dispensés de respecter les critères de durabilité définis à l'article L.661-5 du code de l'énergie et abrogeant l'arrêté du 13 mars 2013 pris en application du d de l'article 1er et de l'article 3 du décret n°2011-1468 du 9 novembre 2011 pris pour l'application de l'ordonnance n°2011-1105 du 14 septembre 2011 portant transposition des directives 2009/28/CE et 2009/30/CE dans le domaine des énergies renouvelables et des biocarburants.

7 Modalités de suivi de la disposition (durée d'application, évaluation)

La mise à la consommation des biocarburants (quantité et type de biocarburants) est déjà suivie chaque année par les services douaniers, et continuera de l'être.

II Mise en place d'un système de surveillance de la qualité des carburants

1 Diagnostic initial et justification de l'action

L'article 8, alinéa 2 de la directive 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.

2 Objectifs poursuivis

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

3 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.

4 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.

5 Étude des impacts

PLTE - Etude d'impact

A Impacts environnementaux

En 2013, le système français de surveillance de la qualité des carburants a permis de réaliser près de 20 000 analyses sur 915 échantillons prélevés dans 446 stations-services. Cela a permis d'identifier 250 non conformités sur 204 échantillons, dont 41 sont situées en dehors d'un intervalle de confiance de 95 %.

Ces contrôles permettent de s'assurer que les distributeurs de carburants respectent les spécifications techniques des carburants. Cela permet d'assurer un niveau de sécurité maximum pour le consommateur et de limiter les impacts environnementaux, notamment en termes de qualité de l'air.

B Impacts budgétaire et financier

Le système français de surveillance de la qualité des carburants s'appuie sur un marché qui a représenté un coût annuel d'environ 700 000 € sur la période 2011-2014. La proposition du projet de loi n'induit pas de coûts supplémentaires.

CHAPITRE II REDUCTION DES EMISSIONS ET QUALITE DE L'AIR DANS LES TRANSPORTS

Article 12 : Réduire les émissions de gaz à effet de serre pour les entreprises de la distribution

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 MteqCO₂ en 2011 soit près de 27% des émissions nationales.

Dans ce contexte, il est pertinent de s'intéresser aux incitations aux grande 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 CO₂, 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 volontaires⁹.

Un objectif de réduction spécifique s'appliquant aux grandes entreprises du secteur de la distribution 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 grandes entreprises obligées sont les 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 ».

La taille des entreprises visées ainsi que l'inclusion du secteur de l'e-commerce restent à définir par voie réglementaire.

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-CO₂ 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).

⁹ ADEME (2013), Evaluation de la charte « Objectif co₂ – les transporteurs s'engagent ». Décembre 2013.

PLTE - Etude d'impact

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 (l'inclusion de l'e-commerce restant à définir par décret), car les contraintes de concurrence étrangère auxquelles sont soumises les entreprises du secteur 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-CO₂/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 multi-modalité (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 CO₂, 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

PLTE - Etude d'impact

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&L¹⁰ estime les gains potentiels en termes de réduction des émissions de CO₂ (en valeur absolue) de différents leviers d'action :

- 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 CO₂ par unité de transport (kg CO₂/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 CO₂ 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

¹⁰ PREDIT-ADEME (2009), FIDES Flexibilité et Impacts de la Demande de transport des différents secteurs Economiques, et simulation de Scénarios d'évolution. Rapport final

PLTE - Etude d'impact

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 70 k€ 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 13 : Mesures de restriction de circulation en cas de mauvaise qualité de l'air

I. 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 ZRC 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

PLTE - Etude d'impact

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 L.2213-4 du CGCT concernant les pouvoirs de police du maire.

Enfin, la 3ème option était de se fonder sur l'article L.222-6 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 (L.222-6 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 L.2213-4 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 de 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 étudiés 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 étude 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

PLTE - Etude d'impact

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 450 k€ pour 3 ans sur une ZRC concentré sur la première année, soit 150k€ par an sur 3 ans.

PLTE - Etude d'impact

- l'étude sur la nécessité de la mesure et ses bénéfices environnementaux (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 200 k€. Pour l'évaluation à échéance le montant serait du 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 40 k€ par an et par ZRC.

Le montant total pour la mise en place d'une ZRC est donc de l'ordre de 15 k€ à 150 k€ 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 déclareraient 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.

II. 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 L.222-6 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 ».

- 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

PLTE - Etude d'impact

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 L.222-6, L.223-1 et L.223-2 du code de l'environnement.

B Impacts sur les collectivités

La mesure apporte une sécurisation juridique des mesures mises en œuvre qui relèvent des compétences des collectivités territoriales en termes de circulation.

C Impacts sur l'ordre juridique

Il sera nécessaire de modifier 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.

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^{er} janvier 1997 ou groupe 2*, voitures diesel mises en circulation entre le 1^{er} 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.

PLTE - Etude d'impact

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 14 : Favoriser des modes de transport à moindre émission polluantes

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.

PLTE - Etude d'impact

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.

De même, l'insertion des deux mots « à titre » entre « conducteurs » et « non professionnels » vise à éviter toute confusion, notamment lorsque le conducteur d'un véhicule qui pratique le covoiturage le week-end ou hors de ses horaires de travail est par ailleurs, dans sa vie professionnelle, un conducteur professionnel (conducteur de bus, de poids lourds, de taxi ...)

Il s'agit de clarifier le fait que des conducteurs professionnels peuvent également pratiquer le covoiturage mais uniquement à titre non-professionnel, c'est-à-dire hors d'une activité professionnelle.

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

Cela induira 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. 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).

III. Habilitation à prendre une ordonnance instituant une servitude de passage en tréfonds pour la réalisation du réseau de transport public du Grand Paris

Contexte

Pour réaliser le réseau de transport public du Grand Paris, la Société du Grand Paris bénéficie d'outils spécifiques tels que la procédure d'expropriation d'extrême urgence (article 5 de la loi n° 2010-597 du 3 juin 2010 relative au Grand Paris).

Le procédé de l'expropriation exige l'intervention préalable du juge de l'expropriation avant la prise de possession, et le versement d'une somme d'argent au propriétaire. Le procédé d'extrême urgence par prise de possession anticipée est donc réservé à des cas ponctuels de difficultés particulières et ne répond pas complètement à la préoccupation de rapidité de la maîtrise du foncier. En outre, les magistrats chargés de l'expropriation ne sont pas suffisamment nombreux pour répondre à la totalité des demandes dans les délais contraints de réalisation des travaux du réseau de transport public du Grand Paris.

Au vu de l'ampleur du réseau à réaliser dans le calendrier fixé, du nombre très important de volumes en sous-sol à acquérir pour la réalisation du tunnel du métro et des délais pouvant s'avérer très longs dans la procédure d'expropriation, il apparaît nécessaire de pouvoir disposer également d'un outil juridique plus courant, mieux adapté à une large mise en œuvre.

L'avantage que présente la procédure de servitude d'utilité publique par rapport à l'expropriation réside principalement dans le fait que la servitude produit immédiatement ses effets, permettant la réalisation des travaux de tunnel souterrain, le juge de l'expropriation intervenant ensuite pour fixer le cas échéant l'indemnité due au propriétaire.

Objectif

Il est envisagé de créer une servitude en tréfonds pour la réalisation du tunnel du métro. L'institution de la servitude serait circonscrite à partir de quinze mètres en dessous du sol naturel afin de s'assurer qu'il s'agirait tout au plus d'une « gêne supportable », les constructions en surface et la constructibilité des terrains n'étant, dans la très grande majorité des cas, pas touchées. Cette profondeur à partir de quinze mètres permet d'inclure une grande majorité des emprises du tunnel du réseau de transport public du Grand Paris.

Le propriétaire conservera une utilisation normale de son bien. Toutefois, un droit de délaissement sera prévu au bénéfice du propriétaire dans les rares cas où sa demande de permis de construire serait rejetée au seul motif de l'exercice du droit de servitude dans la parcelle considérée, ou dans le cas où celle-ci engendrerait des contraintes techniques substantielles.

Une procédure d'information et de réclamation des propriétaires, assortie de délais raisonnables, destinée à écarter le risque d'arbitraire dans la détermination des immeubles désignés pour supporter la servitude, sera également prévue avec l'organisation d'une enquête parcellaire.

La maîtrise des tréfonds à grande profondeur par le procédé de leur acquisition engendre le versement d'une indemnité de l'ordre de quelques centaines d'euros dans une grande majorité des situations, compte tenu de la très faible atteinte au droit de propriété.

Article 15 : Dispositions visant à réduire les émissions polluantes des véhicules en circulation

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 de remplacer les dispositions de l'article L318-3 du code de la route, transférées dans le code de l'environnement par des dispositions 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 cancérogènes, il est indispensable de fixer une sanction dissuasive. Ainsi, l'auteur de ces infractions encourt une amende de 7500 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.

PLTE - Etude d'impact

Remplacer l'article L. 318-3 du code de la route permet d'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 1^{er} 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^{er} janvier 2011) émet 80% de particules de moins qu'un véhicule diesel Euro 4 (mis en circulation entre le 1^{er} janvier 2006 et le 31 décembre 2010) et 97% de moins qu'un véhicule diesel Euro 1 (mis en circulation avant le 1^{er} 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

Des coûts pour l'Etat seront 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

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

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

PLTE - Etude d'impact

Cela 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.

Article : 16 Dispositions visant à réduire les émissions polluantes des navires

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 ;

PLTE - Etude d'impact

- 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.

CHAPITRE III MESURES DE PLANIFICATION RELATIVES A LA QUALITE DE L'AIR

Article 17 : Plan national de réduction des émissions de polluants atmosphériques

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 (SO₂, NO_x, COV, NH₃, PM_{2,5}, CH₄), 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 (SO₂, NO_x, COV et NH₃).

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.

La mesure 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

PLTE - Etude d'impact

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 18 Planification territoriale et qualité de l'air

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 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 ;
- 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.

I) 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) ; I5°.]

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

PLTE - Etude d'impact

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'Etat.

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

La procédure sera facilitée par la prise d'un arrêté à la place d'un décret. Les mises à jour seront plus fréquentes et cela permettra une meilleure lisibilité du droit

PLTE - Etude d'impact

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) ; IV.]

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

PLTE - Etude d'impact

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, afin d'optimiser les liens entre les plans de différents niveaux, 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

Le nombre d'EPCI à consulter sera réduit 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.

Cela 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) Permettre au préfet de rendre obligatoires les plans de déplacement des entreprises en zone PPA [I.3°]

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 L.222-5 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 la promotion ou le développement d'offres alternatives comme la marche, le vélo, les transports en commun, le covoiturage, l'auto-partage, etc. Elles peuvent aussi optimiser les déplacements en agissant sur l'organisation du travail, par exemple par la mise en place d'horaires adaptés permettant de limiter la congestion des accès, ou encore le développement du télétravail ou des téléconférences.

Lorsque cela est pertinent, les plans de mobilité doivent, au-delà des déplacements domicile-travail, analyser les déplacements professionnels ainsi que les trajets des visiteurs ou fournisseurs. Les plans de mobilité sont donc des outils qui permettent de réduire les

PLTE - Etude d'impact

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 cet article ne prévoit qu'une incitation à la réalisation d'un plan de mobilité.

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, pour certains établissements générateurs de trafic à définir en fonction des circonstances locales, 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 suggèrent 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 en première approche 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 13 t de PM10 et 155 t 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 7 t de PM10 et 65 t 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 1,5 t et une diminution de 0,4 % des émissions de NOx soit 22 t. 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.

PLTE - Etude d'impact

Pour les particuliers (employés), les plans de mobilité permettent surtout de réduire les coûts liés aux transports domicile-travail et diminuent 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

PLTE - Etude d'impact

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.

IV) Renforcement de la procédure de suivi de la mise en œuvre des mesures du PPA
[I.4°]

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 L 222-6 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.

PLTE - Etude d'impact

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.

V) Compatibilité PDU et PLU intercommunal avec les objectifs du PPA [II., III.]

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 :

- 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. Un décret précisera les évaluations et calculs des émissions de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques générés par les déplacements qui seront réalisés lors de l'élaboration ou la révision d'un plan de déplacements urbains.

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 des évaluations et calculs des émissions de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques prévus à l'article L1214-8-1 du code des transports 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.

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 50 k€. 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.

L'impact sur les collectivités en charge de l'élaboration de plans de déplacements urbains (autorités organisatrices de la mobilité) peut donc être estimé entre 1,6 M€ et 4 M€ pour environ 80 collectivités, soit en moyenne entre 20 k€ et 50 k€ 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

PLTE - Etude d'impact

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 7 % à 17 %.

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

Au 1^{er} 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 50 k€ 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 400 k€.

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

TITRE IV LUTTER CONTRE LES GASPILLAGES ET PROMOUVOIR L'ECONOMIE CIRCULAIRE : DE LA CONCEPTION DES PRODUITS A LEUR RECYCLAGE

Article 19 : Transition de la France vers une économie circulaire

Diagnostic

La situation actuelle de référence (chiffres 2010) relativement à la production de déchets en France et à leurs modes de valorisation est la suivante :

- 355,1 Mt de déchets ont été produits en France, dont 29,3 Mt de DMA (déchets ménagers et assimilés) soit 538 kg/habitant de DMA, le reste constitué de DAE (déchets d'activités économiques) ;
- les déchets (DMA et DAE) non dangereux non inertes ont fait l'objet d'une valorisation matière à 51 % (et 39 % de recyclage), d'une valorisation énergétique à 14 %, et d'une élimination à 35 % (8 % incinération sans valorisation énergétique, et 27 % mise en décharge).

La législation européenne et française impose la progression dans la hiérarchie des modes de gestion des déchets : davantage de prévention, puis de réutilisation, de recyclage pour les déchets non réutilisables, de valorisation énergétique pour les déchets non recyclables, et minimisation de la part de l'élimination.

Un certain nombre d'objectifs ont été fixés dans le cadre du Grenelle de l'Environnement et repris dans le « plan déchets 2009-2012 », dont le bilan suivant peut être tiré :

- *Réduire la production d'ordures ménagères et assimilées (OMA) de 7 % par habitant en 5 ans* : sur la base des chiffres les plus récents, les OMA sont passées de 396 kg/habitant en 2007 à 366 kg/habitant en 2011, soit une baisse de 7,5 % en 4 ans. Cette réduction apparaît ainsi acquise aujourd'hui, même s'il est difficile de mesurer précisément la contribution des mesures de prévention mises en place dans cette évolution.
- *Diminuer de 15% les déchets incinérés et stockés d'ici 2012* : en 2008, les déchets incinérés et stockés représentaient 127,6 Mt. En 2010, on constate une augmentation de 5,6 % des tonnages incinérés et stockés.
- *Augmenter le recyclage matière et organique afin d'orienter vers ces filières un taux de 35 % en 2012 et 45 % en 2015 de déchets ménagers et assimilés* : en 2012, 39% ont été recyclés ou valorisés. L'objectif 2012 a donc été dépassé.
- *Augmenter le recyclage matière et organique afin d'orienter vers ces filières un taux de 75 % dès 2012 pour les déchets d'emballages ménagers* : en 2012, 4,8 Mt d'emballages ont été mis sur le marché et 3,2 Mt recyclés. Cela signifie que les emballages sont recyclés à 67 % et que l'objectif de 75 % n'est pas encore atteint.
- *Augmenter le recyclage matière et organique afin d'orienter vers ces filières un taux de 75 % dès 2012 pour les déchets banals des entreprises hors bâtiment et travaux publics, agriculture, industries agro-alimentaires et activités spécifiques* : en 2010, ces déchets sont recyclés à hauteur de 62 %.

La directive-cadre sur les déchets exige par ailleurs des Etats membres le respect d'un objectif de recyclage des déchets municipaux de 50 % en 2020.

PLTE - Etude d'impact

Afin de poursuivre les efforts engagés pour progresser dans la mise en œuvre de la hiérarchie des modes de gestion des déchets, la Conférence environnementale de septembre 2013 a fixé l'objectif politique de réduction de moitié de la mise en décharge.

Objectifs

Le I° et le II° affirment 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 III°, de nature programmatique, consiste en la déclinaison d'objectifs concernant les déchets, 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 en cours du "Plan déchets 2020" par le Conseil national des déchets, pour évaluer les enjeux et les impacts des mesures pressenties qui permettront d'atteindre ces objectifs.

Mesures proposées

L'analyse a été conduite pour atteindre l'objectif politique de réduction de la mise en décharge. Les objectifs pour chaque voie de valorisation ont découlé de cet objectif. Les mesures sous-tendant l'atteinte de ces objectifs ont été recherchées au moindre coût, et la date d'atteinte de cet objectif a été fixée à 2025, sur la base des investissements nécessaires à réaliser.

On peut citer les mesures phares suivantes :

- 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 5,6 milliards d'euros sur la période, soit 510 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.

L'objectif concernant les déchets du BTP est réaffirmé par la loi mais est inchangé par rapport à la loi Grenelle. Il s'agit du reste d'un objectif imposé par la directive-cadre européenne sur les déchets.

Etude des impacts : synthèse

NB : Le scénario qui sous-tend le rendu des impacts est développé après la synthèse des impacts.

Plus de recyclage et moins de mise en décharge : une importante création de valeur

PLTE - Etude d'impact

La mise en place des mesures retenues permettra une forte amélioration des voies de valorisation des déchets non dangereux : il s'agit d'atteindre en 2025 un taux de réutilisation / recyclage de 60 % (contre 52 % aujourd'hui), de donner une place, maîtrisée, à la valorisation énergétique des déchets (qui passera de 14% à 22%), et de diminuer de moitié l'élimination par mise en décharge ou incinération sans valorisation par rapport à 2010 (qui passera de 35% à 19%, dont 15 % résiduels en stockage).

Outre ses bénéfices environnementaux, cette valorisation des déchets va permettre une forte création de valeur, sous forme de nouvelles matières premières (7,8 Mt), d'énergie (10 100 GWh par an en 2025).

Cette évolution permet également une forte réduction d'émissions de gaz à effet de serre évaluée à 12,8 MtCO₂ en 2025 soit une réduction cumulée de 76,7 MtCO₂ sur la période.

Cette création de valeur aura un solde positif sur la balance commerciale, estimé à 3,8 milliards d'euros sur la période.

Un investissement important mais profitable

Ce développement massif du recyclage nécessite un fort investissement (de l'ordre de 5,6 milliards d'euros) dans de nouveaux équipements, de la part des opérateurs de traitement des déchets. Ces investissements, notamment pour le développement de centres de tri, d'opérations de collecte séparée des biodéchets, ou la mise en place d'unités dédiées de valorisation énergétique pour les déchets non recyclables, ont été identifiés en cohérence avec les travaux du plan industriel « recyclage et matériaux verts ». Les industriels sont en effet mobilisés pour réaliser ces investissements, pour lesquels ils estiment qu'un retour sur investissement est possible, pourvu que les conditions institutionnelles soient propices.

Ces investissements vont entraîner une demande nouvelle, correspondant pour moitié (2,8 milliards d'euros) à une relance dans le secteur du bâtiment, et pour moitié (2,8 milliards d'euros) à une demande auprès des équipementiers (machines de tri, etc.) sur une période de 11 ans :

- dans le secteur du bâtiment, on peut considérer que la relance portera sur des entreprises en France, ce qui peut générer au moins 23 300 emplois liés aux chantiers sur une période de 11 ans.
- dans le secteur des équipementiers, on peut considérer que la relance portera environ à 20% sur des entreprises françaises et 80% des entreprises étrangères, ce qui peut générer 2100 emplois sur la période en France.

Ces nouvelles filières seront fortement génératrices d'emplois, car beaucoup plus d'emplois sont nécessaires pour assurer le recyclage d'une tonne de déchets que pour assurer sa mise en décharge. On peut anticiper de l'ordre de 7400 emplois pérennes créés pour les faire fonctionner.

L'importation des équipements devrait avoir un impact négatif sur la balance commerciale de 2,2 milliards d'euros sur la période, ce qui, compte tenu de l'augmentation de la balance mentionné plus haut de 3,8 milliards d'euros, implique que globalement l'effet sur la balance commerciale sur la période devrait être positif et de l'ordre 1,6 milliards d'euros.

La valorisation des déchets coûte aujourd'hui plus cher que leur mise en décharge. La réorientation des flux de déchets entraînera donc un surcoût de fonctionnement annuel, pour les producteurs de déchets, estimé à 780 M€ en 2025. Ce surcoût sera réparti entre les entreprises productrices de déchets (258 M€ en 2025), les ménages (190 M€ en 2025) et les frais engagés dans les filières REP (332 M€ - ces derniers concernent donc les entreprises productrices des produits soumis à filières REP, et indirectement les ménages qui achètent ces

produits. Ce surcoût est à comparer avec les coûts actuels de la gestion des déchets, qui s'élèvent actuellement à environ 15 milliards d'euros par an : il s'agit donc d'une augmentation de l'ordre de 5 % du coût de la gestion des déchets sur 11 ans ; cette augmentation est investissement qui sera globalement compensé pour les acteurs par la création de valeur, les créations d'emplois, et les bénéfices environnementaux mentionnés ci-dessus.

La baisse des émissions de gaz à effet de serre liée au remplacement de matières premières vierges par des matières premières issues du recyclage peut être valorisée sur le marché de quotas d'émissions de gaz à effet de serre européen pour un montant estimé à 88 M€ par an en 2025 au cours actuel des quotas d'émission CO₂, ou 953 M€ si on se réfère à la valeur tutélaire du carbone.

Etude des impacts : détails sur le scénario retenu

L'hypothèse de base est que le gisement de déchets est stable à l'horizon 2020 par rapport à 2010, les effets contraires de la croissance économique et démographique d'une part et des politiques de prévention d'autre part se compensant. Ceci correspond de fait à un objectif de diminution de 7 % de la production de DMA par habitant étant donné l'augmentation de la population attendue sur la période.

Sources statistiques

La source statistique utilisée pour les quantités de déchets produites correspond aux données qui sont reportées par la France au titre du Règlement Statistique Déchet (RSD) pour 2010.

Les lignes identifiées par flux ne correspondent pas nécessairement à des déchets collectés de manière séparée. Une enquête par questionnaire auprès des industriels et des commerces leur demande quelle est la proportion de chacun des déchets qu'ils produisent même lorsqu'ils sont collectés en mélange. Les flux orientés vers l'incinération ou le stockage sont donc globalement des flux collectés en mélange et leur valorisation passe nécessairement par une étape de tri préalable, même lorsqu'ils sont spécifiés sur un flux de déchets identifié.

L'étude des impacts se base également sur :

- la composition des ordures ménagères résiduelles collectées en mélange d'après la campagne de caractérisation MODECOM de l'ADEME ;
- la connaissance des coûts associées aux différentes voies de valorisation. Il est considéré que le coût que le producteur d'un déchet paie à l'entrée de l'installation qui reprend son déchet est un indicateur représentatif des coûts de traitement supportés par les collectivités ou les entreprises. L'évaluation du coût des filières est réalisée sur la base d'une discussion entre experts. Le coût de gestion des refus de tri est inclus dans les coûts de la filière qui les génère (coût supporté par le producteur du déchet) et non pas de celle qui les valorise ou les élimine. Aussi, le coût du refus de tri réorienté vers le stockage inclut le coût du stockage ;
- l'évaluation des coûts d'investissement à la tonne de capacité, basée sur la connaissance des coûts actuels ;
- l'évaluation des emplois associés à chaque type de voie de valorisation, basée sur les ratios de l'ORDIF complétés par des dires d'experts.

Analyse des mesures structurantes et de leurs conséquences sur le mix des voies de valorisation

Les points suivants examinent plusieurs mesures structurantes en précisant pour chacune de combien cette mesure fait évoluer les mix des voies de valorisation (en réduisant la mise en décharge et l'incinération, et en faisant progresser le recyclage), ainsi que les investissements nécessaires associés et les emplois induits.

Ces mesures ont été sélectionnées parmi l'ensemble des mesures possibles pour leur caractère réaliste et structurant, pour un coût maîtrisé.

1) Poursuite de la valorisation des biodéchets des « gros producteurs »

D'avis d'expert du groupe de travail « *traitement* » du CND, il y aurait 2,5 Mt de biodéchets correspondant au gisement des « gros producteurs ». La répartition entre incinération et stockage est actuellement respectivement de 12 % et 88 %. On a donc $2,5 \times 0,12 = 0,3$ Mt incinérées et $2,5 \times 0,88 = 2,2$ Mt stockées. Ces flux seront à terme détournés de l'élimination.

La moitié du flux de biodéchets des gros producteurs vient des grandes surfaces et doit être déconditionné. Ces conditionnements ne sont pas valorisables. On évalue à 20 % du total le flux qui ne sera pas valorisable, soit 0,5 Mt de résidus. Les résidus ne sont pas valorisables énergétiquement et seront réorientés vers le stockage. On considère que les biodéchets des DAE (déchets d'activités économiques) sont valorisés en quantité équivalente en compostage et méthanisation. On a donc 1 Mt compostées ; 1 Mt méthanisées ; et 0,5 Mt de résidus non valorisables réorientés vers le stockage.

Les installations de traitement, compostage et méthanisation sont considérées comme saturées. Augmenter la valorisation de la matière organique nécessite d'investir en capacités de compostage ou de méthanisation à hauteur du flux concerné.

	Stockage	Valorisation matière	Valorisation organique	Valorisation énergétique industrie	Valorisation énergétique incinérateur
Mt	-2,2+0,5		2		-0,3
Evolution du coût de gestion (M€)	-2,2*141		$2,5 \times 0,5 \times 35 + 1 \times 172 + 1 \times 212$		-0,3*172
Capacités supplémentaires (Mt)			Déconditionneurs : 2,5/2 Méthaniseurs : 1 Compoteurs : 1		
Capacités supplémentaires (M€)			Déconditionneurs : 1,25*300 Méthaniseurs : 1*500 Composteurs : 1*300		
Emplois	-1,7*120		$(2,5/2) \times 533 + 2 \times 290$		-0,3*250

Tableau 1 : Enjeux de l'application de l'obligation de valorisation des biodéchets des gros producteurs

2) Obligation de tri des flux verre, papier-carton, plastique, métaux, bois

On considère que la mesure d'obligation de tri des flux principaux, du fait d'effets de seuil, permet d'atteindre 80 % du gisement.

La valorisation est nécessairement précédée d'une phase de tri, que ce tri soit fait à la source ou par passage en centre de tri. On considère que pour ce qui concerne les DAE, les flux les plus importants sont déjà, pour beaucoup, triés à la source. Il est possible d'augmenter le tri à la source mais pas de manière importante. On considère que 20 % du flux pourrait être trié à la source alors que 80 % devrait passer par un centre de tri.

Lorsqu'il y a tri à la source, on considère que 90 % du flux pourra être valorisé sous forme matière et qu'il y aura 10 % de résidus valorisables énergétiquement à bas PCI.

Les flux non triés à la source pourraient passer en centres de tri. 30 % du flux entrant dans un centre de tri est valorisé sous forme de matière, et 70 % peut être considéré comme du refus de tri. Ces refus de tri sont composés à hauteur de 20 % de matériaux inertes qui ne sont pas valorisables sous forme énergétique et seront nécessairement réorientés vers le stockage. Les 80 % résiduels peuvent encore être classés en 43 % de refus à haut PCI (CSR) et 57 % de refus à bas PCI.

2.1. Les déchets de verre

Il n'y a pas de déchets de verre incinérés.

Le flux total de déchets de verre est composé à $1,7/2,4 = 71$ % de déchets ménagers. On considère que 71 % du flux stocké provient des déchets ménagers et donc que 29 % du flux provient des DAE, soit $0,4 \times 0,29 = 0,1$ Mt stockées.

2.2. Les déchets de papiers-cartons

On considère que 88 % des flux en incinération sont constitués de déchets ménagers. Le flux de DAE de déchets de papiers-cartons incinéré est de $0,35 \times 0,12$, donc négligeable.

Le flux total de déchets de papiers-cartons est composé à 20 % de déchets ménagers. On considère que 80 % du flux stocké provient des DAE, soit $1,4 \times 0,8 = 1,1$ Mt stockées.

2.3. Les déchets de plastique

Le flux total de déchets de plastiques est composé à $0,2/1,4 = 14$ % de déchets ménagers. On considère que 86% du flux incinéré ou stocké provient des DAE soit $0,7 \times 0,86 = 0,6$ Mt incinérées et $0,2 \times 0,86 = 0,2$ Mt stockées.

2.4. Les déchets de bois

Les déchets de bois identifiés dans cette ligne sont considérés comme intégralement brûlés dans des installations de combustion, et donc déjà valorisés énergétiquement $3,6 + 0,3 = 3,9$ Mt. Ils ne correspondent pas à un gisement encore valorisable.

2.5. Les déchets d'activités économiques en mélange non différenciés hors déchets organiques

L'intégralité des déchets concerne un flux DAE collecté en mélange. Il faut lui soustraire les déchets organiques identifiés au paragraphe précédent. On a donc $0,6 + 0,3 - 0,3 = 0,6$ Mt incinérées et $6,9 - 2,2 = 4,7$ Mt stockées.

En termes d'investissements, la capacité des centres de traitement actuels est considérée comme saturée. Cela signifie que les flux de déchets considérés comme devant être orientés vers des centres de tri ne pourront être traités que si des centres de tri d'un tonnage équivalent sont construits.

PLTE - Etude d'impact

Des industriels devront s'équiper pour pouvoir absorber les refus de tri préparés comme combustibles pour de la valorisation énergétique industrielle. Cependant, le bilan de la valorisation énergétique incinérateur ne peut se faire sur une seule mesure. Il devra se faire sur un scénario de manière globale. De même, les cimentiers estiment pouvoir absorber 1 Mt de déchets à haut PCI à valoriser énergétiquement. Le solde est à évaluer dans un scénario global.

	Stockage	Valorisation matière	Valorisation organique	Valorisation énergétique industrie	Valorisation énergétique incinérateur
Mt	$(0,1-6,1+0,7) * 0,8$	$(0,2+0,3+1,1+1,5) * 0,8$		$(0,2+1,2)*0,8$	$(-1,2+0,3+0,1+1,6) * 0,8$
Evolution du coût de gestion (M€)€	$-6,1*0,8*141$	$(0,2+1,2)*0,8*40 + (1+4,9-1,1)*0,8*185+1,1*0,8*205$		$(0,2+1,2)*0,8*20$	$-1,2*0,8*172$
Capacités supplémentaires (Mt)		Centres de tri : 1+2,9		Industrie : 1,1	<i>Investissements à apprécier dans un scénario global</i>
Capacités supplémentaires (M€)		3,9*260		<i>Investissements à apprécier dans un scénario global</i>	<i>Investissements à apprécier dans un scénario global</i>
Emplois	$-4,2*120$	5,9*533			

Tableau 2 : Enjeux de l'application de l'obligation de tri des flux de déchets de verre, papier, plastique, métaux, bois des activités économiques

3) Valorisation énergétique des refus de tri

Un flux de 3,3 Mt de refus de tri est actuellement orienté vers le stockage. Le potentiel de valorisation de ce flux de 3,3 Mt qui serait détourné du stockage est de :

- $3,3 * 0,2 = 0,7$ Mt de refus inertes qui resteront en stockage
- $3,3 * 0,8 * 0,43 = 1,1$ Mt de refus à haut PCI valorisables énergétiquement par l'industrie
- $3,3 * 0,8 * 0,57 = 1,5$ Mt de refus à bas PCI valorisables énergétiquement par un incinérateur

Le surcoût de valorisation du refus de tri est considéré comme étant le surcoût lié à la préparation du refus (i.e. lié à l'opération de tri), soit le différentiel de coût entre les installations de tri entre 2014 et 2020.

Le vide de four actuel des incinérateurs ne permettrait pas d'absorber le flux supplémentaire dégagé par la valorisation énergétique des refus de tri. Cela signifierait qu'il faut investir dans des équipements. Cependant le bilan de la valorisation énergétique incinérateur ne peut se faire sur une seule mesure. Il devra se faire sur un scénario de manière globale. De même, les

PLTE - Etude d'impact

cimentiers estiment pouvoir absorber 1 Mt de déchets à haut PCI à valoriser énergétiquement. Le solde est à évaluer dans un scénario global.

	Stockage	Valorisation matière	Valorisation organique	Valorisation énergétique industrie	Valorisation énergétique incinérateur
Mt	-3,3+0,7			1,1	1,5
Evolution du coût de gestion (M€)	3,3*(185-160)			1,1*20	
Capacités supplémentaires (Mt)				Industrie : 1,1	<i>Investissements à apprécier dans un scénario global</i>
Capacités supplémentaires (M€)				<i>Investissements à apprécier dans un scénario global</i>	<i>Investissements à apprécier dans un scénario global</i>
Emplois	-2,6*120				

Tableau 3 : Enjeux d'une valorisation énergétique des refus de tri

4) Déploiement des filières REP (à responsabilité élargie du producteur) existantes

L'installation progressive des filières REP, devrait permettre d'orienter davantage de déchets ménagers vers le recyclage.

Le gisement de mobilier est estimé à 1,5 Mt. On estime que 0,3 Mt sont déjà valorisés, soit un gisement résiduel de 1,2 Mt. 45 % de ce gisement sera valorisé sous forme matière.

Si on prend les objectifs de valorisation matière qui figurent dans les cahiers des charges des filières, on obtient 1,5 Mt de déchets supplémentaires valorisés sous forme matière :

- 0,4 Mt d'emballages hors verre supplémentaires recyclés ;
- 0,1 Mt d'emballages en verre supplémentaires recyclés ;
- 0,5 Mt de mobilier supplémentaires recyclés ;
- 0,1 Mt de textile supplémentaires recyclés ;
- 0,4 Mt de déchets d'équipements électriques électroniques supplémentaires recyclés.

On peut considérer que l'obtention de ces résultats est due pour 50 % à une amélioration du tri à la source notamment en déchetterie pour le mobilier et pour 50 % au passage en centre de tri.

Les flux de DAE et de déchets ménagers sont différents. Lorsqu'il y a tri à la source, 90 % de la matière est valorisée et il y a 10 % refus de tri. Quand il y a passage en centre de tri, la performance attendue est de 60 % de valorisation matière et 40 % de refus de tri valorisables sous forme énergétique. Cela signifie que 2 Mt sont détournées du stockage ou de l'incinération pour cette valorisation matière.

PLTE - Etude d'impact

Aujourd'hui les meubles ne sont pas broyés pour être incinérés. Cela signifie qu'ils sont tous orientés vers le stockage. Le flux correspondant à la valorisation du mobilier est intégralement détourné du stockage, soit 0,7 Mt.

Les coûts de collecte associés aux deux modalités de collecte (tri à la source ou centre de tri) ne sont pas distinguables. En revanche les coûts de traitement et de collecte ne seront pas les mêmes suivant les filières. On distingue donc les coûts des emballages et autres papier des coûts du mobilier, des DEEE, du textile.

Si on considère que la proportion de déchets ménagers stockée est la même que la proportion de déchets ménagers dans le total des déchets (ligne 21 du tableau RSD), cela revient à dire que 57 % du flux (incinéré + stocké) est incinéré et 43 % du flux (incinéré + stocké) est stocké. Au total on a 0,8 Mt détournées de l'incinération et 0,6 Mt détournées du stockage.

Sur un flux REP total (0,7+0,8+0,6) nous avons donc 1 Mt triée à la source qui va générer 0,9 Mt valorisables sous forme de matière et 0,1 Mt de refus à bas PCI valorisables énergétiquement ; et 1 Mt passant en centre de tri qui va générer 0,6 Mt valorisables sous forme matière et 0,4 Mt de résidus à bas PCI valorisables énergétiquement.

Les centres de tri de déchets ménagers devront être modernisés mais sont globalement en capacité d'absorber les tonnes supplémentaires qui leur seront orientées.

La mesure devrait permettre de baisser le besoin en capacités d'incinération et libérer en cela de la capacité pour une autre mesure. Le bilan de la valorisation énergétique incinérateur ne peut se faire sur une seule mesure. Il devra se faire sur un scénario de manière globale.

	Stockage	Valorisation matière	Valorisation organique	Valorisation énergétique industrie	Valorisation énergétique incinérateur
Mt	-0,7-0,6	0,9+0,6			-0,8+0,1+0,4
Evolution du coût de gestion (M€)	-1,3*190	$(0,5/(0,5*0,9+0,5*0,6)) * 334 + (1/(0,5*0,9+0,5*0,6)) * 251$			-0,8*211
Capacités supplémentaires (Mt)					
Capacités supplémentaires (M€)					
Emplois	-1,3*120	1,5*1625			-0,3*250

Tableau 4 : Enjeux de l'application des objectifs des filières REP

5) Valorisation des déchets organiques

L'action des collectivités permettra de valoriser 1 Mt de déchets alimentaires et 0,5 Mt de déchets verts, soit 1,5 Mt.

On considère que les déchets verts sont triés à la source et qu'ils sont compostés. Si on considère que 80 % des déchets incinérés sont des déchets ménagers et que la proportion de déchets ménagers stockée est la même que la proportion de déchets ménagers dans le total des

PLTE - Etude d'impact

déchets, cela revient à dire que 56 % du flux (incinéré + stocké) de déchets verts est incinéré et 44 % du flux (incinéré + stocké) de déchets verts est stocké. Cela signifie pour les déchets verts que 0,5 Mt sont valorisées sous forme de compostage, 0,3 Mt est détourné de l'incinération et 0,2 Mt est détourné du stockage.

Sur les 1 Mt de déchets alimentaires valorisés, 0,2 Mt l'ont été par tri à la source et 0,8 Mt par passage en installation de tri mécano biologique. On considère que les déchets triés à la source sont compostés.

Pour le tri à la source, on considère 10 % de résidus. En reprenant l'hypothèse que la proportion de déchets ménagers stockée est la même que la proportion de déchets ménagers dans le total des déchets, cela revient à dire que 57 % du flux (incinéré + stocké) est incinéré et 43 % du flux (incinéré + stocké) est stocké. Au total on a :

- 0,2 Mt valorisées sous forme de compostage
- 0,1 Mt détournés de l'incinération
- 0,1 Mt détournés du stockage
- des refus négligeables retournant en stockage

En termes d'efficacité de valorisation, on considère que 40 % d'un flux d'OMR (ordures ménagères résiduelles) entrant dans une installation de tri mécano biologique (TMB) est valorisé par compostage ou méthanisation et 60 % est du refus de tri. Cela signifie que pour obtenir un flux valorisé de 0,8Mt, il faut détourner du stockage ou de l'incinération un flux total de $0,8/0,4 = 2$ Mt.

Les TMB sont rarement créées où il y a un incinérateur. Il s'agit essentiellement d'une solution de remplacement au stockage. On considère qu'elles détournent 90 % d'un flux qui allait en stockage et 10 % d'un flux qui allait en incinération, soit 1,8 Mt détournés du stockage et 0,2 Mt détournés de l'incinération.

Un tiers du refus de tri est valorisable sous forme énergétique, et deux tiers du refus de tri retourne vers le stockage.

Les 0,8Mt de déchets valorisés en installation de tri mécano-biologique ont été traités pour 0,3Mt (soit 37,5%) par méthanisation et 0,5Mt (soit 62,5%) par compostage. On a ainsi 0,3 Mt valorisées par méthanisation et 0,5 Mt valorisées par compostage ; 0,4 Mt de refus à bas PCI valorisables énergétiquement et 0,8 Mt de refus non valorisables réorientés vers le stockage.

Les installations de traitement, compostage et méthanisation ainsi que les TMB sont considérées comme saturées. Augmenter la valorisation de la matière organique nécessite d'investir en capacités de compostage ou de méthanisation à hauteur du flux concerné.

PLTE - Etude d'impact

	Stockage	Valorisation matière	Valorisation organique	Valorisation énergétique industrie	Valorisation énergétique incinérateur
Mt	-0,2-0,1-1,8+0,8		0,5+0,2+0,3+0,5		-0,3-0,1-0,2+0,4
Evolution du coût de gestion (M€)	-2,1*190		0,5*154+0,2*415+2*0,375*195+2*0,625*225		-0,6*211
Capacités supplémentaires (Mt)			Composteurs : 0,7 TMB compostage : 2*0,625 TMB méthanisation : 2*0,375		
Capacités supplémentaires (M€)			Composteurs : 0,7*300 TMB compostage : 1,25*400 TMB méthanisation : 0,75*650		
Emplois	-1,3*120		2,7*290		-0,2*250

Tableau 5 : Enjeux de la mise en œuvre de valorisation des déchets organiques des ménages déjà décidées par les collectivités

6) Extension des consignes de tri des emballages

Une mesure d'extension de la REP emballages à tous les emballages en plastique a été proposée par plusieurs acteurs. Un flux potentiel supplémentaire de valorisation de 0,2 Mt. Lorsqu'il y a tri à la source, 90 % de la matière est valorisée et il y a 10 % de refus de tri. Quand il y a passage en centre de tri, la performance attendue est de 60 % de valorisation matière et 40 % de refus de tri valorisables sous forme énergétique. Cela signifie que 0,3 Mt sont détournées du stockage ou de l'incinération pour cette valorisation matière.

Si on considère que la proportion de déchets ménagers stockée est la même que la proportion de déchets ménagers dans le total des déchets (ligne 21 du tableau RSD), cela revient à dire que 57 % du flux (incinéré + stocké) est incinéré et 43 % du flux (incinéré + stocké) est stocké. Au total on a 0,2 Mt détournées de l'incinération et 0,1 Mt détournées du stockage.

La valorisation des emballages suite à une extension des consignes de tri de tous les plastiques nécessiterait de moderniser l'intégralité du parc de centres de tri de déchets ménagers français.

La mesure devrait permettre de baisser le besoin en capacités d'incinération et ainsi libérer de la capacité pour une autre mesure. Le bilan de la valorisation énergétique incinérateur ne peut se faire sur une seule mesure. Il devra se faire sur un scénario de manière globale.

PLTE - Etude d'impact

	Stockage	Valorisation matière	Valorisation organique	Valorisation énergétique industrie	Valorisation énergétique incinérateur
Extension REP consignes de tri (Mt)	-0,1	0,2+0,1			-0,2
Evolution du coût de gestion (M€)	-0,1*190	0,3*(800+200)			-0,2*211
Capacités supplémentaires (Mt)		0,3 +modernisation			
Capacités supplémentaires (M€)		0,3*800			
Emplois	-0,1*120	0,3*1625			-0,2*250

Tableau 6 : Enjeux filière de traitement de l'extension consigne de tri des plastiques

Scénario de synthèse

Le scénario de synthèse détaillé ci-dessous reprend :

- Le déploiement de la valorisation des biodéchets par les gros producteurs ;
- L'obligation de trier et valoriser les flux de verre, papier/carton, métal, plastique, bois des activités économiques ;
- La valorisation énergétique des refus de tri ;
- Le déploiement des filières REP existantes ;
- La valorisation des biodéchets ménagers ;
- L'extension des consignes de tri des emballages.

Les résultats du scénario proposé sont résumés dans le tableau *infra*, qui reprend les résultats associés à ces mesures structurantes :

		Valorisation matière				Valorisation énergétique			Elimination			Total
		R	Cpo	E	M	co-I	IR1	Cbu	I		Stoc- kage	
									I<R1	0 valo		
2010	Mt	39,8	4,8	0,8	0,7	0,5	6,7	5,4	6,5	0,6	24	89,8
	%	44%	5%	1%	1%	1%	7%	6%	7%	1%	27%	100%
		51 %					14 %			35%		
2020	Mt	44,1	7,0	0,8	2,0	2,7	11,1	5,4	3,6	0	13,1	89,7
	%	49%	8%	1%	2%	3%	12%	6%	4%	0%	15%	100%
		60 %					21 %			19%		

PLTE - Etude d'impact

Tableau 7 : Résultats du scénario retenu

R : recyclage E : épandage co-I :co-
Cpo : M : incinération I : incinération
compostage méthaniseur Cbu : production thermique avec
I_{R1} : incinérateurs déchets
>R1

Impacts du scénario de synthèse

Ce scénario permet d'atteindre 60% de valorisation matière et de réduire de 10,9 millions de tonnes les déchets enfouis en centres de stockage, soit de les réduire de 46% par rapport à 2010.

En 2010, le service public de gestion des déchets a collecté en mélange, après la collecte séparée, 19 Mt de déchets (OMR) soit $19\,000/64,613 = 294$ kg d'OMR/hab/an (INSEE : 64.613 millions d'habitants en 2010).

Les efforts de collectes séparés des OMR, qu'il s'agisse du tri du verre, papier et emballages (2,3 Mt) ou des biodéchets (0,7 Mt) va se traduire directement par une réduction de 3 Mt d'OMR. On obtient en 2025 : $19-3 = 16$ Mt d'OMR soit 238 kg/hab/an (l'INSEE évalue la population française à 67,3 millions en 2025) sans dépasser les 260 kg/hab/an en 2020.

Les investissements qui seraient nécessaires pour atteindre les réductions présentées dans le scénario seraient de l'ordre de 5,6 milliards d'euros. Ces investissements sont détaillés dans le tableau *infra*.

Seuls les coûts de collecte et de traitement ont été intégrés dans les paragraphes thématiques. La ligne sur les coûts du tableau ci-dessous intègre un coût de transport (centre de transfert + transport) de 5 % pour les DMA et de 13 % pour des DAE.

	Valorisation des biodéchets des gros producteurs	Obligation de tri DAE (verre, papier, métal, plastique, bois)	Valorisation des refus de tri	Mise en place des REP	Valorisation de biodéchets ménagers	Extension des consignes de tri des emballages	Total
Stockage (Mt)	-1,7	-4,2	-2,6	-1,3	-1,3	-0,1	-11,2
Valorisation matière (Mt)		2,5		1,5		0,3	4
Valorisation organique (Mt)	2				1,5		3,5
Valorisation énergétique industrie (Mt)		1,1	1,1				2,2
Valorisation énergétique incinération (Mt)	-0,3	0,6	1,5	-0,3	-0,2	-0,2	1,1
Evolution du coût de gestion (M€)	77	122	118	149	64	251	780
Investissements	1 175	1 839	825	333	1 198	240	5 610

PLTE - Etude d'impact

nécessaires (M€)							
Emplois pérennes	967	2 811	- 137	2769	577	425	7412
Balance commerciale	-469	-379	-192	-38	-476	-50	-1605
Bilan GES (Mt eq. CO ₂)	-1,9	-5	-0,5	-2,9	-1,5	-1	-12,8

Tableau 8 : Enjeux du scénario retenu

En raison de la saturation des installations d'incinération, et parce qu'il n'est pas acceptable d'augmenter les capacités d'incinération nationale, 0,3Mt de déchets supplémentaires seront envoyées vers le stockage.

La mise en œuvre du plan déchets va être génératrice d'emplois. Sur la base des quantités d'emplois associés à chaque voie de valorisation, il est possible d'avancer l'ordre de grandeur de 7412 emplois pérennes créés dans le secteur des déchets. Ces chiffres ne tiennent pas compte des emplois temporaires qui seront créés dans les secteurs du bâtiment et des procédés de traitement des déchets afin de réaliser la mutation des capacités de traitement des déchets nécessaire à la mise en œuvre de ce scénario.

Les investissements de 5,6 Md€ se décomposent à 50 % de process et 50 % de bâti :

- Le bâti correspond à de l'activité française qui représente 3,6 emplois directs par million d'euros investis (emplois directs INSEE (Esane 2011)),
- Les process correspondent à une activité française à hauteur de 20 % et un taux d'emploi de 3,7 emplois directs par million d'euros investis (emplois directs INSEE (Esane 2011)).

On considère qu'il faut 2,5 ans pour construire le bâti et 1 an pour développer le process. Ainsi, la construction du bâti des nouvelles capacités de traitement va générer 25447 emplois temporaires jusqu'en 2025 ainsi que 2274 emplois temporaires jusqu'en 2025 pour développer les différents process nécessaire au scénario.

Le calcul de la balance commerciale est basé sur trois éléments :

- Les matières premières qui n'auront pas à être importées ou seront exportées du fait de la valorisation matière ;
- Les combustibles fossiles qui n'auront pas à être importés ou seront exportés du fait de la substitution de combustible dans le cas de la valorisation énergétique des déchets ;
- Les équipements devant être importés pour atteindre les capacités de traitements prescrites.

Le scénario proposé a également un impact en matière de changement climatique. Les rapports effectués par les autorités françaises auprès du secrétariat de la Convention cadre des nations unies sur le changement climatique nous fournissent des facteurs d'émission pour les activités de stockage et d'incinération des DMA.

Facteur d'émission du CO ₂ pour les installations d'incinération/combustion avec et sans récupération d'énergie (t eq CO ₂ /t déchet)	0,81
Facteur d'émission du CH ₄ pour les installations de stockage (t eq CH ₄ /t déchet)	0,04

De plus, le Bilan du recyclage 2001-2010 publié par l'ADEME fournit des données relatives à l'impact du recyclage de certaines matières premières de recyclage :

PLTE - Etude d'impact

Impact du recyclage d'une tonne d'acier (t éq CO ₂)	- 1,919
Impact du recyclage d'une tonne de papier (t éq CO ₂)	- 0,304
Impact du recyclage d'une tonne de verre (t éq CO ₂)	- 0,456
Impact du recyclage d'une tonne plastique (t éq CO ₂)	- 2,462

Comme pour le calcul de la balance commerciale, on va identifier les flux de matériaux à partir des lignes du RSD pour les DAE. Pour les filières REP, on considère que les emballages hors verre valorisés sont à 50 %/50 % papiers-cartons / plastiques, les DEEE des métaux (acier). L'évaluation de l'impact climatique des opérations de valorisation organique des déchets, de valorisation matière du bois et des textiles n'a pas été possible du fait de l'indisponibilité de facteurs d'émission applicables à ces opérations de valorisation.

	Valorisation biodéchets gros producteurs	Obligation de tri DAE	Mise en place des REP	Valorisation biodéchets ménagers	Extension consignes de tri emballages	Valorisation des refus de tri
Valorisation matière	0	Verre	- 0,1	0	- 0,74	0
		Papier	- 0,2			
		Plastique	- 0,3			
		Métaux	- 1,7			
		Bois				
			Textile			
Valorisation organique		0	0		0	0
Valorisation matière = - 4,4 Mt eq. CO₂						
Valorisation énergétique industrie	0	0,9	0	0	0	0,9
Valorisation énergétique incinération	- 0,2	0,6	- 0,2	- 0,2	- 0,2	1,2
Valorisation énergétique = + 2,8 Mt eq. CO₂						
Stockage	- 1,7	- 4,2	- 1,3	- 1,3	- 0,1	- 2,6
Stockage = - 11,2 Mt eq. CO₂						
Empreinte carbone du scénario = - 4,4 Mt eq. CO₂ + 2,8 Mt eq. CO₂ - 11,2 Mt eq. CO₂ = - 12,8 Mt eq. CO₂						

Article 20 : principes d'auto-suffisance et de proximité dans la politique déchets

Objectifs

Cet article ancre l'économie circulaire dans la transition énergétique, en affirmant et définissant de manière plus précise le principe de proximité dans la prévention et la gestion des déchets, prévu par la directive-cadre sur les déchets, en définissant le principe d'autosuffisance, également prévu par la directive-cadre sur les déchets, qui veut que chaque territoire assure autant que possible l'élimination des déchets non valorisables qu'il produit.

PLTE - Etude d'impact

Enfin, cet article définit la transition vers l'économie circulaire comme un des principes-clés de l'application de la loi concernant les déchets.

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. Il pourra ainsi avoir un impact positif sur l'économie locale, même s'il est difficile de chiffrer cet impact.

La rédaction circonstanciée de cet article permet en revanche d'éviter que celui-ci devienne une contrainte pour les situations où la proximité ne serait pas adaptée, ceci afin d'éviter d'éventuels surcoûts induits.

Article 21 : principe de proximité dans le cadre des filières à responsabilité élargie des producteurs

Objectifs

Cet article indique plus spécifiquement que les éco-organismes des filières à responsabilité élargie du producteur (REP) de gestion des déchets pourront avoir recours à des incitations financières proportionnées afin de favoriser la gestion des déchets à proximité. Ce point sera néanmoins à déterminer au cas par cas dans les cahiers des charges desdits éco-organismes pour chaque filière.

Impacts

Cet article 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 réagrement périodique des filières ; ces incitations pourront alors donner lieu à une estimation chiffrée des bénéfices réalisés en termes de création de richesse de proximité à l'occasion du travail fin réalisé dans chaque filière, qui déterminera l'opportunité de telles incitations. Elles devront en tout état de cause respecter les règles de concurrence et de libre circulation des marchandises.

Article 22 : dispositions relatives au recyclage des matières et à leur utilisation pour de nouveaux produits

Objectifs

Cet article :

- généralise à tous les produits l'interdiction de discrimination à l'encontre des matières issues du recyclage. Cette interdiction s'appliquera à l'ensemble des matériaux, sans distinction de catégorie. Des matières répondant aux normes en vigueur pourront être utilisées dans les domaines de la production d'énergie par exemple.
- ancre l'économie circulaire dans la transition énergétique, en permettant une meilleure valorisation des déchets de bois.

PLTE - Etude d'impact

- abroge l'article L. 541-39 du code de l'environnement, dont les dispositions sont devenues sans objet.

Impacts

La première disposition ne pourra pas entraîner de coûts supplémentaires, au contraire elle 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.

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.

**TITRE V FAVORISER LES ENERGIES RENOUVELABLES POUR
DIVERSIFIER NOS ENERGIES ET VALORISER LES RESSOURCES DE NOS
TERRITOIRES**

CHAPITRE I^{ER} DISPOSITIONS COMMUNES

*Article 23: Permettre une meilleure intégration des énergies renouvelables dans les
marchés de l'électricité*

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 entraîne des distorsions du marché. Les prix négatifs traduisent une destruction de valeur sur le marché qui est due en partie aux modalités de soutien actuelles des EnR, qui, bénéficiant d'un tarif d'achat garanti, ne sont pas incitées à moduler leur production en fonction des signaux envoyés par le marché, mais aussi à l'insuffisante flexibilité du parc de production électrique.

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 »).

De tels dispositifs permettent notamment d'exposer les producteurs EnR aux signaux de court terme par la vente de l'électricité produite sur le marché de gros. Ils permettent de restaurer le signal prix de court terme et de limiter les dysfonctionnement du marché, notamment les périodes de formation de prix négatifs.

PLTE - Etude d'impact

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.

La présente disposition législative ne précise pas la nature ni les modalités du complément de rémunération, qui peut prendre la forme de « prime ex post » ou « contrat pour différence », ou de prime fixée « ex ante », qui seront fixées par voie réglementaire dans les textes d'application.

Des dispositifs de type « prime ex post » ou « contrat pour différence » permettent notamment d'exposer les producteurs EnR aux signaux de court terme par la vente de l'électricité produite sur le marché de gros. Selon les modes de rémunération possibles, de tels mécanismes peuvent garantir aux producteurs EnR une visibilité et une sécurité financière proche, voire équivalente à celles dont ils bénéficient dans le cadre des tarifs d'achat garantis.

Des dispositifs de type « prime fixe ex ante » peuvent être quant à eux pertinents sur le plan économique, lorsque le signal-prix sous-jacent est représentatif des coûts de développement de long terme de l'unité de production marginale du parc et qu'il permet donc de donner un signal à l'investissement, pour tenir compte des besoins du système électrique en termes d'équilibre offre-demande. Avec ce type de dispositifs, les producteurs sont totalement exposés au risque marché ce qui peut augmenter le coût des projets.

Par ailleurs, les dispositifs de complément de rémunération devront s'inscrire dans le cadre fixé par les nouvelles lignes directrices encadrant les aides d'Etat à l'énergie et à l'environnement adoptées par la Commission européenne le 9 avril 2014. Elles prévoient les principes suivants pour le soutien aux énergies renouvelables ou à la cogénération :

- Possibilité de recourir à des tarifs d'achat garantis pour les installations d'une puissance inférieure à 500 kW, ou 3 MW ou 3 unités de production pour la filière éolienne ;
- obligation de recourir à des mécanismes de rémunération sur le marché avec prime pour les installations de puissance supérieure à 500 kW, ou 3 MW ou 3 unités de production pour la filière éolienne, à compter du 1^{er} janvier 2016 ;
- Obligation de passer par des appels d'offres technologiquement neutres pour les installations de puissance supérieure à 1MW, ou 6 MW ou 6 unités de production pour la filière éolienne, à compter du 1^{er} janvier 2017. Certaines exemptions au critère de

PLTE - Etude d'impact

neutralité technologique et à la nécessité de recourir à une procédure de mise en concurrence sont prévues.

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 compensées 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.

A 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.

PLTE - Etude d'impact

B 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 qui sont destructeurs de valeur. Un tel dispositif permet ainsi de restaurer cette valeur liée au bon fonctionnement du marché

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.

C 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.

D 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.

E 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.

PLTE - Etude d'impact

Par ailleurs, il s'inscrit dans la logique poursuivie par les nouvelles lignes directrices adoptées 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 et leur notification à la Commission européenne au titre des aides d'Etat.

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.

PLTE - Etude d'impact

Article 24 : Améliorer la procédure des appels d'offre

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

PLTE - Etude d'impact

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.

A 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.

B 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

Décret d'application, voire arrêté – Responsable Direction générale de l'énergie et du climat.

Article 25 : Renforcer la conditionnalité de l'aide apportée au développement des énergies renouvelables

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.

PLTE - Etude d'impact

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.

PLTE - Etude d'impact

Article 26 : Faciliter le financement par les collectivités des énergies renouvelables

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

L'impact s'avère positif par la facilitation du développement des ENR.

B. Impacts économiques

L'impact est 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.

PLTE - Etude d'impact

E.. Impacts sur l'ordre juridique interne

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

PLTE - Etude d'impact

Article 27: Faciliter la participation des habitants au capital des sociétés de projet pour les énergies renouvelables

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'ouvrir la possibilité 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 permet 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 pourront 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, d'inciter une proposition d'une part de capital aux habitants, puis, en cas de non souscription totale, aux collectivités.

La part de capital proposé est limitée par la loi.

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

L'impact est positif par la facilitation du développement des ENR.

PLTE - Etude d'impact

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 pourra 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 le périmètre de résidence des habitants et les règles relatives à l'ordre de souscription des collectivités.

CHAPITRE II CONCESSIONS HYDROELECTRIQUES

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 aménagement, 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 coïncidaient donc pas, même lorsque les ouvrages étaient installés en série sur un cours d'eau pour constituer une "chaîne d'aménagements". Cette pratique était sans inconvénient lorsque EDF, établissement public, bénéficiait d'un quasi monopole de la production hydroélectrique et du "droit de préférence" lors du renouvellement des concessions.

Aujourd'hui, la suppression du "droit de préférence" par la LEMA du 30 décembre 2006 et l'alignement de la procédure de renouvellement des concessions hydroélectriques sur celle des délégations de service public de droit commun pourraient conduire, en l'absence de précautions, à confier à des concessionnaires distincts et concurrents des aménagements intimement liés hydrauliquement au sein d'une chaîne d'ouvrages, avec tous les risques que cela comporterait en terme d'optimisation énergétique et économique, de sûreté et de protection des milieux aquatiques.

Par note en date du 28 mars 2007, le ministre de l'économie, des finances et de l'industrie et le ministre délégué à l'industrie ont chargé le Conseil général des mines et l'Inspection générale des finances d'une mission visant à développer une méthodologie sur la pertinence, la faisabilité et l'impact économique potentiel du regroupement des concessions hydroélectriques d'une même vallée.

La mission s'est tout d'abord attachée à déterminer les critères propres à permettre de porter un jugement objectif sur la pertinence et l'intérêt collectif d'un regroupement de deux ou de plusieurs concessions concernant des aménagements constitutifs d'une chaîne. Au terme de son analyse, la mission en a conclu qu'en matière d'attribution de concessions au sein d'une vallée, lorsque la concession d'un aménagement appartenant à une chaîne arrive à échéance, la recherche de l'optimisation énergétique, écologique et économique plaide en faveur du regroupement des concessions des différents aménagements de la vallée.

Ces regroupements d'ouvrages se font au regard de plusieurs critères techniques dont le premier à prendre en compte est directement lié à l'exploitation de la chaîne : l'influence hydraulique entre deux ouvrages successifs. Si ce critère influe directement sur l'exploitation des aménagements, et donc sur la stratégie de production de l'opérateur, il concerne également la sécurité des ouvrages avec la gestion des crues, et doit aussi être considéré en tenant compte des autres usages de l'eau, et notamment ceux ayant un impact direct sur la gestion des retenues, comme le soutien d'étiage, les côtes touristiques de lac, ou encore la gestion des éclusées en aval de la vallée.

Enfin, les possibilités de développement et d'optimisation portant parfois sur plusieurs aménagements à la fois, ces dernières peuvent donc peser sur l'opportunité de regrouper certains ouvrages, dans le but d'en améliorer la configuration.

PLTE - Etude d'impact

A titre d'exemple, le titre de concession pour le nouvel aménagement de Romanche-Gavet octroyé à EDF en 2010, en remplacement de 6 centrales et 5 barrages existants, permettra d'augmenter de 40% la production d'électricité tout en réduisant les impacts sur l'environnement. Les 155 millions de kWh supplémentaires qui seront produits chaque année correspondent à la consommation résidentielle annuelle d'une ville de 60 000 habitants.

D'autres projets de développement ne peuvent se faire qu'en appuyant leur rentabilité sur les aménagements existants. Par exemple, la STEP de Redenat dont le projet a été identifié sur la vallée de la Dordogne pour une puissance d'environ 1000 MW, soit le tiers à elle seule des objectifs PPI en termes d'augmentation de puissance à l'horizon 2020, ne pourrait être réalisée qu'en adossant le nouvel ouvrage sur une partie des aménagements déjà amortis.

Sur le mode opératoire pour opérer ces regroupements de concessions en « chaînes d'aménagements », la mission proposait de privilégier le mécanisme de rachat anticipé prévu par les cahiers des charges, en soulignant toutefois les difficultés associées à cette méthode.

A droit constant, il est en effet possible de procéder au regroupement de plusieurs 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.

Comme l'a souligné le Conseil d'Etat dans son rapport sur l'eau et son droit en 2010, la procédure de renouvellement des concessions « s'accompagnera d'un effort pour rationaliser l'exploitation et regrouper les concessions par vallées, elle risque aussi de s'avérer coûteuse puisqu'il faudra, sauf compensation consistant à allonger la durée d'autres concessions, mettre fin prématurément à certaines concessions non encore expirées et indemniser le concessionnaire, opération longue et qui débouche très souvent sur des contentieux. »

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.

PLTE - Etude d'impact

Objectifs poursuivis

L'objectif d'intérêt général poursuivi est le regroupement des concessions afin de conserver ou accroître les capacités d'optimisation de l'exploitation des chaînes d'aménagement, qu'il s'agisse d'une optimisation énergétique (volume de production), d'une optimisation économique de la concession (programme de production mieux valorisé) ou d'une amélioration de la gestion de l'eau.

Pour parvenir à cet objectif, la présente disposition vise à :

1. Limiter le coût pour la collectivité de ce regroupement (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 importantes 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.

PLTE - Etude d'impact

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 échoué 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'euro péen.

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 susceptibles 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.

PLTE - Etude d'impact

Impacts de la mesure

A Impacts économiques

Dans le cadre de la mise en concurrence des concessions, leur regroupement par vallée doit permettre une meilleure attractivité pour les candidats, et des projets de développement plus ambitieux. En effet,

- certaines concessions isolées ne peuvent aujourd'hui être remises en concurrence, dans la mesure où elles sont isolées et dépendantes d'aménagements en amont ou en aval ; telles quelles, elles n'intéresseraient que le concessionnaire sortant ;
- l'utilisation de la méthode des barycentres permet d'éviter des rachats anticipés trop importants, qui génèreraient des coûts d'entrée prohibitifs dans la concession et conduiraient les candidats à limiter la redevance ou les investissements ; cette méthode permettra donc de sélectionner le meilleur projet, sur un périmètre défini, en fonction de critères fixés préalablement 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) ;
- le regroupement des concessions doit permettre d'améliorer la concurrence sur la production d'électricité et sa vente sur les marchés, le concessionnaire d'un ensemble hydrauliquement cohérent étant capable de déterminer son programme de production en fonction de son portefeuille de clients (et non de la production de l'usine amont ou aval).
- Enfin, cette amélioration de la concurrence devrait permettre de faire bénéficier les collectivités publiques d'une partie a priori optimale de la rente hydroélectrique.

Le risque de limiter la concurrence en créant des concessions moins nombreuses et plus grandes apparaît à relativiser : la méthode des barycentres ne sera pas appliquée partout mais seulement sur des ensembles hydrauliquement liés, et il subsistera donc de très nombreuses concessions « de petite taille ». Par ailleurs, plusieurs industriels candidats à la reprise de concessions ont fait part de leur intérêt pour des concessions « par vallée ».

A travers la remise en concurrence facilitée par cette méthode, sont attendus des investissements de renouvellement et des investissements de développement de la production, au minima pour maintenir la production actuelle (en compensant les restrictions nouvelles liées au respect des débits réservés). Il est cependant difficile de donner une estimation des impacts économiques à venir.

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

PLTE - Etude d'impact

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'application

A 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 a 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 : Création des sociétés d'économie mixte hydroélectriques

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 du 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

PLTE - Etude d'impact

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 définir.

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

PLTE - Etude d'impact

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 transposés 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 publics : 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.

PLTE - Etude d'impact

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.

Elle peut avoir un intérêt pour des opérateurs désireux de partager le poids des investissements avec des partenaires publics.

En revanche, une part trop importante des partenaires publics (dans le capital comme dans les processus de décision) pourrait conduire au risque de décourager les candidats à la reprise des concessions, ou de les positionner dans un rôle limité d'opérateur n'ayant pas intérêt à investir dans le développement des moyens de production.

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

PLTE - Etude d'impact

d'exploitation. On notera que la participation des collectivités aux SEM est en tout état de cause facultative.

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

CHAPITRE III MESURES TECHNIQUES COMPLEMENTAIRES

Article 30 : Mesures techniques

I. Habilitation à prendre des ordonnances

1° Habilitation à modifier les dispositions applicables aux installations de production d'électricité à partir de sources renouvelables afin d'assurer leur meilleure intégration au marché de l'électricité en clarifiant les dispositions relatives à l'obligation d'achat mentionnée à la section 1 du chapitre IV du titre Ier du livre III du code de l'énergie, en révisant les critères d'éligibilité de ces installations à cette obligation d'achat et en précisant le contenu ainsi que les critères de détermination et de révision des conditions d'achat de l'électricité produite par ces installations.

I Diagnostic initial et justification de l'action

L'article L. 314-4 du code de l'énergie prévoit que les conditions d'achat de l'électricité produite par des installations éligibles à l'obligation d'achat sont fixées par arrêté. Cet article ne détaille toutefois pas les critères à prendre en compte pour fixer ces conditions d'achat. L'article L. 314-7 prévoit, quant à lui, que les contrats d'achat doivent fixer des conditions d'achat prenant en compte certains critères. Or, les contrats d'achat doivent être établis sur la base des dispositions arrêtées en application de l'article L. 314-4. Il convient donc de clarifier l'articulation entre ces deux articles, en renvoyant au L. 314-4 tous les critères devant être pris en compte pour la détermination des conditions d'achat et en explicitant au L. 314-7 que les contrats d'achat devaient être établis conformément à ces conditions d'achat.

De plus, compte tenu des enjeux de plus en plus prégnants de l'intégration au marché des EnR, il convient que le dispositif de soutien, reposant actuellement sur une obligation d'achat basée sur un tarif d'achat fixe sur une durée déterminée, puisse être plus réactif au marché. Ainsi, il est nécessaire que les critères devant être pris en compte pour la détermination des conditions d'achat intègrent cette dimension et notamment la possibilité de s'ajuster aux coûts de production et au prix de l'électricité.

Par ailleurs, l'expérience montre que les critères de calcul de la puissance installée des installations sont complexes et ont pu être dans certaines situations difficiles à interpréter. Par conséquent, il s'avère nécessaire de préciser voire de redéfinir les critères de calcul de cette puissance afin de prendre en compte ce retour d'expérience. Compte tenu de la nature des dispositions envisagées, le présent article conserve le principe de prévoir des modalités de calcul de cette puissance tout en renvoyant ces modalités vers un décret.

II Objectifs poursuivis

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 le dispositif de « complément de rémunération » en intégrant dans la détermination des conditions d'achat de l'électricité des critères de réactivité au marché.

Au regard du retour d'expérience de l'application des critères de définition de la puissance installée, l'objectif de la proposition est d'explicitier voire de redéfinir, en lien avec la profession, ces derniers en vue de faciliter leur application et leur contrôle.

III Options possibles et mesure retenue

Les modifications proposées permettent de définir les modalités de l'obligation d'achat et nécessitent donc d'être fixées au niveau de la loi.

Elles visent également à clarifier les critères de puissance installée, voire de les redéfinir afin de faciliter leur application. Pour ce faire, des mesures législatives, complétées de mesures réglementaires sont nécessaires.

IV Etude des impacts de la mesure

IV.2 Impacts économiques

Des impacts positifs sont à attendre pour les consommateurs finals d'électricité dans la mesure où les dispositions prévues par le présent article visent à permettre un meilleur ajustement des tarifs d'achat de l'électricité aux coûts réels de production et au marché de l'électricité ainsi qu'une meilleure prise en compte des aides apportées par ailleurs aux producteurs EnR. Ces mesures devraient donc conduire à une baisse des charges liées à ces tarifs et donc de la CSPE, portée par les consommateurs.

Peu d'impacts sont à attendre pour les producteurs d'électricité dans la mesure où les dispositions prévues ne seront pas rétroactives et que les contrats déjà signés ne seront pas remis en question.

IV.3 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.

IV.4 Impacts sociaux

Ces mesures présenteront un impact social positif en engendrant une baisse de la CSPE qui sera répercutée dans les factures d'électricité des consommateurs finals.

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

IV.5 Impacts sur l'ordre juridique interne

PLTE - Etude d'impact

Ces dispositions nécessitent de modifier le code de l'énergie dans sa partie consacrée aux énergies renouvelables. De plus, le décret n° 2001-410 du 10 mai 2001 et les arrêtés encadrant actuellement les conditions d'achat de l'électricité des installations EnR devront être modifiés pour tenir compte de ces évolutions législatives.

V Insertion juridique du projet

V.1 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.

V.2 Modalités d'application dans le temps des dispositions envisagées

Il n'est pas prévu de date d'entrée en vigueur différée pour ces mesures, qui nécessiteront la modification de décret et d'arrêtés existants. Ces mesures ne seront pas appliquées de manière rétroactive aux contrats d'achat déjà signés.

V.3 Conditions d'application des dispositions envisagées dans les collectivités d'outre-mer

Il n'est pas prévu de dispositions particulières pour l'application de ce dispositif dans les collectivités d'outre-mer.

V.4 Liste prévisionnelle des textes d'application nécessaires

Modification des décrets n° 2001-410 du 10 mai 2001 relatif aux conditions d'achat de l'électricité produite par des producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat et du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000 fixant par catégorie d'installations les limites de puissance des installations pouvant bénéficier de l'obligation d'achat d'électricité – Responsable DGEC

VI 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'industrie, de l'outre-mer et du budget.

2 – Habilitation à modifier les dispositions applicables aux installations de production d'électricité raccordées à un réseau public de distribution, notamment les installations de production d'électricité à partir de sources renouvelables, en prévoyant les dispositions techniques nécessaires à leur meilleure intégration au système électrique

I Diagnostic

L'accroissement de l'intermittence induite par certaines énergies renouvelables constitue un enjeu important de gestion du système électrique. L'amélioration du niveau de maîtrise de ces contraintes liées à l'exploitation du réseau doit s'appuyer sur un renforcement des conditions de prévisibilité et sur une participation accrue des

PLTE - Etude d'impact

installations de production raccordées à un réseau public de distribution à la gestion du système électrique.

Le cadre actuel prévoit des obligations de programmation et de placement de la totalité de la puissance non utilisée techniquement disponible sur le mécanisme d'ajustement uniquement pour les capacités situées sur le réseau public de transport d'électricité.

II Objectifs poursuivis

L'objectif de cet article est de permettre une meilleure intégration des capacités raccordées à un réseau public de distribution d'électricité, notamment les ENR intermittents, dans le système électrique, lorsque cela est justifié d'un point de vue technique et économique. Ceci pourra prendre deux formes principales :

- imposer la participation des unités de production raccordées à un réseau public de distribution au dispositif de programmation prévu à l'article L. 321-9 du code de l'énergie mis en œuvre par le gestionnaire du réseau public de transport. Cette participation pourra être envisagée à un niveau agrégé par poste source et pour les installations au-dessus d'un seuil (par exemple de puissance) à définir.
- rendre obligatoire la participation de ces installations (avec à nouveau un seuil à définir) au mécanisme d'ajustement mentionné à l'article L. 321-10, tout en tenant compte des éventuelles contraintes techniques empêchant certaines installations situées sur un réseau de distribution de participer au mécanisme d'ajustement. Les offres de disponibilité « à la baisse » devront notamment être prises en compte.

III Options possibles et mesure retenue

L'autre option possible serait de ne pas changer le cadre actuel, ce qui ne semble pas souhaitable dans un contexte d'augmentation sensible de la pénétration des énergies renouvelables intermittentes.

IV Impacts de la mesure

A Impacts économiques

Des impacts positifs sont à attendre pour la collectivité dans la mesure où la participation au mécanisme d'ajustement, lorsqu'elle est justifiée, des capacités situées sur un réseau public de distribution permettra une optimisation globale des offres retenues. Des moyens de production situés sur un réseau public de distribution sont parfois peu contraints en comparaison des groupes thermiques et pourraient donc être en mesure de proposer des offres d'ajustement compétitives, permettant de diminuer les coûts globaux d'ajustement.

L'obligation de participer au dispositif de programmation permettra d'ajuster au mieux les estimations de prévision de la production nationale et donc de permettre une gestion simplifiée en temps réel du système électrique.

PLTE - Etude d'impact

V Insertion juridique du projet

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

Ce dispositif est conforme au droit européen en vigueur.

B Modalités d'application dans le temps des dispositions envisagées

Il n'est pas prévu de date d'entrée en vigueur différée pour ces mesures.

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

Le mécanisme d'ajustement et le dispositif de programmation n'existent pas en outre mer, puisqu'il n'y a pas de réseau de transport en outre-mer. Ce texte ne sera donc pas applicable dans les collectivités d'outre-mer.

D Liste prévisionnelle des textes d'application nécessaires

Définition du seuil mentionné plus haut par voie réglementaire.

3 – Habilitation en vue de mettre en place les mesures nécessaires à un développement maîtrisé de l'autoproduction, notamment relatives à la réalisation d'expérimentations.

L'évolution profonde du modèle économique de la production d'énergies renouvelables diffuses va conduire à l'émergence de l'autoconsommation/autoproduction du fait de la poursuite attendue de la baisse des coûts de production des installations EnR et de la hausse des prix de l'électricité à la consommation.

Dans ce contexte, une réflexion sur la thématique de l'autoconsommation / autoproduction a été lancée par le Ministre en charge de l'Energie dans le cadre d'un groupe de travail dont l'objectif était d'identifier et de caractériser les enjeux techniques et les opportunités mais également les défis liés à l'autoconsommation/autoproduction, que ce soit en termes d'intégration au réseau, d'impact sur le système électrique, d'enjeu du stockage associé ou encore de modèle économique à mettre en place.

Ce groupe de travail rendra ses conclusions courant juillet. Parmi les recommandations qu'il émettra, plusieurs pistes sont envisagées, qui pourraient nécessiter des modifications législatives comme par exemple :

- l'intégration des volumes qui seront développés dans le cadre de l'autoconsommation/autoproduction aux volumes prévus par la programmation pluriannuelle de l'énergie ;
- la création d'un statut d'autoconsommateur/autoproducteur ;
- la mise en place d'expérimentations pour développer l'autoconsommation/autoproduction ;
- la définition de normes spécifiques pour sécuriser l'autoconsommation/autoproduction.

4 - Habilitation en vue de réformer le régime des sanctions administratives et pénales applicables aux concessions mentionnées au titre I du livre V du code de l'énergie

I Diagnostic

PLTE - Etude d'impact

En sa qualité d'autorité publique concédante, l'Etat a l'obligation de contrôler la bonne exécution des contrats de concession hydroélectriques. Pour être pleinement efficace, ces contrôles doivent être assortis des sanctions correspondantes.

La fin du droit de préférence et des renouvellements automatiques de concessions nécessitent un pouvoir de contrôle accru de l'Etat sur le concessionnaire à l'approche de la fin de concession, et donc un pouvoir de sanction mieux défini et proportionné.

Cette absence de capacité de sanctions a par exemple conduit à des difficultés récentes dans le cadre des échanges intervenant à la fin de la concession : il s'est ainsi révélé difficile d'imposer aux concessionnaires sortants la remise, dans les délais initialement fixés, de documents nécessaires à la mise en concurrence de la concession, retardant ainsi le processus.

Actuellement, les sanctions figurant au livre I du code de l'énergie ne sont pas applicables au livre V, et le livre V ne fait référence à des sanctions administratives que dans l'hypothèse d'une exploitation non autorisée d'une installation hydroélectrique. Aucune sanction administrative n'est prévue pour d'autres manquements aux obligations du livre V, à ses textes d'application ou aux stipulations du cahier des charges.

Quant aux sanctions administratives prévues pour une exploitation sans titre (concession ou autorisation code de l'environnement), elles paraissent peu praticables puisqu'elles consistent à titre principal au retrait de l'autorisation d'exploiter, alors que précisément l'objet de l'infraction est une exploitation sans autorisation (cf le 1° de l'article L.512-2 du code de l'énergie qui renvoie aux articles L.311-14 et L.311-15 de ce même code).

Les alternatives aux sanctions administratives sont les sanctions pénales et les sanctions contractuelles :

Les sanctions pénales : leur maniement est lourd dans la mesure où elles interviennent après le jugement d'une juridiction pénale ; par ailleurs, elles nécessitent une caractérisation du manquement qui n'est pas évidente pour ce qui concerne les obligations du concessionnaires. En dehors de sanction pénale pour obstacle au contrôle, leur utilisation paraît donc moins pertinente.

Les sanctions contractuelles : elles ne sont que rarement présentes dans les contrats de concessions existantes, et lorsque c'est le cas, peu dissuasives.

Les sanctions actuelles en cas de refus du concessionnaire de donner accès aux documents demandés sont couvertes par deux dispositifs en fonction du cahier des charges type ayant servi de modèle à la concession.

Le cahier des charges type de 1920 prévoit à son article 56 des amendes dont le montant est défini à chaque contrat. Dans les faits, les montants s'élèvent à quelques dizaines de nouveaux francs par jour de retard pour fournir les documents demandés. La sanction contractuelle est donc obsolète et peu dissuasive.

L'article 65 du cahier des charges type de 1999 renvoie pour sa part à l'amende prévue initialement par la loi du 16 octobre 1919 puis reprise et mise à jour à l'article L.512-2 du code de l'énergie. D'un montant maximal de 75000 Euros, elle sanctionne le non-respect par le concessionnaire des dispositions du présent livre ou les prescriptions du cahier des charges. Mais cette formulation générale ne caractérise pas assez certains cas rencontrés, comme le cas

PLTE - Etude d'impact

particulier du refus de fourniture des documents de la concession, et s'avère trop imprécise pour constituer le fondement légal d'un délit d'obstacle au contrôle.

Une modification des contrats des concessions existantes (plusieurs centaines), pour y introduire des sanctions contractuelles, constituerait une démarche longue et fastidieuse, la conclusion d'un avenant au contrat devant être validée par le Conseil d'Etat.

Recours à la loi :

La jurisprudence du Conseil d'Etat a confirmé la nécessité pour les sanctions administratives de respecter le principe constitutionnel de légalité des délits et des peines. Celui-ci suppose que les éléments constitutifs de l'infraction et la peine associée aient été préalablement prévus par un texte.

Dans le cas des sanctions administratives, le Conseil d'Etat admet que le simple manquement de la personne incriminée à ses obligations légales et réglementaires suffise à définir les éléments constitutifs de l'infraction dès lors que ces obligations ont été expressément définies dans un texte.

Il n'est pas davantage nécessaire de préciser la nature des sanctions applicables. En revanche, pour respecter le principe de légalité des délits et des peines, la sanction d'une obligation de niveau législatif doit avoir été prévue, au moins dans son principe, par un texte de même niveau.

II Objectifs poursuivis :

L'article proposé vise à garantir aux services chargés du contrôle des concessions hydroélectriques des sanctions efficaces et proportionnées contre le concessionnaire en cas de manquements aux obligations qui lui incombent, ou en cas d'obstacle au contrôle.

III Options possibles et mesure retenue

Le diagnostic a montré les difficultés à utiliser les sanctions actuellement en vigueur.

Une réflexion globale sur l'articulation des différents types de sanctions apparaît donc nécessaire, et les propositions du présent article visent à pallier ces carences en dotant les services chargés du contrôle d'un éventail de sanctions rapidement applicables tout en étant encadrées par les garanties procédurales et les principes constitutionnels en vigueur.

IV Etude des impacts de la mesure (en indiquant la méthode de calcul retenue)

A Impacts environnementaux : les articles proposés visent à étoffer les sanctions administratives des manquements aux obligations du concessionnaire, notamment celles relatives au respect de l'environnement. Le dispositif doit donc permettre d'améliorer le respect des exigences environnementales applicables aux concessions hydroélectriques.

B Impacts économiques : le dispositif de sanctions administratives proposé n'a pas vocation à impacter significativement l'économie générale des contrats de concession. Il doit permettre au contraire d'améliorer leur efficacité et l'égalité de traitement des producteurs hydroélectriques en garantissant un meilleur respect par tous de l'ensemble des obligations qui leur incombent.

PLTE - Etude d'impact

C Impacts budgétaire et financier : *aucun.*

Modalités d'application dans le temps des dispositions envisagées.

1. dont mesures transitoires prévues :

Etant une mesure d'ordre public, la disposition s'applique aux contrats en cours, mais les manquements à prendre en compte seront ceux constatés à compter de la publication de la loi.

Liste prévisionnelle des textes d'application nécessaires : *décret en Conseil d'Etat pour l'application de l'article L513-4 relatif aux conditions d'application du chapitre et notamment des plafonds de sanctions en fonction de la nature des manquements.*

5 - Habilitation en vue de créer au livre V du code de l'énergie un chapitre IV relatif à la protection du domaine hydroélectrique concédé, instituant des sanctions à l'encontre des auteurs d'actes portant atteinte à l'intégrité, à l'utilisation ou à la conservation de ce domaine ou des servitudes administratives mentionnées aux articles L. 521-8 et suivants du code de l'énergie, dans le but de lutter contre les dépôts illégaux de terres, de déchets et d'objets quelconques ;

I Diagnostic initial et justification de l'action

L'attention du gouvernement a été appelée à plusieurs reprises sur les problèmes environnementaux et de sécurité que soulèvent les décharges sauvages autour des lacs de retenue hydrauliques et le long des cours d'eau concédés pour l'exploitation hydroélectrique.

Les décharges sauvages autour des lacs de retenue et le long des cours d'eau posent des problèmes de sécurité et environnementaux. Elles représentent également une charge pour les concessionnaires qui doivent régulièrement effectuer des opérations d'enlèvement et de ramassage dans l'eau très coûteuses.

II Objectifs poursuivis :

L'objectif du présent article de loi est de procurer aux autorités compétentes de l'Etat mais également aux agents du concessionnaire préalablement habilités par le préfet les moyens juridiques de verbaliser les contrevenants.

III Options possibles et mesure retenue :

Le projet d'article actuel propose donc de remédier à ces difficultés d'une part avec la création d'une contravention de grande voirie sur le domaine public hydroélectrique, d'autre part en élargissant la liste des agents autorisés à constater et dresser procès-verbal de ces infractions aux agents du concessionnaire habilités à cette fin par le préfet. Toutefois

PLTE - Etude d'impact

l'instruction et la condamnation de ces infractions demeurent la compétence de la juridiction administrative.

IV Etude des impacts de la mesure

Impacts environnementaux : *garantir une meilleure protection de l'environnement en dotant les autorités publiques et les concessionnaires de moyens juridiques de IV.1 verbaliser les personnes jetant détritux et encombrants aux abords des lacs de retenue et cours d'eau faisant partie du domaine concédé.*

PLTE - Etude d'impact

6° Habilitation en vue de permettre l'institution des servitudes nécessaires à l'exploitation d'une concession hydroélectrique

I Diagnostic initial et justification de l'action

Les contrats de concession issus de la loi du 16 octobre 1919 ont conféré aux concessionnaires des pouvoirs d'expropriation et d'établissement de servitudes d'appui, de passage ou de submersion.

La codification intervenue en 2011 limite les cas de déclaration d'utilité publique que peut demander l'exploitant d'une concession hydroélectrique à la phase de construction initiale des installations. L'actuel article L.521-8 du code de l'énergie limite en effet la possibilité pour le concessionnaire ou le concédant d'obtenir une déclaration d'utilité publique aux seuls cas de réalisation de « *travaux nécessaires à l'établissement et à l'entretien des ouvrages de la concession* ».

L'expérience montre qu'une déclaration d'utilité publique peut être nécessaire en cours d'exploitation. La présente disposition vise à permettre l'institution de servitudes pendant l'exécution de la concession, une fois la déclaration d'utilité publique initiale obtenue, notamment pour des motifs liés à l'exploitation des ouvrages existants.

II Objectifs poursuivis :

Cette mesure vise à accroître la sécurité juridique de l'exploitation des concessions hydro-électriques en offrant aux concessionnaires les outils juridiques nécessaires à la bonne marche de l'exploitation.

III Etude des impacts de la mesure (en indiquant la méthode de calcul retenue)

A Impacts environnementaux :

La déclaration d'utilité publique visée par la modification est précisée à l'article L.521-7 du même code. Elle est ainsi précédée d'une étude d'impact et d'une enquête publique lorsque la nécessité en résulte des dispositions du chapitre II ou du chapitre III du titre II du livre Ier du code de l'environnement. Le présent article participe donc d'une meilleure application des règles environnementales.

B Impacts économiques :

Ce projet d'article permet aux concessionnaires d'effectuer les modifications nécessaires au bon fonctionnement de la concession en ayant recours préalablement à une déclaration d'utilité publique garantissant une meilleure sécurité juridique. Ce projet va donc également dans le sens d'une meilleure efficacité économique.

7° Habilitation en vue de compléter la définition du droit prévu à l'article L. 521-17 du code de l'énergie ainsi que les règles d'assiette de la redevance applicable aux concessions hydroélectriques instituée à l'article L. 523-2 du code de l'énergie ;

PLTE - Etude d'impact

I Diagnostic initial et justification de l'action

a. Droit d'entrée

Dans l'hypothèse où l'Etat souhaiterait recourir aux dispositions de l'article 29 du projet de loi et créer une SEM hydroélectrique, même en réduisant la part de capital détenue par l'Etat, se pose la question de son mode de financement. Plusieurs pistes ont été envisagées pour que les apports de l'Etat dans la SEMH puissent être effectués en limitant au maximum la sollicitation du budget de l'Etat.

1. L'apport en nature soulève des difficultés.

Conformément à l'article L.225-147 du Code de commerce, il est possible pour un associé d'apporter à une société des biens ou droits en contrepartie d'actions de cette dernière. En telle hypothèse, la valeur des biens ou droits apportés doit faire l'objet d'un rapport établi par un commissaire aux apports chargé d'apprécier, sous sa responsabilité, leur valeur. Il pourrait être envisagé que l'Etat apporte à la SEMH les droits qu'il détient sur les barrages hydroélectriques ainsi que sur les emprises constituant le domaine public hydroélectrique et dont il est le propriétaire. Les biens constituant des dépendances du domaine public ne peuvent faire l'objet d'un apport en propriété ou en usufruit (inaliénabilité du domaine public).

Reste la question de l'apport en jouissance, c'est-à-dire du droit d'usage que l'Etat confère au concessionnaire par la concession. Un tel apport soulèverait sans doute au moins deux difficultés :

- sur le plan théorique, il s'agit d'apporter un droit qui est en réalité identique à celui que confère par nature la concession et se pose alors la question de savoir s'il n'est pas ainsi payé deux fois ;
- sur le plan pratique, la valorisation d'un tel droit semble délicate et l'adéquation entre cette valeur et le montant du capital à souscrire risque d'être difficile.

2. L'apport en numéraire paraît s'imposer mais il peut s'accompagner de recettes équivalentes aux dépenses effectuées, voire donner lieu à compensation

2.1 L'anticipation du versement des redevances

Pour financer l'apport de l'Etat, il pourrait être envisagé d'accélérer la collecte des recettes existantes à devoir par le concessionnaire, c'est-à-dire un paiement anticipé des redevances auxquelles est assujéti le titulaire d'une concession hydraulique. (On trouve en effet des exemples dans lesquels la loi a autorisé le versement anticipé d'une redevance. C'est en particulier le cas des redevances d'occupation du domaine public, le Code général de la propriété des personnes publiques (le CG3P) prévoyant la faculté de recourir à un paiement anticipé de la redevance, correspondant à une période limitée de l'autorisation)

Le concessionnaire est assujéti au paiement de plusieurs contributions en contrepartie de l'exploitation des concessions hydroélectriques :

- la redevance pour occupation du domaine public hydroélectrique et, lorsque le cours d'eau appartient au domaine public de l'Etat, la redevance pour occupation du

PLTE - Etude d'impact

domaine public fluvial pourraient d'ores et déjà donner lieu à un paiement anticipé par période quinquennale sur le fondement des dispositions existantes du CG3P : il n'est toutefois pas certain que ces recettes, d'un montant modeste, suffisent à constituer l'apport de l'Etat dans la SEMH.

- la perception pluriannuelle des redevances dites « proportionnelles » semble, quant à elle, contraignante et délicate dans son principe. En effet, d'une part, le versement anticipé de ces contributions pourrait s'avérer en réalité contraignant et complexe pour l'Etat dès lors qu'elles font l'objet d'un reversement partagé avec certaines collectivités territoriales et d'autre part, la nature sujette à débat de ces contributions – lesquelles semblent devoir être qualifiées d'impositions de toute nature – pourrait interroger sur la légalité du versement.

En tout état de cause, une modification de la partie législative du Code de l'énergie serait nécessaire si la perception anticipée de ces redevances était envisagée, car aucune disposition ne l'autorise pour l'heure.

2.2 La solution la plus simple et la plus solide consisterait donc à prévoir la possibilité d'instaurer un droit d'entrée additionnel

Les ressources nécessaires à l'apport de l'Etat pourraient être issues de l'augmentation du droit d'entrée acquitté par les nouveaux concessionnaires hydrauliques.

Cependant, ce droit d'entrée est aujourd'hui limitativement défini : En effet, l'article L. 521-17 du Code de l'énergie dispose que le droit d'entrée versé par le nouveau titulaire d'une concession hydraulique doit correspondre aux « dépenses à rembourser par l'Etat au concessionnaire précédent en application du [Code de l'énergie] ou [aux] éventuels autres frais engagés par l'Etat au titre du renouvellement de la concession ».

Une modification législative pourrait dès lors instituer, dans le cadre de l'article L. 521-17 du code de l'énergie, la possibilité d'instaurer un droit d'entrée additionnel correspondant, par exemple, à tout ou partie de la valeur des ouvrages de la concession qui sont remis au concessionnaire et lui permettent de tirer des revenus de leur exploitation.

Redevance

La future redevance sur chiffres d'affaires applicable aux nouvelles concessions hydroélectriques (y compris lors de leur renouvellement) prévue à l'article L.521-23 du code de l'énergie est assise sur les recettes résultant des ventes d'électricité (valorisation au prix de marché).

Le chiffre d'affaires d'une concession hydroélectrique comprend d'autres composantes qui pourraient représenter une part importante des revenus à l'avenir, voire dépasser la part liée aux ventes d'électricité (notamment les rémunérations liées au nouveau marché de capacité ou au mécanisme d'ajustement).

Une juste définition de l'assiette de redevance portant sur l'ensemble des recettes de la concession apparaît donc comme la solution la mieux appropriée pour la robustesse

PLTE - Etude d'impact

économique du contrat de concession et les intérêts de l'Etat concédant. Cette assiette pourrait être établie sur les futurs comptes de concession, dont la partie recette sera normalisée dans un arrêté du ministre de l'Energie.

II Objectifs poursuivis

Faciliter le financement de la participation de l'Etat au capital d'éventuelles futures SEM hydroélectriques.

Tenir compte de l'ensemble des revenus des concessions dans la base de calcul de la redevance, afin d'éviter tout biais entre le chiffre d'affaires déclaré dans l'offre du candidat retenu et les différentes optimisations de ses recettes que celui-ci pourrait opérer par la suite.

III Options possibles et mesure retenue

Les options relatives au droit d'entrées sont exposées dans le diagnostic.

L'application de la redevance sur l'ensemble du chiffre d'affaires de la concession est l'option la plus simple permettant d'atteindre le but poursuivi.

IV Etude des impacts de la mesure (en indiquant la méthode de calcul retenue)

A Impacts économiques

Cette mesure devrait permettre de diminuer l'incertitude entre le chiffrage de la redevance proportionnelle annoncé par le concessionnaire retenu dans son offre et la valeur effective de la redevance perçue par l'Etat et les collectivités.

B Impacts budgétaire et financier

La recherche d'un financement de la participation de l'Etat dans la SEM par une augmentation du droit d'entrée aurait un impact budgétaire positif pour l'Etat.

La redevance proportionnelle devrait représenter à terme, sur l'ensemble du parc hydroélectrique, un montant annuel de l'ordre du milliard d'euros. Une sécurisation de l'assiette de redevance sur l'ensemble des recettes de la concession permettra donc d'éviter une diminution conséquente du montant de redevance perçu en raison de l'évolution de la part relative de chacun des marchés dans les recettes de la concession.

V Insertion juridique du projet

Liste prévisionnelle des textes d'application nécessaires :

- Contrat de concession (Décret en conseil d'Etat)
- Définition et normalisation des recettes du compte de concession (Arrêté du ministre en charge de l'Energie)

PLTE - Etude d'impact

8° - Habilitation en vue de préciser les conditions dans lesquelles sont exploitées les installations hydrauliques concédées avant le 16 juillet 1980 et d'une puissance comprise entre 500 et 4500 kw pendant la période temporaire qui va de l'expiration de la concession jusqu'à l'institution d'une nouvelle concession ou à la délivrance d'une autorisation dans le cas où l'ouvrage relève de ce régime :

I Diagnostic initial et justification de l'action

Une personne privée ne peut utiliser l'énergie hydraulique que si elle dispose d'une concession ou d'une autorisation (article L.511-1 du code de l'énergie). La distinction entre les deux régimes dépend d'une puissance dont le seuil, fixé initialement à 500kv, a été porté à 4,5 MW par la loi du 16 octobre 1980 sans que celle-ci précise la procédure applicable aux concessions comprises entre ces deux bornes à l'échéance du titre.

Le passage d'un régime à l'autre suppose une procédure longue et complexe, qui n'a pas toujours été anticipée suffisamment à l'avance. Afin d'éviter une rupture de continuité dans l'exploitation, il est proposé d'étendre à ces concessions le dispositif de l'article L.521-16 du code de l'énergie permettant de proroger le contrat précédent pour une durée limitée aux nécessités de la procédure d'instruction du nouveau titre.

En prévoyant que pour assurer la continuité de l'exploitation, le titre précédent « *est prorogé aux conditions antérieures jusqu'au moment où est délivré la nouvelle concession* », la rédaction actuelle de l'article L.521-16 du code de l'énergie interdit l'application de cette prorogation aux concessions renouvelées par la voie d'autorisations. Cette impossibilité a été confirmée par la jurisprudence.

Cette situation fragilise la sécurité juridique de ces exploitations, alors que d'ici à 2020, ce sont 25 concessions qui doivent être autorisées représentant une puissance maximale brute de 70MW.

II Objectifs poursuivis :

Cette modification législative a vocation à sécuriser la situation juridique des installations sous concessions dites autorisables pour la durée de l'instruction de l'autorisation.

III Options possibles et mesure retenue

Le maintien en l'état de l'article ne paraît pas souhaitable. L'absence de dispositions permettant de couvrir la phase intermédiaire soulève de multiples difficultés pour les exploitants comme pour les services de l'Etat qui ne dispose pas des effectifs et des moyens pour prendre en charge ces installations à l'expiration des contrats.

PLTE - Etude d'impact

IV Etude des impacts de la mesure

A Impacts environnementaux :

Les autorisations devant prendre la suite du contrat de concession sont fondées sur les articles du code de l'environnement et instruites par les services de la police de l'eau. Toutefois l'adaptation de ces installations anciennes aux nouvelles exigences en matière d'environnement peut aussi participer du rallongement des délais de l'instruction. L'optimisation du parc des concessions autorisables au regard des exigences environnementales suppose donc de rétablir la sécurité juridique de l'exploitation pendant la durée de l'instruction et l'éventuelle mise aux normes des installations.

B Impacts économiques :

L'absence de titre pendant une période intermédiaire entre l'expiration du contrat de concession et la délivrance de l'autorisation peut porter un préjudice économique important à l'exploitant. En effet, les installations de moins de 12 MW sont pour la plupart bénéficiaires d'un contrat d'obligation d'achat avec EDF au titre du code de l'énergie. Toutefois, le maintien de ce contrat suppose la détention par son bénéficiaire d'un titre d'exploitation en cours de validité. L'interruption dans la continuité des titres d'exploitation expose donc l'exploitant au risque de perdre les bénéfices de l'obligation d'achat. La sécurisation juridique de la période intermédiaire vise donc à éviter cet écueil.

C Impacts budgétaire et financier

La mesure permettrait de limiter les charges financières et de personnel inhérentes à la prise en charge de ces installations par l'Etat dans le cas où l'autorisation n'est pas délivrée à temps. En effet, à l'échéance du contrat de concession, en toute rigueur, l'exploitant peut refuser de poursuivre l'exploitation et remettre les biens de la concession aux services de l'Etat, qui ne sont pas prévus en l'état actuel pour faire face à ces obligations.

D Impacts sur l'organisation des services de l'Etat

La modification législative de l'article L.521-16 a vocation à limiter la charge de travail pesant sur les services déconcentrés de l'Etat non prévus initialement sur ces sujets.

V Insertion juridique du projet

– Modalités d'application dans le temps des dispositions envisagées.

Cette proposition de modification vise à intégrer des modalités transitoires au cours d'un changement de régime juridique alors que précisément le dispositif actuel en manquait.

PLTE - Etude d'impact

9 – Habilitation en vue d'exclure les installations utilisant l'énergie des courants marins du régime général des installations hydroélectriques :

Diagnostic

La rédaction actuelle de l'article L511-1 du code de l'énergie laisse persister un doute sur la soumission des hydroliennes situés en mer au régime des concessions hydroélectriques, dès lors que l'énergie des courants marins trouve principalement sa source dans l'énergie des marées.

La modification proposée de l'article L511-1 du code de l'énergie a pour but de préciser le champ d'application de l'article L. 511-1 du code de l'énergie en clarifiant la non soumission des hydroliennes en mer au régime des concessions ou de l'autorisation hydroélectrique, hydroliennes qui par ailleurs, implantées sur le domaine public maritime, nécessiteront d'obtenir un titre domanial conformément au code général de la propriété des personnes publiques et une autorisation au titre de la loi sur l'eau.

Cette clarification de la non-soumission des hydroliennes au régime des concessions hydroélectriques vise à mettre en cohérence et uniformiser le régime juridique qui s'applique aux énergies renouvelables en mer. Pour les autres énergies renouvelables en mer utilisent l'énergie mécanique du vent, le gradient de température entre eaux profondes et eaux de surface ou l'énergie des vagues, la même ambiguïté n'existe pas au vue de la rédaction actuelle des textes.

A ce jour, aucune hydrolienne n'est encore installée sur le territoire français et ce dispositif n'a donc pas révélé ses insuffisances juridiques actuelles. L'article proposé vise donc à préciser le droit applicable à ces technologies qu'elles ne soient déployer à échelle pré-commerciale puis commerciale.

Objectifs

Clarifier le droit pour les hydroliennes situées en mer quant au régime des concessions hydroélectriques.

L'article L511-1 du code de l'énergie vise actuellement les installations utilisant l'énergie des marées en référence à l'usine marémotrice de la Rance, qui n'a pas été autorisée au titre de la loi sur l'eau. Cet article vise à exclure de ce régime les hydroliennes en mer qui sont soumises à la législation au titre de la loi sur l'eau de même que toutes les autres énergies renouvelables en mer (éolien en mer, houlomoteur, énergie thermique des mers).

Etude des impacts de la mesure

A Impacts environnementaux

La mesure vise uniquement à sortir les hydroliennes marines du régime de concession hydroélectrique puisque, implantées sur le domaine public maritime, elles nécessiteront déjà de l'obtention d'un titre domanial d'occupation du domaine public maritime, conformément au code général de la propriété des personnes publiques (CGPPP) : concession ou autorisation d'occupation temporaire et seront soumises à la législation au titre de la loi sur l'eau.

PLTE - Etude d'impact

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

Cette disposition vise tout d'abord à avoir un régime juridique cohérent pour toutes les énergies renouvelables en mer et à éviter d'avoir des redondances dans les procédures administratives.

En effet, en tant qu'installations de production d'électricité en mer, les hydroliennes marines sont soumises :

- à la législation au titre de la loi sur l'eau, nécessitant par conséquent une autorisation au titre de L214-1 du code de l'environnement,
- à l'obtention d'un titre domanial conformément au CGPPP lorsqu'elles sont situées sur le domaine public maritime.
- à une autorisation d'exploiter une installation de production d'électricité au titre du code de l'énergie.

Le présent article vise à clarifier la non-soumission des hydroliennes marines au régime des concessions hydroélectriques, auquel ne sont pas soumises les autres installations de production d'énergie renouvelables en mer (notamment éolien en mer, houlomoteur et énergie thermique des mers) et qui est redondant avec l'autorisation au titre de la loi sur l'eau.

Insertion juridique du projet

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

La technologie hydrolienne est en cours de maturité et par conséquent, aucune machine n'a encore été autorisée en France. Le présent article vise à clarifier le cadre juridique de cette technologie avant son déploiement en France, qui devrait débiter avec le développement de fermes pilotes pré-commerciales dans le cadre de l'appel à manifestation d'intérêt lancé par le Gouvernement en octobre 2013.

Consultation

La Mission interministérielle de l'eau va être consultée sur ce texte.

10 - Habilitation en vue de mettre en cohérence les articles du code de l'énergie relatifs à la procédure d'appel d'offres avec les dispositions de la présente loi relatives à la programmation pluriannuelle de l'énergie et de redéfinir les modalités de ces appels d'offres.

Diagnostic

L'article L. 311-5 prévoit une liste de critères devant être pris en compte pour la délivrance des autorisations d'exploiter. Ces critères servent également à l'élaboration des cahiers des charges des appels d'offres visant à développer les capacités de production d'électricité.

Les critères prévus par l'article L. 311-5 sont trop restrictifs pour pouvoir englober tous les critères qui pourraient être pris en compte dans les appels d'offres comme par exemple des

PLTE - Etude d'impact

critères plus spécifiques liés au contexte ou aux objectifs locaux, à la recherche et au développement ou encore à la prise en compte des risques.

Objectifs

Au regard du constat cité au I, le présent article vise à pouvoir prendre en compte plus de critères que ceux prévus par l'article L. 311-5 pour définir les conditions des appels d'offres, en renvoyant la liste de ces critères à un décret.

Mesure retenue

La définition des critères servant de base à l'élaboration du cahier des charges d'un appel d'offres doit être prévue au niveau législatif.

Etude des impacts

A Impacts environnementaux

Un impact positif pourrait être attendu par la possibilité de prendre en compte des critères liés à la protection des biens et des personnes, par exemple relatifs à la prévention des risques, ou des critères liés à l'environnement.

B Impacts économiques

Aucun impact négatif n'est attendu, dans la mesure où les appels d'offres constituent des procédures de mise en concurrence permettant de limiter les coûts et où le gouvernement veillera à ce que l'introduction éventuelle de nouveaux critères reste proportionnée et n'engendre pas de hausse significative des charges compensables par la CSPE.

Des impacts positifs pourraient par ailleurs être attendus par l'introduction de critères locaux qui pourraient être pris en charge, au choix, par les collectivités en vue de soutenir certains projets.

C Impacts sociaux

Des impacts positifs pourraient être attendus via la prise en compte de critères locaux qui permettraient par exemple aux collectivités de soutenir certains projets.

D Impacts sur les collectivités territoriales

Des impacts positifs pourraient être attendus via la prise en compte de critères locaux qui permettraient par exemple aux collectivités de soutenir certains projets et de pouvoir agir, au moins partiellement sur le développement des capacités de production sur leur territoire.

E Impacts sur l'ordre juridique interne

Ces dispositions nécessiteront de modifier le décret n° 2002-1434 relatif à la procédure d'appel d'offres pour les installations de production d'électricité.

PLTE - Etude d'impact

Insertion juridique du projet

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

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.

Modalités d'application dans le temps des dispositions envisagées

Il n'est pas prévu de date d'entrée en vigueur différée pour ces mesures.

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

Il n'est pas prévu de dispositions particulières pour l'application de ce dispositif dans les collectivités d'outre-mer.

Liste prévisionnelle des textes d'application nécessaires

Modification du décret n° 2002-1434 relatif à la procédure d'appel d'offres pour les installations de production d'électricité – Responsable Direction générale de l'énergie et du climat.

11 - 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.

I 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.

II Objectifs

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. »

III Impacts

A Impact sur l'environnement

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, enregistrement ou déclaration selon l'importance et la nature des risques. La nomenclature 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, qui permet de limiter et encadrer les risques et impacts des installations. 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, ainsi qu'une moindre émission de gaz à effet de serre. Cette filière présente donc aussi d'importants avantages environnementaux.

La mesure proposée ne changera pas le cadre réglementaire de la méthanisation et l'encadrement des risques individuels présentés par les installations, tout en favorisant le développement de la méthanisation, avec donc des impacts positifs.

PLTE - Etude d'impact

B Impact économique

En ce qui concerne l'impact économique, le développement de l'injection de 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),

12 - Habilitation en vue de permettre l'organisation et la conclusion d'appels d'offres pluriannuels intégrés destinés à la mise au point, l'expérimentation et au déploiement de technologies innovantes concourant à la satisfaction conjointe des objectifs mentionnés aux articles L 100-1 et L100-4 du code de l'énergie et notamment la création de filières industrielles compétitives d'excellence créatrices d'emplois durables.

I Diagnostic

L'article L.311.10 du code de l'énergie dispose que 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. Les critères d'appréciation des offres sont identiques à ceux qui servent aux décisions d'autorisation d'exploiter, listés à l'article L 311-5 du même code (sécurité des réseaux, pertinence du choix du site, efficacité énergétique, capacités des candidats, compatibilités avec les priorités publiques, respect de la législation sociale en vigueur). La Commission de régulation de l'énergie est chargée de la mise en œuvre de ces appels d'offres décidés et attribués par le ministre chargé de l'énergie, sur la base d'un cahier des charges détaillé.

PLTE - Etude d'impact

Les modalités de ces appels d'offres sont détaillées par le décret 2002-1434 du 4 décembre 2002. Elles s'inspirent des dispositions du code des marchés publics relatives à la procédure de l'appel d'offres ouvert, considéré comme le droit commun de la commande publique pour les marchés supérieurs à un certain seuil. Les candidats retenus à l'issue de l'appel d'offres bénéficient du droit de conclure un contrat d'achat de l'électricité produite avec EDF (ou, les cas échéant, les opérateurs non nationalisés).

Ces dispositions ont été élaborées dans le contexte de la transposition des directives portant mise en œuvre du marché intérieur de l'énergie, à une époque où la problématique de diversification des sources de production et la recherche d'innovations pour en réduire le coût n'était pas aussi prégnante. Elles ont choisi de faire référence aux dispositions de commande publique en vigueur considérées comme les plus sûres juridiquement.

Entretemps, le cadre législatif européen a évolué avec la directive 2009-72 prenant en compte notamment les nouveaux objectifs attachés au « paquet énergie climat ». Il a ouvert le droit de recourir à ces appels d'offres pour favoriser la création de capacités en énergie renouvelable.

Pour la mise en œuvre de la programmation pluriannuelle d'investissement pour l'électricité (PPIe), l'adoption de tarifs de rachat incitatifs a constitué le principal mode de soutien. Ce mécanisme a cependant montré certaines limites en raison de sa relative rigidité face à des technologies dont les coûts étaient difficiles à mesurer ou en évolution rapide. Il s'est avéré insuffisant pour susciter une offre dans l'éolien offshore et les énergies marines, tout en se révélant, à un moment donné, excessivement incitatif pour le solaire photovoltaïque qui est en passe d'atteindre en 2014 la cible de 2020. Il est donc apparu nécessaire de recourir, outre à une réforme du mécanisme de fixation des tarifs de rachat, à la procédure d'appel d'offres. S'agissant du solaire PV, il s'est agi de mieux maîtriser les volumes et donc la charge pesant sur la contribution de service public de l'électricité (CSPE), puis de promouvoir des technologies innovantes adaptées aux besoins spécifiques à la France, notamment en outre-mer. S'agissant des énergies marines, et au premier chef l'éolien en mer (pour lequel la PPIe a fixé des objectifs très ambitieux de 6GW en 2020), il s'est agi de susciter une offre crédible en apportant aux industriels une garantie de volume suffisant apte à déclencher les investissements requis en recherche et développement et en industrialisation en France. Près de 3GW ont été attribués par deux appels d'offres successifs.

Les appels d'offres réalisés sur la base de l'article 8 de la loi de 2000 devenu L 311-10 du code de l'énergie ont en partie répondu aux attentes du gouvernement. Cependant, leur ampleur (les appels d'offres éolien offshore engagent des investissements de plusieurs milliards d'euros et ont une incidence majeure sur la CSPE), ainsi que leur complexité ont mis en évidence l'intérêt qui s'attacherait à pouvoir recourir aux modalités de passation permises par le code des marchés publics pour des marchés de même ampleur et complexité.

Par ailleurs, le soutien aux technologies émergentes s'opère sur une base subventionnelle, à partir de dispositifs de soutien à la R&D (programmes de l'Agence nationale de la Recherche, fonds démonstrateur de l'Ademe, puis programme des investissements d'avenir) sous la forme d'appels à manifestation d'intérêt. La césure entre les procédures de sélection des projets de R&D ou de démonstrateurs et les procédures dédiées au déploiement crée une incertitude chez les industriels de nature à retarder les investissements de production. Il en résulte également que les soutiens publics requis pour réaliser cette phase amont restent très élevés, les industriels cherchant à limiter leur contribution en fonds propres, sans pouvoir

PLTE - Etude d'impact

tenir compte des perspectives futures de déploiement donc de revenus commerciaux. Enfin, ce soutien de nature subventionnelle introduit une obligation de conformité au droit européen des aides d'Etat, qui crée un aléa supplémentaire et, parfois, induit des délais d'instruction et d'échanges avec les services de la Commission qui retardent les projets.

A l'inverse, le droit européen reconnaît habituellement que le recours à une procédure d'appels d'offres ou assimilée vaut présomption de conformité à l'encadrement communautaire des aides d'Etat (à l'exemple notamment du règlement sur les soutiens aux transports publics OSP de 2005).

II Objectifs poursuivis

L'objectif consiste à mobiliser ce qui apparaît comme un potentiel d'amélioration des délais de réalisation, de qualité des projets et de maîtrise des coûts pouvant bénéficier à l'ensemble de la nation par la révision du cadre juridique des appels d'offres. Une procédure intégrée permettant de mieux relier les phases de développement et de déploiement, et de mieux tirer parti des possibilités de négociation avec les candidats, sans retirer à l'Etat sa liberté de ne pas donner suite à sa consultation si les performances techniques et financières ne sont pas suffisantes, apparaît accessible et justifiée par l'ampleur des enjeux et des budgets.

III Mesure retenue

Il s'agit, dans le cadre législatif en vigueur en matière d'énergie d'une part, de la commande publique d'autre part, d'introduire une ou plusieurs procédures complémentaires à la procédure d'appels d'offres pour la production d'énergie telle que prévue par l'article L 311.10 du code de l'énergie.

La mesure porterait en particulier sur l'introduction des procédures suivantes :

- l'accord cadre (qui viserait à référencer un ou des titulaires de droit à fournir ensuite des capacités détaillées dans des marchés subséquents, selon l'évolution constatée des besoins et des performances atteintes par les technologies (recherche du meilleur rapport coût/bénéfices) ;
- le dialogue compétitif, visant à faire progresser la qualité des offres pendant la procédure et à faire profiter la puissance publique d'innovations dont la connaissance était détenue par les candidats, à partir d'un cahier des charges initial de nature fonctionnelle ;
- le marché d'expérimentation (art 75 du code des marchés actuel) afin de coupler la définition de solutions technologiques et leur expérimentation à une échelle pré-commerciale
- le partenariat d'innovation (ce dernier ayant éventuellement vocation, sous réserve de la transposition de la directive 2014-25 applicable à l'énergie), à remplacer l'actuel article 75)

La mesure consisterait à un texte de renvoi sur le ou les textes en vigueur qui les détaille (code des marchés publics ou ordonnance relative aux personnes publiques ou privées non soumises au code des marchés publics), permettant, sans créer aucune nouvelle norme, de faire bénéficier le secteur de l'énergie de toute évolution et amélioration ultérieure du droit de la commande publique (y compris à la suite d'éventuelles modifications des directives européennes dans un esprit de simplification et de modernisation).

PLTE - Etude d'impact

La recours à ces procédures relèverait du choix de l'Etat, si les conditions requises sont réunies (par exemple l'urgence et la complexité s'agissant du dialogues compétitif) et selon des modalités à préciser par la disposition législative et ses textes d'application. En particulier, la mesure pourra prévoir une analyse préalable d'opportunité visant à établir que le recours à l'une ou plusieurs des dispositions complémentaires présente un bilan coût-avantage favorable par rapport à la procédure de référence.

IV Etude des impacts de la mesure

A Impacts environnementaux

La disposition n'a pas d'impact immédiat sur l'environnement mais est appelée à avoir un impact positif indirect dans la mesure où les procédures nouvellement introduites ne seraient choisies que lorsqu'elles seraient jugées propres à accélérer la réalisation de capacités de production d'énergie décarbonée plus performantes et à meilleur coût par rapport aux procédures existantes.

B Impacts économiques

La disposition ne présente pas de coût direct autre que le coût d'élaboration de la mesure et les coûts d'apprentissage par les services et les candidats. Ce coût sera d'autant plus modéré que la mesure envisagée consiste à faire référence à des procédures existantes, sécurisées juridiquement au plan de leur conformité au droit de l'Union (traité et directives) et connues des principaux acteurs des marchés de l'énergie.

La mesure ne contraint aucun acteur économique ni l'Etat, ne faisant qu'ajouter des procédures additionnelles facultatives au choix de l'Etat sous réserve d'une analyse comparative de pertinence avec la procédure de droit commun.

C Impacts sur l'organisation des services de l'Etat

La mesure ne modifie pas la répartition des responsabilités entre le gouvernement et la Commission de régulation de l'énergie qui constitue le socle de l'organisation actuelle des appels d'offres.

La mesure ne modifie pas substantiellement la répartition des compétences ministérielles en ce qu'elle ne fait que réunir en une procédure unique des phases aujourd'hui réparties sur plusieurs dispositifs et mobilisant les mêmes ministères concernés.

Par exemple, le comité de pilotage des programmes des investissements d'avenir chargé d'examiner les projets de démonstrateurs pré-commerciaux en énergies renouvelables réunit les ministères chargés de l'énergie, de l'industrie et de la recherche, aux côtés d'un opérateur (Ademe ou BPI France) et du commissariat général à l'industrie. Dans le cadre de la mesure envisagée, ces mêmes services pourraient être mobilisés en appui du gouvernement en amont de la procédure (rédaction du cahier des charges) et en aval (examen final des offres).

PLTE - Etude d'impact

Impacts sur l'ordre juridique interne

Modification du code de l'énergie (partie législative)

Modification du décret 2002-1434 du 4 décembre 2002

V Insertion juridique du projet

.

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

La mesure ne modifie pas les dispositions portant conditions particulières pour les collectivités d'outre-mer en matière en matière d'énergie.

II. Supprimer la limite de puissance des installations hydroélectriques que les collectivités peuvent exploiter

I Diagnostic initial et justification de l'action

L'article L.2224-32 autorise les communes sur leur territoire à aménager, exploiter, faire aménager et faire exploiter toute nouvelle installation hydroélectrique d'une puissance maximale de 8 000 kVA.

Les compétences pour les communes en matière de production hydroélectrique sont donc limitées à ce seuil qui a des origines historiques : il correspond au-delà duquel les installations ont été nationalisées en 1946.

Ce seuil ne correspond aujourd'hui à aucune réalité technique : il diffère tant du seuil de concession (4,5 MW de puissance maximale brute) que du seuil d'éligibilité à l'obligation d'achat (12 MW de puissance électrique).

Il empêche a priori une commune de se porter candidate et de participer à l'exploitation d'une concession dont la puissance électrique serait supérieure, alors qu'il n'existe aucune limite pour les autres énergies renouvelables.

II Objectifs poursuivis

Compte tenu des souhaits des collectivités locales de s'impliquer directement dans l'exploitation des concessions hydroélectriques, notamment via des montages de type SEM, la suppression de ce seuil paraît souhaitable, d'autant que les autres collectivités locales ne sont soumises à aucune limite dans ce domaine.

Il s'agira également d'une réponse à l'une des observations issues du rapport des députés Battistel et Straumann concernant les modalités de renouvellement des concessions hydroélectriques.

III Mesure retenue

PLTE - Etude d'impact

Il s'agit d'une modification de dispositions législatives existantes.

IV Etude des impacts de la mesure (en indiquant la méthode de calcul retenue)

A Impacts économiques

L'implication des communes dans l'exploitation d'installations hydrauliques est déjà une réalité, notamment de la part des entreprises locales de distribution. En leur donnant un portage politique local, cette mesure peut avoir un effet bénéfique sur les projets de développement territorial, notamment dans les zones de montagne en améliorant notamment leur acceptabilité locale et en favorisant la conciliation des différents usages de l'eau.

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

La mesure ne modifie pas le régime juridique des installations hydroélectriques qui relèvent, selon leur puissance, d'une autorisation ou d'une concession de l'Etat. L'instruction des projets est la même, que le concessionnaire pressenti soit une collectivité locale, une SEM ou un acteur privé.

Pour tout projet d'une puissance supérieure à 4,5 MW, l'autorité concédante demeure l'Etat, qui choisit au terme d'une procédure de publicité et de mise en concurrence le titulaire de la concession.

C 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. La mesure ne crée par ailleurs aucune obligation pour les collectivités locales dans les installations de production hydro-électriques.

D Impacts sur l'ordre juridique interne

Le Code Général des Collectivités Territoriales doit être modifié.

TITRE VI RENFORCER LA SURETE NUCLEAIRE ET L'INFORMATION DES CITOYENS

Article 31 : Information et transparence

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 installations, en fonctionnement normal ou à la suite 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 quelques visites par an, d'une part typiquement pour les nouveaux membres des CLI pour ce qui est du fonctionnement normal de l'installation, et d'autre part 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 régime 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*.

PLTE - Etude d'impact

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 : Démantèlement des installations

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 portée à la connaissance de la CLI et du public, et d'autre part le dépôt dans un délai de deux ans d'un dossier de démantèlement, lequel aboutira à la prescription, par décret pris après enquête publique, 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. Enfin, comme actuellement, la fermeture et le passage en phase de surveillance des INB de stockage de déchets radioactifs feront l'objet d'une procédure identique à celle de démantèlement.

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

PLTE - Etude d'impact

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 : Habilitation à renforcer les outils et les pouvoirs de l'autorité de sûreté nucléaire

Objectifs

L'article habilite le Gouvernement à légiférer par ordonnance dans les domaines suivants.

Pouvoirs de police de l'ASN : l'objectif est d'améliorer l'efficacité du contrôle en matière de sûreté nucléaire et de radioprotection. Il s'agira de doter l'ASN et ses inspecteurs de pouvoirs de contrôle et de sanction plus gradués, par renvoi aux dispositions transversales du code de l'environnement, qui seront adaptées aux enjeux de la sûreté nucléaire et de la radioprotection, concernant notamment les montants maximaux des sanctions pécuniaires. Les trois corps de contrôle de l'ASN (sûreté nucléaire, radioprotection, équipements sous pression nucléaires) bénéficieront ce faisant de prérogatives harmonisées. 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).

Compétences de l'ASN : dans un but de simplification pour l'assujetti (diminution du nombre d'interlocuteurs), il est envisagé de compléter les compétences de l'ASN au sein des INB concernant certaines décisions individuelles relatives aux déchets (non radioactifs), aux produits et équipements à risques (par exemple équipements sous pression), aux produits chimiques (l'autorité compétente est normalement le préfet de département dans la plupart des

PLTE - Etude d'impact

cas). Cette possibilité sera approfondie par le Gouvernement ultérieurement. En outre, dans un but d'amélioration de la sécurité et de confortement des décisions prises par l'ASN, il est prévu que cette autorité puisse recourir à des tierces expertises, contrôles et études aux frais de l'assujetti, de manière analogue à ce qui existe dans les domaines des ICPE et des canalisations de transport, par exemple. L'ASN veillera en outre à l'adaptation de la recherche publique aux besoins de la sûreté nucléaire et de la radioprotection.

Transposition et adaptation des directives « IED » et « Seveso III » aux INB : afin d'aboutir à une transposition complète de ces directives, 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). En effet, certaines INB sont soumises à ces directives.

Enfin, dans un but de meilleure lisibilité, le principe d'amélioration du cadre national de sûreté nucléaire et de radioprotection prévu par la directive « sûreté nucléaire » de 2009, notamment par des évaluations périodiques internationales, sera porté au niveau législatif.

Conséquences juridiques et administratives

Pouvoirs de police de l'ASN : le rattachement des polices de l'ASN aux dispositions transversales du code de l'environnement aura pour effet de rendre applicable aux INB, aux transports de matières radioactives et aux activités nucléaires réglementées par le code de la santé publique de nouveaux outils, tels que :

- des sanctions pécuniaires : amendes et astreintes administratives – les montants maximaux génériques (15 000 € et 1 500 € par jour dans le code de l'environnement) seront toutefois adaptés aux enjeux présentés par les INB (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).

Commission des sanctions de l'ASN : l'impact pratique des dispositions sera l'application d'une procédure nouvelle pour le prononcé des mesures administratives ayant un caractère répressif, afin de respecter le principe de séparation des fonctions d'instruction et de jugement prévu par la Convention européenne des droits de l'homme et la Déclaration des droits de l'homme et du citoyen.

- L'ASN comprendra une commission des sanctions composée de quatre membres :
 - 1° Deux conseillers d'État désignés par le vice-président du Conseil d'État ;
 - 2° Deux conseillers à la Cour de cassation désignés par le premier président de la Cour de cassation.

PLTE - Etude d'impact

Le président de la commission des sanctions sera élu par les membres de celle-ci. La durée de mandat des membres de la commission des sanctions sera de six ans, renouvelable une fois. Les fonctions de membre du collège de l'ASN seront incompatibles avec celles de membre de la commission des sanctions. En outre, les membres de la commission des sanctions exerceront leurs fonctions en toute impartialité sans recevoir d'instruction ni du Gouvernement ni d'aucune autre personne ou institution.

- Lorsque certaines conditions imposées à l'exploitant d'une INB ne sont pas respectées, le collège de l'ASN pourra transmettre la notification des griefs à la commission des sanctions, chargée, après une procédure contradictoire, de prononcer les sanctions (ex : avertissement, sanction pécuniaire, astreinte journalière).
- Les séances de la commission des sanctions seront publiques.
- Les décisions prononcées par la commission des sanctions de l'ASN pourront faire l'objet d'un recours par les personnes concernées ainsi que par le président de l'ASN, après l'accord du collège.

Les autres mesures de police administratives, à caractère essentiellement préventif ou de réparation, resteront de la compétence du collège de l'ASN.

Compétences de l'ASN :

- Le recours à des tierces expertises, études, contrôles sera réservée aux cas où l'autorité administrative est difficilement à même d'apprécier une situation (par l'exemple l'état d'un matériel) ou les justifications fournies par l'exploitant (par exemple, la validité d'une étude réalisée suivant une méthodologie nouvelle) et où la justesse de cette appréciation revêt un caractère particulièrement important pour la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1. Une telle expertise peut engendrer un coût pour l'exploitant de quelques milliers à quelques dizaines de milliers d'euros. On peut estimer à quelques-unes ou tout au plus à quelques dizaines le nombre de telles expertises chaque année. À l'inverse, les bénéfices attendus sont à la fois une meilleure protection des intérêts susmentionnés, et, au bénéfice de l'exploitant, un confortement des procédures pour l'obtention d'une décision favorable de l'ASN et une réduction du risque contentieux.
Pour la mise en œuvre de cette mesure, deux voies sont prévues : le tiers expert, qui sera toujours proposé par l'exploitant, pourra soit être agréé par l'ASN, si le domaine concerné justifie la mise en place d'un tel agrément du fait du nombre potentiel de tierces expertises (les textes réglementaires prévoient une procédure d'agrément par l'ASN), soit recevoir l'accord ponctuel de cette autorité (pour les tierces expertises de nature plus ponctuelle). Dans les domaines susceptibles d'occasionner des tierces expertises, le marché actuel dispose déjà des prestataires et bureaux d'études susceptibles d'intervenir.
- Concernant l'attribution à l'ASN de compétences au sein des INB vis-à-vis des législations des déchets, des produits et équipements à risques et des produits chimiques, le contour des décisions concernées n'a pas été arrêté par le Gouvernement à ce stade. Ces décisions sont en tout état de cause en nombre extrêmement limité au sein des INB, et sont extrêmement minoritaires parmi les procédures administratives que les exploitants d'INB doivent gérer. Les dispositions de l'ordonnance seront arrêtées en concertation avec l'ASN. Cette autorité dispose en tout état de cause de

PLTE - Etude d'impact

solides compétences dans certains des domaines cités (notamment les équipements sous pression et les déchets).

- La recherche publique en matière de sûreté nucléaire et de radioprotection est réalisée principalement au sein de l'IRSN, du CEA et des universités. Il est prévu que l'ASN ait accès auxdits programmes de recherche, et émette un avis, par exemple annuellement, sur les orientations de ces programmes, sans que cet avis ne soit préalable, afin de d'influencer leur orientation en fonction des besoins qu'elle identifie.
-

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.

Enfin, le principe d'amélioration du cadre national de sûreté nucléaire et de radioprotection qu'il est prévu d'inscrire dans la loi est peu normatif. Il y est satisfait entre autres par 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), organisé principalement par l'ASN. 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, par concertation entre l'ASN et le Gouvernement.

Article 34 : Habilitation à transposer la directive 2011/70 Euratom du Conseil du 19 juillet 2011

L'article 34 du projet de loi habilite le Gouvernement à transposer la directive européenne 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 et à prévoir certaines adaptations de la législation existante liées à la transposition de cette directive.

Aux termes de l'article 15 de la directive, **les dispositions d'adaptation du droit interne des États membres devaient être prises avant le 23 août 2013.**

1. État du droit

Droit de l'Union Européenne

Au niveau international, la Convention commune sur la sûreté de la gestion du combustible usé et sur la sûreté de la gestion des déchets radioactifs du 29 septembre 1997 a posé un certain nombre de principes et de règles non contraignantes.

Au niveau communautaire, un cadre juridique a été progressivement mis en place. La directive 92/3/EURATOM du Conseil du 3 février 1992 relative à la surveillance et au contrôle des transferts de déchets radioactifs entre États membres ainsi qu'à l'entrée et à la sortie de la Communauté, et la directive 2006/117/EURATOM du 20 novembre 2006 relative à la surveillance et au contrôle des transferts de déchets radioactifs et de combustible nucléaire usé ont fixé des règles relatives au transit inter-étatique des déchets.

Plus récemment, la directive 2009/71/EURATOM relative à la sûreté nucléaire a établi un cadre communautaire encourageant les États à garantir un niveau de sûreté toujours plus élevé de leurs installations nucléaires. Cependant, jusqu'à présent, seule une recommandation de la Commission du 24 octobre 2006 et une résolution du Conseil du 16 décembre 2008 traitaient spécifiquement de la gestion du combustible usé et des déchets radioactifs.

La directive 2011/70/EURATOM a donc comblé cette absence de cadre contraignant.

Droit national

Au niveau du droit interne, les déchets radioactifs et le combustible usé sont régis à titre principal par le code de l'environnement, qui fixe à la fois les principes généraux en la matière et les règles applicables à certaines catégories d'installations de gestion de combustible usé ou de déchets radioactifs.

Les dispositions générales applicables en matière de déchets sont prévues par les articles L.541-1 et suivants du code de l'environnement, et, s'agissant des déchets radioactifs, par les articles L. 542-1 et suivants. Le chapitre II du titre IV du livre V du code de l'environnement intitulé: "Dispositions particulières à la gestion durable des matières et des déchets radioactifs" comporte le dispositif général applicable en matière de gestion du combustible

PLTE - Etude d'impact

usé et des déchets radioactifs, notamment les définitions spécifiques, les principes fondamentaux, tels que le principe de l'interdiction de stockage en France des déchets en provenance de l'étranger, et les dispositions relatives au plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs (PNGMDR). Des décrets en précisent les conditions d'application, notamment le décret n° 2013-1304 du 27 décembre 2013 pris pour l'application de l'article L.542-1-2 du code de l'environnement et établissant les prescriptions du plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs.

2. Objectifs de l'article 34

La directive 2011/70 Euratom du Conseil du 19 juillet 2011 harmonise et renforce les exigences applicables au cadre national des États membres afin de garantir que toutes les mesures relatives à la gestion du combustible usé et des déchets radioactifs seront mises en œuvre en temps voulu, qu'un financement suffisant sera disponible, et que le public sera informé et mis à même de participer aux processus de décision.

Les déchets radioactifs sont générés par diverses activités, principalement la production d'électricité d'origine nucléaire, mais aussi d'autres secteurs d'activités, tels que la recherche, les activités médicales, l'industrie ou encore l'agriculture.

La France ayant développé, depuis la loi n° 91-1381 du 30 décembre 1991 et la loi n° 2006-739 du 28 juin 2006, des programmes fiables et performants de gestion des matières et des déchets radioactifs et qui ont servi de référence lors de l'élaboration de la directive européenne, sa transposition en droit interne ne conduira qu'à compléter et à adapter la législation existante.

Ainsi, l'ordonnance modifiera tout d'abord les dispositions du chapitre II du titre IV du livre V du code de l'environnement intitulé : "Dispositions particulières à la gestion durable ces matières et des déchets radioactifs".

Les installations et activités de gestion du combustible usés et de déchets radioactifs entrant dans le champ d'application de la directive 2011/70/EURATOM, relèvent, selon leur nature et leur objet, de régimes d'autorisation et de contrôle spécifiques.

L'ordonnance modifiera donc également certaines règles applicables aux installations et activités de gestion du combustible relevant des régimes suivants :

- les dispositions applicables aux installations nucléaires de base (INB) prévues au chapitre III du titre IX du livre V du code de l'environnement ;
- les dispositions applicables aux installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE), prévues au titre Ier du livre V du code de l'environnement ;
- les dispositions applicables à certaines activités soumises aux articles L. 1333-1 et suivants du code de la santé publique.

3. Conséquences de la mise en œuvre de l'ordonnance

3.1 Conséquences juridiques et administratives

De manière générale, la directive 2011/70/EURATOM est conforme aux principes et orientations de la politique française en ce qui concerne la gestion des matières et des déchets radioactifs.

La France a mis notamment en place, depuis la loi du 28 juin 2006 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, les principaux outils prévus par la directive, notamment un plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs (PNGMDR). La transposition ne conduira donc qu'à adapter et compléter sur certains points notre législation nationale, ou, dans certains cas, à formaliser dans les textes des pratiques déjà existantes. Les conséquences administratives et juridiques des dispositions portant transposition de cette directive ne seront donc pas significatives.

Les principales conséquences au plan juridique ou administratif sont précisées ci-dessous.

3.1.1- Les définitions relatives aux déchets

Les dispositions de l'article L. 542-1-1 du code de l'environnement seront complétées pour y intégrer certaines définitions données par l'article 3 de la directive 2011/70. Seront introduites notamment les définitions de la notion d'activités et d'installations de "gestion des déchets radioactifs", qui précise le champ d'application de la directive. Ce terme comprend toutes les activités liées à la manipulation, au pré-traitement, au traitement, au conditionnement, à l'entreposage et au stockage des déchets radioactifs, à l'exclusion du transport hors site.

L'ordonnance prévoira que l'autorité administrative peut, après avis de l'ASN, requalifier des matières radioactives en déchets radioactifs et inversement, peut, dans les mêmes formes, requalifier des déchets en matières radioactives ou en équipements radioactifs. Il s'agit, pour partie, de la reprise au niveau législatif, des dispositions de l'article 9 du décret n° 2013-1304 du 27 décembre 2013 qui prévoit d'ores et déjà la possibilité de requalifier des matières radioactives en déchets.

3.1.2- Des précisions apportés au contenu du plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs (PNGMDR)

Mis en place par l'article 6 de la loi n° 2006-736 du 28 juin 2006, désormais codifié à l'article L. 542-1-2 du code de l'environnement, le plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs (PNGMDR) a pour objet de dresser le bilan des modes de gestion existants, d'évaluer les besoins en installations d'entreposage et de stockage, et de déterminer les objectifs à atteindre. Le plan national 2013-2015 est conforme à la directive 2011/70 dans son contenu. Il convient simplement d'apporter des précisions mineures aux dispositions législatives existantes régissant le contenu de ce plan.

3.1.3.- L'obligation de stockage sur le territoire national des déchets radioactifs produits sur le territoire national

PLTE - Etude d'impact

La directive prévoit que les déchets radioactifs produits sur le territoire national sont stockés sur le territoire national. L'ordonnance introduira un nouvel article L.542-2-2 pour transposer ce principe. Cette règle s'appliquera également aux déchets issus de combustible usé français ou de déchets radioactifs produits sur le territoire national, exportés vers l'étranger à des fins de traitement. Ce principe n'aura pas d'impact significatif. La France s'est en effet dotée, avec la loi du 30 décembre 1991, puis la loi du 28 juin 2006, d'un dispositif juridique permettant de faire respecter ce principe dans ses relations avec les pays tiers, notamment par des accords intergouvernementaux conclus pour le traitement des combustibles usés. Elle a mis en œuvre de manière constante et systématique ce principe pour les déchets produits sur son territoire à travers l'identification de solutions de gestion ou de recherches y conduisant pour l'ensemble de ses déchets.

La transposition conduira à énoncer cette nouvelle règle, avec les exceptions prévues par la directive, et à mettre en cohérence les dispositions nationales existantes avec celles de la directive.

3.1.4- Les exceptions au principe de l'interdiction de stockage en France des déchets provenant de l'étranger

La législation actuellement en vigueur (article L.542-2 du code de l'environnement) a prévu une règle symétrique à celle posée par la directive : le principe d'interdiction de stockage en France des déchets provenant de l'étranger. Certaines exceptions à ce principe sont cependant prévues par la législation (cf. III de l'article L. 542-2-1).

Il est donc nécessaire d'adapter la législation existante pour prévoir une articulation entre ce principe et la nouvelle règle posée par la directive, et mettre en cohérence les exceptions à ces principes.

3.1.5- Le renforcement des sanctions administratives et pénales existantes et la création de nouvelles sanctions.

L'ordonnance renforcera les sanctions pénales et administratives existantes et créera de nouvelles sanctions en cas de non respect des dispositions applicables au combustible usé et aux déchets radioactifs. En particulier, un nouveau délit sera institué pour sanctionner le non respect de l'obligation de stocker sur le territoire national les déchets radioactifs produits sur le territoire national.

3.2 Conséquences économiques, sociales et environnementales

L'ordonnance prévue par l'article 34 ne comportera pas de dispositions dont l'impact économique ou financier mérite d'être noté. De manière générale, ses dispositions renforceront les mesures de protection de la santé et de l'environnement en matière de gestion de déchets radioactifs et de combustible usé. Elles compléteront les conditions d'évaluation du dispositif national de gestion des déchets et du combustible usé. De même, elles renforceront les garanties dans les conditions d'exploitation des installations de gestion de déchets soumises à la législation relative aux installations classées (réexamen périodique des conditions de l'autorisation, mise en place d'un système intégré d'organisation interne comportant une garantie de la qualité).

PLTE - Etude d'impact

Consultations menées avant la saisine du Conseil d'État

Le projet d'ordonnance a fait l'objet de nombreuses réunions de consultation des principaux exploitants nucléaires.

TITRE VII SIMPLIFIER ET CLARIFIER LES PROCEDURES POUR GAGNER EN EFFICACITE ET EN COMPETITIVITE

CHAPITRE I^{er} SIMPLIFICATION DES PROCEDURES

Article 35 : Amélioration de la participation du public sur les projets d'infrastructures linéaires énergétiques

DIAGNOSTIC

L'article 36 modifie les procédures de consultation liées aux infrastructures linéaires énergétiques dans l'article L121-9 du code de l'environnement et l'article L323-3 du code de l'énergie.

Les procédures d'infrastructures énergétiques sont devenues trop longues pour permettre l'intégration efficaces des énergies renouvelables ou le respect des délais accordés pour des projets mentionnés par le règlement 347/2013 pour le développement des infrastructures énergétiques.

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 afin d'établir le tracé.

Il convient de pouvoir mener les consultations du public en parallèle si possible, et de rétablir une consultation minimale en cas de déclaration d'utilité publique.

I. Modification du code de l'environnement pour généraliser pour les infrastructures linéaires énergétiques la concertation sous l'égide d'un garant :

La concertation sous garant améliore la participation du public

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 code de l'environnement présente la concertation sous garant comme un mode dégradé de participation du public par rapport au débat public, alors que les expériences montrent de meilleurs résultats pour ce mode de participation ; par ailleurs, la décision de recourir au débat public est une décision de fort impact pour le projet en termes de délais, puisqu'elle les prolonge de 18 mois.

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

PLTE - Etude d'impact

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 concertation sous garant permet en effet de redonner une place plus importante aux élus qui sont légitimes à représenter l'intérêt général localement.

Une concertation sous garant améliore les délais et permet d'être en conformité avec les exigences du règlement européen 347/2013

Les différences de délais constatés entre un projet avec débat public et un projet dont la concertation s'est déroulée sous l'égide d'un garant est d'au moins 18 mois.

II. Modification du code de l'énergie pour rétablir une consultation du public pour les ouvrages de transport d'électricité en cas de DUP

Lorsque les projets de lignes électriques 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.

PLTE - Etude d'impact

ETUDE DES IMPACTS

A. Impacts économiques

I. 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

I. 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 permet une meilleure association des élus locaux.
- II. La mise à disposition du dossier est prise en charge par les gestionnaires de réseaux et non les collectivités.

D. Impacts sur l'ordre juridique interne

- I. pas de mesure réglementaire s'agissant de participation du public.
- II. Eventuelle modification du décret 70-492 concernant la procédure de déclaration d'utilité publique des travaux d'électricité, pour mise en cohérence. Cette modification peut être faite dans le cadre de la codification en cours.

MODALITES D'APPLICATION

A. 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, qui elle-même précède la réalisation de l'étude d'impact puisqu'elle détermine le tracé dont il faut évaluer les impacts, 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 MENEES AVANT LA SAISINE DU CONSEIL D'ÉTAT

I. Cette mesure est conforme aux recommandations du CESE (avis du 25 mars)

PLTE - Etude d'impact

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.

PLTE - Etude d'impact

Article 36 : Compétence des gestionnaires des réseaux publics d'électricité en mer

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.

OBJECTIFS

L'objectif est de clarifier des règles sur les ouvrages en mer.

MESURE RETENUE

Modification de l'article L121-4 du code de l'énergie, qui prévoit la compétence du gestionnaire de réseau en mer.

ETUDE DES IMPACTS

A. Impacts économiques

Aucun

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

Aucun

PLTE - Etude d'impact

Article 37 : Simplifier l'atterrage de câbles de transport d'énergie

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 missions 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.

Une plus grande solidarité européenne permet par ailleurs de pallier les inconvénients liés à l'intermittence des énergies renouvelables, donc permet une meilleure insertion de celles-ci dans le réseau européen.

Mesure retenue

Elargissement de la dérogation existant dans les articles L146-4 et L146-6 du code de l'urbanisme aux ouvrages des réseaux publics d'électricité, et formalisation de la dérogation à l'interdiction de passage dans ces espaces, qui pourra porter des mesures de réduction d'impact.

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

PLTE - Etude d'impact

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

Cela pourrait engendrer une économie 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, une différence en mer de 6 km 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-tout de la rareté des points d'atterrissage, il faut compter des détours de plusieurs kilomètres à chaque opération.

C. Impacts sur les collectivités territoriales

La mesure est 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 l'intermittence de ces moyens de production en l'absence de moyen de stockage de l'électricité.

Article 38 : Mesures de clarification de la partie législative du code de l'énergie

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.

Les articles L. 143-6, L. 431-6 et L. 432-10 du code de l'énergie ne nécessitent pas de décret d'application. En effet :

I- L'article L431-6 du code de l'énergie prévoit qu'un décret en Conseil d'Etat précisera ses modalités d'application. Ses dispositions renvoient aux mesures conservatoires que le ministre chargé de l'énergie peut ordonner, notamment en matière d'octroi ou de suspension des autorisations de fourniture ou de transport et des concessions de stockage souterrain de gaz naturel, en cas de menace pour la sécurité d'approvisionnement du pays en gaz naturel.

Il existe un arrêté ministériel du 28 novembre 2013, portant adoption du plan d'urgence gaz pris en application du règlement (UE) n° 994/2010 du Parlement européen et du Conseil du

PLTE - Etude d'impact

20 octobre 2010 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et abrogeant la directive 2004/67/CE du Conseil, qui précise déjà dans son annexe que le ministre de l'énergie peut ordonner des mesures conservatoires « strictement nécessaires et proportionnées », notamment en matière d'octrois ou de suspensions susmentionnés.

Il est donc proposé de supprimer cette référence au décret en Conseil d'Etat.

II- L'article L431-6 du code de l'énergie prévoit que, dans le cadre de l'application du plan décennal de développement du réseau d'un gestionnaire de réseau de transport, la Commission de régulation de l'énergie peut mettre en demeure le gestionnaire qui ne réalise pas un investissement obligatoire. Si cette mise en demeure reste infructueuse, cette même Commission peut alors organiser un appel d'offres ouvert à des tiers investisseurs, dans le cadre d'une procédure précisée par voie réglementaire.

Or, ces dispositions ne nécessitent pas de texte d'application. De plus, l'article L134-8 du code de l'énergie mentionne cette même procédure, sans toutefois exiger de précisions par voie réglementaire. Il est donc proposé de supprimer cette référence.

III- L'article L432-10 du code de l'énergie prévoit que les articles L432-8 et L432-9 du même code font l'objet de décrets en Conseil d'Etat pour leurs modalités d'application. Ces articles renvoient aux missions des gestionnaires de réseaux de distribution. Leurs dispositions sont soit générales et ne nécessitent pas de précisions réglementaires, soit déjà précisées réglementairement en d'autres endroits du Code. De plus, le 7° de l'article L432-8 concerne les activités de comptage ; et l'article 5 du décret n°72-866 du 6 septembre 1972 réglementant la catégorie d'instruments de mesurage dispose, à propos des compteurs de volume de gaz, que leurs conditions de construction, d'installation, de vérification et d'utilisation sont précisées par des arrêtés ministériels.

Il est donc proposé d'abroger cet article.

Objectifs poursuivis

Les principaux objectifs poursuivis :

- lisibilité et intelligibilité du droit ; mise en cohérence et clarification du code de l'énergie.
- 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

Il s'agit d'une 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 et de la suppression des décrets d'application des dispositions des articles L. 143-6, L. 431-6 et L. 432-10 du code de l'énergie précitées.

PLTE - Etude d'impact

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.

CHAPITRE II REGULATION DES MARCHES ET DES TARIFS DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ

Article 39 : Compétence explicite à la CRE pour approuver les méthodologies de fixation des coûts des S3REnR

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.

PLTE - Etude d'impact

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.

Article 40 : Dispositions complémentaires pour la mise en œuvre du marché de capacité

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).

PLTE - Etude d'impact

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

PLTE - Etude d'impact

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.

PLTE - Etude d'impact

Article 41 : Construction tarifaire des tarifs d'électricité par empilement des coûts

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

PLTE - Etude d'impact

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.

PLTE - Etude d'impact

Article 42 : Evolution de la tarification des réseaux (volet économique du TURPE)

I. Evolution de la tarification des réseaux.

DIAGNOSTIC

1. 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).

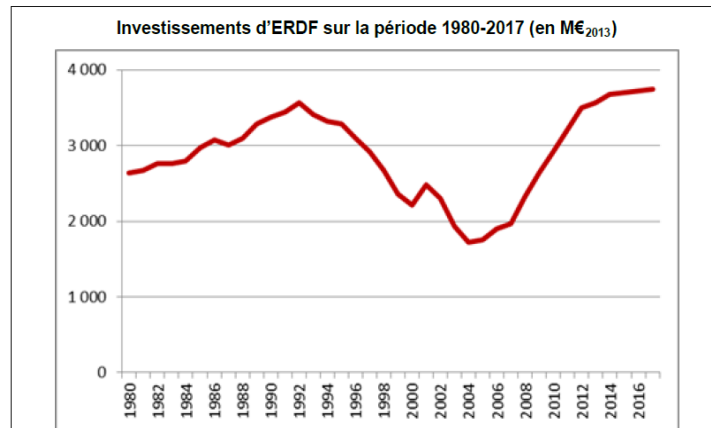
La couverture des charges de capital permet aux gestionnaires de dégager des fonds qui contribuent à réaliser les investissements nécessaires à la viabilité des réseaux. Les besoins en investissements sont, à l'heure actuelle, particulièrement importants. Ces investissements visent d'une part à maintenir la qualité du service et d'autre part à accompagner la transition

PLTE - Etude d'impact

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 ».

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

PLTE - Etude d'impact

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 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					
Actif immobilisé	38,5	Immobilisations du domaine concédé	Immobilisations incorporelles	0,3	
			Immobilisations corporelles du domaine propre	3,3	
			Biens "réputés financés" par ERDF	18,4	
				Biens "réputés financés" par les concédants	20,1
			Immobilisations en cours	1,2	
			Immobilisations financières	3,4	
	Actif circulant			3,2	
Total 49,9					

PASSIF			
3,5	Capitaux propres	Comptes spécifiques des concessions	29,7
- 9,6	Amortissements financement du droit du concédants		
- 18,4	Droit en espèces du concessionnaire		
38,5	Droit en nature du concédant		
10,3	Provisions pour renouvellement		
2,3	Autres provisions		
4,1	Dettes		
Total 49,9			

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

PLTE - Etude d'impact

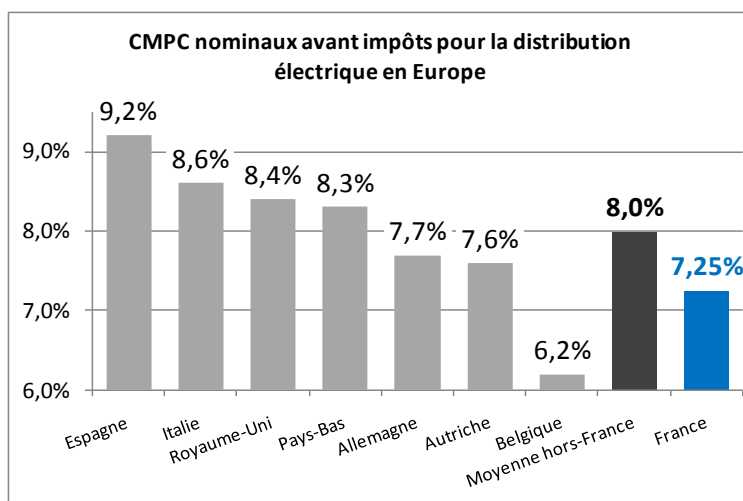
comme référence pour établir le tarif, les deux méthodes conduisent manifestement à des niveaux de charge de capital très éloignés : ceci montre bien qu'il y a un problème à asseoir la régulation sur les comptes, issus des relations contractuelles entre concédants et concessionnaires. Il est donc nécessaire 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,

PLTE - Etude d'impact

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.1° 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.

Le I.2° fixe le principe qui assure que les tarifs incluent une marge raisonnable, qui contribue notamment à la réalisation des investissements nécessaires au développement des réseaux.

Le II est une modification rédactionnelle.

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>	2009	2010	2011	2012
BAR retenue au 1er janvier	28 450	29 973	31 558	33 124

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 régulateur et d'éviter les distorsions par rapport aux anticipations de rémunération.

PLTE - Etude d'impact

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 ;

MODALITES D'APPLICATION

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.

II de l'article : Modalités de communication par les organismes de distribution d'électricité et de gaz aux autorités concédantes des informations utiles à l'exercice de leurs compétences.

Les dispositions du III de l'article 42 permettent d'harmoniser au niveau national les données, notamment économiques et comptables, transmises par les gestionnaires de réseaux de distribution aux autorités concédantes, qui figurent dans les cahiers des charges des concessions.

Il s'agit d'une mesure de simplification et de clarification.

Les données à communiquer sont fixées par un décret en Conseil d'Etat et les cahiers des charges sont mis en cohérence avec ce décret.

PLTE - Etude d'impact

Article 43 : Evolution de la tarification des réseaux pour améliorer la compétitivité des industriels électro-intensifs

DIAGNOSTIC

Alors même que les utilisateurs électro-intensifs au profil lisse ne sont pas à l'origine de la pointe de consommation d'électricité, ceux-ci ont été désavantagés par l'introduction de l'horosaisonnalité dans les tarifs de transport. L'augmentation de leur facture à l'occasion du passage au quatrième tarif de transport a ainsi été de 3.2 % en moyenne contre 2.4% pour l'ensemble des utilisateurs.

Or, au-delà d'un faible impact sur la pointe électrique, les utilisateurs du réseau de transport ayant une consommation stable et prévisible tout au long de l'année apportent des avantages au système électrique.

Le dimensionnement des réseaux doit permettre de faire face aux multiples situations résultant des aléas de température et de l'intermittence de la production renouvelable. Ainsi, à énergie livrée équivalente, un utilisateur à profil de consommation stable a généralement besoin d'un dimensionnement du réseau moindre que celui d'un usager moyen.

Pendant les heures de faible consommation, le gestionnaire de réseau doit faire face à des problèmes de tensions hautes, qui nécessitent des investissements. Les utilisateurs consommant lors de ces périodes permettent d'améliorer la stabilité transitoire du système électrique et ainsi de différer voire d'éviter certains investissements. Par ailleurs, ils assurent un débouché pour la production d'énergie intermittente en période de faible consommation.

Les utilisateurs à profil de consommation stable et prévisible génèrent également moins de coûts d'équilibrage du système qu'un usager moyen. En effet, ils génèrent moins de déséquilibres offre-demande, limitant ainsi le besoin de réserves pour les résorber, dont le financement est porté par le tarif de transport.

Enfin, le prix des pertes générées par les utilisateurs présentant un profil de soutirage réparti également sur les heures les plus creuses de consommation, est moins élevé que le prix moyen des pertes observées sur le réseau.

Afin de prendre en compte cette moindre contribution aux coûts de réseaux, certains Etats en Europe, notamment l'Allemagne, ont déjà introduit des dispositifs d'ajustement du tarif de transport pour les utilisateurs ayant ce profil.

OBJECTIFS

Cet article a pour objectif d'améliorer le lien entre les tarifs de transport facturés aux utilisateurs électro-intensifs au profil lisse et les coûts réseaux générés par ces utilisateurs. Pour cela, l'article prévoit que les tarifs de transport prennent en compte les effets positifs sur la stabilité et l'optimisation du système électrique apportés par les sites fortement consommateurs d'énergie et ayant un profil de consommation stable et prévisible durant l'année, notamment du fait que leurs soutirages génèrent moins de coûts de développement de réseau et moins de coûts d'équilibrage du système électrique.

PLTE - Etude d'impact

MESURE RETENUE

La prise en compte des effets positifs des utilisateurs électro-intensifs au profil lisse sur la stabilité et l'optimisation du système électrique nécessite de compléter l'article L.341-2 du code de l'énergie.

Les sites concernés par la mesure sont ceux des consommateurs finals, raccordés directement au réseau public de transport ou raccordés indirectement à ce réseau et équipés d'un dispositif de comptage géré par le gestionnaire du réseau de transport, et qui justifient d'un certain niveau de consommation et de certains critères d'utilisation du réseau définis par décret.

ETUDE DES IMPACTS

Impacts budgétaire et financier

Les tarifs de transport prennent 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.

MODALITES D'APPLICATION

Un décret est pris en application de cet article afin de préciser les niveaux de consommation et critères d'utilisation du réseau.

Article 44 : Développement de l'effacement de consommation

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.

PLTE - Etude d'impact

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.

PLTE - Etude d'impact

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.

Article 45 : Tarif de cession pour fourniture des offres transitoires de continuité

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

PLTE - Etude d'impact

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.

CHAPITRE III HABILITATIONS

1. Article 46 habilitation à légiférer par ordonnance pour diverses dispositions techniques

1 -Habilitation en vue de modifier la périodicité des bilans des émissions de gaz à effet de serre prévus à l'article L. 229-25 du code de l'environnement et d'instituer une procédure de sanction pour absence de réalisation du bilan.

I Diagnostic

La première échéance pour la réalisation des bilans d'émissions de gaz à effet de serre était fixée au 31 décembre 2012. Une synthèse des bilans reçus a été réalisée par l'Ademe, elle a été présentée en juin 2013 au pôle de coordination nationale pour les bilans GES, organisme créée par le décret n°2011-829 du 11 juillet 2011 qui a notamment pour mission de suivre la mise en œuvre du dispositif. L'Ademe s'est appuyé pour cet exercice sur une enquête auprès des organismes ayant répondu, une analyse par sondage des bilans reçus et les retours des DREAL. Il s'agissait d'un premier bilan GES pour 29 % des collectivités, 49 % des entreprises et 85 % des établissements publics.

PLTE - Etude d'impact

La synthèse réalisée par l'Ademe met en évidence, malgré le caractère obligatoire, un taux de retour de seulement 40 % avec un taux de 49 % dans le cas des entreprises et de seulement 26 % pour les collectivités et 28 % pour les établissements publics. Ce taux est très variable en fonction de la taille des organismes. Concernant les entreprises, celles de plus de 10 000 salariés ont répondu à plus de 80 %, celles de moins de 1 000 salariés à un peu plus de 40 % seulement. Des actions doivent être engagées afin de permettre une généralisation du dispositif.

Par ailleurs, le contexte sera fortement modifié en décembre 2015, date à laquelle devront être renouvelés de nombreux bilans. Les entreprises de plus de 250 salariés devront alors réaliser les audits d'efficacité énergétique prévus par la directive n°2012/27. Un nombre important de données sont communes aux deux obligations. Il est donc important de rapprocher les deux exercices afin de faciliter le travail à réaliser par les entreprises.

II Objectifs poursuivis

Les modifications proposées ont pour objectifs principaux de coordonner la périodicité des bilans d'émissions de gaz à effet de serre avec celle des audits énergétiques qui deviendront obligatoires pour les entreprises de plus de 250 salariés à compter de décembre 2015 et d'introduire un dispositif de sanction.

III Options possibles et mesure retenue

III.1 Introduction d'un dispositif de sanction

Plusieurs niveaux de sanction sont envisageables dans le cadre de l'introduction de ce dispositif. L'objectif de la mesure est de sensibiliser les personnes morales concernées par l'article L. 229-25 dans un contexte de réglementation encore relativement récente. Le niveau de la sanction sera donc fixé en relation avec le montant des bilans d'émissions de gaz à effet de serre. Pour information, le coût d'un bilan pour une structure de taille moyenne est de l'ordre de quelques milliers d'euros.

Concernant le suivi de la procédure de sanction, il est envisagé que les fonctionnaires et agents appartenant aux services de l'État chargés de l'écologie soient également habilités à rechercher et à constater les infractions. Enfin, avant l'application de l'amende, il est prévu une mise en demeure de la personne morale.

III.2 Modification de la périodicité

L'objectif est de définir pour les bilans d'émissions de gaz à effet de serre à réaliser par les entreprises une périodicité identique à celle fixée pour les audits énergétiques. La périodicité des bilans d'émissions de gaz à effet de serre est actuellement de 3 ans contre 4 ans prévus pour les futurs audits énergétiques.

Plusieurs options étaient possibles pour cette périodicité :

- fixer une périodicité de 1, 2 ou 4 ans, ce qui permet dans les trois cas d'éviter un calendrier décalé entre audits énergétiques et bilans d'émission ;
- imposer une périodicité fixe, comme c'est le cas actuellement, ou une date fixe.

PLTE - Etude d'impact

Dans une logique de simplification de la réglementation, la réduction de la périodicité n'a pas été retenue. Il est donc envisagé une périodicité de 4 ans.

Concernant le choix des dates, la solution d'une date fixe aurait permis d'assurer une plus grande visibilité et semble plus simple au premier abord mais une périodicité fixe est plus souple (les bilans sont échelonnés dans le temps). C'est l'option de la période fixe qui a été retenue au niveau européen pour les audits énergétiques. Pour éviter un décalage entre les deux législations, et compte tenu de l'impossibilité de modifier à court terme la réglementation sur les audits énergétiques, c'est la solution d'une périodicité fixe qui est envisagée.

La question de la modification de la périodicité pour les autres obligés qui ne sont pas soumis à l'obligation de réalisation d'audits énergétiques (collectivités, établissements publics et services de l'Etat) reste à préciser. Pour les collectivités, cela dépendra notamment de l'évolution des plans climat énergie territoriaux.

IV Etude des impacts de la mesure (en indiquant la méthode de calcul retenue)

Le nombre d'entités actuellement soumises à la législation sur les bilans d'émissions de gaz à effet de serre est d'environ :

- 3 000 dans le cas des entreprises ;
- 1 400 dans le cas des établissements publics ;
- 480 pour les collectivités territoriales.

Il n'existe pas de données quantitatives sur les impacts globaux en termes de réduction des émissions de gaz à effet de serre ou sur les coûts et bénéfices associés. Il existe en revanche différentes sources sur les impacts attendus de la réalisation des bilans et des plans d'action associés. La présente étude d'impact est en particulier basée sur :

- le rapport du député Michel Havard de décembre 2009, rédigé dans le cadre de la préparation de la loi portant engagement national pour l'environnement ;
- l'étude comparative réalisée par l'OCDE en mai 2012 sur les réglementations en matière de bilans d'émissions dans différents pays ;
- le rapport réalisé par l'Ademe pour faire le bilan de la première échéance.

Le projet d'habilitation vise à modifier une législation existante et déjà en vigueur depuis 2012. L'impact des modifications proposées concerne des acteurs qui sont actuellement déjà soumis à l'obligation d'établir un bilan d'émission.

A Impacts environnementaux

L'obligation de réaliser un bilan d'émissions de gaz à effet de serre fait partie des actions qui contribuent à la réduction des émissions nationales de gaz à effet de serre. La France est soumise à des objectifs de réduction notamment au niveau européen, dans le cadre du paquet énergie-climat qui prévoit une réduction globale des émissions européennes de 20 % à l'horizon 2020. Elle s'est également fixée un objectif de réduction de 75 % de ses émissions de gaz à effet de serre d'ici 2050, en cohérence avec la cible définie au niveau européen d'une réduction d'au moins 80 % des émissions.

PLTE - Etude d'impact

L'atteinte de ces objectifs sera possible grâce à un ensemble de mesures sectorielles et transverses. Les bilans d'émissions de gaz à effet de serre et les plans d'action associés obligatoires depuis décembre 2012 ont pour objectif de sensibiliser les acteurs à l'importance de leurs émissions et de les inciter à les réduire.

L'introduction d'un dispositif de sanction va permettre de généraliser la mise en œuvre du dispositif pour lequel on constate actuellement un taux insuffisant.

La modification de la périodicité aura pour conséquence d'allonger le délai entre la réalisation de deux bilans. Ceci conduira à une actualisation plus tardive d'un an mais permettra pour les entreprises de faire le lien avec les audits énergétiques ce qui devrait en partie compenser l'allongement du délai.

B Impacts budgétaire et financier

Les bilans d'émission de gaz à effet de serre représentent un coût financier pour les obligés, qui peuvent soit faire appel à des prestataires ou réaliser le bilan en interne (avec dans ce cas des coûts de formation et de personnel). Les coûts de réalisation ont fortement diminué ces dernières années compte tenu de la généralisation des bilans et d'une concurrence très forte entre bureaux d'études. Le coût est de l'ordre de quelques milliers d'euros seulement pour les plus petites structures. De plus, ce n'est pas un coût annuel compte tenu de la périodicité des bilans (tous les trois ans pour la première échéance).

La modification de la périodicité proposée réduira de 25 % le coût annuel compte tenu du nombre réduit de bilans à réaliser. Cela permettra pour les entreprises une mutualisation de la phase de collecte des données pour la réalisation des audits énergétiques (obligatoires à compter de décembre 2015) et des bilans d'émission de gaz à effet de serre. En effet, toutes les entreprises de plus de 250 salariés devront dorénavant réaliser un examen détaillé de leur consommation d'énergie. Or c'est la phase de collecte des données, dont celles sur l'énergie, qui constitue l'une des phases les plus coûteuses lors de la réalisation d'un bilan d'émission de gaz à effet de serre.

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

Les bilans d'émission de gaz à effet de serre font actuellement, en application du décret n°2011-929 du 11 juillet 2011, l'objet d'un suivi au niveau régional conjointement par les services de l'Etat et de la région. Le suivi des procédures de sanction pourra être assuré notamment par les services chargés des politiques énergie et climat au sein des DREALs qui assurent actuellement le suivi de la mise en œuvre de la réglementation.

Par ailleurs, la mise en place de plates-formes informatiques pour la collecte des bilans d'émissions de gaz à effet de serre est envisagée dans le cadre de l'habilitation prévue au 8° de l'article 47. Ceci permettrait de simplifier de façon très significative la procédure en matière de collecte et de suivi des bilans.

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

PLTE - Etude d'impact

Il n'existe pas de réglementation imposant la réalisation de bilans d'émissions de gaz à effet de serre au niveau européen (contrairement aux audits énergétiques qui seront obligatoires à compter du 5 décembre 2015).

2 - Habilitation à préciser les conditions dans lesquelles des personnes sont habilitées à constater des infractions et à exercer les contrôles prévues par les articles L. 2132-23 du code général de la propriété des personnes publiques et L. 4316-10, L. 4462-4 et L. 4272-2 du code des transports

Cette disposition aura pour but de simplifier la procédure de contrôle par les personnels assermentés de Voies navigables de France (VNF) de l'acquittement de la taxe sur les titulaires d'ouvrages de prise d'eau, rejet d'eau ou autres ouvrages hydrauliques dite « taxe hydraulique » et des péages perçus auprès des usagers de la voie d'eau, ainsi que la constatation des contraventions en matière de grande voirie sur le domaine confié à l'établissement et les infractions définies par les règlements de police de la navigation intérieure.

A cet effet, convient de supprimer les procédures d'agrément et de commissionnement actuellement prévues pour le contrôle de l'acquittement des péages et de la taxe hydraulique, et de donner compétence au directeur général de VNF pour désigner les personnels chargés des contrôles qui sont assermentés dans des conditions fixées par décret en Conseil d'Etat.

3 Habilitation à modifier les dispositions législatives du code de la route afin de compléter les habilitations des agents chargés du contrôle des transports terrestres placés sous l'autorité du ministre chargé des transports.

Le contrôle est essentiel à l'efficacité de la régulation du transport routier de marchandises par l'État. La pression exercée par les différents corps de contrôle est un facteur déterminant pour assurer la sécurité routière de tous les usagers de la route, lutter contre la concurrence déloyale et préserver la compétitivité des entreprises françaises qui respectent les réglementations.

Les agents chargés du contrôle des transports terrestres, placés sous l'autorité du ministre chargé des transports, sont habilités à contrôler le respect de certaines règles du code de la route et du code des transports applicables aux entreprises, aux véhicules et aux conducteurs du transport routier. Il est envisagé de compléter ces habilitations.

Le contrôle technique routier doit pouvoir être réalisé dans le cadre d'un contrôle plus général au cours duquel pourra être vérifié le respect, par exemple, de la réglementation sociale européenne, des dispositions du code de la route, ou du code du travail. Dans ce cadre, le contrôle de certains documents obligatoires pour la conduite des véhicules peut s'avérer nécessaire, comme les informations relatives à l'existence, la catégorie et la validité du permis de conduire. Il apparaît ainsi indispensable que les habilitations actuelles de ces agents soient complétées par des dispositions prévoyant la possibilité d'un accès direct aux informations relatives au permis de conduire exigé pour la circulation des véhicules de transport de marchandises ou de personnes, sans effectuer au préalable une demande de communication au préfet de département

4 – Habilitation à préciser les conditions d'assujettissement aux péages de navigation sur la Moselle internationale prévues à l'article L. 4412-1 du code des transports.

L'article R. 4471-1 du code des transports prévoit que « la perception en France des péages dus par la navigation sur la partie internationale de la Moselle, en application de la convention du 27 octobre 1956 (...) est assurée par Voies navigables de France, qui en remet le produit à la Société internationale de la Moselle » (SIM). Toutefois l'article L. 4412-1 du même code, méconnaissant la convention internationale du 27 octobre 1956 entre la France, l'Allemagne et le Luxembourg au sujet de la canalisation de la Moselle, assujettit les transporteurs à des péages perçus au profit de Voies navigables de France (VNF) à l'exception de « la partie internationale » de la Moselle.

La perception de péages fluviaux sur la Moselle entre Metz et Thionville par et au profit de VNF doit ainsi être sécurisée. Il est envisagé de clarifier la rédaction de l'article L. 4412-1 du code des transports et de mentionner les exceptions par un renvoi plus large aux conventions internationales conclues par la France. En effet, outre la Moselle, des conventions spécifiques existent pour le Rhin. La convention internationale révisée pour la navigation du Rhin du 17 octobre 1868 (ou Acte de Mannheim) ne prévoit pas de péages de navigation. D'autres voies transfrontalières pourraient à l'avenir également être concernées, notamment sur le périmètre Seine-Escaut.

"Enfin, pour mettre en cohérence cette modification, au sein du code des transports, avec les dispositions de l'article R. 4471-1, il est également envisagé de modifier cet article réglementaire en précisant la partie concernée par le reversement des péages à la SIM.

5 – Habilitation en vue d'introduire une exception pour l'application des dispositions de l'article L. 341-7 du code forestier aux opérations soumises à l'autorisation prévue dans le chapitre V du titre V du livre V du code de l'environnement¹.

Diagnostic

Une majorité des mises en compatibilité de plans locaux d'urbanisme (PLU) sollicité par les gestionnaires de réseau de transport de gaz naturel porte sur le déclassement des espaces boisés classés. Lorsqu'un projet de gazoduc traverse un espace boisé classé (EBC) - ce qui est fréquent- le gestionnaire de réseau ne peut pas déposer la demande d'autorisation de défrichement tant que la déclaration d'utilité publique n'a pas été obtenue, car c'est elle qui emporte ladite mise en compatibilité.

En effet, le défrichement est interdit dans un EBC (artL.130-1 code urbanisme) et une telle demande est rejetée d'office tant que le déclassement de l'EBC n'est pas acté par la déclaration d'utilité publique (DUP). À la suite de la réécriture du code forestier et de la réforme de l'étude d'impact et de l'enquête publique, la circulaire DGPAAT/SDFB/C 2013-3060 du 28 mai 2013 relative aux règles applicables en matière de défrichement mentionne à ce sujet (voir page 12) que « Tout défrichement en EBC est interdit en application de l'article L130-1 du code de l'urbanisme. Ce classement entraîne le rejet de plein droit de la demande. Le dossier ne peut être instruit. Il ne peut même pas être enregistré ou déclaré incomplet. » Lorsqu'une autorisation de défrichement nécessite une enquête publique, l'instruction dure de 7 à 8 mois. Ainsi, l'autorisation de transport sera délivrée 7 à 8 mois après la DUP, ce qui est

PLTE - Etude d'impact

a priori problématique au regard du délai réglementaire de 24 mois de la procédure prévue à l'article R555-20 du code de l'environnement. Ce délai est également problématique au regard du délai global de 3,5 ans (procédure de consultation publique comprise) imposé par le règlement européen n° 347/2013 concernant les orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes (article 10).

Objectifs

La réforme doit permettre de répondre aux enjeux identifiés dans le diagnostic ci-dessus. L'articulation entre le code forestier, précisément article L341-7, et la délivrance des autorisations de transport de gaz naturel doit mieux garantir le respect des délais réglementaires visés à l'article R555-20 du code de l'environnement (24 mois avec enquête publique) en particulier pour les projets d'infrastructures d'intérêt commun.

Options possibles et mesure retenue

La solution qui a été retenue par le Gouvernement, consiste à modifier l'article L341-7 du code forestier, en introduisant une exception pour les autorisations de transport gaz naturel comme celle déjà prévue dans cet article pour les installations classées pour la protection de l'environnement.

Impacts

A Impacts environnementaux

La réforme est sans impact environnemental, l'instruction de la procédure de défrichement étant conservée à l'identique.

B Impacts économiques

La réduction de durée de la procédure d'autorisation de canalisation de transport est estimée entre 7 et 8 mois.

C Impacts budgétaire et financier

Coûts et bénéfices financiers attendus des dispositions envisagées pour chaque catégorie d'administrations publiques intéressées

La réforme est sans impact budgétaire et financier direct pour les administrations chargées de l'instruction, mais les autorisations de canalisations délivrées bénéficieront d'une meilleure solidité juridique grâce à la diminution du risque de dépassement de la durée maximale d'instruction des projets.

La réforme aura un impact organisationnel pour les gestionnaires de réseaux de transport qui pourront engager les commandes d'équipements et la construction d'une canalisation nouvelle dans les zones sans défrichement dès l'obtention de l'autorisation d'exploiter la canalisation et sans attendre l'autorisation de défrichement. Cela peut entraîner une économie sur la mise en oeuvre d'un projet, mais très légère et qui n'est chiffrable qu'au cas par cas.

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

La réforme raccourcira les délais moyens d'instruction des autorisations de canalisations de transport en évitant la suspension de la procédure correspondante dans l'attente de l'instruction de la procédure de défrichement.

PLTE - Etude d'impact

6 - Habilitation en vue de modifier les conditions dans lesquelles l'autorisation de transport relatives à certaines canalisations de gaz naturel ou assimilé [et d'hydrocarbures] confère à son titulaire le droit d'occuper le domaine public et ses dépendances

Diagnostic

Depuis 2012 les gestionnaires de réseaux de transport de gaz naturel doivent être titulaires d'une déclaration d'utilité publique (DUP) pour être occupant de droit du domaine public (Article L.555-25 – III du code de l'environnement) et le droit d'y exécuter les travaux (art. R.555-36), dans le respect des règlements de voirie.

Ces dispositions présentent un handicap certain en terme de délai de procédure pour des projets de faible longueur (quelques dizaines à centaines de mètres), ainsi qu'un défaut de pérennité et sécurité juridique de l'occupation des domaines publics empruntés car n'ayant pas le caractère « d'occupation de droit ».

Objectif

Jusqu'en 2012, le régime des concessions de transport de gaz puis des autorisations à compter de 2003 conférait aux gestionnaires de réseaux de transport de gaz le droit d'occuper le domaine public et ses dépendances et d'y effectuer les travaux de construction et d'exploitation.

La réforme doit permettre de répondre aux enjeux identifiés dans le diagnostic ci-dessus.

Options possibles et mesure retenue

Pour les petits projets de déviation ou de modification limitée de canalisations existantes (< 500 m² et < 2 km), mais aussi de raccordement de clients, (distributeurs, industriels, méthaniseurs) au réseau de transport de gaz [et d'hydrocarbures], l'enquête publique n'est pas obligatoire compte tenu de la faible dimension du projet. Le transporteur peut aussi faire le choix de ne pas demander la DUP, ce qui lui permet d'éviter l'enquête publique. Mais dans ce cas, il n'est plus assuré de l'accord des gestionnaires du domaine public pour l'occupation de ce domaine.

En raison des obligations de service public assignées aux transporteurs de gaz dans le cadre du service public de l'énergie (cf. article L.121-3 2 du code de l'énergie), la solution qui a été retenue par le Gouvernement, consiste à faire évoluer l'article L.555-25 III du code de l'environnement dans un sens permettant que ce soit l'autorisation et non la DUP qui emporte la possibilité automatique d'occuper le domaine public. Cette mesure permet en outre la mise en cohérence avec l'article L113-3 du code de la voirie routière.

L'article R.555-36 du code de l'environnement devra être mis en cohérence.

Impact

Si la réduction de durée de la procédure pour des projets de canalisation de transport de gaz naturel [et d'hydrocarbures] de faible longueur entraîne une économie de quelques milliers d'euros par an au profit des gestionnaires de réseau de transport, l'économie réelle est difficile à estimer de façon précise ; il s'agit en fait d'économiser les temps de discussion et d'échange nécessaires à la rédaction et la signature de conventions, ou de contrats, d'occupation temporaire desdits domaines publics, et des négociations concernant les modalités financières

PLTE - Etude d'impact

qui seraient alors fixées par délibération des organismes concernés pour occupation privative du domaine public. Les entreprises de transport étant occupantes de droit, cette question ne se pose pas puisque s'appliquent d'office les dispositions relatives aux redevances d'occupation du domaine public (RODP) définies par le code général des collectivités territoriales.

7 – Habilitation en vue de modifier le code de l'environnement pour compléter la réglementation relative aux canalisations de transport et de distribution à risques, en matière de sécurité et de protection contre certains dommages, et de prévoir les modifications du code de l'énergie qui s'imposent par coordination.

État du droit

Droit de l'Union européenne

Au niveau communautaire, la sécurité des canalisations de transport et de distribution d'énergie n'a fait l'objet à ce jour d'aucun encadrement juridique. Ces infrastructures ont été explicitement écartées du champ d'application des directives traitant de sujets connexes, notamment la directive n° 97/23/CE du 29 mai 1997 relative aux équipements sous pression, la directive « Seveso 3 » n° 2012/18/UE du 4 juillet 2012 relative à la prévention des accidents majeurs, ou la directive n° 2004/35/CE du 21 avril 2004 relative à la responsabilité environnementale.

Ces infrastructures sont en revanche prises en compte dans la directive INSPIRE n° 2007/2/CE du 14 mars 2007 relative à l'infrastructure d'information géographique dans la Communauté européenne.

S'agissant de la sécurité des canalisations de transport, la Commission a mené différents travaux pour évaluer l'opportunité d'un encadrement européen qui leur soit spécifique. Les plus récents datent d'octobre 2011, et le rapport final à leur sujet n'encourage pas à un encadrement communautaire, partant du constat d'une assez bonne homogénéité des règles applicables entre les différents États membres.

La même absence d'encadrement communautaire est constatée au sujet de la sécurité des travaux à proximité des réseaux.

Enfin, en matière de sécurité des canalisations et équipements implantés chez les utilisateurs du gaz, il existe la directive n° 90/396/CEE du 29 juin 1990 relative aux appareils à gaz, ainsi que le récent règlement RPC n° 305/2011/CE du 9 mars 2011 des produits de la construction, succédant à une directive antérieure dans le même domaine.

Droit national

Au niveau du droit interne, le cadre légal est explicite et récent concernant la sécurité des travaux effectués à proximité des canalisations et concernant les canalisations de transport (respectivement, chapitres IV et V du titre V du livre V du code de l'environnement ; les dispositions réglementaires d'application sont également récentes et en cohérence, dans les mêmes chapitres).

PLTE - Etude d'impact

Il est en revanche peu explicite et dispersé pour les autres canalisations.

S'agissant des canalisations de distribution et d'utilisation du gaz, la codification récente de la loi du 15 février 1941 relative à l'organisation de la production et de la distribution du gaz dans les articles L. 142-19 à L. 142-41 du code de l'énergie ne permet pas l'application à ces infrastructures des règles générales de police en matière de sécurité et de protection de l'environnement fixées par le code de l'environnement. En outre la couverture réglementaire de ces canalisations est relativement ancienne et non codifiée à ce jour. Elle est constituée du décret n° 62-608 du 23 mai 1962 fixant les règles techniques et de sécurité applicables aux installations de gaz combustible, et par divers arrêtés, le plus ancien datant de 1977. Ces règlements, considérés précédemment comme d'application de la loi du 15 février 1941, peuvent en outre difficilement être rattachés aux articles correspondants du code de l'énergie du fait des adaptations réalisées lors de la codification. Un socle légal clarifié et rénové est donc nécessaire pour les règlements de sécurité de ces canalisations.

S'agissant enfin des canalisations de réseaux de chaleur, ils étaient précédemment régis par la législation des appareils sous pression : loi du 28 octobre 1943 relative aux appareils à pression, décret n° 99-1046 du 13 décembre 1999 relatif aux équipements sous pression, arrêté du 8 août 2013 portant règlement de la sécurité des canalisations de transport de vapeur d'eau ou d'eau surchauffée. Or, la loi du 28 octobre 1943, à l'occasion de son abrogation et codification au chapitre VII du titre V du livre V du code de l'environnement, a été recentrée sur les seuls équipements soumis à réglementation européenne, qui constituaient l'essentiel de son champ d'application antérieur (équipements sous pression et équipements sous pression transportables, à l'exclusion des réseaux de chaleur). Bien que les règlements de sécurité de ces canalisations soient encore juridiquement rattachés à ces dispositions législatives codifiées, un nouveau socle légal clarifié et plus adapté n'en est pas moins souhaitable.

Objectifs poursuivis

Les dispositions qu'il est prévu d'adopter par voie d'ordonnance ont pour principal objet d'instituer, au sein du code de l'environnement, un socle transverse aux canalisations à risques, en particulier les réseaux de transport et de distribution de gaz, les réseaux de transport de produits pétroliers, les réseaux de chaleur, et les canalisations des installations de gaz intérieures aux bâtiments.

Ce socle transverse permettra d'asseoir les règlements de sécurité existants relatifs à la conception, la construction et l'exploitation de ces canalisations.

Il permettra en outre de restructurer de façon plus lisible les dispositions déjà codifiées dans le code de l'environnement relatives à la sécurité des travaux effectués au voisinage des réseaux de toutes natures, et celles relatives aux procédures d'autorisation et de déclaration d'utilité publique des canalisations de transport.

Enfin, il clarifiera l'interface entre le code de l'énergie et le code de l'environnement pour l'ensemble de ces canalisations, les dispositions relatives au service public de l'énergie étant maintenues dans le code de l'énergie, et celles relatives à la sécurité et aux procédures environnementales étant insérées dans le code de l'environnement.

PLTE - Etude d'impact

Impacts des mesures prévues

Section nouvelle relative à la sécurité des canalisations de transport et de distribution à risques

Dans cette section, qu'il est prévu de créer au sein du chapitre IV du titre V du livre V du code de l'environnement, seront listées les différentes catégories de canalisations soumises à des règles de sécurité en raison de leur destination : les réseaux de transport de gaz naturel ou assimilé, de produits pétroliers ou d'autres matières dangereuses, les réseaux de distribution de gaz, les réseaux de chaleur, les installations utilisatrices de gaz dans les bâtiments et habitations. Pour préciser le champ d'application, les canalisations non visées par cette section sont énumérées.

Il sera alors renvoyé à des prescriptions fixées par voie réglementaire pour la conception, la construction, la mise en service, l'exploitation, la surveillance, la modification et l'arrêt temporaire ou définitif de ces canalisations. Les dispositions réglementaires pourront prévoir des contrôles techniques et expertises à la charge de l'exploitant, disposition figurant dans le code de l'énergie en vigueur. Elles pourront prévoir en outre des programmes d'inspection obligatoire des canalisations et des plans de secours en cas d'accident.

En pratique, ce sont les règlements de sécurité existants pour les différents types de canalisations qui seront rattachés à ces dispositions : ils ne seront pas modifiés. Il n'y aura donc pas d'impact pratique.

Enfin, les sanctions administratives et pénales créées par l'ordonnance de police de l'environnement sont adaptées au cas de ces différentes canalisations, selon une rédaction analogue à ce qui existait déjà pour les canalisations de transport dans le chapitre V du titre V du livre V du code de l'environnement.

Adaptations de l'encadrement des canalisations de transport de matières dangereuses

Le chapitre V du titre V du livre V du code de l'environnement en vigueur comporte de façon autoportante toutes les dispositions applicables aux canalisations de transport, d'une part celles relatives aux règles de sécurité, de contrôle et de sanctions, et d'autre part celles relatives aux procédures d'autorisation et de déclaration d'utilité publique. Compte tenu du projet de déplacement des premières dans le chapitre IV du même titre (cf. 3.1.3 ci-dessus), il est prévu un remaniement du chapitre V pour n'y laisser que les dispositions sur les procédures, qui sont spécifiques aux seules canalisations de transport de matières dangereuses.

Il est en outre prévu de remplacer la terminologie de « gaz combustible » par celle de « gaz naturel ou assimilé » pour qualifier les canalisations de transport de gaz relevant du service public de l'énergie, ce qui permet d'intégrer les gaz assimilables au gaz naturel et pouvant être injectés dans les réseaux de transport, tels que les grisous et gaz de mine ainsi que le biométhane.

Adaptation des dispositions anti-endommagement

Plusieurs améliorations sont apportées à la première section du chapitre IV du titre V du livre V du code de l'environnement portant sur la sécurité des travaux exécutés à proximité des réseaux.

PLTE - Etude d'impact

La rédaction des dispositions intégrant les digues de prévention des inondations et submersions dans la liste des ouvrages recensés par le guichet unique, issue de la loi de modernisation de l'action publique territoriale et d'affirmation des métropoles, sera clarifiée. Les obligations principales des acteurs concernés par la sécurité des travaux exécutés à proximité des réseaux seront précisées, afin notamment d'offrir un socle aux sanctions pénales déjà prévues par le code de l'énergie en vigueur en cas de non respect de ces obligations.

Les sanctions pénales pour défaut de déclaration de travaux et pour défaut de déclaration de dommage accidentel à un réseau, actuellement inscrites dans le code de l'énergie seront déplacées dans le code de l'environnement, et élargies à cette occasion à l'ensemble des catégories de réseaux à proximité desquels les travaux peuvent intervenir. La possibilité d'arrêt de travaux par l'autorité compétente en cas d'urgence liée à la sécurité est en outre introduite.

Enfin, des précisions sont données au sujet des agents chargés de contrôler l'application de ces dispositions et de constater les infractions.

Au final, les dispositions prévues n'auront pas d'impact économique, social ou environnemental notable, dans la mesure où les règlements de sécurité existants restent en vigueur et ne sont pas modifiés. Tout au plus peut-il être noté que le projet permettra juridiquement un meilleur contrôle de ces règlements grâce à la clarification et l'harmonisation des régimes de contrôle et sanctions.

Décrets d'application

Des décrets d'application seront ensuite à prendre afin de modifier ou d'abroger les décrets existants en tant qu'ils concernent les canalisations objet de la mesure, et de renvoyer aux arrêtés de règlements de sécurité existants.

8 – Habilitation en vue de définir les règles de collecte des informations nécessaires au suivi et au contrôle des audits énergétiques prévus à l'article L. 233-1 du code de l'énergie, des bilans d'émissions de gaz à effet de serre prévus à l'article L. 229-25 du code de l'environnement et des plans d'actions du secteur de la distribution prévus à l'article 13 du projet de loi de programmation pour un nouveau modèle énergétique français

I Diagnostic

Bilans d'émissions de gaz à effet de serre

La première échéance pour la réalisation des bilans d'émissions de gaz à effet de serre était fixée au 31 décembre 2012. Une synthèse des bilans reçus a été réalisée par l'Ademe, elle a été présentée en juin 2013 au pôle de coordination nationale pour les bilans GES, organisme créée par le décret n°2011-829 du 11 juillet 2011 qui a notamment pour mission de suivre la mise en œuvre du dispositif.

PLTE - Etude d'impact

Audits énergétiques

Le principe de l'audit énergétique obligatoire a été fixé par la loi n° 2013-619 du 16 juillet 2013 portant diverses dispositions d'adaptation au droit de l'Union européenne dans le domaine du développement durable. L'article 40 de la loi insère dans le titre III du livre II du code de l'énergie un nouveau chapitre consacré à la performance énergétique des entreprises avec quatre articles L233-1 à L233-4 qui constituent la base législative de l'audit énergétique obligatoire et qui fixe le régime de sanctions.

Un décret en conseil d'Etat du 4 décembre 2013 prévoit les seuils au-delà desquels une personne morale doit réaliser un audit énergétique et un décret et son arrêté d'application prévoient les modalités d'exemption en cas de système de management de l'énergie, ainsi que le périmètre et la méthodologie de l'audit, les modalités de transmission des documents qui justifient l'application de la réglementation, les modalités et critères de qualification des prestataires externes, les critères de reconnaissance de compétence pour l'auditeur interne.

Plans d'action du secteur de la distribution.

L'article 13 du projet de loi de programmation pour un nouveau modèle énergétique français prévoit que les grandes entreprises de la distribution définissent des plans 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 liées aux transports des produits finis et rapportées aux quantités de marchandises qu'elles commercialisent sur le territoire national. Un décret fixe le champ des entreprises concernées et les modalités d'application.

II Objectifs poursuivis

La possibilité de recueillir les bilans des émissions de gaz à effet de serre en un lieu unique fait l'objet d'un consensus au sein du pôle de coordination. La mise en place de règles pour la collecte des informations permettrait de simplifier la transmission par les obligés et le suivi et le contrôle par les services de l'Etat. A l'heure actuelle, les bilans sont publiés sur le site internet de l'obligé (pendant une durée d'un mois) et transmis au préfet de région. L'obligé notifie sans délai au préfet de région et au président du conseil régional l'adresse du site internet sur lequel le bilan est mis à la disposition du public. S'il ne dispose pas d'un site internet, l'obligé doit demander au préfet de région de procéder à la mise à la disposition du public du bilan sur le site internet de la préfecture.

Concernant les audits énergétiques,, la mise en place d'une application informatique permettant l'accès à une base de données administrée par l'agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie a fait consensus lors de la concertation organisée pour l'élaboration des textes réglementaires.

De même que pour les bilans d'émission de gaz à effet de serre et les audits énergétiques, il est prévu de collecter les plans d'actions élaborés par les entreprises du secteur de la distribution afin de faciliter le suivi et le contrôle de la mise en œuvre.

III Options possibles et mesure retenue

Le décret n°2011-829 du 11 juillet 2011 précise le contenu de ces bilans. Il prévoit une transmission systématique au préfet par voie électronique. Le suivi des bilans est ensuite effectué au niveau régional par le préfet de région et le président du conseil régional.

Afin de faciliter le processus de collecte et de suivi, le principe retenu est de mettre en place une application informatique permettant l'accès à une base de données administrée par l'agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie. Cette application permettra également de faciliter la diffusion des informations (qui est assurée actuellement soit par la personne morale soit à sa demande par la préfecture) et la mise en œuvre du dispositif de sanction envisagé dans le cadre du 1° de l'article 47.

Un dispositif analogue est envisagé pour la collecte des informations nécessaires au suivi et au contrôle des audits énergétiques et des plans d'actions élaborés par les entreprises du secteur de la distribution.

9 – Habilitation en vue de préciser les conditions dans lesquelles les collectivités locales et leurs groupements transfèrent à l'Etat les données concernant la circulation sur les réseaux routiers dont ils assurent la gestion.

L'habilitation proposée vise à alléger la charge des collectivités territoriales et simplifier les relations entre celles-ci et l'État en rendant plus opérantes les dispositions relatives à la connaissance des accidents de la circulation routière mises en place avec la loi n° 2003-495 du 12 juin 2003 renforçant la lutte contre la violence routière dont la charge a été renforcée par la loi n° 2004-809 du 13 août 2004 relative aux libertés et responsabilités locales.

Il est envisagé que le dispositif de remontée d'informations repose sur les données disponibles au sein des collectivités.

10 - Habilitation en vue de modifier le code de l'énergie pour prévoir la prise en compte, pour l'établissement du tarif d'utilisation des réseaux, des coûts résultant de l'exécution des missions de service public relatifs à la réalisation des objectifs et à la mise en œuvre des modalités des contrats mentionnés au premier alinéa du I de l'article L. 121-46 du code de l'énergie

Diagnostic

Les charges des contrats de service public dans les coûts à couvrir par les tarifs d'utilisation des gestionnaires d'infrastructures de gaz naturel ne sont pas explicitement prises en compte, contrairement à celles des gestionnaires d'infrastructures électriques.

Objectif

Harmoniser la situation des gestionnaires de réseaux d'infrastructures gazières avec celle des gestionnaires de réseaux électriques.

PLTE - Etude d'impact

Mesure retenue

Il est prévu de compléter l'article L. 452-1 du code de l'énergie, afin notamment d'assurer la prise en charge des coûts relatifs à la réalisation des objectifs et à la mise en œuvre des modalités des contrats mentionnés au premier alinéa du I de l'article L. 121-46 du code de l'énergie.

Impact

L'impact économique de la mesure pourra être évalué après élaboration du contrat de service public des gestionnaires de réseau gazier.

11 Habilitation en vue de modifier les obligations de détention de stocks de gaz naturel par les fournisseurs, les modalités d'accès aux infrastructures de stockage de gaz naturel et les missions des gestionnaires de réseaux de transport de gaz naturel en matière de stockage de gaz naturel ainsi que celles de la commission de régulation de l'énergie, prévues par les articles L. 121-32, L. 134-1, L. 421-4 à L. 421-12 et L. 431-3 du code de l'énergie, afin de renforcer la sécurité de l'approvisionnement gazier et de réguler les tarifs des capacités de stockages souterrains de gaz naturel [dans le cas où les obligations imposés aux fournisseurs de gaz l'exigerait]

Diagnostic

Des mesures temporaires ont été adoptées en mars 2014 afin de renforcer les obligations actuelles de stockage de gaz naturel par les fournisseurs (modification du décret n° 2006 - 1034 du 21 août 2006 relatif à l'accès aux stockages). Cependant ces évolutions pourraient ne pas être suffisantes afin de garantir la sécurité des approvisionnements.

Objectif

L'objectif de cette disposition est de modifier les obligations de détention de stocks de gaz naturel par les fournisseurs, les modalités d'accès aux infrastructures de stockage de gaz naturel et les missions des gestionnaires de réseaux de transport de gaz naturel, prévues par les articles L. 121-32, L. 134-1, L. 421-4 à L. 421-12 et L. 431-3 du code de l'énergie, et d'introduire une obligation de détention de capacités d'émission de gaz naturel pour les fournisseurs de gaz naturel, afin de renforcer la sécurité de l'approvisionnement gazier et de réguler les tarifs des capacités des stockages souterrains de gaz naturel dans le cas où les obligations imposés aux fournisseurs de gaz l'exigerait pour des raisons économiques.

Mesure retenue

Les pouvoirs publics ont initié en 2014 une concertation avec les acteurs gaziers sur les évolutions à moyen – long-terme du cadre actuel afin de définir un nouveau dispositif pouvant nécessiter des évolutions du cadre législatif actuel.

Impact

La concertation en cours actuellement a notamment pour but d'évaluer les impacts des mesures de renforcement envisagées

13 Habilitation relative au développement de l'effacement de consommation

Diagnostic

Dans le cadre de la préparation du décret en Conseil d'Etat pris en application des dispositions existantes issues de la loi n° 2013-312 du 15 avril 2013, certaines propositions jugées pertinentes (en particulier concernant la nécessité d'un agrément technique préalable des opérateurs d'effacement) n'ont pu être retenues car elles nécessitaient une base législative. Ainsi, les nouvelles dispositions visent à compléter le dispositif existant pour qu'il soit pleinement opérationnel et efficace.

Un contrôle financier a de plus été jugé nécessaire et un montant maximal annuel s'appliquant au cumul des primes versées chaque année aux opérateurs d'effacement a ainsi été introduit.

Objectifs

Les grands objectifs poursuivis sont les suivants :

- garantir, via l'agrément technique que devront obtenir les opérateurs d'effacement pour bénéficier du dispositif, la qualité et la capacité des opérateurs d'effacement à réaliser et maîtriser les effacements ;
- encadrer le niveau des dépenses de CSPE liées à l'effacement de consommation ;
- supprimer, en modifiant les mots « de procéder à » par « de déclencher » *[ou d'induire]*, l'ambiguïté que l'ancienne rédaction pouvait laisser sur la prise en compte des effacements pour lesquels l'action finale est réalisée par le consommateur lui-même.

Mesure retenue

Une option possible aurait été de laisser le texte inchangé. Mais la préparation du décret en Conseil d'Etat pris en application de la loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 a fait apparaître la nécessité d'ajouter au niveau législatif l'agrément technique et le plafond de dépenses. Il a donc été décidé de modifier les dispositions législatives existantes.

Le dispositif fonctionne de la manière suivante. Comme précédemment, la loi prévoit qu'une prime est versée aux opérateurs d'effacement, prenant en compte les avantages de l'effacement pour la collectivité. L'article proposé prévoit de surcroît :

- un agrément technique que devront obtenir les opérateurs d'effacement pour bénéficier du dispositif ;
- un montant maximal annuel, qui s'applique au cumul des primes versées chaque année aux opérateurs d'effacement.

Comme précédemment, un décret en Conseil d'Etat fixe la méthodologie utilisée pour établir les règles permettant la valorisation des effacements de consommations d'électricité sur les marchés. Par ailleurs, un décret en Conseil d'Etat précise les modalités d'attribution et de fixation du niveau de cette prime, ainsi que les modalités de fixation du montant maximal annuel mentionné au premier alinéa.

PLTE - Etude d'impact

Etude des impacts

A. Impacts environnementaux

Le dispositif a un impact positif sur l'environnement, car il conduit au développement des effacements de consommation, qui permettent d'éviter de la production électrique, notamment au moment des pics de consommations, lorsque cette production engendre des émissions de gaz à effet de serre.

B. Impacts économiques

Le dispositif existant favorise, via la prime supportée par la CSPE, la compétitivité des effacements de consommation sur les marchés de l'énergie. Le nouveau dispositif de montant maximal annuel s'appliquant au cumul des primes versées chaque année aux opérateurs d'effacement conduit à un plafonnement du soutien accordé.

C. Impacts budgétaire et financier

La disposition nouvelle, par le plafonnement des ressources qu'elle introduit, aura un impact budgétaire et financier conduisant à une potentielle diminution des dépenses au titre de la CSPE.

Modalités d'applications

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

La prime supportée par la CSPE sera notifiée à la Commission européenne au titre des aides d'Etat. Les nouvelles dispositions ne posent pas de difficulté de comptabilité avec le droit européen.

B. Liste prévisionnelle des textes d'application nécessaires

- Un décret en Conseil d'Etat pris en application de l'article L.271-1, fixant la méthodologie utilisée pour établir les règles permettant la valorisation des effacements de consommation d'électricité sur les marchés de l'énergie et sur le mécanisme d'ajustement mentionné à l'article L. 321-10.
- Un décret en Conseil d'Etat pris en application de l'article L.123-1, précisant les modalités d'attribution et de fixation du niveau de cette prime, ainsi que les modalités de fixation du montant maximal annuel mentionné au premier alinéa.
- Les règles mentionnées ci-dessus, selon une méthodologie définie dans le décret en Conseil d'Etat.

Consultations menées avant la saisine du Conseil d'Etat

Le dispositif existant a fait l'objet d'une large consultation, par la Commission de régulation de l'énergie puis par les services de l'Etat, dans le cadre de la préparation du décret

PLTE - Etude d'impact

d'application. Les nouvelles dispositions introduites dans la LPTE ont pu, en partie, faire l'objet de discussions dans ce cadre.

14 – Habilitation en vue de préciser, dans le code de l'énergie, les compétences de la Commission de régulation de l'énergie en matière de recueil d'informations à l'article L. 134-18, en matière de sanctions aux articles L. 134-25 à L. 134-28 et L. 134-31 et en matière de coopération à l'article L. 134-13.

Diagnostic initial et justification de l'action

- L'article L. 134-18 du code de l'énergie permet à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) de recueillir, auprès notamment des opérateurs du secteur de l'énergie toutes les informations utiles à l'exercice des missions qui lui sont confiées par la loi, comme par exemple l'établissement des tarifs d'utilisation des réseaux. Il est donc essentiel que, dans certains cas, compte tenu du volume des informations recueillies, la CRE puisse disposer de tous les moyens de contrôle pertinents, notamment en ayant recours, aux frais des opérateurs, à des organismes tiers indépendants des ces derniers.

- L'article 18 du règlement n° 1227/2011 du 25/10/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (REMIT) précise que les Etats membres déterminent les sanctions applicables aux opérateurs en cas de violation de ses dispositions. Lors de l'adaptation de la législation française à cette obligation (article L. 134-25 du code de l'énergie), certaines dispositions du règlement précité (article 8, 9 et 15) ont été omises : méconnaissance de l'obligation de fournir un relevé des ordres et transactions, de l'obligation de s'enregistrer auprès du régulateur et de l'obligation de « déclaration de suspicion » : il s'agit de réparer cette erreur et d'assurer pleinement l'effectivité du règlement REMIT. Il est proposé également de compléter, à l'article L. 134-27, la liste des sanctions susceptibles d'être prononcées par le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS), en cas de non respect des obligations du règlement REMIT, par l'avertissement, le blâme, l'interdiction d'exercice des activités en cause, conformément au règlement européen dont l'article 18 prévoit l'établissement de sanctions « efficaces, proportionnées et dissuasives ». Par ailleurs, lors de la codification de l'article 40 de la loi n° 2000- 108 à l'article L. 134-28 du code de l'énergie, il a été omis de codifier la possibilité pour le CORDIS de prononcer des sanctions en cas de non-respect des mesures conservatoires et astreintes prononcées par le Comité : il est proposé de rétablir cette faculté et d'ajouter à l'article 134-26 la possibilité de sanctionner, à l'article L. 134-26, les manquements des gestionnaires de réseaux à leur obligation d'indépendance prévue à l'article L. 134-25 (obligation résultant de la directive 2009/72 sur le marché intérieur de l'électricité).

- L'article L. 134-13 du code de l'énergie dispose que la CRE coopère avec l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (instituée par le règlement (CE) n° 713/2009) ainsi qu'avec les autres régulateurs européens, et « qu'à cette fin, elles peut conclure des accords de coopération avec ces derniers ». La rédaction actuelle introduit une ambiguïté en limitant cette disposition aux seuls régulateurs.

Objectifs

PLTE - Etude d'impact

L'objectif poursuivi consiste à préciser, dans un souci d'efficacité, les compétences de la CRE et du CoRDIS en matière de contrôle des activités des opérateurs, de coopération avec les autres instances de régulation européennes et de mettre en cohérence le code de l'énergie avec les dispositions du règlement REMIT.

Etude des impacts

A Impacts économiques

L'élargissement des compétences du CoRDIS en matière de sanctions est commandé par la norme européenne. Les manquements sanctionnés en la matière pourront donc avoir un effet financier sur les entreprises contrevenantes.

Insertion juridique du projet

A Articulation avec le droit européen en vigueur ou en cours d'élaboration.
Pour partie, il s'agit de mettre le droit interne en conformité avec l'article 18 du règlement n° 1227/2011 du 25/10/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (REMIT)

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

En droit, ces dispositions sont applicables à l'outre-mer, ces territoires ne disposant pas de dérogations générales aux règles du marché intérieur de l'électricité, à l'exception de l'obligation de séparation juridique entre les fonction de production – fourniture d'électricité : dans les faits, la sanction pour manquement du gestionnaire de réseaux à son obligation d'indépendance ne pourra trouver à s'appliquer. Par ailleurs, compte tenu de l'absence de marché de gros dans ces territoires, il en sera de même pour les dispositions relatives au à la mise en cohérence de la loi avec le règlement REMIT.

Consultations menées avant la saisine du Conseil d'État

Commission de régulation de l'énergie

15 – Habilitation en vue de modifier certaines dispositions relatives au contrôle et à la gestion des eaux de ballast et des sédiments des navires au chapitre VIII du titre I du livre II de la partie législative du code.

La convention internationale pour le contrôle et la gestion des eaux de ballast et sédiments des navires a été adoptée par l'Organisation maritime internationale (OMI) le 13 février 2004 et devrait entrer prochainement en vigueur. La France a formellement adhéré à cette convention par la loi 2008-476 du 22 mai 2008.

La loi n° 2006-1772 du 30 décembre 2006 sur l'eau et les milieux aquatiques a introduit dans le code de l'environnement les articles L. 218-82 à L. 218-86, créant ainsi une section 8 « Dispositions relatives au contrôle et à la gestion des eaux de ballast et des sédiments des navires » au Chapitre VIII du Titre Ier du Livre II de la partie législative du code.

PLTE - Etude d'impact

Il est nécessaire de modifier certaines dispositions de cette section afin de garantir la bonne mise en œuvre de la convention : le champ d'application de l'article L. 218-83 est en effet plus restreint que celui de la convention de 2004, puisqu'il ne mentionne que les « navires d'une jauge brute égale ou supérieure à 300 unités du système universel de mesure » alors que la convention a vocation à s'appliquer à tous les navires conçus pour transporter de l'eau de ballast sans condition de jauge ; par ailleurs, il convient de prévoir expressément l'extension des dispositions de la convention internationale pour le contrôle et la gestion des eaux de ballast et sédiments des navires aux navires battant pavillon français effectuant un voyage national.

16 – Habilitation en vue de supprimer l'article L. 5112-2 du code des transports dans le cadre de la mission de jaugeage des navires relevant de la compétence de l'Etat.

L'exercice de la mission de l'Etat pour le jaugeage des navires de mer a été transféré par la loi de finances rectificative pour 2011 au bénéfice du ministère chargé des transports. L'article 222 du code national des douanes a été supprimé à compter du 1er janvier 2013 et l'article L.5112-2 du code des transports a été créé, autorisant la délégation de la mission de jaugeage à des sociétés privées habilitées.

Ces mesures ne sont pas applicables dans les COM à Mayotte, en Nouvelle-Calédonie, en Polynésie Française, à Saint Pierre et Miquelon, aux Terres Australes et Antarctiques Françaises, à Saint Martin et Saint Barthélemy, ni à Wallis-et-Futuna. Il convient dès lors d'adapter les dispositions législatives prises pour le jaugeage des navires aux caractéristiques et données particulières de ces COM.

Par ailleurs, pour assurer le transfert, dans les COM, de la mission de jaugeage des navires relevant de la compétence de l'Etat, il est nécessaire de supprimer l'article L.5112-2 du code des transports pour pouvoir considérer le certificat de jauge comme un titre de sécurité, et de modifier l'article 61 du décret n°84-810 du 30 août 1984 modifié, relatif à la sauvegarde de la vie humaine en mer.

Article 47 : Mise en cohérence du code de l'énergie en vue de la codification de la partie réglementaire.

1°) ET 2°) DE L'ARTICLE

L'article L. 134-18 du code de l'énergie permet à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) de recueillir, auprès notamment des opérateurs du secteur de l'énergie toutes les informations utiles à l'exercice des missions qui lui sont confiées par la loi, comme par exemple l'établissement des tarifs d'utilisation des réseaux. Il est donc essentiel que, dans certains cas, compte tenu du volume des informations recueillies, la CRE puisse disposer de tous les moyens de contrôle pertinents, notamment en ayant recours, aux frais des opérateurs, à des organismes tiers indépendants des ces derniers.

L'article L. 134-13 du code de l'énergie dispose que la CRE coopère avec l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (instituée par le règlement (CE) n° 713/2009) ainsi qu'avec les autres régulateurs européens, et « qu'à cette fin, elles peut conclure des accords de coopération avec ces derniers ». La rédaction actuelle introduit une ambiguïté en limitant cette disposition aux seuls régulateurs : l'article remédie à cette difficulté.

PLTE - Etude d'impact

3°) 4°) 5°) DE L'ARTICLE

Les articles L. 143-6, L. 431-6 et L. 432-10 du code de l'énergie ne nécessitent pas de décret d'application. En effet :

I- L'article L431-6 du code de l'énergie prévoit qu'un décret en Conseil d'Etat précisera ses modalités d'application. Ses dispositions renvoient aux mesures conservatoires que le ministre chargé de l'énergie peut ordonner, notamment en matière d'octroi ou de suspension des autorisations de fourniture ou de transport et des concessions de stockage souterrain de gaz naturel, en cas de menace pour la sécurité d'approvisionnement du pays en gaz naturel.

Il existe un arrêté ministériel du 28 novembre 2013, portant adoption du plan d'urgence gaz pris en application du règlement (UE) n° 994/2010 du Parlement européen et du Conseil du 20 octobre 2010 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et abrogeant la directive 2004/67/CE du Conseil, qui précise déjà dans son annexe que le ministre de l'énergie peut ordonner des mesures conservatoires « strictement nécessaires et proportionnées », notamment en matière d'octrois ou de suspensions susmentionnés.

Il est donc proposé de supprimer cette référence au décret en Conseil d'Etat.

II- L'article L431-6 du code de l'énergie prévoit que, dans le cadre de l'application du plan décennal de développement du réseau d'un gestionnaire de réseau de transport, la Commission de régulation de l'énergie peut mettre en demeure le gestionnaire qui ne réalise pas un investissement obligatoire. Si cette mise en demeure reste infructueuse, cette même Commission peut alors organiser un appel d'offres ouvert à des tiers investisseurs, dans le cadre d'une procédure précisée par voie réglementaire.

Or, ces dispositions ne nécessitent pas de texte d'application. De plus, l'article L134-8 du code de l'énergie mentionne cette même procédure, sans toutefois exiger de précisions par voie réglementaire. Il est donc proposé de supprimer cette référence.

III- L'article L432-10 du code de l'énergie prévoit que les articles L432-8 et L432-9 du même code font l'objet de décrets en Conseil d'Etat pour leurs modalités d'application. Ces articles renvoient aux missions des gestionnaires de réseaux de distribution. Leurs dispositions sont soit générales et ne nécessitent pas de précisions réglementaires, soit déjà précisées réglementairement en d'autres endroits du Code. De plus, le 7° de l'article L432-8 concerne les activités de comptage ; et l'article 5 du décret n°72-866 du 6 septembre 1972 réglementant la catégorie d'instruments de mesurage dispose, à propos des compteurs de volume de gaz, que leurs conditions de construction, d'installation, de vérification et d'utilisation sont précisées par des arrêtés ministériels. Il est donc proposé d'abroger cet article.

OBJECTIFS

L'objectif poursuivi consiste à préciser, dans un souci d'efficacité, les compétences de la CRE en matière de contrôle des activités des opérateurs, de coopération avec les autres instances de régulation européennes. L'article vise également à mettre en cohérence et à clarifier le code de l'énergie en vue de la codification de sa partie réglementaire.

PLTE - Etude d'impact

ETUDE DES IMPACTS

A Impacts économiques

Néant

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

En droit, ces dispositions sont applicables à l'outre-mer, ces territoires ne disposant pas de dérogations générales aux règles du marché intérieur de l'électricité, à l'exception de l'obligation de séparation juridique entre les fonctions de production – fourniture d'électricité : dans les faits, la sanction pour manquement du gestionnaire de réseaux à son obligation d'indépendance ne pourra trouver à s'appliquer.

CONSULTATIONS MENEES AVANT LA SAISINE DU CONSEIL D'ÉTAT

Commission de régulation de l'énergie

TITRE VIII DONNER AUX CITOYENS, AUX ENTREPRISES, AUX TERRITOIRES ET A L'ETAT LE POUVOIR D'AGIR ENSEMBLE

CHAPITRE IER OUTILS DE LA GOUVERNANCE NATIONALE DE LA TRANSITION ENERGETIQUE : PROGRAMMATION, RECHERCHE ET FORMATION

Article 48 : Budgets carbone et stratégie nationale bas-carbone.

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

PLTE - Etude d'impact

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.

Dans un premier temps, seront passées 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, afin d'évaluer leur degré de cohérence avec le respect des budgets carbone déjà fixés. Le cas échéant, une analyse des causes qui ont éventuellement conduit à ne pas respecter le budget carbone couvrant la période qui s'achève sera réalisée.

Suite à ce travail 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. Après avoir consulté le CNTE sur son projet, le gouvernement publie par décret le nouveau budget carbone et de révision de la stratégie nationale bas-carbone et les présente au Parlement.

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 pluriannuelle 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.

PLTE - Etude d'impact

B. Impacts budgétaire et financier

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.

Impacts sur l'ordre juridique interne

Un lien de prise en compte est institué 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 ;

PLTE - Etude d'impact

- 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.

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 L222-0-2 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 L222-0-5 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 L222-0-4 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 : Programmation pluriannuelle de l'énergie

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 deux périodes successives de 5 ans, 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 et les parties prenantes dans la planification énergétique.** La PPE serait au préalable soumise à l'avis du Conseil national de la Transition Ecologique, et fera l'objet d'une présentation au Parlement.
- 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

PLTE - Etude d'impact

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 décret pour la France métropolitaine continentale et un décret par zone non interconnectée au réseau métropolitain continental sont pris, après avis du Conseil National de la Transition Ecologique. Ces décrets sont accompagnés d'une étude d'impact.

Etude des impacts de la mesure.

A Impacts économiques

Les décrets 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

« 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 notamment 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. Elle comporte un volet consacré aux charges couvertes par la contribution au service public de l'électricité qui est soumis, préalablement à son adoption, au comité de gestion mentionné à l'article L. 121-28-1.

« Le décret mentionné à l'article L. 141-6 précise les modalités d'évaluation périodique de l'impact macro-économique de la programmation et du respect 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).

PLTE - Etude 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, un décret pour la métropole continentale et un décret par zone non interconnectée, révisant la programmation pluriannuelle de l'énergie.

Article 50 : Réforme du calcul et de la gouvernance de la CSPE

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

PLTE - Etude d'impact

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 :

PLTE - Etude d'impact

- 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 ;
- 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 ;

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.

PLTE - Etude d'impact

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 missions de ce comité, 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 missions, 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: amélioration de l'accès aux données de production et consommation d'énergie

I. Transparence des données

Diagnostic

Afin d'élaborer sa politique énergétique et de pouvoir suivre précisément sa mise en œuvre dans toutes ses facettes, il est important de donner à l'Etat les moyens le lui permettant et d'améliorer ainsi la transparence et l'obtention de ces données.

Dans un souci d'efficacité et pour pouvoir s'adapter au mieux aux différentes situations rencontrées, il est également jugé utile de pouvoir déléguer le recueil de certaines informations à des tiers présentant des garanties d'indépendance à l'égard des acteurs opérant sur le marché concurrentiel.

Objectifs

Le texte vise à compléter les dispositions législatives existantes quant à l'accès du Gouvernement aux informations nécessaires à la politique énergétique afin d'améliorer la transparence des données et l'efficacité des politiques publiques dans le domaine de l'énergie. Il permet notamment au Gouvernement de déléguer la collecte des informations à des tiers présentant des garanties d'indépendance à l'égard des acteurs opérant sur le marché concurrentiel

Le texte prévoit également qu'un arrêté précise la nature des informations pouvant être rendues publiques.

Etude des impacts

A. Impacts économiques

Aucun impact direct.

B. Impacts budgétaire et financier

Des dispositions législatives et des arrêtés concernant la liste des données collectées étant déjà en vigueur, l'impact de ces nouvelles dispositions devrait rester limité. Il dépendra principalement de l'utilisation qui sera faite du pouvoir de délégation du recueil de ces informations à des tiers.

C. Impacts sociaux

Aucun impact direct.

B. Liste prévisionnelle des textes d'application nécessaires

Un arrêté désignant les services de l'Etat et des établissements publics habilités recueillir et exploiter ces informations et précise les conditions et les modalités d'exploitation de nature à garantir le respect de ce secret.

PLTE - Etude d'impact

Un arrêté précisant la nature des informations pouvant être rendues publiques.

II. Registre national des installations

Diagnostic

Afin d'élaborer sa politique énergétique et de pouvoir suivre précisément sa mise en œuvre dans toutes ses facettes, il est nécessaire que l'Etat dispose d'une vision précise de l'évolution des capacités de production électrique installées.

Objectifs

Créer un registre des installations de production et de stockage d'électricité mis à la disposition du ministre de l'énergie.

Etude des impacts

A. Impacts économiques

Aucun impact.

B. Impacts budgétaire et financier

Les informations relatives aux installations de production sont à la disposition des gestionnaires de réseau public d'électricité. Les dépenses nécessaires pour créer et mettre à jour ce registre devrait par conséquent être limitées. Pour les gestionnaires des réseaux publics de distribution, le montant des dépenses engagées dépendra du périmètre des installations à référencer qui sera précisé ultérieurement par voie réglementaire.

C. Impacts sociaux

Aucun impact.

Modalités d'application

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

Le registre national des installations de production et de stockage d'électricité sera tenu à jour régulièrement par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité.

B. Liste prévisionnelle des textes d'application nécessaires

Décret d'application.

PLTE - Etude d'impact

Article 52 : Adaptation des politiques de l'emploi aux mutations liées à la transition écologique et énergétique

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^{er} (*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 : La recherche et l'innovation pour la politique énergétique

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'Energie, dans ses rapports « Energy Technology Perspective », la Commission Européenne, ou en France l'Alliance Nationale pour la Coordination de la Recherche en Energie, insistent sur l'importance d'un effort soutenu en matière de recherche et d'innovation dans les secteurs clés pour la transition énergétique.

PLTE - Etude d'impact

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

PLTE - Etude d'impact

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.

Article 54 : Missions des opérateurs énergétiques publics

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

1. Fixer dans la loi les obligations des gestionnaires de réseaux en matière d'efficacité énergétique ;
2. 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

PLTE - Etude d'impact

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.

CHAPITRE II LE PILOTAGE DE LA PRODUCTION D'ELECTRICITE

Article 55: Modification du régime d'autorisation d'exploiter au titre du code de l'énergie et plan stratégique des exploitants produisant plus du tiers de la production nationale d'électricité

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 et instaure un plan stratégique pour les exploitants produisant plus du tiers de la production d'électricité nationale.

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

PLTE - Etude d'impact

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 instaure aussi 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. L'autorité administrative se prononce ensuite sur leur compatibilité 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 placé auprès 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, ou avec la programmation pluriannuelle de l'énergie en l'absence de plan stratégique.

Etudes 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 l'article 55 aura un impact marginal sur les émissions de CO₂, 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 CO₂ durant la phase de rééquilibrage progressif de notre mix électrique sera intégrée dans la programmation pluriannuelle de l'énergie.

PLTE - Etude d'impact

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 utilisé produit annuellement, pour un réacteur, est d'environ 2,5 m³ de déchets HA et 3 m³ 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 inéluctables 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 l'article 55.

Dans certains cas, la durée de vie « technique » des installations de production peut être prolongée après des investissements significatifs dit « de jouvence ». Le mécanisme de plafonnement et le dispositif de plan stratégique pourront, dans certains cas, conduire un

PLTE - Etude d'impact

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 de 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.

PLTE - Etude d'impact

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.

CHAPITRE III LA TRANSITION ENERGETIQUE DANS LES TERRITOIRES

Article 56 : Plan climat-air-énergie territorial

L'article 56 comprend des dispositions non normatives (I et IV) et des dispositions normatives (II, III et V) relatives à l'élaboration des plans climat – air - énergie territorial et à la clarification des compétences locales en matière notamment de maîtrise de la demande d'énergie - MDE.

DIAGNOSTIC INITIAL ET JUSTIFICATION DE L'ACTION

I et IV. 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, de les accompagner et d'en accélérer le déploiement.

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

PLTE - Etude d'impact

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).

III et V. 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

I et IV : rappeler le rôle de chef de file de la région dans le domaine de l'efficacité énergétique, introduite par la loi n° 2014-58 du 27 janvier 2014 de modernisation de l'action publique territoriale et d'affirmation des métropoles et impulser une dynamique d'expérimentation de territoires à énergie positive, partagée entre l'État et les collectivités territoriales, l'objectif étant d'engager d'ici 2017 200 expérimentations de territoires à énergie positive.

II. 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'ajouter 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.

III et V. Une mission d'animation des actions dans le domaine de l'énergie est confiée aux EPCI ayant adopté un PCAET et à la métropole de Lyon. Il s'agit par ailleurs de clarifier l'article 2224-34 du Code général des Collectivités Territoriales en termes de répartition des compétences entre ces collectivités et les AODE en matière de MDE et de lutte contre la précarité énergétique.

Options possibles et mesure retenue

II. 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

PLTE - Etude d'impact

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.

III et V. . Les compétences en matière de maîtrise de la demande d'énergie sont clarifiées et réparties entre les EPCI ayant adopté un PCAET et les autorités organisatrices de la distribution d'énergie (AODE). Les EPCI ont la compétence de droit commun en matière de MDE et de lutte contre la précarité énergétique. Les AODE ont une compétence en matière de MDE uniquement lorsque ces actions permettent d'éviter ou de différer des investissements sur les réseaux.

Etude des impacts de la mesure

I et IV. 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.

A. Impacts environnementaux

I et IV. La dynamique mise en place contribuera au développement de l'efficacité énergétique, des énergies renouvelables et de récupération, à la limitation des pointes de consommation.

II. 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 et IV. Pour les finances publiques, et en particulier de l'État et des collectivités locales, ces dispositions ne prévoient pas de dépense obligatoire nouvelle, les soutiens publics mobilisés le cas échéant s'inscriront dans le cadre des dispositifs normaux d'intervention.

II 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 plus de 20 000 habitants seront désormais dans l'obligation d'élaborer un PCAET, ce qui augmente le nombre d'obligés de 370 environ actuellement. Le projet de loi portant nouvelle organisation territoriale de la République prévoit de faire passer le seuil minimal de population d'un EPCI de 5 000 à 20 000 habitants au 1^{er} janvier 2017. Le nombre d'EPCI de plus de 20 000 habitants devrait donc sensiblement augmenter et, à terme, le territoire national sera intégralement couvert de PCAET. Au global, on estime que le nombre d'obligés passera de 500 à environ 1 500.

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.

III. Les EPCI ayant adopté un PCAET et la métropole de Lyon ont une mission d'animation et de coordination des actions dans le domaine de l'énergie. Elles ont par ailleurs la compétence de droit commun en matière de MDE et de lutte contre la précarité énergétique.

V. Les AODE ne peuvent mener des actions de MDE que dans le cas où celles-ci permettent de limiter les investissements sur les réseaux.

PLTE - Etude d'impact

D. Impacts sur l'emploi public

II. 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

II 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.

II. 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 2018 pour les EPCI existant au 1er janvier 2017 et regroupant plus de 20 000 habitants

C. Liste prévisionnelle des textes d'application nécessaires

Pour le II Un décret en Conseil d'État précisera les modalités d'application des dispositions précitées.

PLTE - Etude d'impact

Article 57 : Service public communal de chaleur et de froid

I. - Le service public communal de chaleur et de froid.

Diagnostic

L'initiative de la création des réseaux de chaleur est actuellement considérée comme une compétence communale en vertu d'un alinéa de l'article 3 de la loi du 15 juillet 1980 relative aux économies d'énergie et à l'utilisation de la chaleur. Celui-ci complète l'article 8 de la loi du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz, qui énumère les installations exclues de la nationalisation de l'électricité et du gaz et qui cible « les installations réalisées [...] en vue d'alimenter un réseau de chaleur », dont « l'initiative de la création [...] revient aux collectivités locales intéressées ».

Objectifs

Dans un contexte de relance du développement des réseaux de chaleur, l'objectif est de consolider le rôle des collectivités en réaffirmant leur rôle d'autorité organisatrice du service public de distribution de chaleur, de façon claire et dans un texte traitant expressément « des réseaux de chaleur ». Cette proposition a fait consensus au sein du groupe de travail « distribution d'énergie » du débat national sur la transition énergétique.

Étude des impacts

A Impacts environnementaux

Les réseaux de chaleur sont un vecteur indispensable pour le développement et l'utilisation du bois énergie, de la géothermie, de la récupération de la chaleur issue de l'incinération des déchets et doivent contribuer à notre objectif de 23 % d'énergie renouvelable dans notre consommation d'énergie finale en 2020.

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.

C Impacts sur les collectivités territoriales

La disposition apporte une meilleure visibilité et lisibilité des textes, ainsi qu'une sécurité juridique aux collectivités territoriales qui décident de créer un réseau public de chaleur ou de froid.

Modalité d'application

Articulation 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 dans le cadre de la mise en oeuvre de la

PLTE - Etude d'impact

directive 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, et de la directive 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique.

II Le schéma directeur des réseaux de chaleur et de froid

Diagnostic

Le plan d'action national en faveur des énergies renouvelables (pris en application de l'article 4 de la directive 2009/28/CE) et le plan d'action national en matière d'efficacité énergétique (pris en application de l'article 24 de la directive 2012/27/UE) fixe des objectifs ambitieux en matière d'économies d'énergie et de développement de la chaleur renouvelable qui vont impacter fortement les réseaux de chaleur et de froid :

- les réseaux de chaleur sont un vecteur indispensable pour le développement et l'utilisation du bois énergie, de la géothermie, de la récupération de la chaleur issue de l'incinération des déchets et doivent contribuer à notre objectif de 23 % d'énergie renouvelable dans notre consommation d'énergie finale en 2020 ;
- les mesures fortes de maîtrise de l'énergie dans les bâtiments qui vont entraîner une réduction sensible des quantités de chaleur livrées par les réseaux sur leur périmètre existant, et potentiellement remettre en cause l'équilibre économique actuel de ceux-ci.

Ce nouveau contexte impose de revisiter les structures contractuelles et tarifaires actuelles et d'imaginer des solutions techniques et économiques afin d'adapter les réseaux aux opportunités et contraintes créées par ce nouvel environnement, ceci avec une préoccupation d'équilibre économique et de compétitivité du réseau.

Objectifs

Le concept de schéma directeur s'inscrit dans une démarche d'anticipation dont l'objectif est d'aider chaque maître d'ouvrage d'un réseau existant à réaliser un exercice de projection sur le devenir de son réseau, en lien avec les abonnés, et de lui fournir différents scénarios qui lui permettront de décider d'une programmation de travaux à entreprendre durant cette période.

Le but de cette approche est de définir, dans les meilleurs délais, un plan d'actions programmées qui intègre les évolutions des demandes énergétiques, un équilibre et une performance économique pour chacun des partenaires (notamment en termes de maîtrise des charges pour l'utilisateur final) et une performance environnementale grâce au recours majoritaire aux énergies renouvelables et de récupération locales dans le bouquet énergétique du réseau.

Étude des impacts de la mesure

A Impacts environnementaux

Les réseaux de chaleur et de froid représentent, par la mutualisation des moyens de production, un moyen efficace d'utiliser les énergies renouvelables et de récupération notamment en zones urbaines et péri urbaines. La valorisation de ces énergies locales se fait au travers d'unités plus performantes et mieux contrôlées, en termes d'émissions de polluants atmosphériques notamment, qu'avec les solutions individuelles.

PLTE - Etude d'impact

B Impacts économiques

L'objectif d'un schéma directeur est de définir un plan d'actions programmées qui intègre les évolutions des demandes énergétiques, un équilibre et une performance économique pour chacun des partenaires, notamment en termes de maîtrise des charges pour l'utilisateur final (un tiers de la chaleur vendue par les réseaux de chaleur dessert des logements sociaux).

Par ailleurs, le développement des réseaux de chaleur alimentés par des énergies renouvelables et de récupération est porteur d'activité et d'emplois locaux non délocalisables.

C Impacts sur les collectivités territoriales

L'élaboration d'un schéma directeur d'un réseau de chaleur comprend les étapes suivantes :

- constituer un comité de pilotage ;
- dresser un diagnostic partagé sur la performance (technique environnementale...) et les contextes contractuels et économiques entre la collectivité, le gestionnaire et les usagers du réseau de chaleur ;
- réaliser un exercice de projection en termes d'évolution des besoins énergétiques et des moyens de production / distribution ;
- élaborer différents scénarios consensuels et chiffrés d'évolutions du réseau avec leurs impacts techniques économiques, environnementaux et sociaux (emplois créés...) ;
- proposer un plan d'actions et un échéancier prévisionnel.

Le coût de réalisation d'un tel schéma dépend donc directement de la dimension et de la complexité du réseau considéré : d'après les retours d'expérience des premières collectivités ayant initié la démarche, il est compris dans une fourchette allant de 45 000 € pour les réseaux simples à 120 000 € pour les réseaux les plus complexes.

Articulation 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 dans le cadre de la mise en œuvre de la directive 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, et de la directive 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique.

Liste prévisionnelle des textes d'application nécessaires

Un texte réglementaire définissant le contenu du schéma directeur du réseau de chaleur ou de froid.

Article 58 : Droit à l'expérimentation locale afin de permettre d'offrir au gestionnaire de réseau de distribution un service de flexibilité locale

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 établissements publics et collectivités mentionnés à l'article L.2224-34 du code général des collectivités territoriales

PLTE - Etude d'impact

(CGCT) de s'associer avec des producteurs et des consommateurs, et le cas échéant d'autres collectivités publiques, 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 notamment d'éviter des travaux de renforcement et des créations d'ouvrages de réseaux.

OBJECTIFS

L'objectif est de permettre à des collectivités 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 et d'offrir ainsi au gestionnaire de réseau de distribution un service de flexibilité local. Ce service pourrait notamment permettre qu'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, ce qui permettrait de réduire les coûts d'investissements sur le réseau. Les acteurs concernés seraient alors rémunérés sur la base des économies que leurs actions génèrent. Une convention serait conclue entre le gestionnaire du réseau de distribution et les acteurs concernés afin de fixer les conditions techniques et financières de ce service de flexibilité local.

OPTIONS POSSIBLES ET MESURE RETENUE

Plusieurs options ont été étudiées concernant le choix du périmètre de l'expérimentation. Il est proposé que l'établissement public ou la collectivité mentionné(e) à l'article L.2224-34 du CGCT 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

Les établissements publics ou collectivités, 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 ou la baisse des coûts de gestion induite. 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.).

C. Impacts sur les services de l'Etat, l'emploi public.

Il est confié à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) la mission d'approuver la convention conclue entre l'ensemble des acteurs dans le cadre de cette expérimentation.

PLTE - Etude d'impact

MODALITES D'APPLICATION

Un décret en Conseil d'Etat déterminera les conditions d'application du présent article.

Article 59 : Déploiement expérimental de réseaux électriques intelligents – habilitation à procéder par ordonnance

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.

PLTE - Etude d'impact

Article 60 : Création d'un chèque énergie.

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 aux ménages en situation de précarité. Le dispositif a été récemment élargi et renforcé par le gouvernement.

L'extension des tarifs sociaux actuels de l'électricité (tarif de première nécessité - TPN) et du gaz (tarif spécial de solidarité - TSS) engagée par le gouvernement a permis de passer de 600 000 ménages bénéficiaires début 2012 à 2,2 millions début 2014. 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.

D'autre part, dans la mise en œuvre concrète, et malgré des actions volontaristes et largement déployées (automatisation, croisements de fichiers, ...) le taux de non-recours reste important. Il apparaît impossible d'atteindre avec les dispositifs actuels la cible de 4 millions de ménages 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 du logement ou d'amélioration de l'efficacité énergétique du logement.

Options possibles et mesure retenue.

L'ensemble des options possibles a été étudié, 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 du logement 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 :

PLTE - Etude d'impact

- 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 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 particulier en termes de nombre 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.

Au regard du code monétaire et financier, le « chèque énergie » rejoint les autres titres spéciaux de paiement (titres restaurant, CESU, chèques vacances). Il n'existe pas à proprement parler de régime général des titres spéciaux de paiement (TSP) : chaque TSP est régi par des dispositions législatives ou réglementaires propres. Le projet d'article prévoit à cette fin un décret en Conseil d'Etat et un arrêté conjoint des ministres chargés de l'énergie, des affaires sociales et de l'économie, qui précisera les caractéristiques du « chèque énergie » en tant que titre spécial de paiement.

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

PLTE - Etude d'impact

apparaît par ailleurs plus pertinent 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).

Enfin, il faut rappeler que l'article L.115-3 du Code de l'action sociale et des familles comporte des dispositions complémentaires pour protéger les ménages en situation de défaut de paiement : « trêve hivernale » entre le 1^{er} novembre et le 15 mars, procédure d'information à respecter par les fournisseurs avant coupure, protection des consommateurs ayant fait une demande d'aide au paiement de leurs factures...

D. 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

PLTE - Etude d'impact

précarité énergétique (rapport rendu en juillet 2013), puis sur les travaux de la mission confiée aux inspections générales.

**CHAPITRE IV DISPOSITIONS SPECIFIQUES AUX OUTRE-MER ET
AUX AUTRES ZONES NON INTERCONNECTEES**

Article 61 Objectifs particuliers de la politique énergétique dans ces territoires

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.

Le II institue des programmations pluriannuelles de l'énergie spécifiques à chaque territoire non interconnecté, qui précisent les dates d'entrée en vigueur des obligations relatives aux véhicules propres dans les flottes publiques de véhicules (art.9), et les objectifs de déploiement des dispositifs de charge pour les véhicules électriques et hybrides rechargeables. 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

Le I. est de nature programmatique et méthodologique et ne crée pas d'impact normatif.

Les impacts du II. sont décrits dans l'étude d'impact des articles 9 et 49.

Article 62 Habilitation énergie pour la Martinique et la Guadeloupe

Diagnostic.

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.

Bilan des précédentes habilitations :

- Guadeloupe:

Au cours de ses deux périodes d'habilitation (la première a été accordée par l'article 69 de la loi n°2009-594 du 27 mai 2009 et la seconde par la loi du 27 juillet 2011), 29 délibérations du conseil régional de la Guadeloupe ont été publiées en tout au JORF afin de mettre en place une législation spécifique concernant :

PLTE - Etude d'impact

- la production d'électricité photovoltaïque et éolienne à travers notamment 4 délibérations:
 - instaurant des quotas pour les installations PV au sol, en toiture et pour les éoliennes, dans le respect du plafond réglementaire de 30% d'ENR intermittentes mentionné dans l'arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique;
 - limitant la taille des installations PV au sol sans stockage (1,5 MW) pour éviter les conflits d'usage;
 - limitant l'implantation des installations PV au sol pour protéger les zones naturelles remarquables (type ZNIEFF);
 - créant la commission d'évaluation (Etat-Région-associations) des projets PV et éolien (avis sur les projets soumis à PC).
- le soutien au chauffe-eau solaire (CES) par le biais de la cession du crédit d'impôts de l'acheteur vers un organisme bancaire (cette cession s'intègre dans le PTZ de la Région) mais également par la contribution du locataire pour le CES (non uniquement à la charge du propriétaire).
- la thermique du bâtiment: mise en place de nouvelles règles de construction (RTG qui remplace la RTAADOM en Guadeloupe pour le volet thermique, avec notamment la création de la RTG neuf pour le logement et tertiaire avec des objectifs de résultat), définition d'un Diagnostic de Performance Energétique (DPEG) adapté au territoire (vide juridique auparavant) pour les bâtiments neufs ou existants, ainsi que des mesures concernant l'efficacité énergétique des climatiseurs (interdiction de la vente et importation des climatisations de catégorie énergétique inférieure à A et renforcement de l'inspection pour ces installations et les PAC réversibles dont la puissance frigorifique est supérieure à 12 kW), obligation d'une étude de faisabilité technico-économique de solutions ENR et MDE pour les bâtiments de plus de 1000 m² ;
- information du consommateur: facture précisant le coût réel de production de l'électricité en Guadeloupe correspondant à la consommation de l'utilisateur ainsi que la part d'ENR dans la production fournie à l'utilisateur. Une mesure concerne aussi l'affichage du coût de fonctionnement des CES électriques et des climatiseurs (en complément de l'étiquetage énergétique européen).
- en matière de gouvernance: les objectifs en matière d'ENR et de MDE sont fixés par le CR Guadeloupe via le PRERURE et repris par le SRCAE. La PPI et le schéma de raccordement des ENR doivent être approuvés par le CR.

- Martinique:

L'habilitation énergie obtenue dans le cadre de la loi du 27 juillet 2011 relative aux collectivités territoriales de Guyane et de Martinique pour une durée deux ans, a permis de produire 15 délibérations pour fixer des règles dans les trois domaines suivants :

- maîtrise de la demande d'énergie: climatisation performante (classe A minimum) et incitation à la production d'eau chaude sanitaire par ENR sur le modèle guadeloupéen (cession CI et contribution locataire) mais avec obligation d'installer un CES solaire

PLTE - Etude d'impact

s'il y a rénovation dans le cas des établissements sportifs, sanitaires, hôtels, restaurants etc., mise à disposition par le fournisseur d'énergie des données de consommation d'électricité pour la réalisation des diagnostics de performance énergétique Martinique (DPE-M), information des consommateurs sur le coût réel de fonctionnement de certains équipements énergivores;

- création de la réglementation thermique (RTM) locale pour la construction de bâtiments neufs,
- développement des énergies renouvelables en lien avec le SRCAE élaboré en 2012 : maîtrise du développement du PV au niveau du raccordement et de l'occupation des espaces agricoles et naturels (commission locale PV), procédure pour l'implantation des éoliennes sur les communes du littoral.

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

PLTE - Etude d'impact

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 pourraient 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 63 : SRCAE et SAR

Diagnostic initial et justification de l'action

En application des mesures de simplification annoncées lors du troisième comité interministériel de modernisation de l'action publique (Cimap) du 17 juillet 2013, le projet de loi portant nouvelle organisation territoriale de la République propose, pour les régions de la métropole, hors Corse et Île-de-France, d'intégrer les schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE) dans les schémas régionaux d'aménagement et de développement durable du territoire (SRADDT), élaborés par les régions seules. De manière similaire, il est proposé, pour les régions d'outre-mer, d'intégrer les SRCAE dans les schémas d'aménagement régional élaborés par les régions seules. L'expérience de la première génération de SRCAE 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

PLTE - Etude d'impact

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 devra être modifié.

PLTE - Etude d'impact

Article 64 : Couverture des coûts échoués des études pour des projets dans les zones non interconnectées

Diagnostic

Les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental connaissent une situation particulière sur le plan de l'approvisionnement énergétique, et en particulier de la production d'électricité. En effet, le coût de la production électrique dans ces territoires est structurellement plus élevé qu'en métropole continentale. La péréquation tarifaire assure que les surcoûts de production, qui concernent de fait tous les projets de production d'électricité, sont pris en compte par la CSPE, payée par l'ensemble des consommateurs nationaux.

En l'état actuel de la réglementation, cette compensation par la CSPE des projets n'est possible qu'à partir du moment où le projet est finalisé et qu'il y a production effective d'électricité. Les études ne sont ainsi compensées que si le projet aboutit, ce qui peut contribuer à freiner certains projets importants nécessitant des études d'un montant conséquent.

La programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité (PPI, remplacée par la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) dans le cadre de la présente loi) identifie dans son arrêté (décret pour la PPE) certains projets importants. Ces projets nécessitent souvent des études de faisabilité longues et coûteuses sans que leur réalisation ne soit nécessairement garantie.

Objectifs

L'objectif est de permettre une prise en compte des coûts échoués des études de certains projets importants pour l'approvisionnement énergétique des zones non interconnectées.

Options possibles et mesure retenue

L'alternative serait de ne pas modifier les textes en vigueur.

Etude des impacts de la mesure

A Impacts économiques

Cette mesure peut avoir pour effet de faciliter l'émergence de projets importants identifiés dans la PPI, dont la mise en œuvre n'est pas forcément évidente sans études techniques de faisabilité, potentiellement coûteuses.

B Impacts budgétaire et financier

La mesure implique la prise en compte de coûts additionnels dans le seul cas où le projet n'est pas conduit à son terme. S'agissant d'une part de crédits d'étude et d'autre part des seuls projets identifiés comme importants dans le document de programmation dans les zones non interconnectées, l'impact sur la CSPE devrait rester limité.

PLTE - Etude d'impact

Modalités d'application

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

La mesure complète le dispositif de couverture des surcoûts de la production effective d'électricité dans les zones non interconnectées, et rentre dans le même cadre de compensation.

En particulier, tout comme les surcoûts de production pris en charge dans ces zones non interconnectées, ce dispositif complémentaire ne constitue pas une aide d'Etat au regard du TFUE. En particulier, ces mesures n'affectent pas la concurrence et les échanges entre Etats membres.

B Liste prévisionnelle des textes d'application nécessaires

Une modification du décret 2004-90 du 28 janvier 2004 relatif à la compensation des charges du service public de l'électricité sera nécessaire.

ANNEXES

Annexe 1 : Les conditions d'application dans les outre-mer du projet de loi de programmation pour la transition vers un nouveau modèle énergétique.

1. Dispositions spécifiques aux Zones Non Interconnectées (ZNI)

La loi n° 2000-108 du 10 février 2000 a défini la notion de « zones non interconnectées au réseau métropolitain continental » (ZNI). Il s'agit de la Corse, la Guyane, la Martinique, la Guadeloupe, la Réunion, Mayotte, Saint Martin, Saint Barthélemy, Saint-Pierre-et-Miquelon et îles bretonnes des Glénans, Ouessant, Molène et Sein.

Les dispositions propres aux Zones Non Interconnectées ne relèvent pas de procédures d'adaptation spécifiques à l'Outre-Mer.

2. Modalités spécifiques d'application de la programmation pluriannuelle de l'Energie pour la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, Mayotte, la Réunion et Saint Pierre et Miquelon.

L'article 49 complète les documents de programmation existants (PPI électricité, PIP gaz, PIP chaleur). La programmation comporte des volets thématiques relatifs à l'amélioration de l'efficacité énergétique et la baisse de la consommation d'énergie, à la sécurité d'approvisionnement, au soutien à l'exploitation des énergies renouvelables et au développement équilibré des réseaux, du stockage de l'énergie et de la flexibilisation de la demande en énergie.

Elle couvre des périodes successives de cinq ans, en cohérence avec la stratégie bas carbone, et décrit les trajectoires cibles, exprimées en énergie et le cas échéant en puissance, pour atteindre les différents objectifs du mix énergétique. Elle contient des outils de pilotage financier et définit des enveloppes maximales de ressources publiques mobilisées correspondant à des plafonds d'engagements et de réalisations, qui peuvent, le cas échéant, être déclinés par objectif ou par filière industrielle. Elle intègre un test de soutenabilité économique et budgétaire.

L'article 49 crée un article L. 141-5 dans le code de l'énergie qui dispose que la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, Mayotte, La Réunion et Saint-Pierre-et-Miquelon font chacun l'objet d'un document de programmation pluriannuelle de l'énergie distinct.

Ces documents sont établis et peuvent être révisés selon des modalités identiques à la programmation pluriannuelle métropolitaine et mentionnées aux articles L. 141-3 et L. 141-4. Ils contiennent également les volets mentionnés à l'article L. 141-2.

3. Habilitation énergie pour la Martinique et la Guadeloupe

Les habilitations sont prévues à l'alinéa 3 de l'article 73 de la Constitution. Les conseils régionaux de Martinique et de Guadeloupe ont pris des délibérations en 2013 demandant au Parlement de renouveler les habilitations énergie qui sont arrivées à échéance le 28 juillet 2013.

L'article 63 du projet de loi de programmation vise principalement à habilitier 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

PLTE - Etude d'impact

général des collectivités territoriales et aux demandes d'habilitations de ces deux conseils régionaux. Il vise également à 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.

Annexe 2 : Consultations.

I. Consultation des différentes instances consultatives nationales

1. Synthèse des avis

Conseil économique, social et environnemental (CESE)

L'article 70 de la Constitution prévoit que tout projet de loi de programmation à caractère économique, social ou environnemental est soumis pour avis au Conseil économique, social et environnemental (CESE).

L'avis du CESE a été adopté le 9 juillet 2014 en séance plénière par 169 voix pour, 0 contre et 14 abstentions, et porte un jugement globalement favorable sur le projet qui lui a été présenté. Le CESE souligne l'impulsion que ce projet de loi représente pour une réelle transformation de notre modèle énergétique, et apprécie cette évolution proposée par le texte. L'avis détaillé, titre par titre, rappelle à la fois les principes auxquels le CESE est attaché, et propose un certain nombre de compléments ou précisions souhaitables. Concernant les principes, le CESE a ainsi en particulier insisté sur l'importance du « facteur 4 » comme objectif à long terme de la politique énergétique, et sur l'importance de l'accès à l'énergie. Il rappelle le rôle que doit jouer une politique européenne de l'énergie, et suggère dans ce cadre que le projet de loi intègre un objectif en matière d'efficacité énergétique, en rappelant l'objectif européen à échéance 2020, et en intégrant un objectif national à horizon 2030. Concernant les mesures sectorielles, le CESE a émis une série de recommandations, certaines portant sur le texte à proprement parler (réforme des CEE, définition des véhicules propres, évolution des dispositifs de soutien aux ENR...), d'autres visant à en resituer les enjeux dans un contexte plus large où à préciser les modalités ou conditions de bonne mise en œuvre des propositions (financements, transparence de la CSPE, concessions hydroélectriques, sûreté nucléaire, prix du carbone...). Le CESE soutient par ailleurs les principes de la nouvelle gouvernance énergétique proposée par le projet de loi (programmation pluriannuelle de l'énergie), et souligne le rôle que l'échelon régional doit jouer pour garantir la cohérence d'ensemble des actions sur les territoires. Enfin, il insiste sur les anticipations nécessaires que l'émergence de ce nouveau modèle suppose, tant en terme de gestion prévisionnelle des emplois et des compétences, qu'en terme de politique de recherche et de développement.

Conseil national de la transition écologique (CNTE)

L'article L133-2 du code de l'environnement dispose que le Conseil national de la transition écologique est consulté sur les projets de loi concernant, à titre principal, l'environnement ou l'énergie.

L'avis du CNTE, saisi sur le texte initial du projet de loi de programmation pour un nouveau modèle énergétique français, a été adopté le 4 juillet 2014. Le CNTE a donné un avis globalement favorable sur l'ensemble des titres de la loi, bien que certains points, comme les objectifs en matière d'efficacité énergétique, la rénovation des bâtiments, ou les concessions hydroélectriques, n'aient pas recueilli le consensus. Les membres du CNTE ont notamment apprécié le principe de la définition d'objectifs de long terme et d'une gouvernance nationale renouvée de la politique énergétique et climatique, la pertinence de traiter des enjeux des

PLTE - Etude d'impact

transports, de la mobilité et de la qualité de l'air conjointement avec la transition énergétique, l'accent mis sur le développement des motorisations alternatives et le nécessaire encadrement législatif permettant un développement soutenable des énergies renouvelables.

Conseil national de l'industrie (CNI)

L'avis du CNI, saisi sur le texte initial du projet de loi de programmation pour un nouveau modèle énergétique français le 27 juin, a été rendu le 8 juillet 2014.

Le CNI souligne que le projet de loi n'intègre pas la compétitivité des prix aux objectifs de la politique énergétique. A ce titre, le CNI craint à terme que le coût d'accès à l'énergie ne pénalise sa production. Par ailleurs, le CNI s'inquiète de l'objectif de réduction de la part du nucléaire dans la production électrique, estime que les dispositions destinées à relancer et favoriser les énergies renouvelables ne sont pas les plus propices à assurer une relance du secteur et reproche globalement au projet de ne pas s'intégrer dans une politique européenne plus globale.

Toutefois, le CNI souligne les effets positifs sur l'emploi et l'activité des mesures de rénovations des bâtiments, de l'impulsion donnée à l'économie circulaire et de la volonté de simplifier et de clarifier les procédures administratives pour gagner en efficacité et en compétitivité.

Conseil supérieur des tribunaux administratifs et des cours administratives d'appel (CSTACAA)

Le CSTACAA a été saisi sur le texte initial le 1er juillet 2014 et a rendu un avis favorable le 4 juillet 2014. Il a toutefois demandé de préciser la rédaction des mesures traitant de la création de nouvelles catégories de société d'économie mixte ayant pour objet d'exploiter des contrats de concession hydroélectrique et estime que l'attribution en premier et dernier ressort au Conseil d'Etat des contentieux relatifs aux réseaux des énergies marines renouvelables n'a pas fait l'objet d'études assez approfondies.

Conseil national d'évaluation des normes (CNEN)

Le CNEN a été saisi sur le texte initial le 30 juin 2014 et a rendu un avis défavorable le 10 juillet 2014. Cet avis défavorable est motivé par le fait que le CNEN a estimé impossible de statuer en urgence sur un projet de loi aussi complexe.

Mission interministérielle de l'eau (MIE)

Dans son avis rendu en séance le 10 juillet 2014, la MIE a proposé un avis favorable assorti de remarques, et demandé à être associée à la révision du décret relatif au règlement d'eau.

La MIE propose notamment une habilitation à réformer le régime des sanctions administratives et pénales applicables aux concessions afin que le gouvernement puisse davantage veiller à l'applicabilité et la proportionnalité des sanctions, ainsi qu'à leur cohérence avec les sanctions du code de l'environnement. Les autres remarques de la MIE portent sur les modalités d'application des dispositions envisagées.

2. Impact des avis sur le projet de loi

Les avis du CESE, du CNTE et du CNI ont permis au gouvernement d'améliorer son projet sur certains points, en clarifiant l'article 1 concernant les objectifs de long terme, et en précisant les modalités de l'articulation entre les objectifs définis dans le présent projet de loi et ceux définis dans les lois antérieures (loi POPE 2005-781 du 13 juillet 2005 et loi Grenelle 2009-967 du 3 août 2009). Le droit d'accès à l'énergie, dont l'importance a été soulignée par le CESE, a ainsi été réintroduit au II de l'article 1. La définition de plusieurs concepts a aussi pu être précisé. Dans l'article 1 l'importance de l'ensemble des filières industrielles pour la réalisation de la politique énergétique a été rappelée, comme souligné par le CNTE et le CNI, (et pas uniquement celle des filières industrielles de la croissance verte comme indiqué dans le texte initial). De même, la définition du véhicule propre a été élargie, afin de ne pas le restreindre au seul véhicule électrique. Conformément à l'avis du CESE, la région a été réaffirmée comme échelon pertinent pour la coordination et la promotion des actions en matière d'efficacité énergétique.

Ces avis permettront en outre de nourrir la préparation des amendements du gouvernement et le positionnement sur les amendements parlementaires.

Par ailleurs, suite notamment à l'avis du CSTA, le gouvernement a décidé de ne pas retenir l'attribution en premier et dernier recours des contentieux relatifs aux énergies marines renouvelables au Conseil d'Etat mais de se diriger plutôt vers une solution de cour administrative d'appel unique, qui peut être instaurée plus rapidement par voie réglementaire.

II. Consultation de l'assemblée de Corse et des collectivités d'outre-mer et Saint Pierre et Miquelon

1. Consultation de l'assemblée de Corse.

L'article L4422-16 du code général des collectivités territoriales prévoit la consultation de l'assemblée de Corse pour «les projets et les propositions de loi ou de décret comportant des dispositions spécifiques à la Corse». Le projet de loi lui sera présenté à ce titre, du fait des dispositions de son article 49.

2. Consultation des conseils généraux et des conseils régionaux d'outre-mer et du conseil territorial de Saint Pierre et Miquelon.

L'article L. 3444-1 du code général des collectivités territoriales prévoit que «les conseils généraux des départements d'outre-mer sont consultés sur les projets de loi, d'ordonnance ou de décret comportant des dispositions d'adaptation du régime législatif et de l'organisation administrative de ces départements».

Le projet de loi de programmation pour la transition vers un nouveau modèle énergétique sera à ce titre, soumis pour avis du fait de son article 49 aux conseils généraux de la Réunion, de Guyane et de Mayotte ainsi que, du fait de ses articles 49 et 64, aux conseils généraux de Guadeloupe et de Martinique

L'article L. 4433-3-1 du code général des collectivités territoriales prévoit que « Les conseils régionaux des régions d'outre-mer sont consultés sur les projets de loi, d'ordonnance ou de décret comportant des dispositions d'adaptation du régime législatif et de l'organisation

PLTE - Etude d'impact

administrative de ces régions ». Le projet de loi de programmation sera à ce titre, soumis pour avis du fait de son article 49, aux conseils régionaux de la Réunion et de Guyane ainsi que, du fait de ses articles 49 et 64, aux conseils régionaux de Guadeloupe et de Martinique.

L'article LO 6413-3 du code général des collectivités territoriales prévoit la consultation du conseil territorial de Saint Pierre et Miquelon « sur les projets de loi et propositions de loi et les projets d'ordonnance ou de décret qui introduisent, modifient ou suppriment des dispositions particulières à Saint-Pierre-et-Miquelon.» Le projet de loi lui sera présenté à ce titre du fait de son article 49.

Annexe 3 : Liste des textes d'application

Article du projet de loi	Nature du texte	Objet du texte réglementaire
Article 3	Décret en CE	Décret d'application de l'article L. 111-6-25 du code de l'urbanisme
Article 4		
Article 5	Décret en CE	Décret d'application de l'article L. 111-10 du code de la construction et de l'habitation
Article 7	Décret en CE	Spécificités techniques des dispositifs de comptage de la consommation sur les réseaux publics d'électricité
Article 8	Décret en CE	Décret « obligations » fixant les obligations individuelles d'économies d'énergie Décret « certificats » définissant les modalités d'obtention des CEE
Article 9	Décret	Seuils définissant les véhicules ayant un très faible niveau d'émission de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques
Article 10	Décret	Nombre minimal de places selon la catégorie et la taille des bâtiments
Article 11	Arrêté	Modification de l'arrêté du 21 mars 2014 fixant la liste des biocarburants éligibles à la minoration de TGAP, précisant les modalités du double comptage des biocarburants et des bioliquides et fixant la liste des biocarburants et bioliquides dispensés de respecter les critères de durabilité définis à l'article L.661-5 du code de l'énergie
Article 12	Décret	Champ des entreprises soumises à obligation d'établir un programme d'actions afin de réduire les émissions de GES
Article 13	Décret	Abrogation 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
Article 13	Décret en CE	Abrogation du décret en CE 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
Article 13	Décret en CE	Zone à circulation restreinte : dérogations et sanctions
Article 13	Décret en CE	Modification de l'article R. 411-8 du code de la route afin d'y inclure le motif de la qualité de l'air
Article 14	Décret	Modification du décret n°2007-1873 du 26 décembre 2007 instituant une aide à l'acquisition des véhicules propres
Article 17	Arrêté	Abrogation de l'arrêté du 8 juillet 2003 portant approbation du programme national de réduction des émissions de polluants atmosphériques, adoption du plan national de réduction des émissions de polluants
Article 17	Décret	Fixation des objectifs nationaux de réduction des émissions des polluants atmosphériques pour les années 2020, 2025 et 2030
Article 18	Arrêté	Liste des communes incluses dans les agglomérations de plus de 100 000 habitants
Article 18	Décret en CE	Abrogation de l'article R. 221-2 et du 3° de l'article R. 572-3 du code de l'environnement, modification du 1° de l'article R. 222-13 du code de l'environnement
Article 18	Décret en CE	Modification de l'article R. 222-21 qui prévoit la consultation du CODERST en amont de l'enquête publique des PPA

PLTE - Etude d'impact

Article 18	Décret en CE	Prévu par l'article L. 222-7. Sanctions applicables en cas de non-respect de l'obligation d'élaborer un PDE en zone PPA
Article 18	Arrêté	Liste des agglomérations de plus de 100 000 habitants
Article 18	Décret en CE	Évaluations et calculs des émissions de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques générés par les déplacements dans un PDU
Article 23	Décret en CE	Conditions dans lesquelles les ministres chargés de l'économie, de l'énergie et, le cas échéant, de l'outre-mer arrêtent les conditions du complément de rémunération
Article 23	Arrêté	Conditions du complément de rémunération
Article 24	Décret	Décret d'application
Article 25	Décret en CE	Modification du décret n°2003-885 du 10 septembre 2003 portant application de l'article 8bis de la loi n°46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz.
Article 27	Décret en CE	Fixation du périmètre dans lequel doivent résider les habitants, des règles relatives à l'ordre de souscription des collectivités et de la part minimal du capital qui peut être proposée
Article 28	Décret en CE	Fixation des critères, des conditions et des modalités de regroupement des concessions, en particulier critères de pondération pour le calcul de la nouvelle date d'échéance
Article 28	Décret	Pour chaque périmètre déterminé en fonction des critères cités plus haut
Article 29	Décret en CE	Modification du décret n°94-894 du 13 octobre 1994 relatif à la concession et à la déclaration d'utilité publiques des ouvrages utilisant l'énergie hydraulique : nouvelle modalité d'attribution
Article 29	Décret en CE	Conditions et modalités de participation des collectivités locales aux SEM hydroélectriques, adaptations à la procédure de mise en concurrence introduites par la nouvelle modalité d'attribution
Article 30	Décret	Modification du décret n°2001-410 du 10 mai 2001 relatif aux conditions d'achat de l'électricité produite par des producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat
Article 30	Arrêtés	Modification des arrêtés tarifaires sectoriels
Article 30	Décret en CE	Modification du décret n°2000-1196 du 6 décembre 2000 fixant par catégorie d'installations les limites de puissance des installations pouvant bénéficier de l'obligation d'achat d'électricité
Article 30	Décret en CE	En application de l'article L. 513-4, notamment plafond de sanctions en fonction de la nature des manquements
Article 30	Décret en CE	Contrat de concession
Article 30	Arrêté	Définition et normalisation des recettes du compte de concession
Article 30	Décret en CE	Modification du décret n°2002-1434 du 4 décembre 2002 relatif à la procédure d'appel d'offres pour les installations de production d'électricité
Article 32	Décret en CE	Modification de la procédure de démantèlement prévue aux articles 36 à 45 du décret n°2007-1557 du 2 novembre 2007 relatif aux installations nucléaires de base et au contrôle, en matières de sûreté nucléaire, du transport de substances radioactives
Article 35	Décret en CE	Modification du décret n°70-492 du 11 juin 1970 portant règlement d'administration publique pour l'application de l'article 35 modifié de la loi du 8 avril 1946 concernant la procédure de déclaration d'utilité publique des travaux d'électricité et de gaz qui ne nécessitent que l'établissement de servitudes ainsi que les conditions d'établissement desdites servitudes

PLTE - Etude d'impact

Article 38	Décret en CE	Modification du décret n°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
Article 40	Décret en CE	Modification du 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
Article 41	Décret en CE	Modification du décret n°2009-975 du 12 août 2009 relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité pour refléter la nouvelle méthode de construction des tarifs
Article 42	Décret	Contenu du compte-rendu transmis par les gestionnaires de réseaux de distribution aux autorités concédantes.
Article 43	Décret	Plancher de consommation et critères d'utilisation du réseau
Article 45	Décret en CE	Modification du décret n°2005-63 du 27 janvier 2005 relatif aux tarifs de cession de l'électricité aux distributeurs non nationalisés pour prendre en compte l'extension du bénéfice des tarifs de cession
Article 46	Décret en CE	Modification de l'article R. 4471-1 du code des transports pour préciser la partie concernée par le reversement des péages à la Société internationale de la Moselle
Article 46	Décret	Décret d'application afin de modifier ou d'abroger les décrets existants en tant qu'ils concernent les canalisations objets de la mesure (certaines canalisations de gaz naturel ou assimilé) et de renvoyer aux arrêtés de règlements de sécurité existants Mise en cohérence de l'article R. 555-36 du code de l'environnement
Article 46	Décret en CE	Modification du décret n° 2011-829 du 11 juillet 2011 relatif au bilan des émissions de gaz à effet de serre et au plan climat-énergie territoriale s'agissant des modalités de transmission dudit bilan
Article 46	Décret en CE	En application de l'article L. 271-1, fixation de la méthodologie utilisée pour établir les règles permettant la valorisation des effacements de consommation d'électricité sur les marchés de l'énergie et sur le mécanisme d'ajustement mentionné au L. 321-10
Article 46	Décret en CE	En application de l'article L. 123-1, précision des modalités d'attribution et de fixation du niveau de la prime, ainsi que des modalités de fixation du montant maximal annuel
Article 46	Arrêté	Règles permettant la valorisation des effacements de consommation d'électricité sur les marchés de l'énergie
Article 46	Décret en CE	Modification de l'article 61 du décret n°84-810 du 30 août 1984 modifié relatif à la sauvegarde la vie humaine en mer, à l'habitabilité à bord des navires et à la prévention de la pollution
Article 48	Décret	Périmètre et conditions dans lesquelles les différentes planifications et programmations doivent prendre en compte la stratégie bas-carbone
Article 48	Arrêté	Modalités de comptabilité carbone (gaz à effet de serre considérés, calcul du solde d'un budget carbone)
Article 48	Décret	Conditions et modalités de révision simplifiée des budgets-carbone et de la stratégie bas-carbone
Article 49	Décret en CE	Modalités d'élaboration de la PPE pour la métropole et l'Outre-mer
Article 49	Arrêté	Tous les 5 ans, arrêtés révisant la PPE
Article 50	Décret en CE	Modalités de fonctionnement du comité de gestion de la CSPE, de désignation de ses membres ainsi que son autorité de rattachement
Article 51	Décret en CE	Décret d'application
Article 51	Arrêté	Désignation des services de l'Etat et des établissements publics habilités à recueillir et exploiter les informations, précision des conditions et des modalités d'exploitation de

PLTE - Etude d'impact

		nature à garantir le respect du secret
Article 51	Arrêté	Nature des informations pouvant être rendues publiques
Article 53	Arrêté	Mise en cohérence de l'arrêté du 10 septembre 2010 qui définit la composition du comité stratégique en charge de la stratégie nationale de recherche en énergie avec les organes de gouvernance créés dans la loi Enseignement supérieur et recherche
Article 56	Décret en CE	Modification du décret n° 2011-829 du 11 juillet 2011 relatif au bilan des émissions de gaz à effet de serre et au plan climat-énergie territoriale et des articles R. 229-51 à 229-56 du code de l'environnement qu'il a créés
Article 56	Décret en CE	Décret d'application
Article 57	Décret ou arrêté	Contenu du schéma directeur du réseau de chaleur ou de froid
Article 58	Décret	Décret d'application
Article 60	Décret en CE	Conditions d'application du dispositif du chèque énergie, modalités transitoires de mise en œuvre pour assurer la continuité avec le dispositif existant
Article 60	Arrêté	Caractéristiques du chèque énergie en tant que titre spécial de paiement
Article 60	Arrêté	Contributions payées par les consommateurs d'électricité et de gaz qui seront mobilisées pour financer le chèque énergie
Article 63	Décret en CE	Modification du décret n°2011-678 du 16 juin 2011 relatif aux schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie et des articles R. 222-1 à 222-7 du code de l'environnement qu'il a créés
Article 64	Décret en CE	Modification du décret n°2004-90 du 28 janvier 2004 relatif à la compensation des charges de service public de l'électricité