

N° 2195

ASSEMBLÉE NATIONALE

CONSTITUTION DU 4 OCTOBRE 1958

QUINZIÈME LÉGISLATURE

Enregistré à la Présidence de l'Assemblée nationale le 25 juillet 2019.

RAPPORT

FAIT

AU NOM DE LA COMMISSION D'ENQUÊTE ⁽¹⁾ *sur l'impact économique, industriel et environnemental des énergies renouvelables, sur la transparence des financements et sur l'acceptabilité sociale des politiques de transition énergétique,*

ET PRÉSENTÉ PAR

M. JULIEN AUBERT, Président,

ET

MME MARJOLAINE MEYNIER-MILLET, Rapporteuse,

Députés.

TOME I

RAPPORT

(1) La composition de cette commission d'enquête figure au verso de la présente page.

La commission d'enquête sur l'impact économique, industriel et environnemental des énergies renouvelables, sur la transparence des financements et sur l'acceptabilité sociale des politiques de transition énergétique est composée de : M. Julien Aubert, *président* ; Mme Marjolaine Meynier-Millefert, *rapporteuse* ; Mmes Marie-Noëlle Battistel, Laure de La Raudière, Bénédicte Peyrol, et M. Vincent Thiébaud, *vice-présidents* ; M. Emmanuel Maquet, Mme Claire O'Petit et M. Nicolas Turquois, *secrétaires* ; Mme Sophie Auconie, MM. Xavier Batut, Christophe Bouillon, Mme Anne-France Brunet, M. Anthony Cellier, M. Vincent Descoeur, Mme Jennifer De Temmerman, M. Fabien Gouttefarde, Mmes Danièle Héryn, Stéphanie Kerbarh, MM. François-Michel Lambert, Jean-Charles Larsonneur, Mmes Florence Lasserre-David, Véronique Louwagie, Laurence Maillart-Méhaignerie, Mathilde Panot, M. Hervé Pellois, Mme Claire Pitollat, MM. Didier Quentin, Hubert Wulfranc, et Mme Hélène Zannier, *membres*.

SOMMAIRE

	Pages
AVANT PROPOS DE M. JULIEN AUBERT, PRÉSIDENT DE LA COMMISSION D'ENQUÊTE	9
INTRODUCTION	31
I. L'INTÉGRATION DANS LE MIX ÉNERGETIQUE DES ENR ÉLECTRIQUES EST TECHNIQUEMENT VIABLE, MÊME SI DES QUESTIONS SUBSISTENT	39
A. DE LA VARIABILITÉ DE LA DEMANDE À LA VARIABILITÉ DE LA PRODUCTION, L'IMPOSSIBLE DÉFI POSÉ PAR LES ENR INTERMITTENTES ?.....	39
B. L'INTÉGRATION DES ENR NÉCESSITE DES ADAPTATIONS DU RÉSEAU	47
C. FOISONNEMENT, PRÉDICTIBILITÉ ET COMPLÉMENTARITÉ VIENNENT RÉDUIRE LA VARIABILITÉ.....	55
D. BILAN ET PERSPECTIVES POUR LE STOCKAGE DE L'ÉLECTRICITÉ...	59
II. LA TRANSPARENCE DES COÛTS EST INDISPENSABLE POUR GARANTIR DES CHOIX BUDGÉTAIRES COHÉRENTS ET UN VÉRITABLE CONSENTEMENT CITOYEN AU FINANCEMENT DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE	67
A. PRINCIPES DE FINANCEMENT DE L'ÉNERGIE	67
B. TRANSPARENCE DES TAXES ET PRÉLÈVEMENTS SUR LA FACTURE D'ÉLECTRICITÉ.....	70
1. La part représentative de la fourniture d'électricité.....	74
a. Le marché de gros.....	74
b. L'influence de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique	76
c. Le lissage par les tarifs réglementés de l'impact, pour le consommateur, de la volatilité des prix	80
d. Le marché des garanties de capacité.....	83
2. La part représentative de l'acheminement de l'électricité	86
3. La dynamique du soutien financier public aux énergies renouvelables électriques a été soustraite de la facture d'électricité	89

C. LE DYNAMISME DE LA TRAJECTOIRE DES ENGAGEMENTS ET DES CHARGES DE SOUTIEN AUX ÉNERGIES RENOUVELABLES	93
1. L'appréciation de la Commission européenne est devenue plus stricte en ce qui concerne la compatibilité des aides avec le marché intérieur	93
2. La perspective d'un effet de ciseau des coûts de production de l'électricité de source renouvelable inférieur et de source nucléaire est-elle plausible ?	95
3. Les énergies renouvelables électriques : de la neutralisation politique de leurs surcoûts à la compétitivité économique	103
a. Le solaire photovoltaïque	106
b. L'éolien terrestre	108
c. L'éolien posé en mer	111
d. L'hydraulique, première source d'électricité renouvelable	115
D. LA TRANSPARENCE PERFECTIBLE DES FINANCEMENTS PUBLICS.....	116
1. Une lisibilité médiocre des moyens publics mis en place au service de la transition énergétique	117
a. Des documents budgétaires nombreux et entretenant la confusion	117
b. Des progrès attendus pour le projet de loi de finances pour 2020.....	119
2. Les ressources de la transition énergétique.....	120
a. La fiscalité énergétique ayant un impact sur la transition énergétique	120
b. La fiscalité énergétique au service de la transition	121
c. La fiscalité non énergétique au service de la transition énergétique.....	123
3. Les affectations de crédits au service de la transition énergétique	123
a. Le compte d'affectation spéciale « Transition énergétique ».....	123
b. Les aides financières aux particuliers et aux entreprises	125
c. Le budget général	125
d. Le fonds chaleur	125
e. Le cas des CEE	126
f. Le chèque énergie	126
4. D'autres modalités d'intervention pour la transition énergétique.....	126
a. Une dépense fiscale : le crédit d'impôt pour la transition énergétique	126
b. Des facilités de prêt	127
c. Des investissements d'avenir	127
E. LES FINANCEMENTS PRIVÉS : L'ÉVOLUTION DES MODÈLES ÉCONOMIQUES	129
1. Bien qu'encore timides et dépendants des incitations publiques, les investissements privés dans la transition énergétique montent en puissance	129
a. Des investissements importants mais qui accusent toujours du retard sur certains objectifs.....	129

b. La maturité des filières, de la subvention à l'autosuffisance ? Un basculement attendu qui demeure à un horizon difficilement prédictible	130
c. Le mécanisme des garanties d'origine	132
2. La transition est devenue une réalité pour les grands groupes énergétiques français, qui ont adapté leurs modèles économiques à l'essor des énergies renouvelables.....	133
a. La diversification pragmatique des activités des groupes historiques	133
b. La croissance externe et l'investissement dans des technologies de rupture sont aussi des formes de financement privées de transition énergétique	134
c. Des débouchés économiques nouveaux provoquent des investissements privés par anticipation	136
d. Le prix du carbone, outil pertinent de fléchage de l'investissement privé ?.....	137
3. L'évolution encore embryonnaire du système financier.....	138
a. Le financement privé des énergies fossiles demeure massif.....	138
b. Le levier de la réglementation financière doit stratégiquement structurer une finance « verte » complémentaire des investissements publics.....	139
c. Le financement participatif, outil d'appropriation citoyenne des projets	142
III. LES ÉNERGIES THERMIQUES	147
A. LA PART DE LA CHALEUR DANS LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE EN FRANCE	149
1. La France est en retard sur ses objectifs de chaleur renouvelable	149
2. La compétitivité des ENR thermiques	149
B. COMMENT MIEUX SOUTENIR LA CHALEUR RENOUEVABLE ?	151
1. Les normes de construction peuvent favoriser la transition énergétique.....	151
2. Les technologies éligibles au crédit d'impôt transition énergétique.....	151
3. Le fonds chaleur.....	152
C. LES ÉNERGIES RENOUEVABLES THERMIQUES CIBLÉES PAR LE FONDS CHALEUR	153
1. La biomasse	153
2. La géothermie	154
3. Le biogaz.....	156
4. Le solaire thermique	161
5. La chaleur fatale.....	162
6. Les réseaux de chaleur	163
D. L'APPRÉCIATION DE LA COUR DES COMPTES SUR LES ÉNERGIES RENOUEVABLES THERMIQUES.....	165
E. LES ÉNERGIES RENOUEVABLES THERMIQUES ET LA CLIMATISATION : UNE POINTE ESTIVALE EN FORMATION ?.....	165

IV. LES ÉCONOMIES D'ÉNERGIE AU CŒUR DES ACTIONS POUR ATTEINDRE LES OBJECTIFS CLIMATIQUES DE LA FRANCE	169
A. TENDANCES MONDIALES	172
1. Total des investissements pour l'efficacité énergétique dans le monde entre 2017 et 2018	172
2. Part de l'efficacité énergétique dans la réduction du volume de CO ₂ entre 2017 et 2018	173
B. L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE LIÉE AU CHAUFFAGE EN FRANCE	173
1. La construction neuve doit répondre aux exigences de la RT 2012	180
2. Le parc bâti existant	182
a. Le gisement des gains énergétiques potentiels	187
i. Le diagnostic de performance énergétique	187
ii. Quels postes de travaux pour les rénovations énergétiques ?	189
b. La qualité des professionnels intervenant est la condition d'une politique de rénovation énergétique crédible	192
c. La capacité financière des ménages demeure le facteur permettant la réalisation concrète des objectifs de la politique de rénovation énergétique	195
3. Les dispositifs de soutien public nationaux	198
a. Les limites du crédit d'impôt pour la transition énergétique (CITE)	199
b. La TVA à taux réduit sur les travaux de rénovation énergétique	205
c. L'éco-prêt à taux zéro	205
d. Les aides de l'Agence nationale d'amélioration de l'habitat (Anah)	206
4. Les certificats d'économies d'énergie (CEE)	208
V. CENTRALISATION DE LA PROGRAMMATION ÉNERGÉTIQUE : DE LA NATION À L'EUROPE...	213
A. LE NÉCESSAIRE PASSAGE D'UNE LOGIQUE D'OPTIMISATION NATIONALE À UNE LOGIQUE D'OPTIMISATION EUROPÉENNE	213
B. LES ENGAGEMENTS EUROPÉENS EN MATIÈRE DE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE	219
1. La transposition de l'Accord de Paris dans la stratégie européenne de lutte contre le changement climatique : un choix ambitieux, renforcé par la présidence finlandaise	219
2. Le paquet Énergie-Climat : une ambition climatique et énergétique, dite stratégie 20/20/20	219
3. Une vision ambitieuse : une planète sobre pour tous. Une vision européenne stratégique à long terme pour une économie prospère, moderne, compétitive et neutre pour le climat	220
4. La présidence finlandaise : une ambition renforcée pour la lutte contre le changement climatique	224

C. LA CONSTRUCTION DE L'UNION DE L'ÉNERGIE : UN PAQUET « ÉNERGIE-CLIMAT » FAVORABLE AUX ÉNERGIES RENOUVELABLES.....	224
1. Le traité de Lisbonne pose une base légale en termes de compétence communautaire dans le domaine de l'énergie.....	224
2. Le quatrième rapport sur l'état de l'Union de l'énergie, adopté le 9 avril 2019, précise les progrès accomplis dans le secteur des énergies renouvelables	225
3. La communication du 18 juin 2019 renforce les obligations des États membres afin d'atteindre les objectifs de l'Union de l'énergie et de l'action pour le climat	225
D. LA CONVERGENCE DES CHOIX POLITIQUES EN MATIÈRE DE BOUQUET ÉNERGÉTIQUE.....	226
1. L'exemple allemand : un choix ambitieux en termes d'énergies renouvelables... financé <i>in fine</i> par le consommateur	226
a. Energiewende, le choix assumé des énergies renouvelables.....	226
b. Un financement de la transition énergétique innovant : le Fonds spécial « Energie-Climat » (EKF).....	229
c. Le choix d'une fiscalité verte assumée <i>in fine</i> par le consommateur.....	229
d. Malgré les coûts induits pour le consommateur, une forte acceptabilité.....	231
2. L'exemple de la Suède : un modèle à suivre ?.....	231
a. La taxe carbone, un modèle d'acceptabilité sociale.....	232
b. Une transition énergétique réussie grâce à une réforme fiscale d'ampleur	235
c. Le marché des certificats verts d'électricité renouvelable, un modèle à étudier	235
VI. ... ET DÉCENTRALISATION DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE : DE LA NATION, AUX TERRITOIRES, AUX CITOYENS.....	237
A. LES OUTILS DE PLANIFICATION DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE ...	237
1. La SNBC.....	237
2. La PPE	239
3. Le SRADDET	241
4. Le PCAET.....	241
B. UNE TELLE PLURALITÉ DE DOCUMENTS DE PLANIFICATION APPARAÎT SOURCE D'INCERTITUDES QUANT À LEUR PORTÉE JURIDIQUE ET D'UNE INSUFFISANTE CLARTÉ QUANT À LEUR ARTICULATION	242
1. La portée juridique des différents documents de planification, parfois complexe à saisir, se révèle souvent très faible	242
2. Le grand nombre de documents et leur manque d'articulation rendent complexes l'appropriation de la planification tout comme la réalisation des objectifs de la transition énergétique	244
3. Une planification peu lisible et des résultats décevants.....	248

a. Le suivi des objectifs et indicateurs est complexe, fragilisant encore l'appropriation, notamment par le grand public, de la planification en matière de transition énergétique,.....	248
b. Les écarts constatés entre les objectifs et la réalité poussent à la prudence dans l'élaboration des prochaines programmations.....	249
C. L'APPROPRIATION LOCALE DES PROJETS D'INSTALLATIONS TEND À CONFORTER LEUR RÉALISATION ET CONDITIONNE UNE ADHÉSION DURABLE À LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE	249
1. L'association des territoires facilite l'appropriation locale des objectifs nationaux du développement des énergies renouvelables.....	249
2. L'adhésion citoyenne	253
3. Des citoyens qui souhaitent s'engager dans la transition : la flexibilité de la demande « à la demande »	268
CONCLUSION.....	269
RECOMMANDATIONS DE LA COMMISSION D'ENQUÊTE.....	283
EXAMEN EN COMMISSION	291
CONTRIBUTIONS ÉCRITES.....	295
I. CONTRIBUTION DU GROUPE UDI, AGIR ET INDÉPENDANTS, PORTÉE PAR MMES SOPHIE AUCONIE ET LAURE DE LA RAUDIÈRE.....	295
II. CONTRIBUTION VISANT À PROPOSER DES RECOMMANDATIONS COLLECTIVES AU RAPPORT DE LA COMMISSION D'ENQUÊTE.....	298
III. CONTRIBUTION DE M. XAVIER BATUT	301
IV. CONTRIBUTION DE M. VINCENT DESCOEUR.....	304
V. CONTRIBUTION DE MME LAURE DE LA RAUDIÈRE	307
VI. CONTRIBUTION DE MME VÉRONIQUE LOUWAGIE.....	312
VII. CONTRIBUTION DE M. EMMANUEL MAQUET	318
VIII. CONTRIBUTION DE M. VINCENT THIÉBAUT	320
IX. CONTRIBUTION DE M. NICOLAS TURQUOIS.....	322
LISTE DES PERSONNES AUDITIONNÉES.....	325
ANNEXES	337
I. ANNEXE I : CHARTE MORALE D'ENGAGEMENT DANS LE CADRE D'UN PROJET DE DÉVELOPPEMENT DE PARCS ÉOLIENS À FURNES.....	337
II. ANNEXE II : CHARTE ÉTHIQUE DE FRANCE ÉNERGIE ÉOLIENNE	343

AVANT PROPOS DE M. JULIEN AUBERT, PRÉSIDENT DE LA COMMISSION D'ENQUÊTE

En février dernier, à l'initiative du groupe Les Républicains, la commission du développement durable adoptait le principe de la création d'une commission d'enquête sur l'impact économique, industriel et environnemental des énergies renouvelables, sur la transparence des financements et sur l'acceptabilité sociale des politiques de transition énergétique.

Soixante-treize auditions publiques durant cent heures – un record pour une commission d'enquête - ont permis d'entrevoir les coulisses de la transition énergétique et de pointer un certain nombre de faits, d'où il ressort que tout ne va pas de soi, derrière la rhétorique de l'évidence d'énergies renouvelables inépuisables, partant, « gratuites » et écologiques, **au point même que le président de la commission d'enquête a été menacé de poursuites judiciaires** pour des appréciations portées à sa connaissance et à celle des membres de la commission, lors d'une audition, et qui ont déplu à un développeur d'énergie éolienne.

Les interrogations que suscite la transition énergétique tiennent à la prise de conscience de l'écart entre, d'une part, le discours présentant cette transition comme l'instrument d'une révolution technologique et sociale souriante et maîtrisée, et, d'autre part, les conséquences vécues des choix faits à mesure que ces conséquences se déploient.

La transition énergétique coûte cher. Elle a un coût croissant pour le consommateur d'énergie et contribuable. Pourtant, telle qu'elle est conçue, cet effort a **une portée limitée au regard des enjeux climatiques**, notre production d'électricité étant déjà faiblement émettrice de gaz carbonique. Quant à la promesse de proximité, elle prend **souvent le visage de l'acceptation résignée d'inconvénients multiples**, sous l'injonction expresse ou implicite d'un « il faudra vous y faire. », quand n'apparaissent pas, de plus en plus, des signes d'une **révolte croissante des territoires ruraux** à l'égard de certaines formes d'énergie renouvelable.

Le malentendu risque, de plus en plus, d'être le signe distinctif de cette transition énergétique. Ces cent heures d'audition ont cependant permis de dégager un fil rouge (ou vert) de lecture de l'actuelle politique de transition énergétique.

1. La transition du nucléaire vers les énergies électriques intermittentes n'a aucun impact sur le CO₂ et ne permet donc pas de lutter contre le réchauffement climatique

Quelle transition énergétique est-elle en réalité à l'œuvre en France aujourd'hui ? Il s'agit de la première question à laquelle la commission d'enquête a répondu, et sur laquelle la réponse est consensuelle, rappelée en introduction du rapport.

a. L'impact sur le CO₂

En 2018, les émissions de gaz carbonique ont représenté, en France, de l'ordre de 9 % des émissions de l'Union européenne et de 0,9 % des émissions mondiales. Plus de 30 % des émissions proviennent des transports routiers, transport individuel et de marchandises, plus de 20 % du bâtiment résidentiel et tertiaire. Pour sa part, **la production d'électricité est responsable de 5 % des émissions.**

Si l'on considère maintenant l'évolution à moyen terme, entre 1960 et 2016, des émissions de gaz carbonique en France métropolitaine, telle qu'elle ressort des données du CITEPA ⁽¹⁾, une telle évolution fait apparaître :

- une forte diminution des émissions au titre de la transformation d'énergie, de 79 millions de tonnes en 1960 à 44 millions de tonnes en 2016, après un pic à 146 millions de tonnes en 1980. Il faut y voir, en grande partie, les conséquences du choix électronucléaire pour la production d'électricité, lors de la précédente transition énergétique ;

- une forte diminution également des émissions au titre de l'industrie manufacturière, qui reviennent de 129 millions de tonnes en 1960 à 74 millions de tonnes en 2016, après un pic en 1973 à 136 millions de tonnes. Ce résultat traduit les efforts d'efficacité énergétique et, hélas, les effets de la désindustrialisation affectant notre pays ;

- **une très forte augmentation des émissions au titre du transport routier, une quasi-multiplication par six**, puisqu'elles passent de 21 millions de tonnes en 1960 à 122 millions de tonnes en 2016, après un pic à 130 millions de tonnes dans les années 2002-2004 ;

- **une forte augmentation des émissions dans le champ résidentiel et tertiaire**, puisqu'elles passent de 49 millions de tonnes en 1960 à 75 millions de tonnes en 2016 après un pic à 136 millions de tonnes en 1973.

Si l'on se fixe pour objectif de diminuer les émissions de CO₂ aucune ambiguïté ne demeure quant aux cibles des actions prioritaires à mener : **il s'agit du transport et du bâtiment.**

Or, si l'on met la répartition par filière de l'aide publique à la transition énergétique en regard d'un tel constat, la conclusion apparaît tout autant dépourvue d'ambiguïté : les choix de soutien public tendent avant tout à mettre en œuvre **une nouvelle transition électrique, visant à substituer au nucléaire des énergies alternatives électriques.** Compte tenu des caractéristiques de notre bouquet électrique, de tels choix visent donc essentiellement à **substituer une énergie décarbonée à une énergie déjà décarbonée.**

(1) Centre interprofessionnel technique d'études de la pollution atmosphérique.

Lors de son audition par la commission d'enquête, M. Jean François Carencio, le président de la CRE, ne s'en est d'ailleurs pas caché et a expressément convenu du fait que **la transition énergétique et le développement des énergies renouvelables électriques ne sont pas réalisés dans le but de diminuer les émissions de gaz à effet de serre** : « *Il ne faut pas s'y tromper : grâce au mix énergétique décarboné, composé principalement de nucléaire et d'hydroélectrique, nous bénéficions déjà de faibles émissions de CO₂ et d'un prix de l'électricité maîtrisé. Nous émettons six fois moins de CO₂ que nos voisins allemands et le prix de l'électricité pour un consommateur résidentiel moyen est de l'ordre de 180 euros par mégawattheure contre 300 euros en Allemagne. Le développement des énergies renouvelables électriques ne sert donc pas à réduire les émissions de CO₂. Il faut le rappeler, car on dit beaucoup de mensonges à ce sujet. Cela n'a aucun sens et procède d'une forme de populisme idéologique.* » ⁽¹⁾

Si l'on veut être précis, **l'argument de la décarbonation mériterait d'ailleurs d'être relativisé, lorsque l'on parle de développer la production électrique**. Selon l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME), **un panneau solaire doit fonctionner en moyenne trois ans pour produire l'énergie qui a été nécessaire à sa fabrication, son impact carbone étant en moyenne de 55 grammes d'équivalent CO₂/kWh**. Les étapes de purification et de préparation du silicium nécessitent beaucoup d'énergie et passent encore par l'utilisation de produits chimiques comme l'acide sulfurique.

Quant aux éoliennes, si elles n'émettent pas de gaz à effet de serre lors de leur production d'électricité, **elles n'en demeurent pas moins une source globale d'émissions au cours de leur cycle de vie**. Toujours selon l'ADEME, l'analyse du cycle de vie d'une éolienne, qui prend en compte à la fois l'extraction et le traitement des matières premières mais aussi les processus de fabrication, le transport, la distribution, la réutilisation et le recyclage de certains composants, conduit à une **émission en moyenne entre 12 et 15 grammes d'équivalent CO₂/kWh**. Ce résultat s'explique en grande partie par la fabrication des composants qui représente 50 % de l'équivalent CO₂ ainsi que par leur transport vers le site d'assemblage ou d'installation.

b. L'impact environnemental

Au-delà du strict sujet du carbone, l'impact environnemental de la transition énergétique peut s'envisager de plusieurs façons.

Dans une première approche, on peut s'attacher aux critères permettant de définir les énergies renouvelables. De façon simple et tautologique, est renouvelable ce qui est considéré comme renouvelable par les directives européennes ou le code de l'énergie. On peut aussi vouloir rechercher ce que recouvre plus concrètement cette distinction, tant prisée et mise en avant. Si l'on prend l'opposition entre le nucléaire et l'éolien, tous deux faiblement émetteurs de CO₂, l'un est classé dans la

(1) Audition du 4 avril 2019.

rubrique des énergies renouvelables et l'autre est classé dans la rubrique des énergies fossiles, parce que l'un utilise la force du vent et l'autre le minerai d'uranium.

Or, si l'on passe à une approche en termes de cycle de vie et d'efficacité de la production, **il apparaîtra que les énergies renouvelables consomment néanmoins plus de matières minérales et métalliques que les technologies du bouquet énergétique traditionnel, ainsi qu'une plus grande variété de métaux.** Selon le Bureau de recherche géologique et minière (BRGM), par rapport aux énergies fossiles, pour une même quantité d'énergie produite, l'éolien et le photovoltaïque nécessitent quinze fois plus de béton, quatre-vingt-dix fois plus d'aluminium et cinquante fois plus de cuivre. **S'agissant des métaux, 70 % des métaux de la table de Mendeleïev sont nécessaires à la transition énergétique.**

Une centrale nucléaire, classée dans les modes de production fossiles, est faite de béton, d'acier et a besoin de minerai pour produire de l'électricité, quand une éolienne, classée dans les modes de production renouvelables, est faite de béton, d'acier et de métaux pour capter le vent nécessaire à la production d'électricité. La fabrication de la plupart des panneaux photovoltaïques est aujourd'hui à base de silicium, l'un des éléments les plus abondants de la croûte terrestre, et utilise l'aluminium, l'argent, le plomb pour les soudures et le brome pour les onduleurs.

Il est à noter que le problème n'est pas seulement en amont de la transition. S'agissant du véhicule électrique, les représentants du BRGM ont indiqué, lors de leur audition par la commission d'enquête, qu'en cas d'atteinte des objectifs de développement de la voiture électrique en France, la consommation de cobalt française serait équivalente à la consommation en cobalt mondiale actuelle. Ils ont également tempéré l'argument consistant à pouvoir s'en remettre au recyclage pour atteindre l'indépendance d'approvisionnement en métaux, compte tenu des changements d'échelle induits par la transition énergétique elle-même.

Il ne s'agit pas ici de prétendre qu'il existerait des moyens de produire de l'énergie sans inconvénients, mais **de souligner le déséquilibre existant entre un discours excessivement à charge dans le cas des énergies fossiles et un discours excessivement à décharge dans le cas des énergies dites vertes.** Dans ses auditions, la commission d'enquête s'est attachée à corriger ce déséquilibre.

*

* *

Les enseignements de la commission d'enquête conduisent donc **au constat partagé d'une politique de soutien à l'énergie électrique sans impact majeur en termes de réduction des émissions de CO₂, mis à part ce qui a trait au remplacement des centrales au charbon, étant entendu que ces dernières sont pilotables, ce que ne sont pas les énergies photovoltaïque ou éolienne ; et à l'impact environnemental possiblement plus négatif qu'anticipé.**

Ce premier constat pose deux problèmes :

– **Le premier est que ce choix énergétique représente une dépense de plusieurs dizaines de milliards d’euros**, en période de disette budgétaire, sur fond de crise du consentement fiscal. Cela nous amène au point 2 de cet avant-propos.

– **Le second est celui de l’acceptabilité sociale**, car l’opinion publique est trompée sur le véritable impact de la politique éolienne et photovoltaïque. Cela sera étudié dans le point 3 de cet avant-propos.

2. Combien coûte la transition énergétique ?

a. Le coût budgétaire de la politique de soutien aux énergies intermittentes se chiffre en dizaines de milliards d’euros en raison d’un modèle économique dépendant des subventions publiques et ce modèle est peu flexible

Comme les pays qui ont précédé le nôtre dans le développement des énergies renouvelables, le processus de soutien public a cheminé à partir d’une forte incitation à son commencement, avec un tarif d’achat garanti sans limitation des quantités produites. Ce mécanisme a contribué au démarrage du solaire photovoltaïque et de l’éolien. Le tarif de rachat a été fixé très au-dessus du prix de marché. L’État s’est engagé dans les premières années sur des tarifs de rachat très avantageux de l’électricité intermittente.

Devant la charge croissante et son rythme d’évolution, les différents pays ont ensuite retenu des systèmes de compléments de rémunération pour obliger les producteurs à obtenir une part de leur rémunération au prix de marché.

Enfin, une étape supplémentaire a consisté à maîtriser la quantité produite d’énergie subventionnée au moyen d’appels d’offres.

Si je prends l’exemple du soutien public à l’éolien, tel que j’en ai récemment rendu compte à la commission des finances, l’addition des différents soutiens directs représente de **72,7 à 90 milliards d’euros**, pour une filière appelée à représenter **15 % au maximum de la production électrique en 2028** :

- 9 milliards d’euros dépensés par le budget de l’État depuis le début des années 2000, au titre du soutien direct sous la forme des charges de service public de l’énergie ;

- 45 milliards d’euros supplémentaires correspondant à des dépenses relatives à des contrats en cours d’exécution (éolien terrestre, 23 milliards d’euros) ou conclus mais non encore honorés (éolien en mer posé, 22 milliards d’euros) ;

- de 18,7 à 36 milliards d’euros supplémentaires correspondant à l’impact budgétaire des engagements à souscrire pour atteindre les objectifs du projet de programmation pluriannuelle de l’énergie.

Cette stratégie a eu quatre conséquences.

La première conséquence, passée, est que **ces « frais de démarrage » ont mobilisé près de 24 milliards d'euros** (15 pour le photovoltaïque, 9 pour l'éolien), prélevés sur la facture d'électricité, qui ont **cruellement manqué à l'investissement dans l'avenir du parc nucléaire.**

La seconde conséquence est que ce soutien nous oblige pour l'avenir et représente **une dépense publique à venir de près de 70 milliards d'euros (25 milliards pour le photovoltaïque, 45 milliards d'euros pour l'éolien)**, sans compter les engagements de la PPE.

La troisième conséquence est donc qu'en réalité ces « crédits votés » conditionnent durablement et implacablement les « dépenses nouvelles ». Parce que **l'éolien et le photovoltaïque** sont des filières sorties plus tôt que d'autres dans le débat écologique, elles **bénéficient structurellement d'un soutien public qui fait défaut désormais, faute de poches publiques inépuisables, aux industries nouvelles.**

Si l'on considère la répartition des subventions au titre du service public de l'électricité, telle que la CRE les a arrêtées, entre 2003 et 2018, près de 28,2 milliards d'euros ont été versés pour le soutien aux énergies renouvelables électriques en métropole et 118 millions d'euros pour l'injection de bio-méthane dans le réseau de gaz. Si l'on s'attache à l'estimation faite par la Cour des comptes dans son rapport de 2018 sur le soutien aux énergies renouvelables, sur un montant de 5,3 milliards d'euros en 2016, 4,6 milliards d'euros (**87 %**) revenaient aux énergies renouvelables électriques et 13% aux énergies renouvelables thermiques (689 millions d'euros).

Ces données recouvrent plusieurs aspects : le poids des engagements passés en matière de soutien aux énergies renouvelables électriques et le moindre besoin de soutien aux énergies thermiques, lesquelles représentaient, en 2016, toujours selon la Cour des comptes, 60 % de la production d'énergie renouvelable hors transport et seulement 10 % des charges de soutien.

Une forte inertie marque donc le soutien aux énergies renouvelables électriques. Selon les hypothèses de la CRE, en 2017, à partir des rythmes de développement observés pour les différentes filières, l'essentiel des charges en 2023 (84 %) relèvera de dépenses pour des engagements de soutien antérieurs à 2017. **Il faudra attendre 2030 pour voir une diminution significative de la charge annuelle au titre des engagements passés.**

La quatrième conséquence, qui ressort des auditions de la commission d'enquête est que, sous l'étiquette d'un marché régulé, **la transition énergétique a beaucoup d'un commerce de subventions publiques.** Les acteurs du système ont beaucoup de mal à penser, imaginer ou même accepter l'idée qu'on puisse dans un avenir proche retirer ces aides.

On pourrait même craindre une spirale du subventionnement : soit les énergies éolienne et solaire ne sont pas compétitives par elles-mêmes, mais uniquement parce qu'on leur garantit une injection prioritaire de leur production dans le réseau et qu'on impose aux consommateurs-contribuables d'en supporter les surcoûts et il n'y a alors pas de perspective de voir disparaître ce subventionnement, soit ces énergies sont matures, et dans ce cas, même dans un marché régulé, il est légitime d'envisager la suppression des subventions.

À l'étape actuelle de ce cheminement, **l'argument de la compétitivité croissante des énergies renouvelables électriques** est souvent mis en avant, ce qui signifie, hélas, en pratique et si l'on veut parler clair, qu'elles restent donc encore économiquement non compétitives sans soutien public.

b. La réflexion en coût marginal de production, qui est celle privilégiée par le rapport, occulte totalement le coût global économique de la politique de transition électrique

À propos de la compétitivité, le rapport fait le choix d'analyser le choix énergétique au travers du **seul coût marginal par unité d'énergie produite**, ce qui permet de pointer la convergence entre coût nucléaire et le coût du photovoltaïque.

Cette méthodologie est exacte mais elle a cependant des limites : premièrement, il peut arriver dans les argumentaires que l'on confonde le dernier coût connu (par exemple : coût au MW/h du dernier parc solaire inauguré) et le coût moyen (la moyenne des coûts de production par MW/h de tous les champs solaires), qui est forcément plus élevé puisque les premiers parcs inaugurés étaient très peu compétitifs. Deuxièmement, elle ne permet pas de bâtir un choix politique éclairé. **Ce qui m'importe, c'est le coût complet** (incluant les modifications du réseau qui sont nécessaires pour absorber l'intermittence, ou le coût du refoulement de l'électricité), c'est à dire le coût budgétaire du soutien, mais aussi le coût économique.

Les pics de production d'électricité à partir d'énergie fatale, comme le vent ou le soleil, sans corrélation avec les pics de demande d'électricité, conduisent à refouler l'électricité du réseau de distribution vers le réseau de transport et à compenser cette injection par une diminution de l'appel aux autres moyens de production. Dans certains cas extrêmes, **cela peut se traduire par des prix négatifs sur le marché de gros de l'électricité**. La situation est plus fréquente en Allemagne qu'en France en raison de la plus grande part d'énergies renouvelables dans son bouquet électrique.

La variabilité accrue des prix de l'électricité qui en résulte **affecte inévitablement les décisions d'investissement** des différents producteurs d'électricité. L'adaptation aux injections d'électricité d'origine renouvelable se fait **par la réduction de la production des moyens classiques (exemple : centrale à gaz), dont le coût moyen de production augmente**, ce qui conduit un industriel, en bonne raison économique, à augmenter le prix de vente, à réduire sa marge ou à

diminuer les capacités de production pour restaurer le facteur de charge. En effet, le coût de revient du mégawatt heure des moyens classiques de production comprend un coût de fonctionnement faible et un coût de capital qui croît en cas de moindre utilisation.

En d'autres termes, **plus on développe des énergies intermittentes, plus on perturbe le modèle économique des autres modes de production.** De nombreuses centrales à gaz ont ainsi été mises « sous cocon » par les producteurs, voire fermées, du fait de l'ordre de priorité sur le réseau donné aux productions vertes.

L'éviction des moyens classiques au profit des énergies renouvelables intermittentes augmente la part relative de ces dernières dans la production mais ne change rien **aux conséquences de leur intermittence** pour la stabilité du réseau. Attribuer l'augmentation des coûts de système qui résultent de l'augmentation de la part des énergies renouvelables intermittentes à l'insuffisante flexibilité du « vieux système électrique » n'est guère convaincant. **Cette augmentation résulte bien de l'ajout de moyens de production non pilotables qui bénéficient d'une garantie de priorité d'achat de leur production.**

En tout cas, que l'on choisisse de les attribuer à l'insuffisante flexibilité du réseau centralisé ou aux perturbations résultant du choix de faire cohabiter sur un même réseau des modes de production à partir d'énergie fatale et des modes de production pilotables, ces coûts résultent bien d'une décision politique portant modification du bouquet électrique.

3. L'acceptabilité : consentement fiscal, acceptabilité sociale

a. Ces surcoûts sont payés par les citoyens français, mais la complexité est telle que la transition est une boîte noire

Dans tous les pays qui ont choisi de mettre le soutien au développement des énergies renouvelables à la charge du consommateur d'électricité, les coûts de l'énergie ont augmenté sensiblement pour le consommateur. Ce subventionnement des énergies renouvelables, ou de la prise en charge de certaines de leurs conséquences, a donc une autre face : **les coûts croissants facturés au consommateur et contribuable.**

Sur ce point, le maquis des taxes, prélèvements et dispositifs est particulièrement broussailleux. Les Français connaissent ainsi la CSPE mais en réalité, elle a disparu, intégrant la TIFCE et ne finance plus la transition écologique directement mais le budget général, à l'image de la défunte vignette dont le produit fiscal a survécu à sa raison d'être disparue. Les Français parlent de taxe carbone, mais en réalité les membres de la commission ont découvert que la fameuse TICPE, appelée abusivement « taxe carbone » dans le débat public, obéissait à un montage complexe d'addition de trois taxes avec une composante carbone, modulée par catégorie de combustible. Les contributions se chevauchent parfois, s'amplifient ou

se compensent. La TVA est ainsi perçue sur la facture augmentée des accises comme la TIFCE ou la TICPE. L'écart entre débat politique, opinion publique et réalité fiscale est parfois saisissant.

Historiquement, **la facture d'électricité a augmenté en lien avec la transition énergétique, avant que le relais ne soit pris par la facture de carburant.**

La transition énergétique a d'abord impacté le montant des taxes au travers de la contribution au service public de l'électricité. Si l'on prend l'exemple d'une facture d'électricité pour un consommateur résidentiel au tarif réglementé de vente, 35 % de la facture représente la fourniture de courant électrique, 30 % l'utilisation des réseaux de transport et de distribution pour acheminer et mettre à disposition l'électricité, 35 % les taxes diverses.

En 2016, le choix a été fait de retracer désormais la charge de ce soutien dans le budget de l'État et de lui affecter une part du produit des taxes de consommation sur les carburants et le charbon. Il s'agissait logiquement de taxer les consommations fossiles. La charge du soutien aux énergies renouvelables électriques est donc passée du consommateur d'électricité à l'automobiliste, **sans qu'il y ait eu d'atténuation de l'impact de la hausse de la taxe de consommation des carburants, au titre de sa composante carbone, par une diminution de la taxe sur la consommation d'électricité.** En d'autres termes, au lieu d'inciter fiscalement à un usage vertueux, qui serait d'avoir recours à l'électrique, on a préféré conserver les taxes d'hier et rajouter les taxes de demain.

Est également inclus dans le prix de vente de l'énergie, l'effet des certificats d'économies d'énergie (CEE), qui traduisent l'obligation faite aux fournisseurs d'énergie de participer au financement d'actions en vue de diminuer les consommations d'énergie, dont un volet destiné aux ménages en situation de précarité énergétique. La charge ainsi répercutée dans le prix de vente l'est à hauteur de 2 % de la facture d'électricité toutes taxes comprises et de 3 % de la facture de carburant. Ces CEE ne sont pas une taxe, officiellement, mais tout Français les paye, et notamment au travers de son plein de carburant. La TVA est calculée en prenant en compte le coût majoré du carburant, c'est-à-dire que la hausse de cette quasi-imposition, pilotée dans son volume par le Ministre de l'Écologie, alimente les caisses de l'État. Le Parlement, lui, n'a pas le droit de voter quoi que ce soit relatif au montant annuel de ces obligations qui se répercutent sous forme de coûts pour les citoyens. Même si la nature marchande du système des CEE permet une forme d'inventivité, le fait que ce quasi-impôt échappe à toute autorisation parlementaire pose problème. Le système lui-même est assez opaque, mal régulé et les économies d'énergies théoriques beaucoup plus massives que le constaté.

Ces exemples de prélèvements sont complétés par des impositions de toutes natures liées à l'accompagnement de la transition électrique.

Les coûts de l'adaptation des réseaux électriques aux modalités de production des énergies renouvelables, qui sont soumis à l'approbation de la Commission de régulation de l'énergie (CRE), sont, pour le raccordement, mutualisés entre les producteurs d'énergies renouvelables, sauf pour l'éolien en mer, où ils sont mis à la charge du gestionnaire du réseau de transport. Lors des auditions de la commission d'enquête, les représentants de RTE les ont estimés à 2,1 milliards d'euros pour la période 2019-2022, dont 300 millions d'euros à la charge des producteurs, en ce qui concerne le réseau de transport. Pour le réseau de distribution, auquel sont raccordés la plupart des moyens de production intermittents, Enedis fait état, pour 2018, d'une part de ses investissements en lien avec le renouvelable à hauteur de 6 %, cette part devant doubler dans les années suivantes.

Il faut mentionner enfin les subventions dites du « marché de capacité » qui impactent le pouvoir d'achat des Français. Elles visent à permettre de disposer de moyens de production, non viables au prix de marché, mais nécessaires, « au cas où », à la sécurité d'approvisionnement. Leur financement se répercute aujourd'hui sur la facture d'électricité à hauteur de 2 % de celle-ci pour un consommateur résidentiel au tarif réglementé. Le débat pourrait prendre de l'ampleur dans le futur : une autre interrogation porte sur la recomposition du tarif d'utilisation du réseau, prenant actuellement en compte la consommation d'électricité, dans l'hypothèse d'un développement marqué de l'autoconsommation. Le coût de l'assurance mutuelle, apportée par le réseau, de pouvoir disposer d'électricité à tout moment, serait en partie reporté sur les ménages n'ayant pas la possibilité ou les moyens d'installer un équipement d'autoproduction photovoltaïque au bénéfice de ceux qui le peuvent.

Les membres de la commission d'enquête ont eu bien du mal à y voir clair et à obtenir un document simple, synthétique et didactique de Bercy. **Une chose est sûre : les auditions de la commission d'enquête ont mis en évidence l'impact des prélèvements sur les factures d'électricité et de carburant : près de 57 milliards d'euros, dont seulement une dizaine sont effectivement affectés à la transition énergétique.**

Une simplification que j'appelle de mes vœux conduirait à unifier toutes ces taxes en une seule, à l'appellation aisée et transparente : **taxe de financement de la transition énergétique**. Celle-ci s'appliquerait transversalement à toutes les consommations énergétiques, mais à des taux différents en fonction du degré de carbonation. Cela me semble un pas nécessaire pour améliorer la compréhension fiscale.

b. De l'acceptabilité sociale dans les territoires en général, et du problème de l'éolien en particulier

En aval de la transition énergétique, le discours valorisant les énergies renouvelables comporte également une dimension mettant en valeur son caractère éminemment décentralisé et de proximité. Il est apparu cependant que le sujet de

l'implantation d'une unité de production posait la question de l'acceptabilité sociale, de manière plus aiguë pour l'éolien ou la méthanisation que pour le photovoltaïque.

Le premier motif de rejet en termes d'acceptabilité sociale tient au fait que **les nouvelles énergies sont grandes consommatrices d'espace**, comparativement aux moyens de production traditionnels. Il s'agit d'une conséquence nécessaire du faible rendement énergétique des solutions utilisant une énergie fatale, alors que le rendement énergétique des moyens classiques de production, comme les centrales nucléaires ou thermiques, permet de ne les implanter que sur un nombre limité de sites. Par exemple, les cellules photovoltaïques ont un rendement assez faible, de l'ordre de 12 à 20 % pour les technologies à base de silicium. Lors de leur audition précitée, les représentants du BRGM ont indiqué que pour remplacer un réacteur nucléaire de 1 GW fonctionnant avec un facteur de charge de 75 %, **il faudrait recouvrir 5 200 hectares de panneaux photovoltaïques, soit la moitié de la surface de Paris.**

L'argument selon lequel cet effet serait neutralisé par le caractère décentralisé des énergies renouvelables n'apporte qu'en apparence une réponse et ce pour deux raisons. Premièrement, **un risque d'incompréhension** apparaît quand une énergie a été présentée, en discours, comme décentralisée par nature et qu'elle demeure pourtant une énergie liée au réseau, et dont l'identification locale attendue – « notre énergie » – ne trouve pas de traduction concrète. Les nouvelles énergies restent finalement au service du national, et non du local. **La décentralisation prend corps pour les nuisances, pas les gains (sauf cas particulier d'actionnariat citoyen).** Deuxièmement, parce qu'en raison même de leur éparpillement, **les difficultés tenant au rejet du gigantisme et aux conflits d'usage se trouvent démultipliées.** La commission d'enquête a auditionné des marins pêcheurs qui ont fait prendre conscience de l'impact des projets de six parcs éoliens posés en mer sur l'activité de pêche et son existence même, alors que l'éolien en mer est fréquemment considéré et présenté comme l'option qui permettra de surmonter l'opposition grandissante à la multiplication des éoliennes à terre.

L'éolien a occupé une place à part dans les travaux de la commission car **il s'est peu à peu imposé comme LE symbole du divorce entre une stratégie nationale « parisienne » et une mise en application complexe dans une ruralité échaudée, un peu à l'image des portiques de l'écotaxe.**

En introduction de ce problème de l'acceptabilité sociale, il ne faut pas perdre de vue qu'une approche nationale, « d'en haut », fixant des objectifs à atteindre en mégawatts de puissance installée, trouvera sa traduction concrète, localement, « sur le terrain », en nombre d'éoliennes : passer de 7 000 éoliennes à 14 000 éoliennes, puis 20 000 éoliennes, constitue une autre façon d'appréhender la trajectoire de développement de cette filière. Et cela d'autant plus, lorsque l'évolution des technologies lie l'accroissement de puissance à l'augmentation de la taille des installations. Comme il a été souligné lors des auditions de la commission d'enquête, des installations initialement de 40 mètres deviennent, en

2000, des installations de 0,75 mégawatt d'une hauteur de 75 mètres, et d'une envergure de 35 mètres. En 2008, il est question de 2 mégawatts, 125 mètres de haut et 90 mètres d'envergure et, en 2019, de 3 ou 4 mégawatts, de **180 à 240 mètres de haut et 120 à 150 mètres d'envergure**. Si la miniaturisation a été caractéristique de la montée en puissance de l'électronique et de ses applications informatiques, **le gigantisme semble l'être de celle de l'industrie éolienne**.

Un même phénomène atteint d'ailleurs *mutatis mutandis* le photovoltaïque avec le développement des centrales au sol et jusqu'aux installations de méthanisation. **Aux nuisances liées à l'insuffisant éloignement entre les habitations et les installations éoliennes** dont la taille n'augmente pas seulement pour les parcs éoliens situés en mer – il s'agit pourtant d'installations classées pour la protection de l'environnement – risquent de s'ajouter les nuisances d'installations de méthanisation, qui ne seront plus des méthaniseurs à la ferme mais de véritables usines de procédés industriels chimiques. En ce domaine aussi s'exprime ce passage au stade industriel, au point de faire parfois d'agriculteurs d'abord des producteurs d'énergie. **Il conviendrait plutôt de s'en tenir à des installations de taille plus réduite**, qui permettent d'éviter tant la compétition pour la ressource que des installations trop à proximité des habitations, uniquement pour disposer des nœuds routiers facilitant la livraison d'intrants collectés à distance.

Tous ces constats faits par la commission d'enquête sont représentatifs d'une prégnance du chiffre à tout prix qui commence à contaminer des pans de plus en plus nombreux de la transition énergétique, mettant en opposition le bien-être de la population et la rentabilité des structures.

Or, le lien fait entre prolifération, gigantisme et efficacité, apparaît rien moins que sûr.

Une telle évolution a eu pour conséquence inévitable un changement d'échelle géographique et un phénomène d'écrasement du paysage et du patrimoine bâti, compte tenu du rapport d'échelle que les éoliennes instaurent. L'argument tenant au caractère éminemment subjectif de **l'appréciation du paysage perd de sa pertinence devant l'effet objectif d'un tel écrasement du paysage**.

La commission d'enquête a pris le temps d'entendre les associations de protection des paysages et des sites. Toutes ont insisté sur **la banalisation des paysages et des espaces ruraux qui risque de transformer un territoire recevant des éoliennes en un territoire éolien**. La comparaison a été faite avec la banalisation qu'ont connue les espaces périurbains avec leurs aménagements identiques de ronds-points, de zones d'activités et de centres commerciaux. Par un processus ressemblant, on aboutira à faire de certaines zones rurales des zones d'entre-deux. Une telle perte de l'identité rurale ne peut qu'avoir un impact désastreux sur le potentiel touristique qui constitue souvent le facteur de développement économique essentiel de ces territoires et de certaines de leurs localités. Une stratégie d'attractivité touristique peut être anéantie par

l'implantation d'éoliennes. Le clivage entre métropole et territoires ruraux risque d'en être aggravé.

Ce serait sans doute une vaine facilité de prétendre opposer à ce constat l'argument d'une tentation de consacrer un passé nostalgique, quand il est plus légitime d'y voir, à l'inverse, une mise en question du futur, tel qu'il est dessiné par les choix énergétiques actuels : **quel paysage sera demain le nôtre et pour quel usage ?**

Cet enjeu n'est pas méconnu par les thuriféraires des énergies renouvelables et leurs promoteurs. Ils en appellent à la nécessité de donner tout son temps à la pédagogie. Une telle intention ne peut qu'être louée, bien qu'incertaine dans son résultat s'il s'agit de vouloir convaincre les gens que ce qu'ils voient n'est pas ce qu'ils voient.

Il est apparu à la commission d'enquête que les comportements au cours de la phase de présentation des projets au public étaient déterminants pour l'instauration d'une relation de confiance ou l'échec à y parvenir. **Tous les développeurs auditionnés ont déploré les blocages qui retardent la réalisation des projets**, blocages qui ne seraient pas tant le signe d'un manque d'explication et de consultation que l'expression d'une forme d'acharnement anti-éolien. Pour les développeurs auditionnés par la commission d'enquête, leurs propres pratiques à cet égard ne seraient pas mises en cause, car la confiance est nécessaire au bon aboutissement du projet.

Telle n'est pas l'expérience dont il a été rendu compte, à plusieurs reprises, devant la commission d'enquête. Ainsi, il a été fait état de pratiques aboutissant au fait que dix-huit mois se soient écoulés avant de seulement donner connaissance d'un projet d'implantation d'éoliennes de 200 mètres de haut dans un espace agricole et touristique. De même, a été déplorée l'absence de consultation d'une commune limitrophe d'un territoire d'implantation d'un projet éolien parce qu'elle appartenait à un autre département. Lors des auditions, il a pu même être question de pratiques de « shopping », avec un démarchage des villages, individuellement, sans en informer les villages voisins et les intercommunalités, les développeurs détectant les poches d'aménagement et les prospectant, en insistant sur l'éolien comme source de revenu complémentaire pour les exploitants agricoles, au point que l' élu peut se trouver confronté à un projet prévu sur le territoire de la commune sans y avoir été associé en amont. De tels témoignages, **ressort l'impression désagréable de pratiques qui trahissent une vision plus proche du Far West que d'un conservatoire des écosystèmes.**

*

* *

Les énergies renouvelables ont une identité écologique manifeste : **si on est soucieux d'environnement, on est favorable aux éoliennes.** Ce raccourci devient même une image de marque et un argument de vente en gros et au détail.

En gros, car tous ceux qui concourent à la multiplication des investissements en ce domaine le font avant tout, ils n'ont pas manqué d'y insister lors des auditions de la commission d'enquête, au nom d'une même démarche conscientisée « verte » et sous le même label « vert ». Ce qui n'est pas exclusif de la possibilité de constituer, par exemple, **plus d'une centaine de millions d'euros de réserves non distribuées, témoignant ainsi du fait que conviction et rentabilité ne sont pas exclusives l'une de l'autre.**

En détail également, car les fournisseurs en font un argument de vente et proposent des offres vertes, ce qui a d'ailleurs conduit certains d'entre eux à vouloir se démarquer en opposant aux fausses offres vertes de leurs concurrents, leurs vraies offres vertes, garantissant l'origine renouvelable de l'électricité fournie, à l'exclusion de toute autre source, tout particulièrement nucléaire.

Les analyses économiques et d'acceptabilité sociale de la commission convergent cependant pour tempérer fortement cet engouement.

Au-delà de la stratégie globale sur le mix électrique, les travaux de la commission d'enquête ont permis de démontrer clairement que l'éolien, et notamment l'éolien terrestre et l'éolien posé en mer, était un cas « à part » dans la transition énergétique française. Non content de devenir le premier poste de dépense publique pour le soutien à la transition énergétique et d'être le plus difficile à anticiper en matière de volatilité de production, **l'éolien est clairement apparu, aux yeux d'une très large partie des membres de la commission, comme « le mal-aimé » de la transition énergétique. Il est urgent d'abaisser les tensions en décrétant un moratoire dans les territoires impactés où les projets d'implantation sont disputés et en revoyant les règles d'éloignement par rapport aux habitations.**

4. Agir avant qu'il ne soit trop tard, pour l'économie et la planète

a. L'attente du « deus ex machina » du stockage nous évitera un black-out électrique européen. Sauf s'il arrive trop tard...

Le rapport étudie également l'impact de la viabilité technique du mix électrique, au-delà des considérations budgétaires.

Les gestionnaires de réseaux doivent désormais faire face aux conséquences de l'intermittence et du caractère non pilotable des énergies renouvelables électriques photovoltaïque et éolienne. Cet aspect de leur mission est souvent présenté à l'aune des pays nous ayant devancés dans le développement des énergies renouvelables électriques, à l'instar du Danemark, dont la consommation d'électricité est sensiblement inférieure à celle de la France, ou de l'Allemagne, dont la consommation d'électricité est supérieure à la nôtre, et qui en sont donc à un stade plus avancé de déploiement mais bénéficient des flexibilités permises par des interconnexions les reliant à d'autres « gisements » de consommation d'électricité ou de moyens de production en base ou pilotables.

Dans le bilan électrique pour 2018 dressé par RTE, la répartition de la production d'électricité par filière donne une part de 5,1 % à l'éolien et une part de 1,9 % au solaire. Ceci constitue néanmoins une présentation extrêmement simplificatrice en ce qu'elle peut donner à penser qu'à mesure du déploiement des énergies renouvelables, leur production se substituera tout simplement à la production nucléaire ou thermique.

En réalité, la demande d'électricité varie considérablement d'une heure à l'autre, au cours de la journée. Il convient donc de disposer de moyens de production permettant de faire face aux plus hauts de la consommation. L'électricité renouvelable étant intermittente ne le permet pas.

Ainsi, les pics de production photovoltaïque interviennent en été, lorsque la consommation est moindre et les creux en hiver au moment où la consommation est à son sommet. De même, la production d'électricité éolienne varie considérablement. En conséquence, le taux de couverture de la consommation d'électricité par leur production varie d'heure en heure. Par exemple, en prenant en compte les maximums de production de l'année, mis en exergue par RTE dans le bilan électrique précité, s'agissant de l'éolien, le maximum annuel était atteint le 9 décembre 2018 à 13 h 30, avec une puissance de 12 287 MW, soit 21 % de la consommation, à 19 h 30, la puissance appelée était redescendue à 8 535 MW, soit 13,6 % de la consommation, alors que cette dernière avait augmenté de 7 %, entre ces deux moments, la production éolienne avait diminué, elle, de 30 %.

En prenant le maximum pour le photovoltaïque, le 23 juin 2018 à 14 h 00, avec une puissance de 6 430 MW, maximum historique selon RTE, ce dernier contribuait à 14,4 % de la consommation, à 19 h 30, il était revenu à 1 691 MW, soit 4 % de la consommation.

L'impact de ces variations augmentera donc avec l'augmentation de la part d'électricité d'origine renouvelable dans le bouquet électrique.

Ce caractère d'intermittence en grande partie aléatoire impose actuellement de disposer de moyens de production traditionnels pour compenser, à certaines heures ou dans certaines situations météorologiques, l'écart entre la consommation et la production d'électricité.

Plusieurs arguments sont mis en avant pour convaincre qu'il sera possible, à l'avenir, de pallier l'intermittence sans disposer des moyens actuels nucléaires et thermiques. Ces arguments sont de plusieurs ordres.

L'argument du progrès technique. Les progrès technologiques permettent d'abord de produire plus d'électricité par éolienne ou panneau solaire. La disponibilité d'éoliennes passant d'une puissance de 3 MW à 12 MW et leur impact, par exemple, sur la production d'un parc éolien en mer et ses coûts, en sont un exemple. Toutefois, s'agissant d'une source d'énergie fatale, si les avancées technologiques augmentent la production au moment où le soleil brille ou lorsque le vent souffle, elles sont impuissantes à pallier les effets des conditions

météorologiques ou du moment de la journée amputant ou annulant la production. En outre, elles ne changent rien par elle-même en ce qui concerne l'absence de corrélation avec les variations de la consommation.

L'argument théorique du foisonnement. Celui-ci est fréquemment mis en avant, y compris dans les publications de RTE. Selon cette théorie, les fluctuations dans le temps de la production d'électricité de source intermittente peuvent être compensées, en moyenne, par la dispersion géographique de ses sites de production. De cette façon, il sera d'autant plus possible de tirer parti des différences dans les régimes des vents et d'ensoleillement que les interconnexions entre réseaux des différents pays européens auront été renforcées. Néanmoins, plusieurs auditions de la commission d'enquête ont fragilisé cet argument, en mettant en évidence l'existence de périodes de faible vent sur la quasi-totalité de l'Europe de l'Ouest, vent trop faible pour garantir la production d'électricité, ainsi qu'en mettant en évidence une corrélation des productions solaires et éoliennes à l'échelle de l'Europe. **L'argument du foisonnement s'appuie donc sur des statistiques météorologiques, confirmées jusqu'au jour où elles cesseront de l'être** en laissant le gestionnaire de réseau face à ses responsabilités et aux arbitrages qu'elles impliquent, pour tenter d'éviter des défaillances dont le coût serait très élevé.

L'argumentation en faveur du stockage, permettant en quelque sorte d'adjoindre une dimension pilotable aux techniques de production intermittentes, se décline en options techniques différentes. La durée et le coût de ce stockage résultent de paramètres techniques et économiques. Pour le stockage par batteries, on peut considérer que les possibilités offertes par la technique actuellement la plus répandue de batteries lithium-ion liquide **ne sont pas à l'échelle des besoins**. Même si des publications du gestionnaire du réseau de transport et du régulateur du marché de l'énergie entrevoient une dynamique encourageante et suggèrent qu'il s'agira d'un instrument important pour accroître la flexibilité du système électrique tout en maîtrisant les coûts d'adaptation du réseau, les différentes auditions de la commission d'enquête au cours desquelles le stockage a été évoqué ont conclu au caractère aujourd'hui irréaliste d'un système prétendant, à terme, couvrir toute la demande d'électricité par la production d'énergies renouvelables couplées au stockage par batteries.

Reste donc l'argument du saut technologique, qui consiste aujourd'hui, en quelque sorte, à substituer un « mix » à l'efficacité en espérance à un « mix » à l'efficacité éprouvée.

Lors de son audition par la commission d'enquête, M. Jean-Marc Jancovici a d'ailleurs douté de la crédibilité des scénarios remplaçant la totalité de la production d'électricité d'origine nucléaire par une production éolienne accompagnée de stockage. Il a procédé à une comparaison, en ordre de grandeur, des investissements requis dans l'une ou l'autre hypothèse. À consommation finale d'électricité identique, il convient, compte tenu de la disparité des facteurs de charge respectifs, **d'investir dans une puissance trois fois supérieure dans le cas de l'éolien, qu'il faudra renouveler deux à trois fois compte tenu de la moindre**

durée de vie de l'investissement. Le dimensionnement actuel du réseau ne demanderait pas d'adaptation dans le cas du nucléaire, il devrait être mis à niveau, dans le cas de l'éolien, compte tenu de la puissance installée requise pour pallier les effets du facteur de charge. Le besoin de stockage serait, annuellement, en moyenne de l'ordre de la moitié de la production, ce qui, compte tenu des pertes d'énergies liées au stockage, nécessiterait de sur-dimensionner le parc éolien pour produire l'électricité perdue au cours du processus de stockage lui-même (pompage, turbinage, transport). En tenant compte d'un coût au kWh deux à quatre fois moins élevé dans le cas de la puissance installée éolienne par rapport à la puissance installée nucléaire, **le système électrique éolien demanderait un montant d'investissement cinq fois supérieur au montant requis par le système électrique nucléaire, dans l'hypothèse la moins favorable à ce dernier.**

Quant à la variable d'ajustement comportementale des scénarios de transition énergétique permettant « sur le papier » de faire coïncider la demande d'électricité avec la production de source fatale, on s'approche d'une réforme des comportements individuels. L'instrument du signal prix envoyé et compris par le consommateur grâce à la digitalisation des réseaux, s'il est compréhensible et exploitable pour les détenteurs de grands comptes, ne manque pas de laisser dubitatif s'agissant du plus grand nombre des consommateurs résidentiels ordinaires. Derrière un habillage consumériste « jeune », risque de prévaloir ce qui s'apparente à une contrainte comportementale : à la liberté d'utilisation et donc de sollicitation du système électrique « traditionnel », on substituera, sous un habillage rhétorique aimable, une forme de rationnement et de culpabilisation des comportements non coopératifs, la responsabilité du black-out, si black-out il devait finalement y avoir, étant évidemment celle des consommateurs indisciplinés et non la conséquence de choix inadéquats ayant fragilisé la sécurité d'approvisionnement.

In fine, on peut considérer qu'une forme de consensus s'est fait jour au sein de la commission : **le rapporteur explique que seul un investissement sur le stockage électrique permet la viabilité de la montée en puissance des énergies intermittentes.** Elle est en réalité optimiste sur l'avenir, en pensant que la solution du stockage est à portée de main, et donc que le mix est viable. Cela revient à dire de manière plus prosaïque et sans doute pessimiste, que puisque la solution du stockage n'a pas encore été découverte, tous les choix politiques de diminution de la part du nucléaire au profit des énergies électriques se sont basés sur un pari sur l'avenir, et que **techniquement, à l'heure où ce rapport est rédigé, ce mix n'est pas viable.**

Il faut bien se rendre compte qu'il ne s'agit pas seulement d'une discussion académique, **mais bien d'une prise de risque à la dimension du système électrique lui-même, avec ses conséquences massives pour la population**, en raison du niveau d'électrification des usages atteint aujourd'hui. L'expression anglaise de « **black out** » montre de façon moins abstraite ce dont il est véritablement question. L'Europe est passé à côté d'un tel risque en 2006 et a depuis mis en place des dispositifs de sauvegarde. La question est : cela sera-t-il suffisant alors que depuis lors, l'intermittence sur le réseau s'est accrue ?

Le 10 Janvier 2019, la fréquence du système électrique français et européen est passée très en dessous de 50 hertz et RTE a dû en urgence débrancher six clients parmi les industries grandes consommatrices d'électricité. Le problème français a été importé en réalité du réseau européen, l'un de nos partenaires n'ayant pas fourni l'électricité requise (problème de mesure sur les lignes Allemagne/Autriche). Un hiver faiblement venté est redoutable pour la production des électricités intermittentes. **Le 7 octobre 2019**, une nouvelle alerte – la 4^{ème} depuis 2011 mais la 2^{ème} pour la seule année d'étude de cette commission d'enquête – a nécessité la réduction en urgence de la consommation de 22 sites de production industriels. Dans le cas d'espèce, le problème venait de l'arrêt inopiné de la production d'un réacteur EDF à Gravelines, pour maintenance.

En d'autres termes, **la variabilité de production ne permet pas de suppléer le moteur nucléaire**. Je regrette que la fréquence de ces évènements n'ait pas semblé suffisamment sérieuse pour questionner plus durement l'optimisme affiché de certaines personnes auditionnées.

Si le volontarisme actuel autour de la montée en puissance des énergies renouvelables a sous-estimé le risque d'un réseau européen interconnecté avec une diminution du nucléaire français, coussin de sécurité de l'ensemble, et une augmentation massive de l'incorporation d'électricité intermittente, **l'Europe connaîtra une mégapanne électrique qui ne pourra qu'être dévastatrice en matière économique mais aussi en termes d'ordre public**. À titre de comparaison, la panne électrique survenue en 2003 aux États-Unis, qui a duré 24 heures, a coûté six milliards de dollars. La panne électrique de 1977 à New-York, qui a duré 36 heures, a provoqué des émeutes et des pillages, entraînant l'arrestation de 4 000 personnes et une perte de 150 millions de dollars pour les commerces. **Une mégapanne européenne plongerait la France dans le noir pendant une durée probablement plus proche de 48 heures**.

b. L'autre transition énergétique

De l'analyse de la stratégie actuelle, je conclus à quatre points saillants de réorientation.

Premièrement, **nous devons changer les objectifs de la transition énergétique**. Notre véritable problème commercial, économique, écologique est notre dépendance au fossile. Nous n'y consacrons pas les moyens nécessaires.

Deuxièmement, nous devons tirer les conséquences concrètes de ce nouveau paradigme. **Ce constat plaide donc pour une réorientation du soutien public en faveur des actions d'efficacité énergétique à fort impact en termes de réduction des émissions de CO₂**.

Les incitations à l'isolation extérieure des bâtiments, au remplacement des chaudières au fioul par des chaudières au biogaz et du solaire thermique dans les bâtiments résidentiels, au transport collectif apparaissent pertinentes à cet égard.

Pour que cette réorientation soit suivie d'effet. L'État est confronté à un dilemme : soit il persiste à vouloir englober tous les ans près de 5 milliards d'euros pour subventionner une industrie mature de production électrique, et dans ce cas-là, il devra augmenter la taxe carbone pour financer les autres priorités, au risque de déclencher une nouvelle crise sociale ; soit à enveloppe constante, **il réalloue les fonds aujourd'hui positionnés sur l'éolien et le photovoltaïque au profit des autres priorités.**

Le constat fait par la commission d'enquête plaide d'autant plus pour une telle réorientation que l'acceptabilité sociale de certaines énergies renouvelables et des pratiques qui les accompagnent sont apparues sources d'interrogations et d'inquiétudes.

Troisièmement, l'État doit « remettre de l'ordre » dans la déclinaison de sa politique. Collectivités, promoteurs et citoyens ne peuvent être laissés face à face. **À plusieurs reprises, une demande de territorialisation de la politique énergétique** s'est exprimée devant la commission d'enquête, pour décliner les objectifs globaux au niveau régional et départemental, le choix effectif du bouquet d'énergie revenant à l'intercommunalité. La demande d'une définition des projets énergétiques des territoires, à l'échelle des bassins de vie, en concertation avec les acteurs locaux, est un *leitmotiv* des auditions, y compris de la part des élus locaux eux-mêmes : on ne conduit pas une politique énergétique territoriale sans que les citoyens et les collectivités locales ne soient « aux commandes ». Les bénéfices de cette politique énergétique doivent être localisés sur le territoire. Rédiger un document programmatique comme un plan climat-air-énergie territorial (PCAET) ne suffit pas, la revendication est de pouvoir le mettre en œuvre concrètement. Il faut notamment que des documents d'urbanisme intercommunaux soient opposables aux promoteurs.

Le rapport fait droit à cette demande, reconnaissant *de facto* la désorganisation territoriale et les problèmes d'acceptabilité sociale, mais n'est guère coercitif sur les mesures à prendre. Je partage les différentes recommandations en annexe du rapport, présentées par des députés de tous bords, et voudrait insister sur l'une d'entre elles.

Sans doute serait-il de bonne méthode **d'articuler une mission de programmation, confiée à un commissariat à la transition énergétique, pour la planification des infrastructures de production d'énergie**, avec le choix de la contractualisation comme instrument de mise en œuvre. Les conventions auraient pour cosignataires tant la région, collectivité chef de file dans le domaine de l'énergie, que l'échelon communal, territoire d'accueil des infrastructures.

Une telle organisation serait d'autant plus judicieuse que les auditions de la commission d'enquête ont montré une position arbitrale des représentants de l'État dans les territoires mise en question, qu'il s'agisse du préfet ou des agents des directions régionales environnement-aménagement-air (DREAL) ou des directions départementales des territoires et de la mer (DDTM), tenus qu'ils sont d'appliquer

les textes protecteurs de l'environnement, pouvant aboutir au rejet d'un projet, tout en étant soumis à l'injonction contradictoire favorisant l'éolien ou les grandes centrales photovoltaïques au nom de la politique actuellement voulue.

Quatrièmement, la politique énergétique doit être écologique, au-delà du seul objectif carbone. Il ne peut y avoir de politique énergétique sans prise en compte des préoccupations liées à la biodiversité. Il serait paradoxal, au prétexte de développer une énergie verte, de se montrer moins exigeant sur ce plan qu'à l'égard des entreprises de production gazière ou pétrolière et alors que dans le temps même où on aménage les terrils des anciens sites miniers pour les verdir, on en vient, pour tenir des objectifs quantitatifs irréalistes, à installer des éoliennes gigantesques dans les zones de pêche au mépris des efforts de reconstitution de la ressource qui ont été conduits, ou dans des forêts, des zones boisées ou des couloirs de migration d'oiseaux protégés, d'installer des centrales solaires sur des terrains à vocation agricole ou d'envisager la dissémination d'installations de méthanisation quasi industrielles dont l'épandage de l'eau ammoniacale constitutive de leur digestat appauvrira la faune du sol et comportera un risque pour les nappes phréatiques.

*

* *

La commission d'enquête avait pour objectif d'interroger les différents intervenants de la transition énergétique en actes. Il en ressort qu'au vert des intentions et des discours se mêle, de plus en plus, le gris des pratiques et des résultats. L'acceptabilité sociale s'érode en partie par manque de clarté dans la définition et la compréhension des objectifs, la nature et la charge des financements, ainsi que par un manque de cohérence entre les soutiens apportés et les objectifs affichés eux-mêmes.

Il apparaît clairement que le soutien aux énergies renouvelables électriques apparaît excessif, encore est-il réalisé pour des raisons que les Français croient rationnelles, sans avoir pris conscience qu'il s'agit d'une fausse science, puisque, selon un sondage récent, une majorité d'entre eux pense encore que, s'il y a urgence à décarboner notre bouquet électrique, c'est en raison des émissions de CO₂ liées à la production d'électricité nucléaire. Il serait raisonnable de basculer une partie de ce soutien en faveur d'une diminution des émissions de CO₂ en s'attachant d'abord au volet thermique de la transition énergétique.

Sous prétexte de sécurisation, les choix faits fragilisent le réseau électrique, le subventionnement profite de façon excessive à des acteurs qui n'en ont pas besoin et les priorités du transport et du logement, au regard de la diminution des émissions de CO₂, sont reléguées au second plan.

Au nom de l'exemplarité dans l'action pour le sauvetage de la planète, on s'ingénie à détruire des paysages et bouleverser la vie des gens. On a un peu trop

oublié qu'il est aussi question de l'Homme dans la politique énergétique, comme en toute politique.

Non seulement cette politique mobilise beaucoup d'argent public, sans que l'on puisse d'ailleurs savoir exactement combien, pour des raisons ressassées par des experts qui continuent d'empiler scénarios sur scénarios, sans avoir pris conscience du fossé qui s'est creusé entre leurs ratiocinations et les préoccupations des consommateurs et contribuables telles qu'elles s'expriment de plus en plus ouvertement dans le débat public. Les gains de cette politique ne vont pas tous à l'écologie, et quand ils vont à l'écologie, ils n'ont pas d'impact significatif sur les véritables priorités en matière d'émissions de CO₂. Derrière une phraséologie très moralisatrice, s'est mis en place un safari de la subvention publique qui n'apparaît guère cruel aux lobbies. Il est temps, pour l'État et les élus, de retrouver la maîtrise de ce processus.

Le grand mérite de ce rapport est d'être resté honnête sur la retranscription des auditions, contrairement au rapport sur la sûreté nucléaire de Mme Barbara Pompili. Madame le Rapporteur, Madame Marjolaine Meynier-Millefert, a minutieusement rapporté et décrit les mécanismes complexes de la politique de transition énergétique. Je tenais à la remercier pour ce souci.

Je crois pouvoir dire qu'un consensus politique s'est forgé autour de quelques idées majeures : qu'aujourd'hui la politique de transition énergétique menée ne concourt pas à la transition climatique, c'est-à-dire à la lutte contre le réchauffement climatique ; que les impôts, taxes et prélèvements divers imposés au nom de cette politique sont excessivement nombreux, complexes et pas toujours, loin de là, affectés à la transition énergétique ; que les crédits effectivement alloués à la transition énergétique sont massivement mobilisés sur une obligation de moyens (développer des énergies renouvelables électriques) qui n'a qu'un impact limité sur les émissions de CO₂ ; que par conséquent, il est essentiel de rééquilibrer les sommes disponibles vers trois objectifs : le développement des filières émergentes d'énergies renouvelables (l'hydrogène par exemple), l'habitat et les transports, en d'autres termes ce qui peut permettre de diminuer effectivement l'addiction fossile de l'économie française.

On m'objectera que ce consensus fait l'objet ensuite de formulations différentes, de recommandations plus ou moins tranchées, et parfois de stratégies divergentes. Ainsi, Madame le Rapporteur préfère sécuriser les investisseurs des énergies intermittentes électriques en amont (faisabilité, études) avant d'enlever les mécanismes de tarif de rachat en aval de la production, alors qu'un certain nombre de membres de cette commission, à commencer par moi-même, privilégient une approche en parallèle, phasée, avec une date butoir donnée par avance pour la fin du soutien public d'aval.

L'essentiel demeure : la politique de transition énergétique de la France coûte cher, pour ne pas agir sur notre problème numéro 1 : le réchauffement climatique.

INTRODUCTION

En premier lieu, votre Rapporteuse voudrait sincèrement remercier le Président Aubert d'avoir initié cette commission d'enquête ainsi que l'ensemble des commissaires qui y ont participé régulièrement. Votre Rapporteuse a éprouvé un réel plaisir à travailler à leurs côtés pendant ces longs mois. Ce travail était d'une grande richesse et les éclairages et interrogations des uns et des autres l'ont nourrie tout autant que nos invités auditionnés.

La commission d'enquête s'est déroulée dans un souci permanent d'équilibre et de rigueur intellectuelle, ce qui sur des sujets parfois polémiques ne coule pas nécessairement de source. En dépit de points de vue variés et de divergences fortes, l'état d'esprit de cette commission a toujours été celui d'une coopération transpartisane constructive, respectueuse et bienveillante. Votre Rapporteuse remercie donc tant le Président que ses collègues pour la pertinence de leurs contributions.

En novembre de l'année dernière, les manifestations des Gilets Jaunes ont débuté, à la suite d'un appel repris par les réseaux sociaux, contre la hausse du prix du carburant diesel, dont une part tenait à la montée en charge de sa taxation au titre de la lutte contre le réchauffement climatique. Lorsqu'ils insistent sur l'urgence des mesures à prendre, les participants aux diverses journées de la Marche pour le climat ont également à l'esprit l'enjeu énergétique, primordial pour la préservation de la planète. Fin du monde contre fin du mois, le cadre d'une rupture semblait posé. De manière experte ou béotienne, le débat sur nos politiques énergétiques et leur financement s'est imposé sur la place publique, au sens propre comme au figuré. Il semble désormais clair que les mesures fiscales, les choix technologiques, les priorités politiques de la transition écologique et énergétique ne pourront plus être ajustés et débattus entre seuls spécialistes. L'acceptabilité sociale de la transition écologique et énergétique passera, qu'on le veuille ou non, par le débat dans l'agora.

De fait, que l'on choisisse de mettre en avant des considérations climatiques, telles qu'elles sont envisagées dans les rapports du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), des considérations écologiques et de santé en rapport avec les externalités négatives des énergies fossiles, ou encore des considérations économiques, comme les conséquences d'une détérioration structurelle du taux de retour énergétique (*Energy Return On Energy Invested*, EROI), il s'agit d'une question fondamentale, à propos de laquelle nos concitoyens doivent pouvoir exprimer un consentement clair.

La transition énergétique est au cœur de la lutte contre le changement climatique qui est lui-même le principal enjeu écologique de notre époque.

Chacun sait que le dioxyde de carbone est un des principaux gaz à effet de serre et qu'il contribue grandement au réchauffement climatique dont les impacts aussi nombreux que néfastes ne cessent d'être démontrés et commencent à se faire sentir : atteinte à la biodiversité, montée du niveau des océans, augmentation des précipitations, modification du climat... Il est désormais entendu que l'urgence climatique exige de tous les pays du monde une réduction drastique du volume de gaz carbonique rejeté dans l'atmosphère et la France s'est, conformément à cet objectif, engagé à atteindre la neutralité carbone, c'est-à-dire zéro émissions nettes en 2050.

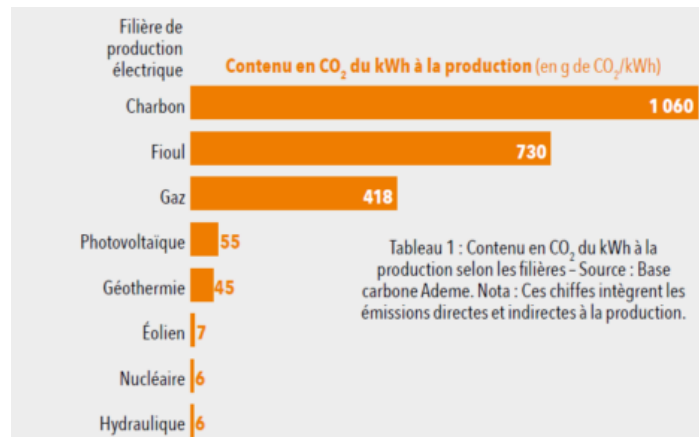
Or, et bien que la production française d'électricité soit déjà faiblement émettrice de gaz carbonique par rapport à d'autres pays européens ⁽¹⁾, la neutralité carbone française dépendra surtout des choix réalisés en matière d'énergie. En effet, les émissions issues de la combustion d'énergie représentent environ 70 % des émissions de gaz à effet de serre de la France.

La décarbonation de l'énergie est donc essentielle pour atteindre les objectifs de réduction des émissions.

On comprend aisément l'impact de remplacer une énergie fossile émettrice de CO₂ (gaz naturel, fioul, pétrole, charbon...) par une énergie décarbonnée (énergie renouvelable ou nucléaire). Mais n'existe-t-il pas un risque de laisser croire aux Français que la diversification du mix électrique relève du même objectif ? Peut-on laisser croire aux 69 % de Français interrogés par BVA ⁽²⁾ que le nucléaire participe à la production de gaz à effet de serre ? Factuellement, ces 69 % de Français ont raison : le nucléaire rejette du CO₂, tout comme l'ensemble des énergies sans exception. Mais ces émissions sont minimales : 12 grammes par kWh produit selon le consensus scientifique, soit l'équivalent de ce que rejettent dans l'atmosphère les éoliennes (11 grammes). Que dire des 10 % des sondés qui pensent que le pétrole et le gaz contribuent moins que le nucléaire à l'effet de serre, et des 11 % d'entre eux qui croient que le charbon est plus propre que l'atome ? Peut-on, avec une telle base, considérer qu'ils ont donné un consentement éclairé à nos politiques de transition énergétique ?

(1) Selon la cartographie *electricitymap* de l'association danoise Tomorrow, le lundi 11 novembre 2019, le mix électrique comportait une intensité carbone de l'électricité produite (en gCO₂ eq.kWh) de 46 g en Suède, 24 g en Norvège, 74 g en France, 199 g au Danemark, 200 g en Belgique, 231 g en Espagne, 233 g au Royaume Uni, 235 g au Portugal, 380 g en Italie du Nord et 386 g en Allemagne.

(2) Enquête BVA réalisée du 4 avril au 27 avril auprès d'un échantillon de 3 008 personnes âgées de 18 ans et plus, représentatif de la population française.



C'est d'autant plus important que l'objectif de décarbonation, bien que prioritaire, n'est pas le seul pris en compte dans l'élaboration du mix énergétique français et il est sans doute encore moins aisé pour nos compatriotes de mesurer les autres enjeux, économiques, technologiques ou politiques, qui justifient les orientations actuelles. Sous le même vocable de transition énergétique sont en effet rassemblés des constats, des objectifs et des choix de politique énergétique très divers, ce qui contribue à l'opacité de nos politiques. Pourtant la lisibilité de nos choix énergétiques est essentielle si l'on souhaite qu'ils soient compris et acceptés par nos concitoyens.

Pour évaluer l'efficacité de nos politiques de transition énergétique, il conviendra donc de distinguer, parmi les objectifs poursuivis, ce qui relève des choix de diversification des modes de production de l'électricité (le bouquet électrique ou *mix*) et ce qui relève de la transition climatique, au sens de la prise en compte de la part de l'énergie dans les émissions de gaz carbonique.

Bien sûr, les choix faits dans un cas peuvent avoir des effets dans l'autre. Par exemple, pour diminuer l'impact climatique de l'utilisation des véhicules à moteur thermique, le choix d'électrifier le parc automobile aura, en pratique, un effet plus ou moins important, en termes d'émissions globales de gaz carbonique, selon la composition du bouquet électrique. De même, lorsque RTE (Réseau de transport d'électricité) élabore des scénarios d'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité, leur impact sur la décarbonation du système électrique n'est pas le même selon les options privilégiées, pourtant il s'agit toujours bien de transition dans le choix des types de production de l'électricité.

Et si les choix énergétiques sont soumis à des contraintes objectives (climatique, économique et budgétaire, technique et technologique, de sûreté ou encore géographique...), ils relèvent aussi de choix politiques, en ce sens que le décideur politique les hiérarchise en fonction de ce qu'il juge être prioritaire. Les contraintes objectives peuvent évoluer avec le temps (sous l'effet d'innovations par exemple) tout comme la hiérarchie des priorités (sous l'effet de l'opinion publique).

Ainsi, en 2005, si les EnR étaient déjà évoquées, le nucléaire plébiscité comme une source d'énergie « propre » (bien que la question des déchets nucléaires occupât alors une place grandissante dans le débat public), fiable et peu chère, gardait une place prépondérante et privilégiée dans le mix énergétique français.

L'axe 2 de la loi de programme n° 2005-781 du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique retenait déjà la diversification des sources d'approvisionnement de la France mais prévoyait de faire reposer la production d'électricité sur :

- le maintien d'une part importante de production d'origine nucléaire, sans en définir de proportion ;

- une part croissante d'énergies renouvelables, en retenant, « *l'objectif indicatif d'une production intérieure d'électricité (...) de 21 % de la consommation intérieure d'électricité totale à l'horizon 2010.* » La définition de l'objectif pour 2020 était alors renvoyée à l'année 2010, pour pouvoir tenir compte du développement de ces énergies ;

- et, pour répondre aux pointes de consommation, sur le maintien du potentiel de production hydroélectrique et sur les centrales thermiques.

Ainsi prévue, la démarche en vue de diversifier le bouquet électrique conservait à la production d'origine nucléaire son caractère de pivot du dispositif et cela parce qu'il était alors considéré que cette production contribuait, par sa nature même, aux objectifs principaux de la politique énergétique : sécurité d'approvisionnement, indépendance énergétique, compétitivité, lutte contre l'effet de serre et rayonnement d'une filière industrielle d'excellence.

Ce postulat sur le nucléaire tempérerait l'urgence du développement des énergies renouvelables dans le bouquet électrique. Pour le législateur de 2005, ce développement devait tenir compte, d'une part, de la spécificité du parc français de production d'électricité, qui faisait déjà très peu appel aux énergies fossiles, de sorte que le développement des énergies renouvelables électriques était jugé moins prégnant dans notre pays que chez certains voisins, et, d'autre part, de la spécificité et de la maturité de chaque filière. Les EnR, encore émergentes, étaient jugées trop peu compétitives.

Le 11 mars 2011, l'accident de Fukushima est venu renverser ces choix. L'Autorité de sûreté nucléaire (ASN), tout comme les gros titres de presse de l'époque, convergeaient sur le fait « qu'il y aura[it] un avant et un après Fukushima ». André-Claude Lacoste, le Président de l'ASN, revenait dans son rapport de juin 2011 sur la catastrophe de Fukushima en précisant : « *cet évènement nous rappelle que, malgré les précautions prises, un accident ne peut jamais être exclu.* »

Ainsi, poussé par les enseignements de l'accident de Fukushima que son prédécesseur n'avait pas connu, le législateur de 2015 (en France comme ailleurs

en Europe) ne considère plus le nucléaire comme un choix technologique donnant l'avantage de bénéficier d'une des électricités les moins chères d'Europe, mais comme un risque sanitaire, économique et sociétal majeur. Une position toujours portée aujourd'hui par Kan Naoto, Premier Ministre du Japon lors de l'accident.

« Pourquoi faut-il aujourd'hui viser le zéro nucléaire ? La première raison tient à l'impossibilité d'éviter tout risque d'accident. Celui de la centrale de Fukushima a été provoqué par un grand tremblement de terre suivi d'un tsunami. Est-on cependant à l'abri d'une catastrophe en France et dans d'autres pays où ce genre de phénomènes naturels se produisent très rarement ? Les infortunes de Three Mile Island en 1979 ou de Tchernobyl en 1986 n'ont pas été déclenchées par un séisme ou un raz de marée, mais par des erreurs humaines. Or il est impossible d'éviter celles-ci à 100 %.

La deuxième raison tient au fait qu'un accident nucléaire majeur peut impliquer d'évacuer des millions de personnes, voire anéantir un pays. Des accidents d'avion ou de bateau peuvent causer de nombreuses victimes. Mais un accident nucléaire peut entraîner des dommages incomparables. Imaginez qu'un territoire devienne inhabitable pour des décennies dans un rayon de 250 kilomètres autour d'une centrale. Il s'agirait de pertes et de dégâts aussi importants, voire plus, que ceux d'une grande guerre. » ⁽¹⁾

C'est au regard de cet évènement que la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte contribua à mettre en avant la lutte contre le changement climatique, mais réévalua le nucléaire du point de vue de la préservation de la santé humaine et de l'environnement, et chercha à prévenir ce qui était perçu comme un risque industriel majeur en garantissant sa sûreté. La capacité de production d'origine nucléaire fut donc plafonnée à 63,2 GW, aucune autorisation de nouvelle centrale ne pouvant conduire au dépassement de ce plafond. La loi fixa pour objectif de réduire la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50 % à l'horizon 2025 et de produire, en 2030, 40 % de l'électricité au moyen d'énergies renouvelables. De ce double objectif juxtaposé est peut-être née la confusion qui persiste aujourd'hui dans l'esprit des Français.

L'accident de Fukushima se faisant moins présent dans les esprits, l'argument de sûreté perd indéniablement en vigueur. D'autres arguments viennent donc progressivement le remplacer et sont mis en avant en faveur d'une diversification du mix électrique.

Selon les termes de l'Évaluation environnementale stratégique de la programmation pluriannuelle de l'énergie, la politique de diversification du bouquet électrique répond à plusieurs enjeux : *« Un système électrique plus diversifié est un système électrique plus résilient à un choc externe comme une baisse de la capacité de production des réacteurs suite à un incident ou un défaut générique, qui conduirait à l'indisponibilité de plusieurs réacteurs. La très grande majorité du*

(1) <https://www.monde-diplomatique.fr/2019/08/NAOTO/60142>.

parc électronucléaire a été construite sur une courte période, environ quinze ans. Il est donc souhaitable d'anticiper l'arrêt de certains réacteurs du parc existant pour éviter un effet « falaise » qui ne serait pas soutenable, ni en termes d'impacts sociaux, ni pour le système électrique. Cette anticipation est également nécessaire pour étaler les investissements dans de nouvelles capacités de production électrique. » ⁽¹⁾.

Une telle préoccupation a été synthétisée en termes plus directement politiques par M. François Brottes lors de son audition par la commission d'enquête : « *Le développement du solaire et de l'éolien répond aujourd'hui aux enjeux de sécurité de l'approvisionnement et de sûreté électrique. Ne pas avoir de solaire et d'éolien nous coûterait sûrement très cher.* » ⁽²⁾

Ainsi, la loi relative à l'énergie et au climat, qui vise à répondre à l'urgence écologique et climatique, ne remet en effet pas en cause la nécessité de diversifier le mix électrique existant. Elle tire seulement les conséquences du constat pragmatique fait par RTE de l'impossibilité d'atteindre l'objectif en 2025 sans développer des moyens thermiques (et donc carbonés) de production d'électricité, en repoussant l'horizon de réduction à 50 % de la part de la production d'électricité d'origine nucléaire à 2035. L'observateur aguerris a compris que ce qui s'était joué là, c'était la hiérarchisation du risque nucléaire au regard du risque climatique, pondéré par un réalisme technologique et économique. Mais tous les Français ont-ils bien saisi cette dimension du débat ?

Sans doute, cela n'a-t-il pas été suffisamment explicité, même si l'opinion publique continue aujourd'hui d'être largement alimentée d'informations plus ou moins sérieuses et de théories plus ou moins dogmatiques. D'un côté, les tenants les plus féroces du nucléaire affirment que le risque nucléaire est négligeable voire fantasmé et, en tous les cas, secondaire vis-à-vis de l'importance de réduire le CO₂ et de lutter contre le changement climatique qui, lui, est inéluctable. Ils recommandent donc globalement de ne plus investir dans une *diversification* du mix électrique, mais dans la seule *décarbonation* du mix en gardant le nucléaire comme source d'énergie à favoriser. Ceux qui considèrent au contraire le risque nucléaire comme trop important pour être ignoré, recommandent, à l'instar de Kan Naoto, une diversification aussi rapide que possible du mix électrique afin d'atteindre progressivement la sortie totale du nucléaire tout en poursuivant l'objectif de lutte contre le réchauffement climatique. Certains fervents défenseurs des énergies renouvelables électriques n'hésitent pas à entretenir le flou concernant la participation du nucléaire au changement climatique. S'ajoutant aux réflexions sur la hiérarchisation des risques, viennent des arguments de faisabilité technologique ou de rationalité économique, qui bien souvent dissimulent derrière leur jargon et leur complexité une position politique. Toutefois, chaque argument fallacieux ou délibérément orienté en faveur de l'une ou l'autre de ces énergies participe en réalité

(1) *Évaluation environnementale stratégique, page 141.*

(2) *M. François Brottes, président du directoire de RTE, audition du 9 avril 2019.*

à nourrir la défiance de nos concitoyens vis-à-vis des politiques de transition dans leur ensemble.

Dans le débat largement prépondérant entre nucléaire et énergies renouvelables alternatives, des voies énergétiques alternatives tentent de se faire entendre.

Lors de sa discussion à l'Assemblée nationale de la loi relative à l'énergie et au climat, l'encouragement et l'augmentation de la production d'énergie hydroélectrique sur tout le territoire (plutôt que son seul maintien) ont ainsi été ajoutés aux objectifs de la politique énergétique nationale. L'enjeu de l'efficacité énergétique est également régulièrement évoqué, même si son renforcement semble rester secondaire. Enfin, les énergies renouvelables thermiques peinent encore à vraiment être prises en compte dans l'apport qu'elles pourraient faire à la décarbonation de l'énergie.

Ainsi, le débat sur la transition énergétique est-il parfois faussé par des postures ou des croyances décorrélées des faits. Or, comme le soulignait pertinemment Mme Florence Lambert, directrice du Laboratoire d'innovation pour les technologies des énergies nouvelles et les nanomatériaux (Liten), lors de son audition par la commission d'enquête, quels que soient nos scénarios énergétiques, « *il est essentiel de les raccrocher à des feuilles de routes technologiques* ». C'est le réalisme économique et scientifique et la faisabilité technologique de ces scénarios qui doivent dicter la doctrine politique et non l'inverse.

Car nos concitoyens peuvent sans doute comprendre que les autorités publiques hiérarchisent ou cherchent à concilier les priorités que représentent les enjeux énergétiques avec les éléments objectifs en leur possession. Ils peuvent sans doute comprendre les contraintes budgétaires qui imposent soit d'augmenter l'effort fiscal (y compris par une nouvelle taxe carbone) soit de traiter une priorité après l'autre. Ils peuvent même probablement comprendre qu'au terme de toutes les pondérations, certains choix de priorité relèvent *in fine* de l'intime conviction du décideur politique. Mais parce que le poids des risques liés à l'énergie n'a jamais pesé aussi fortement sur le présent comme sur l'avenir des ménages, les Français ne peuvent plus consentir à un effort fiscal aveugle. Ils ne peuvent plus accepter que les milliards d'euros investis dans la transition énergétique ne soient pas transparents, justifiés et rationnels ainsi que parfaitement efficaces.

L'acceptabilité sociale de nos politiques de transition dépend de la compréhension de ses enjeux par nos concitoyens. Quelle que soit la complexité scientifique et technologique de la question énergétique, les choix budgétaires engagés *au nom* des Français doivent être lisibles *pour* les Français, afin que ceux-ci puissent non seulement consentir à les financer mais adhérer pleinement à ces décisions.

C'est sur ce postulat que notre commission d'enquête s'est efforcée d'apporter, d'une part, une évaluation objective et nous l'espérons éclairante de l'impact économique, industriel et environnemental des énergies renouvelables qui vient compléter des études préexistantes sur d'autres énergies, et, d'autre part, une meilleure lisibilité sur les financements des politiques de transition énergétique.

I. L'INTÉGRATION DANS LE MIX ÉNERGETIQUE DES ENR ÉLECTRIQUES EST TECHNIQUEMENT VIABLE, MÊME SI DES QUESTIONS SUBSISTENT

Lors de notre commission d'enquête, M. Jean-Marc Jancovici et d'autres du même courant de pensée ont interrogé la pertinence économique et technologique de la politique énergétique actuelle augmentant le pourcentage d'énergie renouvelable dans le mix électrique. Affichant clairement une priorité pour la lutte contre le changement climatique face au risque nucléaire, M. Jancovici argue : « *le changement climatique est un processus cumulatif. Année après année, les gaz à effet de serre s'accumulent dans l'atmosphère. Il faut plus de dix mille ans pour épurer un surplus de CO₂ envoyé dans l'atmosphère ! Dix mille ans de déstabilisation mondiale irréversible ! À côté de cela, les déchets nucléaires sont peu de choses.* »

Toutefois, M. Jancovici comme d'autres experts auditionnés ont porté à l'attention de notre commission d'enquête leur conviction que le développement des énergies renouvelables électriques en remplacement du nucléaire représente une impasse économique et technologique. En analysant les coûts, contraintes technologiques et bénéfices comparés du remplacement progressif d'une part de la production électrique nucléaire par une production électrique EnR, il en conclut non seulement que le développement d'EnR électriques correspondrait à la création d'une sorte « d'itinéraire *bis* coûteux » pour la production d'électricité décarbonée, mais également que cet « itinéraire *bis* » finirait technologiquement par un « cul de sac ».

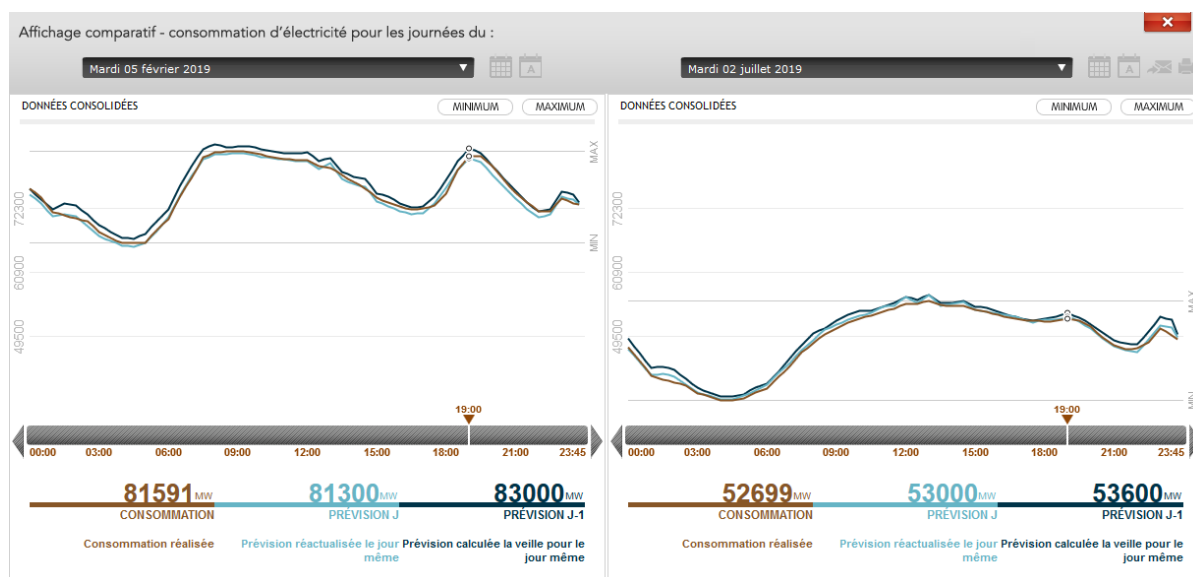
D'autres experts auditionnés, tels M. François Brottes, à l'opposé de ces appréciations, affirment au contraire, par d'autres arguments économiques et technologiques, qu'une part progressivement plus importante d'électricité produite par les EnR dans le mix électrique français est non seulement technologiquement viable, mais économiquement pertinente, pour garantir à l'avenir une énergie propre et peu chère à nos concitoyens. Considérant que l'objet de cette commission d'enquête n'est pas de conforter telle ou telle position idéologique, nous nous efforcerons seulement d'éclairer, de croiser et d'objectiver les arguments scientifiques, technologiques et économiques avancés par les différents partis auditionnés.

A. DE LA VARIABILITÉ DE LA DEMANDE À LA VARIABILITÉ DE LA PRODUCTION, L'IMPOSSIBLE DÉFI POSÉ PAR LES ENR INTERMITTENTES ?

Comme le souligne RTE dans son bilan prévisionnel de l'équilibre offre demande d'électricité en France, la consommation d'électricité fluctue au cours du temps, en fonction des besoins dictés par le rythme des activités économiques et domestiques et les saisons : plus élevée de jour que de nuit, les jours ouvrables que

les week-ends, en hiver qu'en été, la consommation est aussi liée aux températures extérieures.

À titre d'exemple, les graphiques suivants, repris du site Eco2mix de RTE, retracent le profil de la consommation électrique pour les journées du mardi 5 février et du mardi 2 juillet 2019. Les montants de la consommation, respectivement à hauteur de 81 591 MW et 52 699 MW, correspondent à l'appel de puissance à 19 heures.



Source : RTE, Eco2mix.

Ces courbes correspondent bien aux variations de consommation d'un jour type ouvré d'hiver et d'été, telles que RTE les présentent dans son bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité :

« Les courbes de charge en jours ouvrés d'hiver se caractérisent par :

- une rapide montée en charge à partir de six heures du matin, liée à la reprise d'activité chez les particuliers, dans les transports ferroviaires et dans les établissements industriels et tertiaires, suivie d'un « plateau » durant la matinée ;
- un rebond en fin d'après-midi, lorsque se conjuguent activité de fin de journée dans les bureaux, reprise de la consommation résidentielle et pic d'activité des transports en commun, qui se traduit par une pointe journalière à 19 heures.

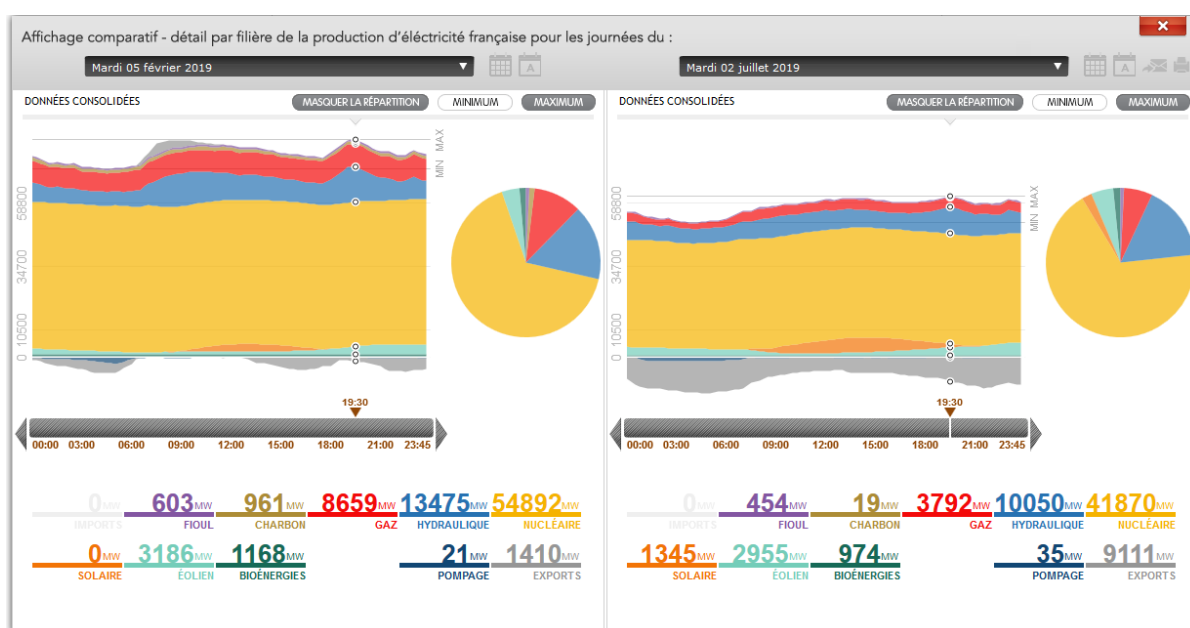
Durant la période estivale, la courbe de charge journalière présente un niveau sensiblement plus bas, du fait de l'absence de chauffage, et la pointe de 19 heures disparaît car l'éclairage résidentiel est plus tardif. »

Comme le système électrique doit équilibrer à tout moment l'offre et la consommation d'électricité, le réseau doit être configuré de telle sorte que soit satisfaite la pointe de demande électrique, en grande partie liée, en France, aux

usages thermosensibles, et notamment au chauffage électrique. L'éventualité de nouveaux usages liés au changement climatique et à la transition énergétique, tels que la recharge des véhicules électriques, même en cas d'impact modéré sur la consommation totale, pourrait affecter de façon importante l'appel de puissance à la pointe.

La demande d'électricité va donc évoluer dans les quinze ans à venir en raison du changement climatique. La transformation du parc de production d'électricité interviendra elle aussi sous l'effet des politiques liées à la diversification du mix électrique. Le développement des énergies renouvelables intermittentes et la diminution de la part des énergies stables (nucléaire, charbon) seront-ils compatibles avec ces nouveaux besoins ?

Les graphiques suivants, qui ont également été repris sur le site Eco2mix de RTE, se placent du point de vue des types de production sollicités pour les deux mêmes journées du mardi 5 février et du mardi 2 juillet 2019.



Ils montrent bien la variation de la production de l'éolien et du solaire par rapport à la stabilité de production du nucléaire. Au mois de février, à 19 heures 30, il n'y a plus de production solaire, alors que la puissance appelée atteignait 2 849 MW à 13 heures, aux mêmes moments de la journée, l'éolien atteignait respectivement 3 186 MW et 1 235 MW, tandis que le nucléaire variait de 54 892 MW à 54 849 MW. Au mois de juillet, à 19 heures 30, l'appel de puissance atteignait 1 345 MW pour le solaire, il était de 5 515 MW à 13 heures, aux mêmes moments de la journée, l'éolien atteignait respectivement 2 955 MW et 871 MW, tandis que le nucléaire variait de 41 870 MW à 41 765 MW.

Par rapport à la situation actuelle, telle qu'elle peut ressortir des graphiques précédents, le développement des énergies intermittentes qui ne peuvent maîtriser

les conditions météorologiques dont elles dépendent pour leur production augmentera *de facto* la puissance disponible aux différentes heures où le vent et d'ensoleillement permettent la production. Cette montée en puissance impacte les conditions de fonctionnement du système électrique et la tâche des opérateurs des gestionnaires des réseaux qui doivent désormais non seulement moduler le réseau sous l'effet de la demande, mais également sous l'effet de la production. En effet, sauf à stocker l'énergie solaire ou éolienne pour en lisser la disponibilité et la rendre similaire aux énergies disponibles de manière continue, il revient au réseau d'absorber ces variations.

De même l'énergie nucléaire, si elle est stable dans sa production n'est en revanche ni modulable ni flexible. Il n'est pas possible contrairement à l'hydroélectricité ou au gaz de faire appel à elle « à la demande » en cas de pointe. Il faudrait, si l'énergie nucléaire couvrait entièrement la pointe aujourd'hui, trouver une manière d'évacuer la surproduction en période de creux, en développant de nouveaux besoins dans ces périodes de faible demande, ou en revendant le surplus à l'étranger (ce qui est déjà le cas en été comme le montre le même graphique).

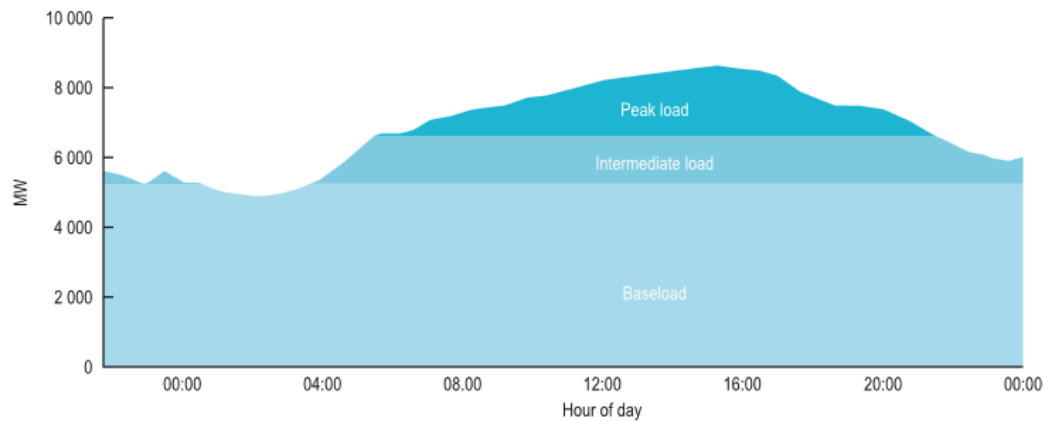
Les EnR électriques reprochent ainsi au nucléaire de n'être pas assez flexible, et le nucléaire reproche aux EnR de n'être pas assez stables dans leur production. La demande d'énergie des consommateurs étant à la fois continue et fortement variable, les deux critiques sont recevables.

Il n'existe pas d'énergie idéale. Toute centrale électrique transforme une source d'énergie primaire (que ce soit le soleil, l'uranium ou le charbon), en électricité. Selon l'énergie utilisée et la destination de la production, différents types de centrales électriques coexistent (le bouquet électrique), dont la composition tiendra à des considérations à la fois économiques, techniques et environnementales : d'un point de vue économique, les centrales à faible coût d'approvisionnement en combustible devraient fonctionner de façon continue (base), tandis que celles utilisant un combustible onéreux devraient être appelées à fonctionner de façon seulement occasionnelle (appoint). Toutefois, d'un point de vue technique, il faudra tenir compte du délai nécessaire au démarrage de la mise en production et de la plus ou moins grande capacité à faire varier cette dernière. Et d'un point de vue environnemental, il faut favoriser les énergies n'émettant quasiment pas de CO₂.

Les différents types de production sont pondérés pour alimenter le réseau selon ces trois facteurs pour garantir au moindre coût la disponibilité en permanence d'une électricité propre et de qualité.

Jusqu'au développement des énergies renouvelables électriques, la composition de ce bouquet résultait avant tout de la structure de la demande d'électricité. Le graphique suivant réalisé par l'Agence internationale de l'Énergie (AIE) met ainsi en relation la puissance appelée – production de base, semi-base et de pointe – et les différentes heures de la journée.

Figure 3.1 • Traditional categorisation of electricity demand



Note: MW = megawatt.

Source : AIE, *État de la transformation du système électrique*, 2018.

Cette demande se répartissait entre :

- la demande de base. Elle correspond à la quantité d'électricité qui doit être constamment disponible, indépendamment des changements de court terme ;
- la demande intermédiaire ou de semi-base, qui varie tout au long de la journée en relation avec l'activité des différents secteurs : résidentiel, tertiaire et industriel ;
- la demande de pointe, qui correspond au maximum de la demande dans la journée, étalée sur quelques heures.

Le développement des énergies renouvelables intermittentes affecte cette catégorisation traditionnelle en ce qu'il s'agit de moyens de production non pilotables. Du point de vue de l'opérateur responsable de l'équilibre offre-demande d'électricité, la production des énergies renouvelables intermittentes équivaut en fait à une diminution de la demande. Il doit désormais garantir en production de moyens pilotables la totalité de la demande d'électricité dite résiduelle (*net load*), égale à tout moment à la demande totale d'électricité diminuée de la production fatale des énergies renouvelables.

À la variabilité de la demande électrique liée aux usages vient donc s'ajouter (ou plutôt se retrancher) la variabilité de la production liée à l'ensoleillement et au vent. Cet empilement de variables est-il soutenable pour l'équilibre du réseau ?

Pour l'Agence internationale de l'énergie, dans ses rapports de 2017 et 2018 sur l'état de la transformation du système électrique, la question de l'impact du déploiement des énergies renouvelables intermittentes dans le système électrique dépend pour une grande part du niveau de déploiement atteint. Compte tenu des expériences conduites dans différents pays, l'AIE distingue six phases de déploiement des énergies renouvelables intermittentes au regard de leurs effets sur le système électrique :

- Dans une première phase, le déploiement des énergies renouvelables est trop faible pour que leur production et son intermittence puissent impacter la gestion du système électrique et ses autres intervenants ;

- Dans une deuxième phase, le parc de production électrique existant voit son modèle de production commencer d'être impacté par les énergies renouvelables intermittentes, mais le système électrique peut s'adapter à cette nouvelle situation grâce à ses capacités propres et en révisant certaines pratiques opérationnelles ;

- Dans une troisième phase, la flexibilité du système est la clef de l'intégration des énergies renouvelables intermittentes. Pour l'AIE, la flexibilité s'entend comme la capacité d'un système électrique à répondre au changement de la demande ou de l'approvisionnement, caractéristique importante de tout système électrique, et la rapidité avec laquelle il y parvient. Cette capacité est affectée par les caractères de variabilité (disponibilité de la production dans le temps) et d'incertitude (bien que les prédictions soient de plus en plus fiables et réalisées de plus en plus tôt, il reste difficile de prévoir précisément et longtemps à l'avance cette disponibilité) propres à l'énergie solaire et éolienne ;

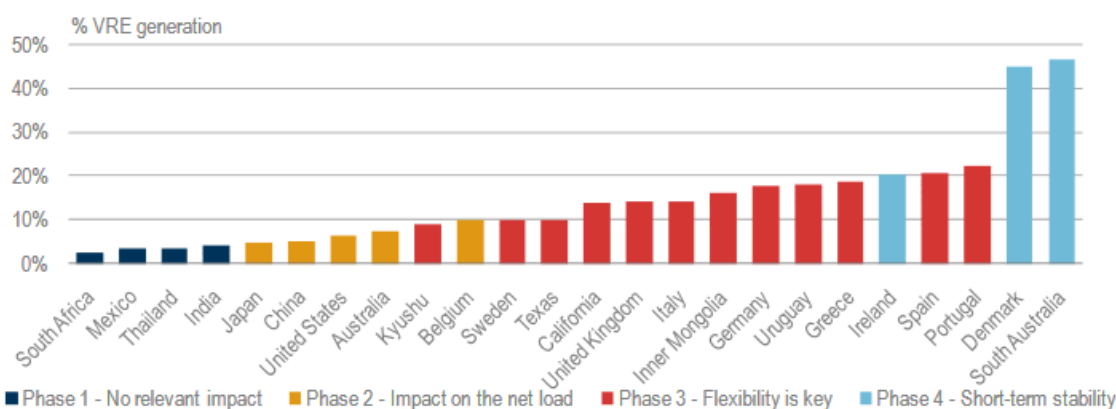
- Dans une quatrième phase, la production d'énergies renouvelables intermittentes suffit, périodiquement, en particulier lorsqu'une forte production intervient pendant les périodes de faible demande, à pourvoir en grande part à la consommation d'électricité. L'AIE fait de la stabilité du système le point crucial à ce stade. La stabilité est la capacité du système électrique à surmonter les perturbations à très court terme (quelques secondes au plus) et à maintenir son équilibre opérationnel ;

- Dans une cinquième étape, l'augmentation de la part des installations de production à partir d'énergie renouvelable conduit fréquemment à une production dépassant la demande et à l'apparition de surplus de production structurels ;

- Dans une sixième étape, le principal obstacle à l'augmentation de la part des énergies renouvelables tient à la nécessité de faire coïncider la demande avec les productions en période de vent faible ou en période d'ensoleillement et à organiser un changement de mode pour les usages difficilement électrifiables. Le besoin de stockage saisonnier et l'utilisation de vecteurs énergétiques comme l'hydrogène sont caractéristiques de ce stade.

Le système électrique de chaque pays peut donc être envisagé selon le stade de déploiement des énergies renouvelables qu'il a atteint, même si d'autres caractéristiques entrent en compte, comme la répartition régionale au sein d'un pays – une région peut être à un stade avancé quand l'ensemble du pays a une faible part d'énergies renouvelables électriques. Selon l'AIE, les pays les plus avancés en Europe en sont à la troisième étape, au regard de sa classification, sauf le Danemark déjà à un stade plus avancé.

Figure 2.2 • Selected country by phase, 2016



Note: Kyushu is a large island located in southwest Japan.

Source: Adapted from IEA (2017c), *Renewables 2017: Analysis and forecasts to 2022*.

Key point • While most countries of the world are in Phases 1 or 2 of system integration, a variety of power system jurisdictions are experiencing later phases.

Source : AIE, *État de la transformation du système électrique 2018*.

« Plusieurs filières de production d'électricité d'origine renouvelable ont démontré leur compétitivité et constitueront une part significative du mix électrique de long terme, au moins jusqu'au niveau où un besoin de stockage massif d'électricité apparaîtra. Une diversification de cette ampleur vers les énergies renouvelables doit être lissée au cours du temps, car les nouvelles capacités renouvelables sont installées de manière diffuse et décentralisée par le biais de petits projets et de filières nécessitant une montée en puissance progressive. » (Évaluation environnementale stratégique de la programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2023, 2024-2028, page 141).

Les contraintes d'équilibre offre/demande sur les réseaux d'électricité

Jusqu'à un passé récent, la place relativement marginale du stockage sur le marché de l'électricité, a impliqué – et implique toujours aujourd'hui pour l'essentiel – que la production d'électricité soit à chaque seconde égale à la demande.

L'équilibre entre la production et la consommation est reflété par la stabilité de la fréquence du courant alternatif à sa valeur cible de 50 Hertz sur l'ensemble du réseau électrique européen interconnecté (« plaque européenne »). Si un site industriel important cesse subitement de consommer de l'électricité, la fréquence augmente sur la plaque européenne. Une fréquence trop instable sur le réseau a des conséquences sur la stabilité du système et sur le bon fonctionnement des installations de production et de consommation. La loi confie au gestionnaire du réseau public de transport, RTE, la mission de maintenir l'équilibre entre injections et soutirages sur le réseau en s'appuyant sur les « services système » - réserves primaire et secondaire – et sur le mécanisme d'ajustement.

Il existe un réglage primaire de fréquence au niveau de chaque alternateur des producteurs d'électricité en Europe, qui est équipé d'un régulateur de vitesse. Le réglage primaire de la fréquence est automatique et rapide (15 à 30 secondes). Néanmoins, il reste imprécis et ne garantit pas un retour exact à la fréquence de 50 Hz. Un réglage automatique complémentaire est nécessaire. Un réglage secondaire de la fréquence permet de résorber davantage l'écart de fréquence résultant d'un déséquilibre. Ce réglage secondaire adapte la puissance mécanique fournie aux alternateurs à la puissance consommée. Il est automatique.

Si les réserves primaire et secondaire sont épuisées (au bout d'environ trois minutes), la mobilisation d'une réserve tertiaire est nécessaire pour ramener la fréquence à 50 Hz. La réserve tertiaire, « ou mécanisme d'ajustement », complète les réserves primaire et secondaire. Contrairement aux réserves primaire et secondaire dont l'activation est automatique, l'activation de la réserve tertiaire est manuelle : le gestionnaire de réseau de transport, RTE, passe des appels téléphoniques aux producteurs pour qu'ils modifient leur production quasi-immédiatement. Le mécanisme d'ajustement fonctionne selon le principe dit *pay-as-bid* : les offres sont sélectionnées par RTE en fonction du prix proposé.

Quand RTE active une offre d'ajustement à la hausse, lorsque le déséquilibre est dû à une production insuffisante pour couvrir la consommation, il rémunère le participant au prix de son offre. Quand le gestionnaire de réseau de transport active une offre à la baisse, il reçoit du participant, qui réduit le volume d'électricité qu'il injecte ou augmente le volume qu'il soutire, le prix de son offre.

L'inertie caractérise la capacité du système électrique à absorber un choc sur l'équilibre production-consommation sans que les variations de fréquence ne soient trop importantes. Les installations éoliennes et photovoltaïques ne contribuent pas à l'inertie du système. Leur déploiement massif, au détriment des sources de production fournissant de l'inertie (centrales nucléaires, thermiques et hydrauliques), réduit donc l'inertie totale, ce qui est donc susceptible d'avoir un impact sur la qualité de la fréquence. Des variations de fréquence trop importantes engendrent notamment un risque de déconnexion des installations de production, conduisant à une perte de l'alimentation.

Pour assurer l'équilibre instantané fréquence/puissance, un rôle crucial est joué par l'inertie des masses tournantes des groupes turboalternateurs des moyens de production électrique conventionnels. Ces éléments jouent le rôle de volant d'inertie par une action mécanique s'opposant aux variations brutales de vitesse, donc de fréquence, et, également, un rôle de stockage et de déstockage d'énergie cinétique. En revanche, pour la production photovoltaïque ou éolienne, qui est intermittente, on a recours à des onduleurs pilotables pour le raccordement au réseau, et ce couplage n'est pas synchrone. Le photovoltaïque n'a aucune inertie propre. Les turbines éoliennes ont une inertie importante mais le mode de couplage actuel ne permet pas de l'utiliser.

Source : Comité de prospective de la CRE, La flexibilité et le stockage sur les réseaux d'énergie d'ici les années 2030, juillet 2018, pages 16 et 19.

Ainsi, on le voit, les principaux argumentaires contre les énergies renouvelables mettent en avant les contraintes tenant à l'intermittence et au caractère non pilotable des technologies renouvelables. Les défenseurs de ces énergies répondent en mettant en avant la non-flexibilité du nucléaire. La production nucléaire n'est selon eux pas davantage corrélée à la variabilité de la demande que la production EnR. Cela représente selon eux une contrainte équivalente puisqu'il faut là aussi trouver des moyens d'évacuer la surproduction en période de creux (nouveaux usages ou revente) voire une contrainte supérieure car il n'est pas possible de « débrancher » le nucléaire en période de surproduction contrairement aux énergies solaires ou éoliennes dont la production peut être facilement interrompue. Par ailleurs, les défenseurs des EnR arguent qu'il existe une complémentarité des EnR qui permettra à terme à ces énergies intermittentes de se rapprocher du fonctionnement des énergies stables et de les substituer.

Ces arguments nécessitent de considérer les adaptations nécessaires du réseau (qui absorbe cette nouvelle variable EnR comme il a absorbé la variable de consommation) ainsi que la réalité des théories de complémentarité et de foisonnement des EnR (réputés faire baisser le degré de variabilité) et enfin les opportunités de stockage (lequel permet de donner à une énergie intermittente les qualités d'une énergie stable).

B. L'INTÉGRATION DES ENR NÉCESSITE DES ADAPTATIONS DU RÉSEAU

Après avoir rappelé que l'on compte sept fois plus d'éoliennes qu'il y a dix ans et mille fois plus de panneaux solaires photovoltaïques, le président du directoire de RTE insistait, lors de son audition par la commission d'enquête, sur le fait qu'*« il ne peut y avoir de valorisation de la production des énergies renouvelables sans réseau de distribution et de transport. Trop souvent, les producteurs, forts de l'accord des élus et de la population, demandent à être raccordés rapidement, sans songer que le premier poste électrique auquel leur installation serait raccordable peut se trouver à cinquante ou soixante-dix*

kilomètres de distance, que cela suppose des travaux de raccordement, des délais pour trouver les voies et moyens juridiques d'éviter les recours, etc. » ⁽¹⁾

Selon la Commission de régulation de l'énergie, avec la transition énergétique, les opérateurs de réseaux « *doivent parvenir à concilier deux tendances contradictoires :*

- *une tendance forte à la stabilisation en électricité des consommations, portée notamment par la maîtrise de la demande d'énergie ;*

- *une augmentation des coûts pour permettre notamment l'insertion des EnR sur les réseaux et le déploiement des infrastructures de recharge pour véhicules électriques. (...) Le développement des EnR et de l'autoconsommation fait évoluer le système électrique d'une architecture très centralisée vers un fonctionnement décentralisé. (...) Le réseau actuel a été dimensionné principalement en fonction des flux de soutirage lors de pointes de consommation hivernale. Or, à terme, les injections décentralisées pourraient entraîner des besoins de renforcement, si elles ont lieu dans des zones de faible consommation où le réseau n'est pas en mesure d'accueillir ce volume d'injection. » ⁽²⁾.*

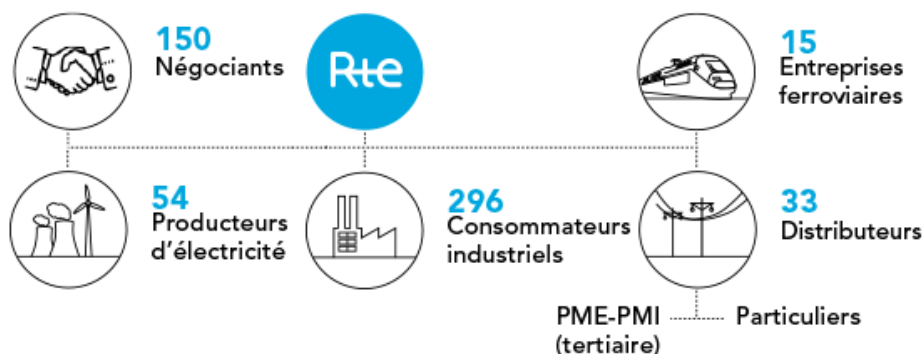
95 % du marché français de la distribution d'électricité relève d'Enedis, filiale à 100 % d'EDF, en charge du réseau de distribution d'électricité de moyenne et basse tension d'environ 1,4 million de km. En 2018, Enedis a acheminé 388 TWh, les injections du réseau de transport représentant 87 % de ce volume. La production décentralisée sur le réseau Enedis a crû de 14 % en 2018 par rapport à l'année précédente pour atteindre près de 50 TWh. La production éolienne est la principale source d'énergie sur le réseau (25 TWh), le photovoltaïque représentant 8,7 TWh. Pour sa part, le refoulement vers le réseau de transport a atteint 12,9 TWh, en augmentation du fait de la hausse de la production décentralisée. La production éolienne sur le réseau Enedis représente plus de 88 % de la production éolienne nationale, pour la production photovoltaïque, le pourcentage s'élève à 85,6 %.

RTE a le monopole de la gestion du réseau de transport de l'électricité. Détenu à 50 % par EDF, 30 % par la Caisse des dépôts et consignations et 20 % par CNP Assurances, RTE exploite un réseau de plus de 100 000 km, acheminant l'électricité en tout point du territoire depuis ses lieux de production jusqu'aux sites industriels raccordés à son réseau et jusqu'aux réseaux de distribution en lien avec les consommateurs finaux. RTE achemine annuellement de l'ordre de 520 TWh d'électricité.

(1) M. François Brottes, audition du 9 avril 2019.

(2) CRE, Consultation publique du 14 février 2019 relative au cadre de régulation tarifaire applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées en France, page 14.

QUI SONT NOS 548 CLIENTS ?



Source RTE.

En application de l'article L. 341-2 du code de l'énergie, les tarifs d'utilisation du réseau public de transports et des réseaux publics de distribution sont calculés de manière transparente et non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace.

Pour chaque opérateur, la CRE, en charge de la régulation, détermine un revenu autorisé couvrant les charges d'exploitation et les charges de capital supportées par l'opérateur, charges couvertes pour autant qu'elles correspondent à celles d'un opérateur efficace. La CRE souligne qu'il lui appartient « *de juger de l'efficacité de l'opérateur pour déterminer si ces charges peuvent être couvertes par les tarifs d'utilisation des infrastructures.* ». La base d'actifs régulés (BAR) de chaque opérateur regroupe l'ensemble des actifs mis en service par les opérateurs pour l'exercice de leurs activités régulées. La CRE précise que « *les BAR sont rémunérées à des taux dont le niveau est fixé normativement sur la base de paramètres macroéconomiques et financiers et en tenant compte du niveau de risque de sociétés ayant une rémunération comparable. Le niveau de rémunération des capitaux investis dépend directement du risque financier à court et long terme porté par le gestionnaire de réseau. Cette rémunération dépend ainsi du partage de risque entre le gestionnaire de réseau et l'utilisateur du réseau : plus l'opérateur est couvert de ses risques par la réglementation et le cadre de régulation tarifaire, moins sa rémunération doit être élevée et inversement.* ».

Pour la CRE, depuis dix ans, le cadre tarifaire poursuit trois objectifs :

▪ Inciter les gestionnaires d'infrastructures à maîtriser l'évolution des coûts de réseaux pour limiter l'impact des tarifs sur les consommateurs finals : l'évolution des charges nettes d'exploitation totales (hors charges d'énergie) s'est élevée à + 0,6 % en moyenne par an entre 2009 et 2017 pour Enedis et à 0,2 % pour RTE, soit moins que l'inflation (+0,9 % en moyenne par an). L'évolution moyenne par an dans le périmètre des seules charges de fonctionnement a été, elle, de

respectivement 1,3 % et + 1,7 %. La CRE estime que sa régulation incitative a permis une bonne maîtrise des dépenses d'exploitation des opérateurs ;

▪ Permettre aux gestionnaires d'infrastructure de financer les investissements dans les réseaux : les investissements des opérateurs ont été en forte hausse dans un contexte de renouvellement des réseaux (enfouissement, contraintes réglementaires) et de leur développement pour les adapter aux besoins de la transition énergétique. Les bases d'actifs régulés d'Enedis et de RTE ont respectivement progressé de près de 34 % et 25 % entre 2008 et 2017 pour atteindre, hors entreprises locales de distribution (ELD), 65 milliards d'euros au 1^{er} janvier 2018. La CRE souligne que dans le cadre tarifaire en vigueur, les opérateurs ne sont pas incités à réduire le volume de leurs investissements, les charges de capital étant ensuite couvertes sur la base du réalisé. Pour le régulateur, *« le cadre de régulation doit garantir une rémunération raisonnable du capital investi qui permette à la fois de financer les actifs régulés, tout en donnant un juste signal à l'investissement. À ce titre, le niveau de rémunération de l'opérateur doit, d'une part, lui permettre de financer les charges d'intérêts sur sa dette et, d'autre part, lui apporter une rentabilité des fonds propres cohérente avec le niveau de risque associé à des actifs comparables. »* (Consultation publique précitée, page 12) ;

▪ Viser un haut niveau de qualité de service et d'alimentation. La CRE relève que le niveau de qualité de service des gestionnaires des réseaux de distribution et de transport s'est amélioré. RTE précise que le temps de coupure équivalent (TCE) utilisé pour mesurer la qualité de l'électricité fournie s'est établi à 2 mn 59, hors événements exceptionnels en 2018, dans la moyenne observée sur les dix dernières années, même s'il est supérieur au seuil de 2 mn 48 fixé par la régulation incitative. La fréquence des coupures, également prise en compte dans la régulation incitative, s'élève à 0,42 coupure/site, hors événements exceptionnels, résultat inférieur au seuil de 0,46 fixé par la régulation incitative et à la moyenne des dix dernières années.

S'agissant de l'investissement dans les réseaux, les coûts de raccordement des énergies renouvelables électriques sont identifiés dans les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR).

Pour les installations de plus de 5 MW, soit pour 94 % des capacités éoliennes, le raccordement du parc de production au réseau de transport et de distribution est pris en charge par le producteur et un tiers des capacités photovoltaïques ⁽¹⁾. Les installations plus petites bénéficient d'un taux de réfaction de 40 % couvert par le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE).

Lorsque le raccordement des installations d'énergies renouvelables électriques nécessite de créer de nouveaux ouvrages dédiés sur le réseau de distribution et de transport, les ouvrages sont identifiés dans les S3REnR. Les coûts

(1) M. François Brottes, audition du 9 avril 2019.

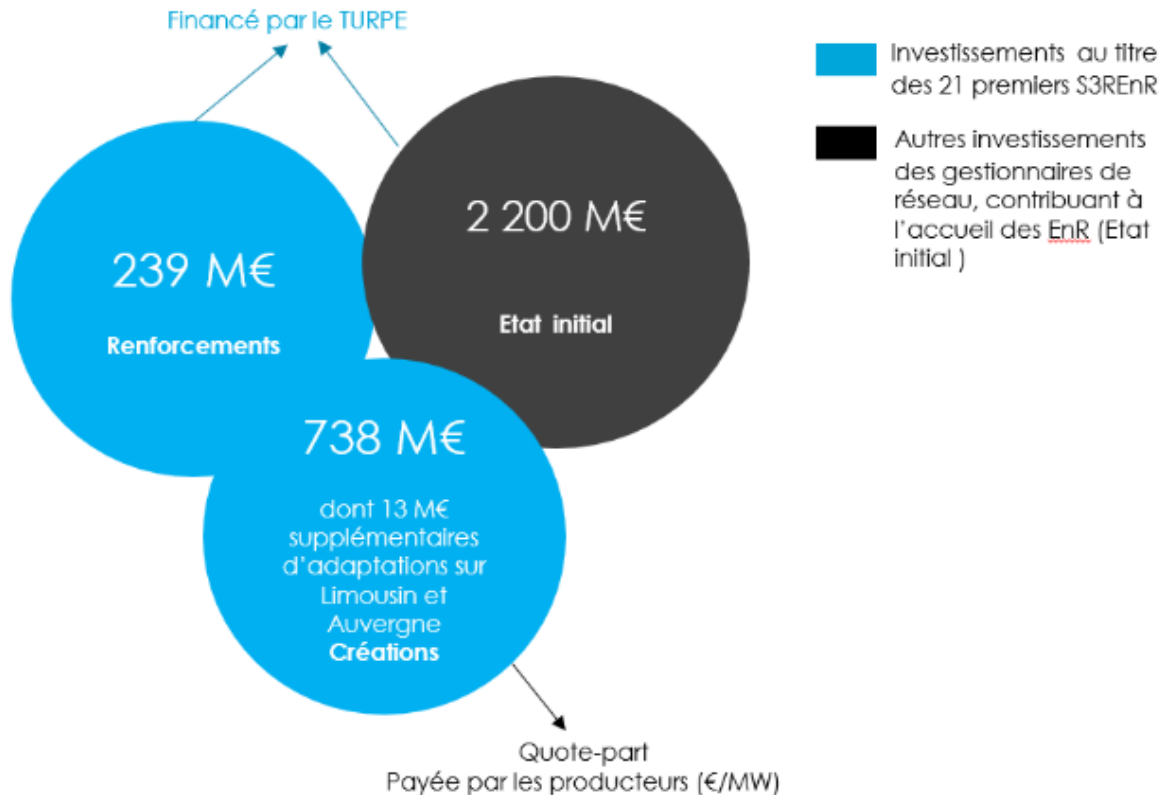
sont pris en charge par les producteurs au prorata de la capacité installée pour les installations terrestres. La quote-part est évaluée et arrêtée à hauteur de chaque région.

Les travaux de renforcement des ouvrages du réseau, non dédiés aux seules énergies renouvelables électriques, sont financés au moyen du TURPE.

Les coûts des projets d'éolien posé en mer ne sont pas inclus dans les S3REnR. Le président du directoire de RTE a expliqué que « *c'est le TURPE qui financera les coûts de raccordement et de transport de l'éolien en mer, qui s'élèvent à 300 millions d'euros en moyenne pour un parc de 500 MW, auxquels il convient d'ajouter le coût d'un poste en mer, de l'ordre de 100 millions d'euros.* ».

En France métropolitaine, 21 S3REnR ont été élaborés entre 2012 et 2016, dans le périmètre des anciennes régions administratives. Les investissements prévisionnels des gestionnaires de réseaux se répartissent ainsi qu'il apparaît dans le graphique suivant. Aux volumes d'investissements mentionnés, s'ajoutent ceux du S3REnR de la région des Hauts de France, tel qu'il a été révisé et signé par le préfet en mars 2019, soit 248,7 millions d'euros en investissements de création et 9,4 millions d'euros en investissements au titre des renforcements.

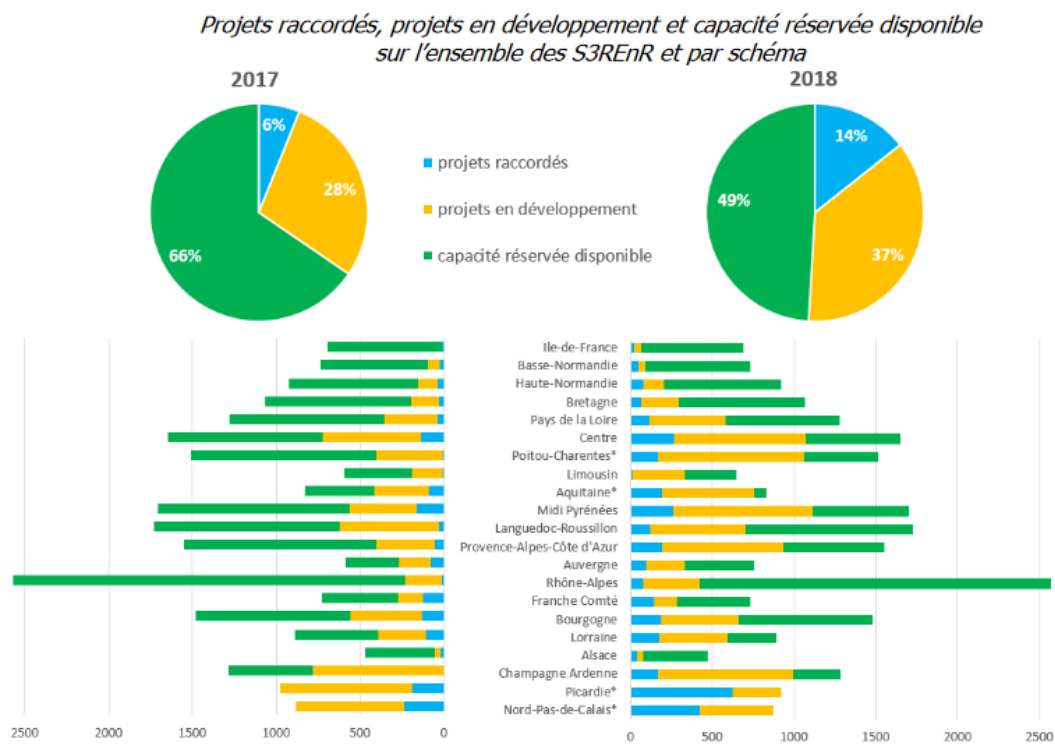
Volumes d'investissements pour l'accueil des ambitions EnR régionales



Source : État technique et financier de la mise en œuvre des S3REnR à la fin 2018.

À la fin de 2018, plus de la moitié de la capacité réservée de l'ensemble des S3REnR, hors le nouveau schéma des Hauts de France, était affectée aux projets

contre 34 % en 2017. Lors de son audition par la commission d'enquête, le directeur technique d'Enedis a insisté sur le fait que les S3REnR ont une durée de vie assez courte, étant rapidement saturés, alors que pour construire une ligne de transport, les chantiers durent de cinq à dix ans. ⁽¹⁾



* Le schéma révisé à la maille Hauts-de-France a été validé par le préfet le 21 mars 2019, les travaux de révision du schéma Nouvelle Aquitaine, englobant les schémas Aquitaine, Limousin et Poitou Charentes sont également engagés.

Source : État technique et financier de la mise en œuvre des S3REnR à la fin 2018.

Lors de leurs auditions respectives par la commission d'enquête, les représentants du réseau de transport et du principal réseau de distribution ont précisé :

– que les coûts d'adaptation du réseau de RTE au nouveau bouquet énergétique s'élèveront à 2,1 milliards d'euros sur la période 2019-2022, dont 1,2 milliard pour l'éolien en mer, les producteurs remboursant 300 millions d'euros ;

– qu'en 2018, Enedis a investi environ 280 millions d'euros pour raccorder l'ensemble des énergies renouvelables et que pour respecter la programmation pluriannuelle de l'énergie à l'horizon 2028, l'entreprise pense doubler sa capacité d'investissement pour relier progressivement les parcs, le rythme annuel de raccordement de 2 GW par an devant être porté à 5 GW ⁽²⁾.

(1) M. Antoine Jourdain, audition du 19 mars 2019.

(2) MM. François Brottes, audition du 9 avril 2019, et Antoine Jourdain, audition du 19 mars 2019.

Les caractéristiques essentielles des réseaux électriques en France sont résumées dans le tableau suivant :

Domaines de tension	HTB3	HTB2	HTB1	HTA	BT
Gestionnaires	RTE			ENEDIS (95 %), Entreprises Locales de Distribution (5 %)	
Plage de tension	350 kV – 500 kV	130 kV – 350 kV	50 kV – 130 kV	1 kV – 50 kV	50 V – 1000 V
Longueur de réseau, hors ELD	22 000 km	28 230 km	55 600 km	640 000 km	721 000 km
Nombre de postes de transformation	N/A	108 (HTB3/HTB2)	485 (HTB3/HTB1 et HTB2/HTB1)	3348 (HTB2/HTA et HTB1/HTA)	787 500 (HTA/BT)
Puissance de transformation amont, hors ELD	N/A	130 GW (HTB3/HTB2)	118 GW (HTB3/HTB1 et HTB2/HTB1)	331 GW (HTB2/HTA et HTB1/HTA)	177 GW (HTA/BT)
Puissance maximale synchrone	76,8 GW	82,5 GW	72,6 GW	80,1 GW	63,6 GW
Coûts, hors ELD	1 100 M€/an	1 500 M€/an	2 200 M€/an	3 900 M€/an	4 600 M€/an
Utilisateurs typiques	Producteurs centralisés Consommateurs industriels Transport ferroviaire Postes-source de distribution			Producteurs décentralisés, essentiellement énergies renouvelables Consommateurs REnRindustriels et tertiaires	Producteurs décentralisés, essentiellement photovoltaïques Consommateurs tertiaires, professionnels et résidentiels
Nombre d'utilisateurs, hors ELD	50	520	3200	89 600	36,4 millions
Somme des puissances souscrites par les utilisateurs, hors ELD	N/A	25,1 GW	64,1 GW	34,9 GW	319,1 GW

Source : RTE, Enedis. Dates : 2015 à 2018 selon disponibilité.

Source CRE, consultation publique du 23 mai 2019 relative à la structure des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité 'TURPE 6 », page 9.

La transition énergétique implique des évolutions importantes du parc de production et conduit à poursuivre les réflexions concernant la tarification de l'injection. Comme le relevait Michel Derdevet en 2015, dans son rapport sur les réseaux en Europe, « en raison de leur intermittence, le photovoltaïque et l'éolien ne se trouvent pas nécessairement en corrélation avec les consommations électriques locales. C'est la traditionnelle comparaison entre le pic de production photovoltaïque qui se situe vers 14 heures et le pic de consommation moyen aux alentours de 19 heures. Cela demande de pouvoir remonter les surplus de puissance produits localement vers le réseau de transport, qui l'achemine ensuite vers les autres zones de consommation. Avec le raccordement de centrales photovoltaïques, le facteur déterminant le dimensionnement n'est plus le pic de consommation hivernal, mais le pic de production photovoltaïque estival pour des flux de

puissance bien supérieurs. Et il ne s'agit plus d'acheminer le courant vers les consommateurs locaux, mais de le refouler vers les niveaux de tension supérieure pour les répartir sur l'ensemble des territoires. » (L'énergie, l'Europe en réseaux, 2015, page 34).

Pour la Commission de régulation de l'énergie, si les gestionnaires de réseau soulignent qu'une part croissante de leurs dépenses d'investissement est liée à l'accueil des nouveaux flux, notamment en cas de refoulement des réseaux de distribution au réseau de transport, lorsque la production décentralisée dépasse le niveau de consommation locale, l'enjeu majeur concernant la tarification de l'injection porte davantage sur la nature des signaux à envoyer aux acteurs injectant de l'énergie sur les réseaux que sur le partage des coûts de réseaux entre producteurs et consommateurs. Une tarification efficace de l'injection devrait avant tout viser à orienter les décisions d'investissement et d'exploitation des producteurs, mais aussi des stockeurs.

La CRE fait ainsi le constat suivant lequel : *« les flux de soutirage sont les principaux déterminants traditionnels du dimensionnement des réseaux. Or le développement de la production décentralisée mais aussi potentiellement du stockage, modifie les besoins de développement et de renforcement des réseaux :*

- *Des injections décentralisées peuvent entraîner des besoins de renforcement si elles ont lieu dans des zones ou à des moments de faible consommation, où elles ne peuvent être que très partiellement consommées localement et où le dimensionnement du réseau n'est pas adapté à de telles injections ;*

- *À l'inverse, des injections décentralisées peuvent permettre d'éviter un investissement de renforcement pour répondre à un besoin de soutirage local si elles ont lieu dans une poche proche de la saturation et aux moments de plus forte consommation, permettant ainsi de diminuer la pointe locale.*

Une tarification de l'injection reflétant les coûts d'infrastructure que celle-ci induit, mais aussi ceux qu'elle peut permettre d'éviter si elle est bien localisée dans le temps et dans l'espace, permettrait d'envoyer un signal aux producteurs, à court et à long termes, afin que ceux-ci prennent en compte les contraintes de réseau lors de leurs décisions d'investissement puis d'exploitation (...) Une telle tarification contribuerait à une optimisation conjointe des réseaux et du parc de production, aujourd'hui opérés par des acteurs multiples. Ce signal tarifaire serait complémentaire à ceux apportés par les S3REnR lors du raccordement à l'échelle régionale et par les futurs marchés de flexibilité locale envisagés par les gestionnaires de réseaux.

De surcroît, un meilleur reflet de la valeur créée par une synchronisation locale entre production et consommation, permettrait d'encourager le développement du stockage et de l'autoconsommation dans la mesure où ils contribuent à minimiser les coûts du réseau ; de même que pour les producteurs

une telle tarification appliquée aux installations de stockage les pousserait à intégrer les coûts induits ou évités pour le réseau à leur choix d’emplacement et de cycles de soutirage/injection en exploitation. » (CRE, consultation publique relative à la structure des prochains tarifs d’utilisation des réseaux publics d’électricité « TURPE 6 », 23 mai 2019).

Il ne faut donc pas négliger le coût des nécessaires adaptations du réseau à l’arrivée de production EnR décentralisées. Celui-ci doit être posé ainsi que la question de la répartition de la charge financière. Ceux qui sont réticents à l’arrivée de productions EnR considèrent que le coût complet devrait être supporté par les producteurs et leurs clients et qu’il ne devrait en aucun cas reposer sur le collectif. D’autres considèrent que rien ne justifie un traitement différencié par rapport aux autres énergies et que l’effort des producteurs devrait être le même ni plus ni moins que celui demandé à une autre énergie. La question de l’autoconsommation possible dans le cas des EnR vient interroger de manière plus explicite encore la question de l’individualisme et celle de la solidarité. Si certains veulent et peuvent se permettre de produire l’équivalent de ce qu’ils consomment et atteignent ainsi une forme d’autonomie énergétique, devront-ils payer pour le réseau collectif ? À l’échelle d’un ménage, c’est une chose mais qu’en serait-il dans le cas où une région poursuivrait le même objectif ? Verrions-nous réapparaître des régions aux tarifs différenciés ? Par exemple, un territoire de montagne bien doté en hydroélectricité pourrait-il vouloir faire bénéficier sa population du prix exceptionnellement bas de l’énergie qu’il produit, certes conféré par une géographie favorable quand d’autres géographies le sont peut-être moins ? Les solidarités entre territoires seront-elles remises en question sous la pression d’une énergie indispensable mais toujours trop chère ? Ces questions qui ne se posaient pas avec des productions centralisées irriguant sans différenciation tous les territoires, se poseront-elles de nouveau, comme elles se sont posées à d’autres époques, avant que le réseau de transport ne soit déployé, où l’énergie produite localement restait locale ? Cette réponse vraisemblablement sera de nouveau politique plus que technique.

Dans l’intervalle, il semble pertinent de considérer, comme le suggère le président de la CRE, que la transparence du coût de l’adaptation du réseau et les choix de tarification peuvent être un levier propre à favoriser une optimisation des dépenses par une rationalisation des implantations, des changements d’usages à l’échelle locale, voire des innovations technologiques.

C. FOISONNEMENT, PRÉDICTIBILITÉ ET COMPLÉMENTARITÉ VIENNENT RÉDUIRE LA VARIABILITÉ

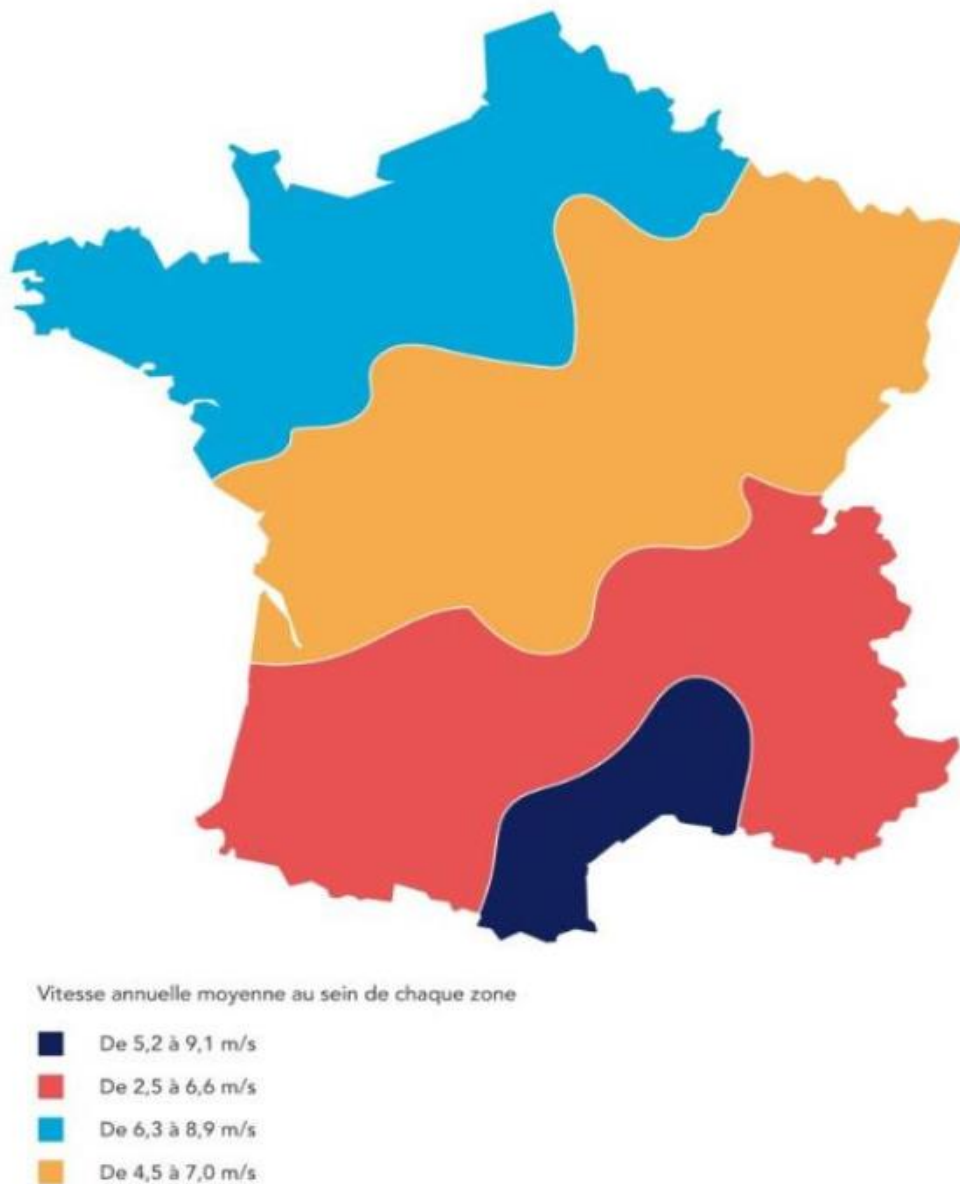
L’éolien est caractérisé, tout comme l’énergie photovoltaïque, par une intermittence qu’il est difficile mais pas impossible de pallier. Dans le cas de l’éolien, l’argument tient au fait que si le vent peut manquer pour produire de l’électricité dans une ferme éolienne, en moyenne le vent sera suffisant pour permettre une production d’électricité substantielle à partir de centrales éoliennes de grandes tailles suffisamment dispersées. (Il faut garder à l’esprit le facteur de

charge de 6 000 heures pour une centrale nucléaire, soit 75 %, de 24,3 % pour le parc éolien en France, soit 2 000 heures, et de 15 % pour le solaire photovoltaïque, soit 1 200 heures).

L'argument est défendu par RTE, à partir des régimes de vent, argument suivant lequel : « *le développement de l'énergie éolienne dans les régions est dû entre autres à un contexte climatique favorable, garantissant des vitesses de vent, et donc un facteur de charge moyen plus élevé. Sur la totalité du territoire de la France continentale, quatre zones de vent homogènes peuvent être identifiées. Cela signifie, d'une part, qu'à l'intérieur de chaque zone délimitée, les périodes venteuses ont tendance à être synchrones et d'intensité similaire, et, d'autre part, qu'un écart significatif existe entre les comportements des différentes zones. Cette diversité au sein du territoire permet ainsi d'avoir des centrales éoliennes en fonctionnement quasiment à tout moment.* ». (RTE, Bilan électrique pour 2018).

Lors de son audition par la commission d'enquête, M. François Brottes a renforcé cette approche par la considération des potentialités techniques d'amélioration du facteur de charge : « *On compte sept fois plus d'éoliennes qu'il y a dix ans -15,1 GW fin 2018 – et mille fois plus de panneaux photovoltaïques. Les progrès technologiques, notamment dans l'éolien, sont nombreux : le facteur de charge, autrement dit, pour parler clair, la productivité, est de 25 % pour les nouvelles installations terrestres – et sur certains territoires, comme l'Occitanie où les vents sont réguliers, il atteint 35 % - alors qu'il était autrefois estimé entre 18 et 20 %. Il peut être de 45 % pour l'éolien en mer, comme le montre l'expérience dans les autres pays.* »

Quatre zones de vent homogènes

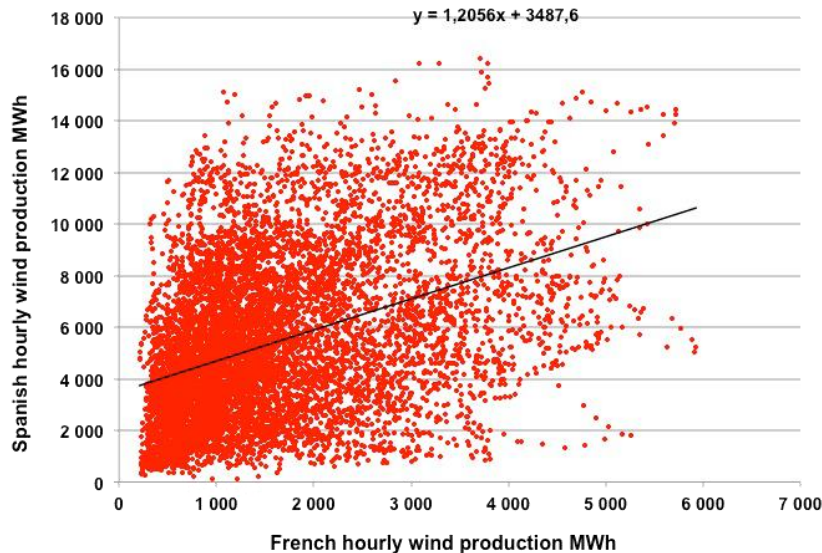


Source : RTE Bilan électrique 2018, page 70.

Les régions Grand Est et Hauts de France représentent plus de la moitié des capacités installées.

La prise en compte du foisonnement couplé à une interconnexion énergétique européenne conduit à soutenir la probabilité de pouvoir combler les pics de consommation énergétique que ne saurait couvrir l'éolien envisagé du point de vue du total régional ou national de production. Mais une partie de la communauté scientifique affirme que le foisonnement n'est pas opératoire même à l'échelle européenne. En effet, pour M. Jean-Marc Jancovici, lorsqu'il n'y pas de vent en France, il n'y en a pas non plus en assez grande quantité dans les pays limitrophes

pour combler le déficit énergétique national dû à l'intermittence ⁽¹⁾. Le graphique suivant illustre le parallélisme des périodes de production éolienne entre la France et l'Espagne.



La production d'énergie éolienne, si elle n'est pas pilotable, est de plus en plus prédictible.

« Les prévisions météorologiques permettent d'anticiper de façon relativement fiable à l'horizon de quelques jours, voire plus, le niveau de production éolien ou photovoltaïque, ce qui permet des ajustements en amont. Toutefois, la marge d'erreur sur les prévisions de production éolienne du jour au lendemain est d'environ 3 % et 5 % pour le solaire à l'échelle de l'ensemble du système électrique français ; au niveau local (site de production), l'erreur de prévision s'accroît d'un facteur 3 à 4. Il subsiste donc un besoin de recourir à des moyens de flexibilité plus réactifs. » (CRE, comité de prospective, La flexibilité et le stockage sur les réseaux d'énergie d'ici les années 2030, juillet 2018).

La logique du raisonnement mettant en avant l'effet de foisonnement tient au fait que l'implantation d'éoliennes sur un espace géographiquement très étendu permettra, par un effet de moyenne, d'obtenir une production beaucoup moins irrégulière que celle de chacun des parcs composant ce système.

Les limites du raisonnement tiennent à la nécessité de régimes des vents totalement décorrélés entre les différents sites. Ceci n'est pas le cas à l'échelle de l'Europe occidentale. Aucune preuve contraire n'a été apportée à la commission d'enquête.

Il demeure donc que le caractère aléatoire de la force des vents ne peut être contrebalancé par un simple effet de foisonnement et que ce caractère aléatoire marquera donc encore un système éolien élargi aux dimensions de l'Europe. Aucun

(1) M. Jean-Marc Jancovici, audition du 16 mai 2019.

gestionnaire de réseau ne renoncerait en conséquence à garder à disposition des moyens pour neutraliser les effets de ce caractère aléatoire. Ces moyens sont actuellement les centrales de production d'électricité « conventionnelles ». Les termes de la question pourraient être renouvelés par les progrès en matière de stockage.

Par ailleurs, lors de leur audition par la commission d'enquête, les représentants de l'entreprise Boralex, ont mis en avant le fait qu'ils travaillent à réduire l'intermittence de la production par l'organisation d'une complémentarité avec le solaire et le stockage : *« nous travaillons sur cette dimension variable en cherchant à mettre nos sites de production éoliens et solaires en complément les uns des autres, grâce à une capacité de stocker de l'énergie. L'avenir, c'est d'arriver à offrir un service qui correspondra exactement à la consommation de nos clients, sans nous contenter de revendre de l'énergie. Nous sortons d'un système où notre obsession est de vendre des électrons, c'est-à-dire de l'électricité qu'on est en train de produire, pour aller vers un système où l'on va vendre une solution énergétique capable de suivre le pic de consommation des clients. Par exemple, si un client de la grande distribution veut refroidir davantage ses produits en été, on va essayer de trouver le moyen de subvenir à ses besoins, grâce à plus de solaire peut-être. Nous pourrions ainsi suivre exactement sa ligne de consommation. Quant au stockage, il nous permet de compléter cette approche, en garantissant des capacités de réserve en cas de besoin. Nous voyons donc vraiment un bénéfice technologique et commercial à nous orienter vers le stockage. »*⁽¹⁾

D. BILAN ET PERSPECTIVES POUR LE STOCKAGE DE L'ÉLECTRICITÉ

Comme il a été souligné précédemment, les besoins en flexibilité devraient sensiblement progresser à terme avec le développement des énergies renouvelables variables. Le stockage pourra alors permettre d'éviter des investissements d'infrastructure coûteux, qu'il s'agisse de capacités de production de pointe ou du renforcement des réseaux pour faire face aux risques de congestion, en particulier sur les réseaux de distribution.

Du point de vue des réseaux, le stockage d'électricité par batteries peut contribuer à répondre à trois préoccupations :

- faciliter l'intégration des énergies renouvelables. Par exemple, associé à un moyen de production, il permet de lisser la production photovoltaïque intermittente. Il pourrait même offrir une possibilité de réserve en période de pointe de consommation ;
- conforter le système électrique s'agissant des réseaux de transport et de distribution. Pour la tenue de fréquence ou de tension ou pour limiter les congestions sur une partie du réseau, le recours aux batteries permettrait de limiter les investissements sur les lignes physiques. Le comité de prospective de la CRE

(1) M. Nicola Wolff, vice-président et directeur général Europe de Boralex, audition du 23 juillet 2019.

constate que le marché des batteries installées dans les sous-stations est en plein développement ;

▪ pour les micro-réseaux, dans le cas de dispositifs de stockage adaptés pour des établissements gros consommateurs, et pour les batteries en aval du compteur, pour des utilisateurs résidentiels (autoconsommation) ou non.

Le comité de prospective de la CRE souligne que les analystes prévoient une forte croissance du segment de batteries sur les réseaux ainsi que pour les batteries « derrière le compteur ».

S'agissant des réseaux de transport et de distribution, le même comité de prospective distingue deux façons d'envisager le stockage.

Dans la première, le stockage traite de façon symétrique les besoins en injections et en soutirage. L'électricité étant produite en recourant à des moyens de production par ordre croissant de coût marginal, le stockage permettra, en période de faible demande, de soustraire au système une énergie produite avec des moyens à faible coût marginal, pour la lui restituer en période de forte demande, en évitant le recours aux moyens de production à coût marginal élevé, sous réserve que le coût du stockage lui-même ne soit pas trop élevé.

Dans la seconde, la gestion des besoins en injection est découplée de celle des besoins en soutirage. Il est traditionnellement répondu aux premiers par une production supplémentaire ou par des effacements. La part croissante des énergies renouvelables non pilotables dans le bouquet électrique entraîne une gestion relativement nouvelle de surplus. Une piste envisagée consisterait à convertir l'énergie excédentaire injectée sous forme électrique en énergie sous forme gazeuse, par électrolyse de l'eau, pour produire de l'hydrogène.

La technologie lithium-ion représente depuis 2015 près de 80 % des batteries installées annuellement sur les réseaux. Lors de son audition par la commission d'enquête, la directrice du Liten a souligné la rupture technologique liée au passage du lithium-ion au lithium tout solide, nouvelle technologie bien travaillée en Europe, notamment dans les laboratoires du CEA-Liten et a insisté sur la nécessité, en Europe, de ne pas se contenter d'intégrer cette technologie dans les systèmes, mais d'investir dans les outils de production. ⁽¹⁾

(1) Mme Florence Lambert, audition du 17 juillet 2019.

L'enjeu en termes de chaîne de valeur est récapitulé ci-après.

Il convient de distinguer au long de la chaîne de valeur :

- l'extraction et le raffinage des matériaux de base (essentiellement des métaux, dont du lithium) par des entreprises du secteur primaire ;
- leur transformation en matières actives pour les électrodes par des chimistes spécialisés ;
- la fabrication des cellules (briques de base qui transforment l'énergie chimique en énergie électrique) ;

L'intégration de ces cellules en « pack » pour l'automobile, ou en « rack » pour un système stationnaire. C'est l'assemblage de ces packs ou de ces racks qui constitue la batterie proprement dite. Un conteneur contient plusieurs batteries. Dans la mesure où ce dernier produit du courant continu, il convient de lui ajouter un convertisseur DC/AC, et le plus souvent un transformateur, avant de la transporter, l'installer et le connecter au réseau.

Le prix du pack ou du rack en 2016 est d'environ 260 dollars/kWh stockable (soit 260 000 dollars/MWh stockable). Le prix d'un conteneur producteur de courant continu est d'environ 350 dollars par kWh stockable. Le prix global du système stationnaire est d'environ 600 dollars/kWh stockable.

Source : Comité de prospective de la CRE, La flexibilité et le stockage sur les réseaux d'énergie d'ici les années 2030, juillet 2018.

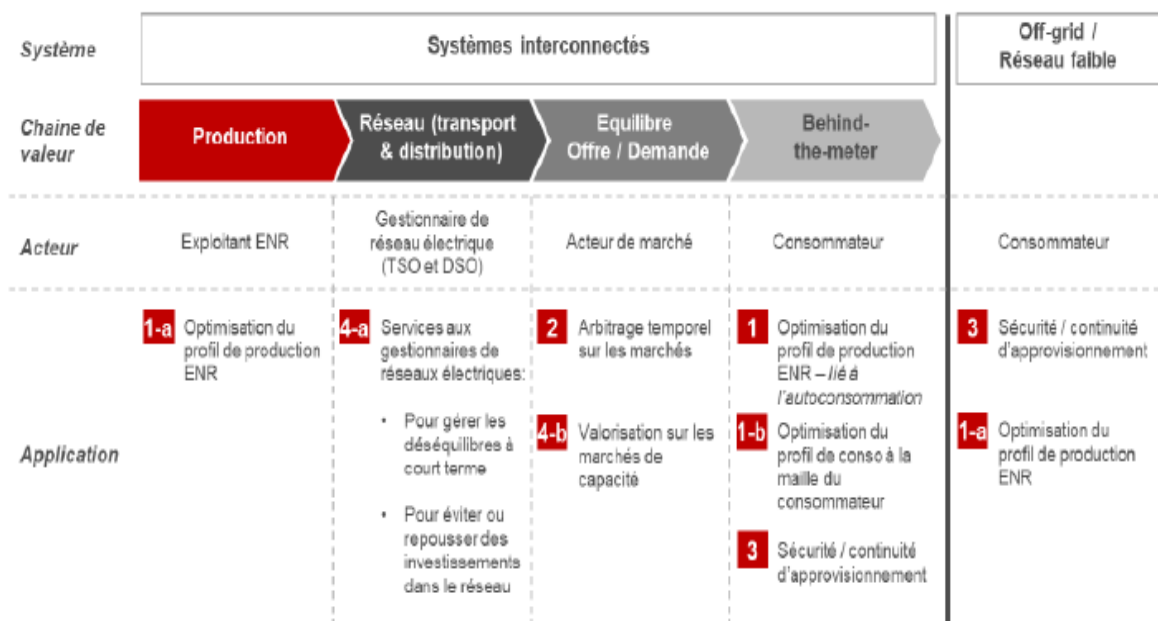
Lors de son audition par la commission d'enquête, le président du directoire de RTE a fait état du projet RINGO de raccordement au réseau de batteries lithium-ion pour participer au réglage de la fréquence, avec des capacités de stockage de plusieurs dizaines de minutes. « RTE a obtenu l'autorisation du régulateur, qui est pragmatique, pour installer des batteries en trois points du territoire continental pour stocker du trop-plein d'énergie qui arrive au réseau à un moment où l'on n'en a pas besoin dans une région, tout en déstockant ailleurs le même volume dans le même temps. (...) Cela ne change rien à la demande de production au niveau global : c'est seulement une façon de ne pas avoir à réaliser des infrastructures. » ⁽¹⁾

Quant à l'activité de stockage, son modèle d'affaire consiste à stocker l'énergie quand le prix est relativement faible pour la déstocker quand son prix est relativement élevé. « Aujourd'hui les prix de marché valorisent fortement aussi bien la réactivité à très court terme d'un moyen de stockage ou de production (capacité à démarrer très près du temps réel en quelques minutes) que sa flexibilité (capacité à varier d'un quart d'heure à l'autre). Les marchés à très court terme (dits intraday) offrent aux opérateurs de stockage des perspectives de rémunération actuellement significativement plus élevées que les marchés sur lesquels les transactions se font de la veille pour le lendemain (dits « day-ahead ») (Étude précitée du comité de prospective de la CRE, page 35).

(1) M. François Brottes, audition du 9 avril 2019.

Le stockage peut être valorisé pour sa contribution au réglage de la fréquence, de la tension et à l'inertie du système électrique, par la participation au mécanisme d'ajustement ainsi qu'à la gestion des congestions. Des batteries peuvent être déployées à des endroits précis du réseau, là où les lignes sont congestionnées et absorbent une forte proportion d'électricité issue de sources non pilotables. À plus court terme, des opportunités existent sur les services système, en particulier le réglage de fréquence. La compensation de la perte d'énergie cinétique du système liée au développement des énergies renouvelables variables, problématique à laquelle les batteries les plus réactives sont en mesure de répondre, pourrait également faire l'objet d'une valorisation.

SERVICES POUVANT ÊTRE RENDU PAR LE STOCKAGE



Source : CRE Document de réflexion et de proposition, le stockage de l'électricité en France, septembre 2019

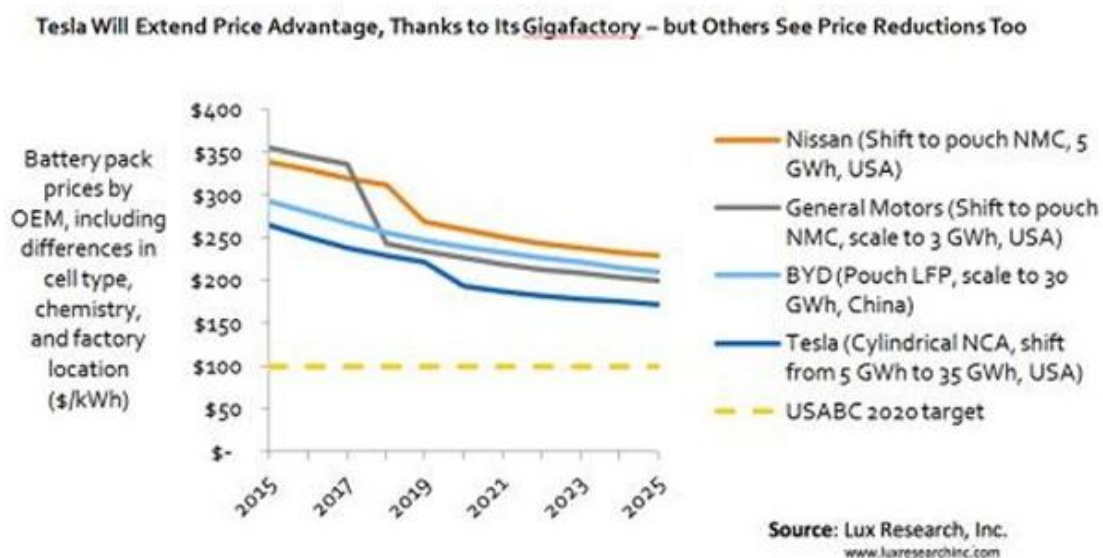
La France dispose actuellement d'environ 5 GW de puissance de stockage, ce qui équivaut à cinq centrales nucléaires. Les besoins de stockage du mix électrique actuel sont couverts par cette puissance. L'objectif de 40 % d'EnR en 2030 nécessite, selon l'ADEME, 2 GW infra-journalier et 7 GW de stockage hebdomadaire de puissance supplémentaire.

Selon la CRE, en France métropolitaine, le stockage de l'électricité par batterie porte sur 7 MW répartis sur deux projets raccordés et 100 MW en file d'attente. La compétitivité des dispositifs de stockage de l'électricité par batteries en fait une technologie prometteuse : les installations de stockage sont pilotables et flexibles, elles ne devraient pas être sources de contraintes pour le système électrique, mais pourront contribuer à apporter des solutions en termes de flexibilité. Le stockage peut ainsi participer à la gestion des congestions sur les réseaux. La CRE a demandé à RTE de publier l'état des congestions sur le réseau de transport, en publiant une carte identifiant les zones géographiques les plus pertinentes pour l'agrégation des flexibilités. Pour le réseau de distribution, la CRE a demandé à

Enedis de publier ses contraintes sur la plage de tension HTA (moyenne tension, niveau de tension auquel sont raccordés les consommateurs qui ont besoin d'une puissance supérieure à 250 kW) et les besoins de flexibilités qui en résultent.

Les scénarios d'évolution du mix énergétique dans les transports comportent des projections sur la place du véhicule électrique ou hybride rechargeable. Pour Enedis, les hypothèses quant au parc de tels véhicules vont de 3,6 millions à 9 millions de véhicules. En outre, l'électrification du parc interviendra de manière progressive, en commençant par les flottes d'entreprises. Il convient en effet de tenir compte du fait que ces véhicules sont en moyenne plus chers de près de 10 000 euros par rapport à un véhicule à carburant traditionnel.

Néanmoins, les analystes estiment que la hausse de la production des batteries qui en résultera conduira à une baisse des prix. Il a pu être fait état d'une division par trois du coût des cellules et des packs lithium-ion d'ici 2030. D'ores et déjà, le développement de la mobilité électrique a fortement augmenté la demande pour les batteries lithium-ion, dont le coût a fortement baissé, passant de 1 000 euros au kWh en 2010 à 200-250 euros actuellement.



Selon les hypothèses de la plateforme de la filière automobile, le coût pourrait atteindre moins de 100 euros à la fin des années 2020.

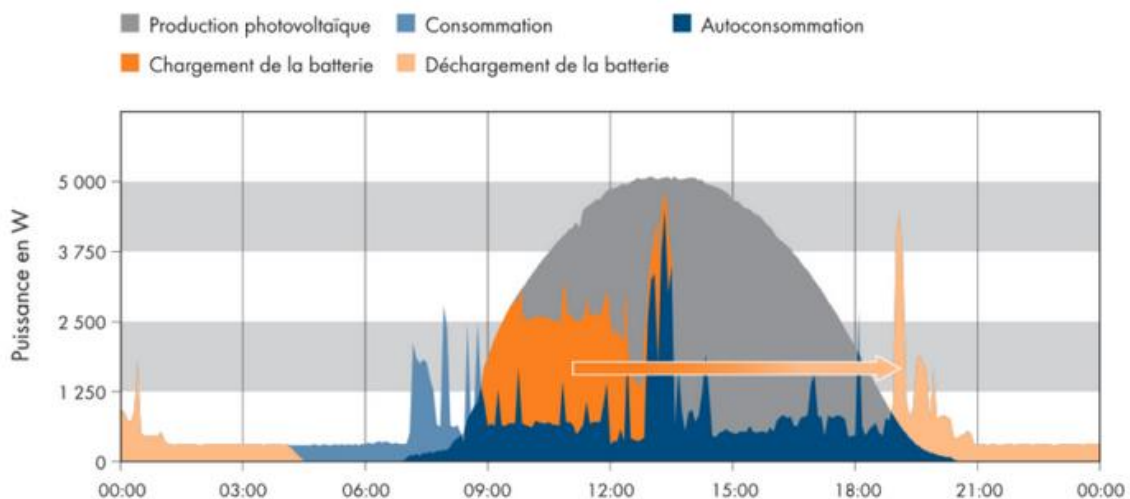
L'impact de la voiture électrique individuelle sur le réseau est envisagé du point de vue du pic de consommation et de la gestion des appels de puissance. Le comité de prospective de la CRE constate qu'« à terme, le véhicule électrique devient « le premier appareil électroménager du foyer », jouant un rôle important dans la structuration de la demande. (...) un pic de demande pourrait être observé en fin de journée, d'une ampleur supérieure à celle constatée aujourd'hui. » ⁽¹⁾ Il

(1) Comité de prospective de la CRE, L'impact du développement des mobilités propres sur le mix énergétique, Juillet 2018.

y est fait état d'un scénario d'Enedis selon lequel, pour un parc de 9 millions de véhicules, le besoin de puissance au pic augmenterait de 10,2 GW, si tout le monde se connectait le soir au même moment. En décalant la recharge de trois heures après le passage aux heures creuses, le besoin de puissance reviendrait à 1,6 GW. Un signal tarifaire distinguant entre heures pleines et heures creuses permettrait donc de décaler la demande d'électricité pour la recharge des batteries des véhicules après la pointe du soir.

L'Évaluation environnementale stratégique du développement de la mobilité propre met en avant le fait que la mobilité électrique peut contribuer à améliorer la flexibilité du réseau électrique et recommande de lancer des initiatives d'intégration au réseau, telles qu'un projet pilote de *vehicle to grid*. S'agissant de l'approvisionnement et du recyclage de certains métaux rares intervenant dans la fabrication des batteries, l'Évaluation insiste sur les nécessités de recyclage spécifique, particulièrement pour certains types d'accumulateurs au lithium et en appelle à l'émergence de nouvelles filières de recyclage pour la valorisation des matières en cause.

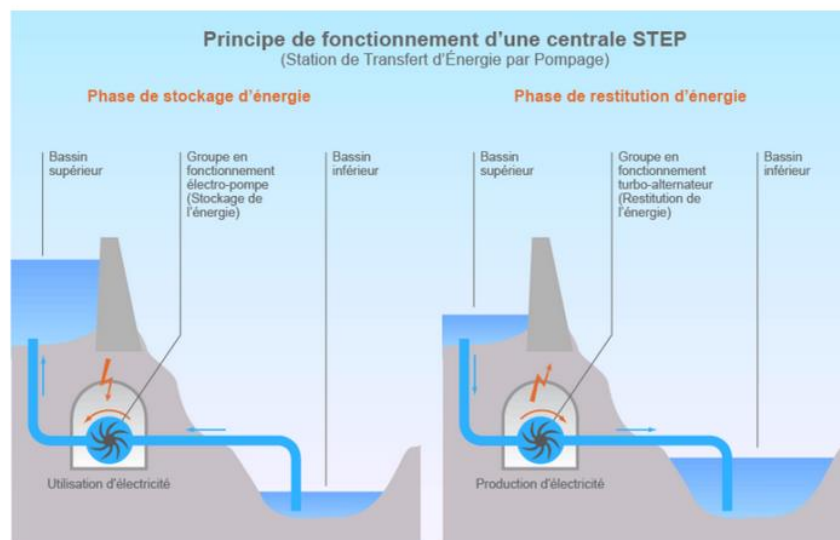
En outre, les batteries de seconde vie devraient jouer un rôle extrêmement important dans les installations d'autoproduction, le stockage diffus, au moyen de batteries domestiques, pouvant accompagner le développement de l'autoconsommation.



Lors de son audition par la commission d'enquête, M. Jean-Yves Grandidier, président du groupe Valorem, a estimé qu'en matière de stockage, la meilleure solution, pour la production de froid et de chaleur, consiste à effectuer un stockage dans l'usage. « *C'est le principe du ballon d'eau chaude électrique. Il a été conçu, à l'époque, pour écouler les surplus de production nucléaire la nuit. Stocker de l'électricité sous forme d'usage – en l'occurrence sous forme d'eau chaude – ne coûte que 30 euros le MWh, quand le stockage d'électricité dans une batterie coûte 200 euros le MWh. Ce prix chutera certes à mesure que progresseront les batteries, mais le différentiel avec le stockage dans l'usage restera prégnant. Ce dernier permet en outre de s'affranchir de l'enjeu*

environnemental du recyclage des batteries. (...) L'enjeu fondamental est de permettre à nos concitoyens, en même temps qu'ils isolent leur logement, de s'équiper de moyens de stockage dans les usages – de chauffe-eau thermodynamiques, par exemple. »⁽¹⁾

Actuellement, les stations de transfert d'énergie par pompage sont la forme dominante de stockage du réseau : l'électricité produite est utilisée pour pomper l'eau dans un réservoir en contrebas et la faire monter dans un autre réservoir plus haut. L'eau peut être ensuite, à la demande, versée dans le réservoir en contrebas, entraînant des turbines hydro-électriques, et donc produire de l'électricité. Cette formule représente aujourd'hui 97 % de la capacité de stockage électrique dans le monde. Ce stockage est particulièrement adapté pour le report électrique journalier à hebdomadaire pour un coût de 20 à 60 euros/MWh. La France dispose de 5 GW de stations STEP, stations construites entre 1970 et 1990 et assurant 6 à 7 TWh d'énergie stockée et restituée en volume annuel cumulé.



S'agissant de l'hydrogène, comme le rappelaient les représentants de l'IFP Énergies nouvelles, le développement des nouveaux besoins, pour les secteurs industriels et le transport liés aux objectifs de décarbonation ainsi que pour les services apportés au réseau électrique, nécessite l'utilisation d'un hydrogène non carboné. De ce point de vue, « *la question de l'électricité est centrale. Il est difficile d'envisager de n'alimenter les électrolyseurs que par des énergies renouvelables variables dans les moments de surproduction, trop rares dans l'année. Avec des électrolyseurs d'une capacité de production de l'ordre du gigawatt dont le coût de fabrication est de 1 000 à 2 000 euros le kilowatt, les unités de production doivent être d'environ un milliard d'euros. On ne peut faire fonctionner une unité de production du milliard d'euros une part infime de l'année. Pour être rentabilisé, un investissement de cet ordre doit fonctionner au long de l'année plus de 5 000 à 6 000 heures par an, soit 50 % à 60 % du temps. Ces 50 % à 60 % du temps ne*

(1) M. Jean-Yves Grandider, fondateur et président du groupe Valorem, audition du 7 mai 2019.

peuvent être alimentés uniquement dans les périodes de surcapacité des énergies renouvelables variables de notre mix d'aujourd'hui. Si, dans des décennies, la production d'électricité provient d'énergies renouvelables variables, ce sera différent, mais nous n'en sommes pas là. À l'horizon 2035, nous sommes encore sur 50 % de production nucléaire. » ⁽¹⁾

(1) M. François Kalaydjian, directeur « Économie et veille » à l'IFP Énergies nouvelles, audition du 6 juin 2019.

II. LA TRANSPARENCE DES COÛTS EST INDISPENSABLE POUR GARANTIR DES CHOIX BUDGÉTAIRES COHÉRENTS ET UN VÉRITABLE CONSENTEMENT CITOYEN AU FINANCEMENT DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

La réduction des incertitudes réglementaires ou fiscales, de même que la stabilité des prix du marché de gros, sont déterminantes pour la sélection des projets d'investissements. Tel est le constat vers lequel ont convergé les auditions de la commission d'enquête.

A. PRINCIPES DE FINANCEMENT DE L'ÉNERGIE

En effet, s'agissant d'un lourd investissement de longue durée, comme l'est un investissement de production d'énergie, la logique économique veut de retenir un financement par endettement. À titre d'exemple, lors de la précédente transition énergétique, EDF, bien qu'étant un établissement public, a financé la réalisation du parc électronucléaire français actuel en contractant un volume élevé d'emprunt. La dette a été par la suite progressivement remboursée par le consommateur d'électricité, au travers des tarifs. Un tel financement par endettement implique de devoir réduire tous les facteurs de risques susceptibles de venir perturber les logiques de retours sur investissements. Chaque incertitude s'accompagnera à défaut d'une marge de sécurité budgétaire et viendra donc renchérir, *in fine*, les prix.

Dès lors, la réduction des incertitudes affectant l'environnement réglementaire ou fiscal, de même que la neutralisation de la volatilité des prix du marché de gros, sont déterminants pour la sélection des projets d'investissements. Tel est le constat vers lequel ont convergé les auditions de la commission d'enquête.

Ainsi, Maître Anne Lapierre, avocate associée du Cabinet Norton Rose Fulbright, cabinet fortement spécialisé dans le secteur de l'énergie, a insisté sur deux paramètres du financement dans le secteur de l'énergie, eu égard au type d'actifs concernés :

▪ le recours aux subventions publiques : « *la subvention est nécessaire, parce que dans le secteur de l'énergie, les prix sont extrêmement volatils et que la méthode actuellement retenue pour financer ce développement est celle du financement de projet sans recours. Elle n'est pas spécifique aux énergies renouvelables. Elle consiste à financer au moins 80 % de l'investissement initial par dette bancaire. Les 20 % restants sont financés sur fonds propres. Cette méthode de financement classique a pour objectif de préserver les ressources du bilan de l'acteur et, pour la banque, en auditant le projet, de s'assurer de son remboursement par les revenus exclusivement générés par le projet.* » ⁽¹⁾ ;

(1) Maître Anne Lapierre, audition du 16 mai 2019.

▪ la vision à long terme : « *Dans le cas des énergies renouvelables, ces actifs sont de vingt ou trente ans pour le solaire ou l'éolien, probablement de cinquante ans pour l'hydraulique et de plus de soixante ans pour le nucléaire. On a donc besoin d'une visibilité très longue sur les coûts et les possibilités de les amortir.* »

Dans ses diverses communications, en particulier sa communication sur les lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020, la Commission européenne retient une même vision, avec une nuance toutefois quant à la pérennité des subventions, considération logique de la part d'une instance en charge de garantir l'absence d'atteintes excessives aux conditions de fonctionnement d'un marché libre, ou à tout le moins régulé.

S'agissant du recours aux subventions publiques, la Commission européenne considère en effet qu'au cours de la période comprise entre 2020 et 2030, les sources d'énergie renouvelables déjà implantées permettront d'alimenter le réseau à des prix compétitifs, ce qui implique que les subventions et les exemptions des responsabilités en matière d'équilibrage devraient être supprimées de manière dégressive. « *Grâce à des instruments de marché tels que les procédures de vente aux enchères ou de mise en concurrence ouverte à tous les producteurs d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables et se faisant concurrence sur un pied d'égalité dans l'Espace économique européen, les subventions devraient normalement être réduites au minimum en vue de leur suppression totale.* »

S'agissant de la visibilité à long terme, la Commission européenne insiste sur la nécessité d'éviter les démarches de remise en cause rétroactive des soutiens publics accordés : « *l'intervention publique doit représenter vis-à-vis des investisseurs et des consommateurs un engagement stable, durable, transparent, prévisible et crédible. La nécessité de modifier les conditions réglementaires en réponse à une évolution sur le marché ne justifie pas l'application rétroactive de ces modifications à des investissements déjà réalisés, lorsque ces modifications sont devenues nécessaires, parce que les pouvoirs publics n'ont pas dûment prévu cette évolution ou n'ont pas su s'y adapter en temps utile. L'application de modifications rétroactives en pareilles circonstances entame sérieusement la confiance des investisseurs et devrait être évitée dans toute la mesure du possible.* » ⁽¹⁾

Il apparaît donc que l'un des rôles principaux que l'État peut et doit jouer en relation avec les prix de l'énergie est un rôle de sécurisation des investissements privés. En effet, les investisseurs compensent invariablement l'incertitude et le risque que celle-ci représente par un surcoût qui correspond à une marge de sécurité. Si l'on souhaite que ces marges soient réduites au maximum afin que le coût de l'énergie soit le plus proche possible du coût de production, alors il faut réduire le risque. Cette sécurisation peut se faire de deux manières :

(1) Communication de la Commission du 5 novembre 2013, *Réaliser le marché intérieur de l'électricité et tirer le meilleur parti de l'intervention publique*, p. 13.

- L'État peut sécuriser en amont les projets eux-mêmes, en réduisant pour les investisseurs les incertitudes liées aux délais d'autorisation ou de recours qui se traduisent naturellement par une incertitude, laquelle prend la forme d'un risque financier pour les investisseurs et donc de coûts intégrés au prix de vente de l'énergie ;

- L'État peut également sécuriser les projets en aval, en servant de garant *via* l'achat à un prix garanti ou *via* un complément garanti du prix de vente.

La combinaison de ces deux facteurs de sécurisation en amont et en aval des projets est de nature à faire baisser les prix.

Ainsi, lors des auditions de la commission d'enquête, les entreprises développeuses de projets EnR admettaient que l'accumulation du coût d'études de faisabilité réalisées pour les appels à projets parfois à perte, des recours citoyens liés à la non-concertation préalable des installations entre État et région avec les territoires, l'allongement des délais de mise en œuvre des projets avaient tous un impact sur le coût final et naturellement sur la compétitivité des prix de vente. Ainsi, en Allemagne, les pouvoirs publics s'efforcent de proposer un projet « prêt à démarrer » (y compris en faisant rembourser ce prix au développeur), ce qui permet de réduire les coûts. La sécurisation du prix de rachat de l'énergie produite a également un effet déflationniste.

Les EnR bénéficient à ce niveau d'avantages et d'inconvénients par rapport à d'autres énergies. L'intermittence de production propre à certaines EnR se traduit pour les investisseurs privés par une incertitude de prix de vente, incertitude que l'État doit continuer de compenser par des mécanismes de garantie des prix. Toutefois les différentes tailles des installations permettent de mobiliser des investisseurs privés de tailles variables, investisseurs qui peuvent être aussi modestes *in fine* que le consommateur lui-même dans le cadre d'un projet d'autoproduction. Par ailleurs, la sécurité des sites et des technologies, ainsi que l'intérêt incontestable des consommateurs pour des énergies renouvelables, constituent deux facteurs puissants de motivation pour les investisseurs. Par comparaison, aucun investisseur privé n'investirait plus sans garantie ferme de l'État dans le secteur nucléaire, garantie qu'un décideur politique a prouvé qu'il était bien en peine de donner. L'histoire et l'accident de Fukushima, ont montré que le pouvoir d'influence de l'opinion publique sur le politique, qui n'en est par définition que son porte-voix, était tel que le politique pouvait être contraint de changer radicalement de stratégie et de feuille de route. Ce risque-là, bien qu'il soit difficile à démontrer, n'est peut-être pas sans lien avec le prix plus élevé des nouvelles installations nucléaires.

La question que nous nous poserons est donc la suivante : à quel moment le facteur risque sera-t-il suffisamment bas pour les projets EnR, pour que les investisseurs puissent se passer entièrement du concours de l'État ? Et quelles actions l'État peut-il mettre en œuvre pour permettre aux entreprises d'atteindre plus vite ce stade économique-là ?

B. TRANSPARENCE DES TAXES ET PRÉLÈVEMENTS SUR LA FACTURE D'ÉLECTRICITÉ

Nul n'ignore que le prix payé par les Français pour accéder aux services énergétiques dont ils ont besoin quotidiennement est une savante équation entre les coûts de développement puis d'amortissement des installations, des modèles économiques des producteurs, distributeurs et fournisseurs, des investissements de maintenance pour garantir l'approvisionnement à l'avenir tant sur les installations elles-mêmes que sur les réseaux de transport nécessaires à l'acheminement de l'énergie dans tous les territoires. Tous ces facteurs viennent renchérir de manière indirecte le coût direct de production.

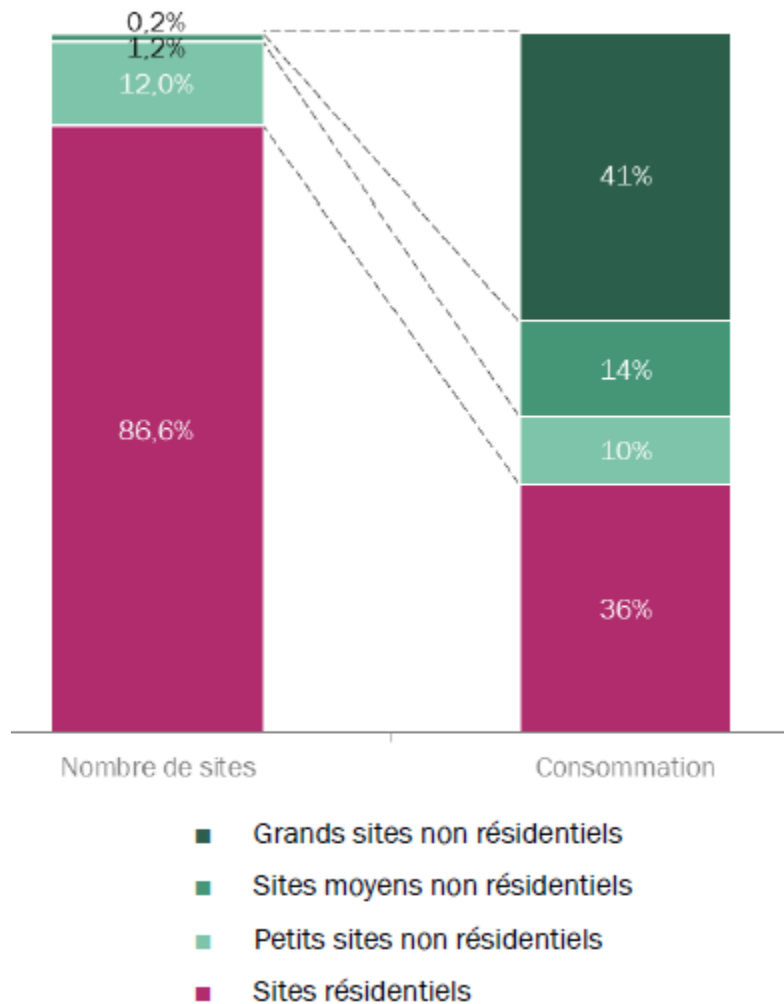
La question que les Français sont en droit de se poser dans un contexte de hausse continue du prix de l'énergie est de savoir si les coûts indirects induits par les consommations d'énergie sont inclus dans les consommations de manière identique pour les citoyens et pour les entreprises, les collectivités territoriales ou pour l'État... Ou s'ils allègent les dépenses publiques ou améliorent la compétitivité des entreprises par une contribution supérieure à la seule part qui leur incombe du fait de leurs propres consommations. Car le prix de l'énergie devient alors, de manière plus ou moins tacite, plus ou moins consentie, un outil fiscal au service du développement économique, de la solidarité, de la transition écologique. Trois axes par ailleurs financés par les finances publiques *via* l'impôt, et donc par les Français proportionnellement à leurs moyens.

Dans la mesure où le poids de la facture d'énergie devient de plus en plus lourd à supporter pour les ménages, dans la mesure où ce poids ne fera vraisemblablement qu'augmenter à l'avenir, dans la mesure où, ainsi financé par le prix de l'énergie, il n'est pas proportionné aux revenus de chacun, il n'est pas illégitime de la part des Français d'interroger la manière dont leurs factures d'énergie soutiennent ces trois axes et si leur contribution est efficace.

Le graphique suivant, issu des données de la CRE au titre de sa mission d'observatoire du marché de détail de l'électricité, dont les données sont issues de gestionnaires de réseaux couvrant plus de 98 % des sites français et de la consommation nationale d'électricité, présente la répartition des diverses catégories de consommateurs d'électricité :

- les grands sites non résidentiels, dont la puissance souscrite est supérieure à 250 kW (grands sites industriels, hôpitaux, hypermarchés, grands immeubles, etc.), qui représentent 41 % de la consommation d'électricité ;
- les sites moyens non résidentiels, dont la puissance souscrite est comprise entre 36 et 205 kW (locaux de PME, par exemple), qui représentent 14 % de la consommation d'électricité ;
- les petits sites non résidentiels, dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA (installations des professions libérales, des artisans, etc.), qui représentent 10 % de la consommation d'électricité ;

▪ les sites résidentiels, dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA, qui représentent 36 % de la consommation.



Lors de leur audition par la commission d'enquête, les représentants d'EDF⁽¹⁾ ont rappelé que la facture d'électricité toutes taxes comprises d'un ménage se compose de trois composantes :

▪ une composante, de l'ordre de 35 % de la facture totale, correspondant à la fourniture même d'électricité. De cette « part fourniture » relèvent l'approvisionnement en électricité et en garanties de capacité, les coûts commerciaux pour la commercialisation et la gestion du portefeuille de clients, qui incluent la charge au titre des certificats d'économie d'énergie. La marge du fournisseur complète cette composante ;

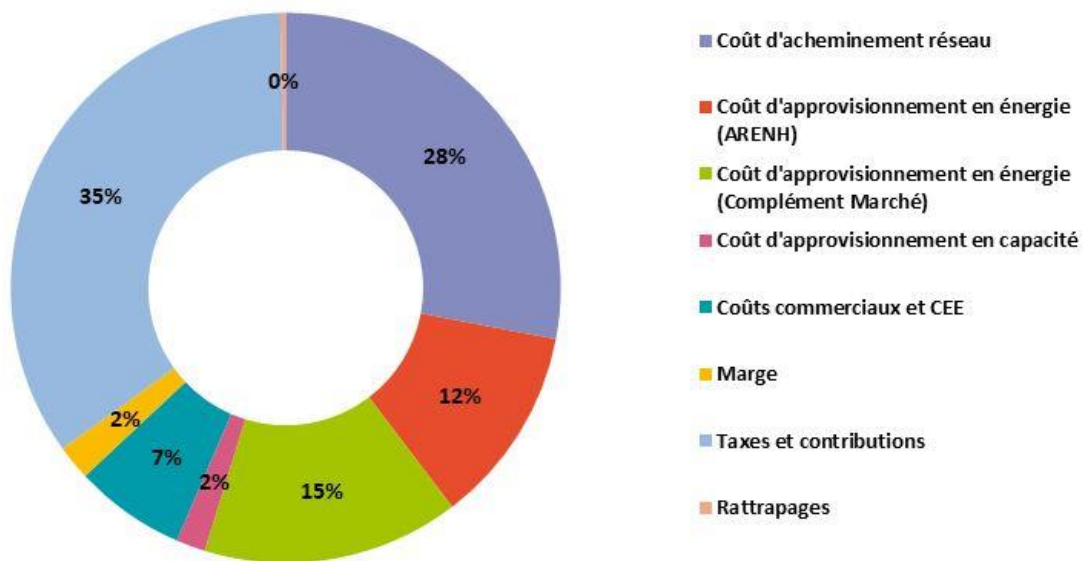
▪ une composante, de l'ordre de 30 % de la facture totale, correspondant à la rémunération pour l'utilisation des réseaux publics d'électricité. Cette « part acheminement » correspond au tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité

(1) Mme Magali Viandier, directrice sourcing, économie des offres, et M. Patrice Bruel, directeur régulation, audition du 19 mars 2019.

(TURPE), qui est fixé par la CRE. Cette part est identique pour tous les clients résidentiels ;

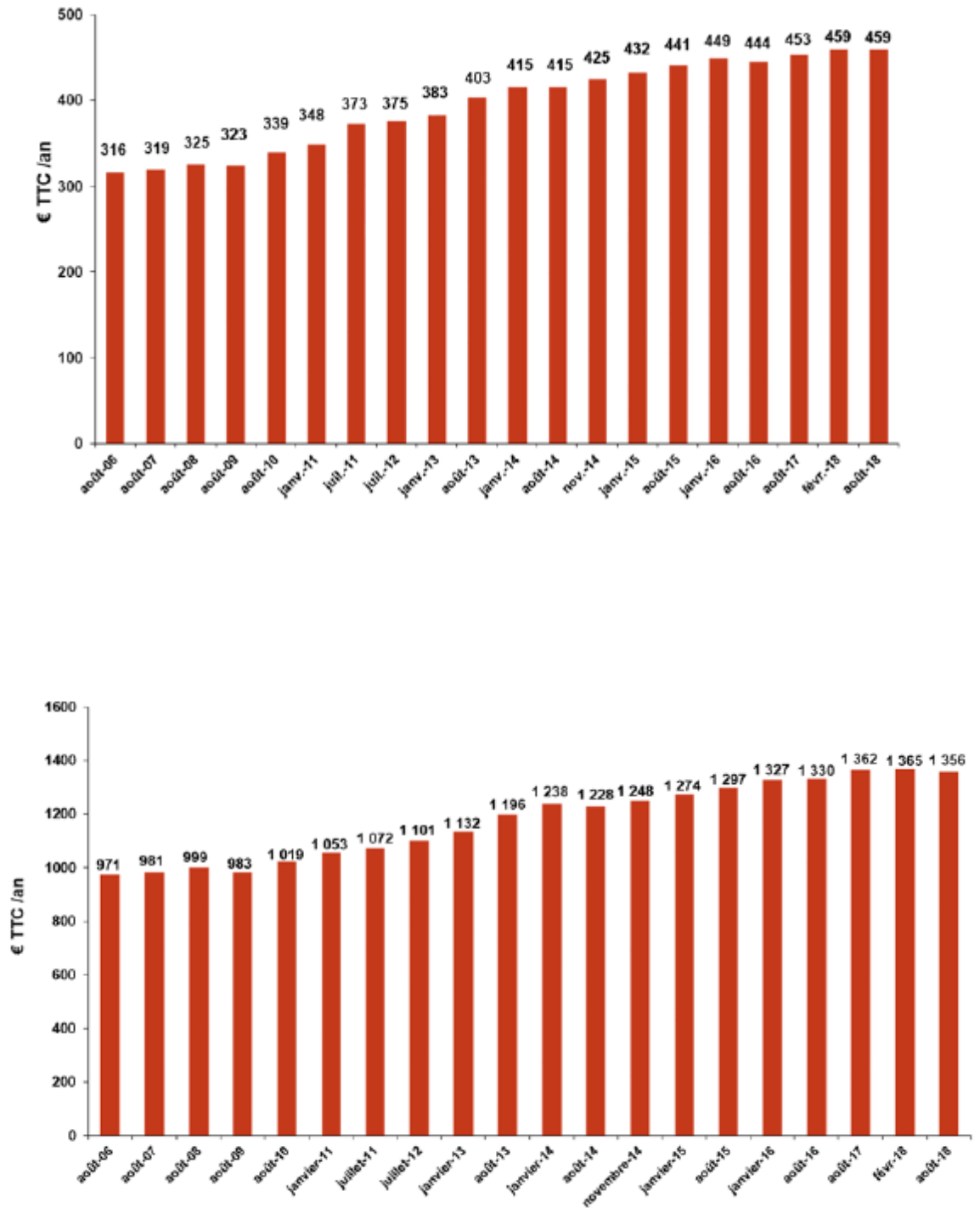
▪ une composante, de l'ordre de 35 % de la facture totale, correspondant aux taxes, de plusieurs types : taxes fixes ou proportionnelles à la consommation d'électricité ainsi que la taxe sur la valeur ajoutée.

Le graphique suivant représente la composition des tarifs réglementés de vente sur la base du TRV résidentiel moyen au 1^{er} juin 2019 :



Source CRE. Observatoire. Les marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel, au premier trimestre 2019. Juillet 2019.

Les graphiques suivants, issus également de l'Observatoire des marchés de détail de la CRE, représentent l'évolution du tarif réglementé de fourniture d'électricité entre 2008 et 2018 pour un client moyen au tarif bleu base, avec une puissance souscrite de 6 kVA (consommation de 2 400 kWh) ainsi que pour un client moyen au tarif bleu HP/HC avec une puissance souscrite de 9 kVA (consommation de 8 500 kWh, répartie entre 54 % aux heures pleines et 46 % aux heures creuses). La facture couvre le tarif réglementé de vente, la contribution au service public de l'électricité (CSPE), la contribution tarifaire d'acheminement (CTA), les taxes locales, sur la base du maximum réglementaire depuis le 1^{er} trimestre 2011, et la TVA.



Source CRE. Observatoire. Les marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel, au premier trimestre 2019. Juillet 2019.

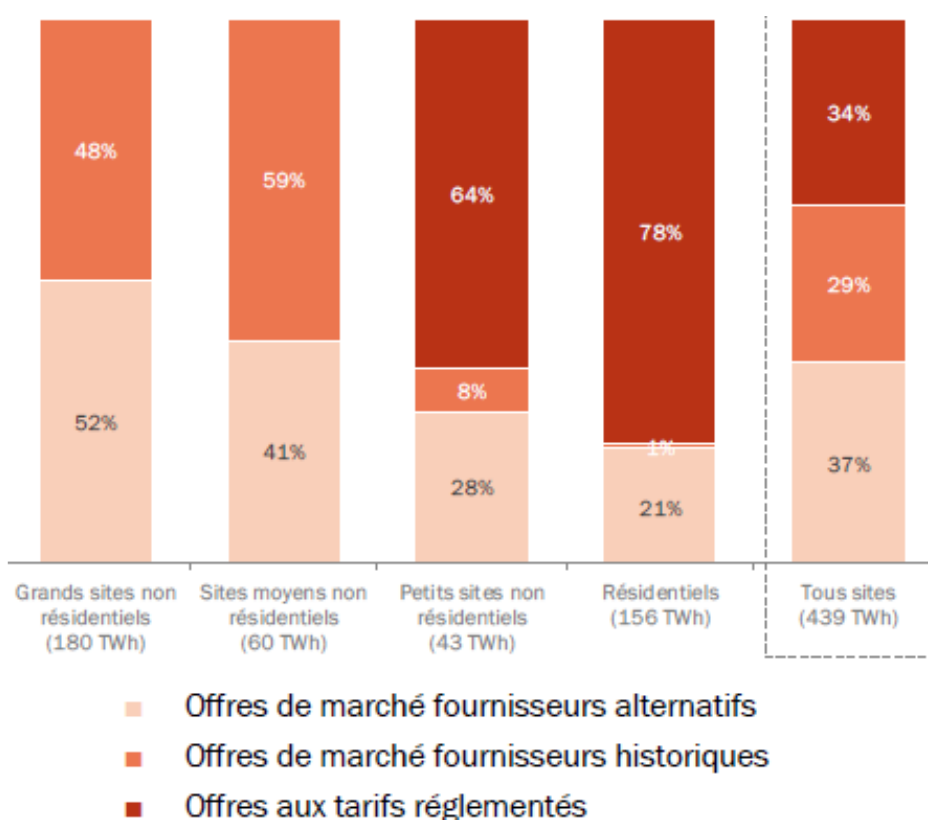
1. La part représentative de la fourniture d'électricité

Les clients peuvent choisir entre deux types de contrats :

–les contrats aux tarifs réglementés de vente (TRV), proposés uniquement par des fournisseurs historiques, dont les tarifs sont fixés par les pouvoirs publics ;

–les contrats en offre de marché, proposés par les fournisseurs historiques et par les autres fournisseurs dits « alternatifs », qui en fixent librement les prix.

Le graphique suivant présente la répartition des consommations d'électricité annualisées par type d'offres. Au 31 mars 2019, environ 66 % de la consommation est fournie par des offres de marché, dont 37 % auprès d'un fournisseur alternatif.



Source : CRE Observatoire. Les marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel au premier trimestre 2019, juillet 2019.

a. Le marché de gros

Les fournisseurs qui livrent l'électricité aux consommateurs finaux achètent l'énergie sur le marché de gros aux producteurs, qui se font concurrence pour vendre de l'énergie au meilleur prix possible, ou aux sociétés de trading. L'offre et la demande d'électricité varient donc en fonction de la plus ou moins grande disponibilité des moyens de production, par exemple la disponibilité des centrales nucléaires, ou en fonction du comportement des consommateurs, lequel a, par exemple, un profil saisonnier. Les conditions climatiques influent également.

Les bourses de l'électricité proposent à leurs intervenants une plateforme de négociation pour entrer leurs ordres d'achat et de vente, afin de disposer d'un mécanisme de formation des prix de gros transparent et fiable, en faisant coïncider l'offre et la demande à un prix équitable et en s'assurant que les transactions passées sur la bourse seront finalement livrées et payées. L'efficacité et la liquidité des marchés de gros permettent la compétitivité des marchés de détail.

Depuis le 2 juillet dernier, deux bourses de l'électricité opèrent en France : Epex Spot et Nord Pool. RTE précise que les acteurs de marché qui ne déposaient leurs offres que sur Epex Spot peuvent désormais les déposer sur Epex Spot et Nord Pool, les offres étant ensuite mises en commun dans un algorithme de couplage pour déterminer un seul prix basé sur toutes les offres d'achat et de vente.

En 2018, la consommation d'électricité est restée quasi stable sur l'année, revenant de 450 TWh en 2017 à 444 TWh (- 1 %). Les injections physiques sur le réseau ont augmenté de 1,6 %, de 566 TWh à 575 TWh. La production totale est en hausse de 3,6 %, passant de 529,4 TWh à 548,6 TWh. Les filières nucléaire et hydraulique augmentent leur production de respectivement 3,7 % (soit 14,1 TWh, pour atteindre 393,2 TWh) et 6,5 % (soit 14,7 TWh, pour atteindre 68,3 TWh). Le taux de disponibilité du parc nucléaire s'élève à 74,8 %, en limite basse des taux observés entre 2012 et 2016. La filière éolienne augmente sa production de 15,8 % (soit 3,8 TWh, pour atteindre 27,8 TWh) et la filière photovoltaïque de 10,9 % (soit 1 TWh, pour atteindre 10,2 TWh). Les filières thermiques à combustible fossile diminuent leur production de respectivement 40,2 % pour le charbon, 23,2 % pour le gaz et 42,1 % pour le fioul, la filière gaz restant la plus utilisée pour les injections sur le réseau, en particulier pendant la vague de froid de février-mars. Le solde d'exportation net s'élève à 60,2 TWh en 2018, aussi bien en période de pointe (19,8 TWh) que hors période de pointe (40,4 TWh).

Tableau 5 : Production des différentes filières technologiques en France

	Variation Annuelle 2017/2018				
	2016	2017	2018	En pourcentage	En valeur
Production (TWh)	531,3	529,4	548,6	3,6%	19,2
Nucléaire	384,0	379,1	393,2	3,7%	14,1
Hydraulique	63,9	53,6	68,3	27,4%	14,7
Thermique à combustible fossile	45,9	54,4	39,4	-27,6%	-15,0
Charbon	7,3	9,7	5,8	-40,2%	-3,9
Gaz	35,3	40,9	31,4	-23,2%	-9,5
Fioul	3,3	3,8	2,2	-42,1%	-1,6
Renouvelables (hors hydraulique)	37,5	42,3	47,7	12,8%	5,4
Eolien	20,7	24,0	27,8	15,8%	3,8
Photovoltaïque	8,3	9,2	10,2	10,9%	1,0
ENR thermique	8,5	9,1	9,7	6,6%	0,6
Consommation (TWh)	483,0	482,0	478,2	-0,8%	-3,8

Source : CRE Surveillance. *Le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel, rapport 2018.*

En 2018, les prix de gros sont en hausse, qu'il s'agisse du prix spot moyen de l'année à 50,2 euros/MWh (+ 12 % par rapport à 2017), des prix infra-journaliers à 51,2 euros/MWh (+ 14 % par rapport à 2017). La CRE indique que des pics de prix *day-ahead* ont atteint 200 euros/MWh pendant quatre journées de novembre, les prix français étant influencés par la situation tendue en Belgique. Les prix des produits à terme ont également augmenté.

b. L'influence de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique

En application de la loi du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (loi NOME), jusqu'à la fin 2025, les fournisseurs alternatifs peuvent accéder à un prix régulé, de 42 euros/MWh depuis 2012, à l'électricité produite par les centrales historiques d'EDF en service à la date de la promulgation de la loi, dans la limite de 100 TWh pour l'ensemble des souscripteurs. Le législateur prévoit que le prix de cet accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) doit être représentatif des conditions économiques de production de l'électricité des centrales nucléaires historiques sur la durée du dispositif.

Depuis 2014, les gestionnaires de réseaux peuvent bénéficier de l'ARENH pour la couverture de leurs pertes, les droits à l'ARENH des fournisseurs étant augmentés pour tenir compte des quantités d'électricité qu'ils fournissent aux gestionnaires de réseaux.

Depuis l'entrée en vigueur du mécanisme de capacité, en 2017, l'ARENH comprend également une valeur capacitaire.

L'ARENH permet donc aux fournisseurs de s'approvisionner en électricité pour une partie de la consommation de leur portefeuille de clients en France métropolitaine continentale.

Pour la CRE, il s'apparente ainsi à un produit de gros, puisqu'il peut se substituer à l'achat d'électricité sur les marchés de gros et qu'il est conçu comme un droit permettant aux fournisseurs alternatifs d'optimiser leur approvisionnement, dont ils sont libres de se passer s'ils disposent de conditions d'approvisionnement plus favorables.

Le consommateur d'électricité procure ainsi à son fournisseur un droit à l'ARENH, fondé sur sa consommation prévisionnelle pendant les heures de faible consommation nationale. Si le fournisseur a disposé de plus d'ARENH qu'il n'aurait dû, il doit acquitter un complément de prix afin de neutraliser les gains tirés de la revente des volumes d'ARENH sur les marchés de gros. L'esprit du dispositif voulu par le législateur est que les consommateurs bénéficient de la compétitivité du parc électronucléaire.

L'ARENH a entraîné une baisse des volumes échangés sur les marchés de gros et a pu influencer la formation des prix de marché. La CRE fait observer que *« par sa forme et ses modalités d'attribution, le produit ARENH s'apparente plutôt à un produit calendaire de base. Ainsi la souscription de volumes d'ARENH est venue se substituer à l'achat de ces mêmes volumes sur les marchés, et particulièrement sur le marché à terme calendaire de base. »*

Ainsi la baisse importante des prix de marché de gros, depuis la fin de 2014, a accru l'attractivité de ce marché. Les fournisseurs l'ont donc progressivement substitué à l'ARENH dans leur approvisionnement. La CRE a constaté que les comportements conjugués des acteurs bénéficiaires de l'ARENH et du fournisseur historique EDF, sans avoir le caractère d'une manipulation de marché, permettaient d'expliquer la stabilisation du prix du produit calendaire de base à terme Y+1 autour de 42 euros/MWh. À partir de décembre 2014, les prix de marché se sont détachés du seuil de 42 euros/MWh, entraînant une diminution des demandes d'ARENH pour les années 2015 et 2016.

Si l'on se place du point de vue du marché de détail, l'ARENH y a contribué au développement de la concurrence, conformément à l'objectif poursuivi par le législateur : *« assurer la liberté de choix du fournisseur d'électricité tout en faisant bénéficier l'attractivité du territoire et l'ensemble des consommateurs de la compétitivité du parc électronucléaire français. »* (article L. 336-1 du code de l'énergie).

Pour la CRE, l'ARENH a eu peu d'impact sur la structure des offres de marché, s'agissant des clients résidentiels et des petits professionnels : les fournisseurs continuent de proposer des offres majoritairement à prix fixe ou des offres indexées sur les tarifs réglementés de vente. S'agissant des moyens et grands clients professionnels, l'ARENH est devenu un produit structurant des offres des fournisseurs, en période de prix des marchés de gros nettement supérieurs au prix de l'ARENH.

Le dispositif de l'ARENH a dynamisé la concurrence sur le marché de l'électricité à une période où les prix élevés sur les marchés de gros ne permettaient pas aux fournisseurs alternatifs de s'approvisionner de façon compétitive. Néanmoins, pour la CRE, au-delà de cet impact, la possibilité pour les fournisseurs alternatifs de proposer des offres compétitives aux consommateurs tient plutôt :

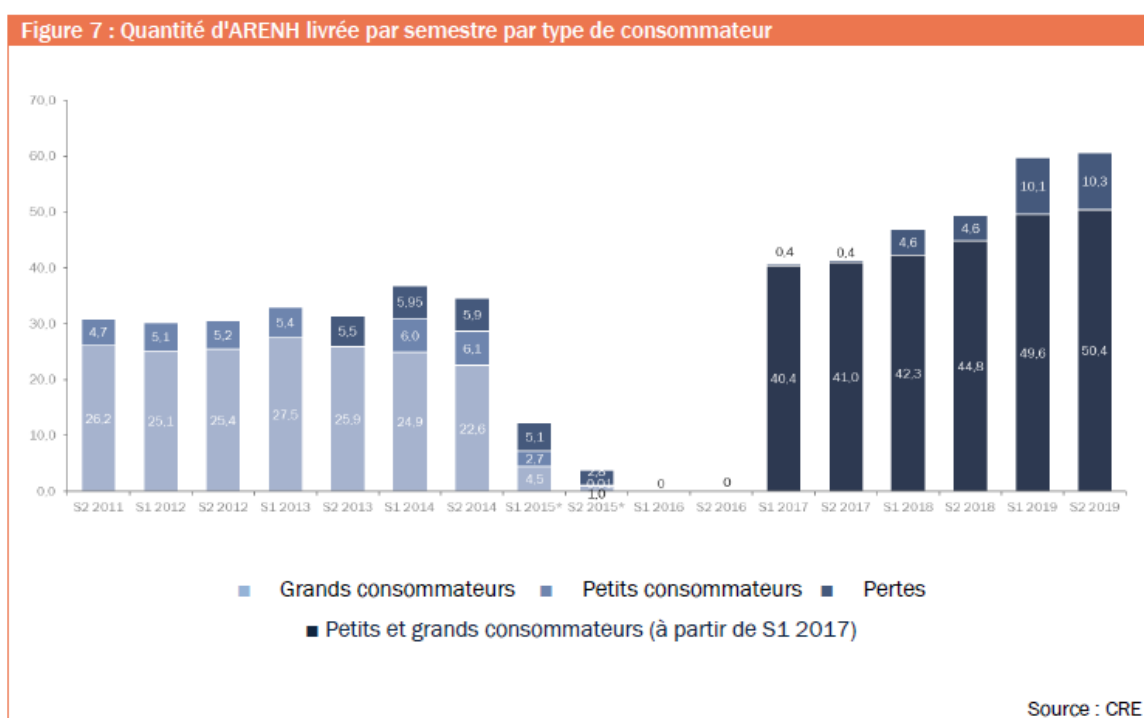
– pour les petits consommateurs, à la construction par empilement des tarifs réglementés de vente (addition du prix de l'ARENH, du coût du complément d'approvisionnement au prix de marché, de la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité, des coûts de commercialisation et d'une rémunération normale de l'activité de fourniture), conformément aux prescriptions de l'article L. 337-6 du code de l'énergie ;

– pour les grands et moyens consommateurs, à la réplique, par EDF, dans ses offres, des conditions d'approvisionnement des fournisseurs alternatifs.

La CRE considère ainsi qu'en cas de disparition de l'ARENH, il n'existerait plus de barrière de prix au développement de la concurrence sur le marché de détail, tant qu'EDF refléterait dans ses offres un approvisionnement uniquement aux prix de marché.

Le graphique suivant récapitule les quantités d'ARENH livrées par semestre par type de consommateur. Il fait bien apparaître, au premier semestre de l'année 2015, la forte diminution des volumes, en lien avec la baisse des prix des marchés de gros à des niveaux inférieurs à celui du prix de l'ARENH. Ce mouvement s'est poursuivi au second semestre. Au premier semestre de l'année 2016, pour la première fois depuis le démarrage du dispositif, aucun volume d'ARENH n'a été livré aux fournisseurs alternatifs. La hausse des prix des produits à terme sur le marché de gros au second semestre de l'année 2016 et la mise en place du marché de capacité à partir de 2017 ont contribué à la reprise des demandes et des fournitures d'ARENH.

Dans son rapport au titre de la surveillance du fonctionnement des marchés de gros de l'électricité et du gaz de 2018, la CRE fait état d'un volume d'ARENH demandé à la fin 2018 pour 2019 de 20,4 TWh au titre de la fourniture des pertes aux gestionnaires de réseaux et de 133 TWh pour les consommateurs finaux.



Les objectifs poursuivis par le mécanisme de l'ARENH, conçu dans l'hypothèse d'un maintien des prix du marché de gros à des niveaux supérieurs à celui de l'ARENH, sont :

▪ de faire bénéficier le consommateur de la compétitivité du parc électronucléaire historique. Dans son avis du 21 janvier 2019 ⁽¹⁾, l’Autorité de la concurrence rappelle que suivant la conception européenne du marché de l’électricité, la libre formation des prix par la rencontre de l’offre et de la demande d’énergie sur les marchés de gros et de détail, conduit, pour le premier, à un prix réputé refléter le coût marginal de la dernière centrale de production appelée pour équilibrer le réseau. Chaque producteur dont les coûts marginaux sont inférieurs au prix d’équilibre bénéficie d’une rente infra-marginale contribuant à la couverture de ses coûts fixes. Les centrales nucléaires françaises ne sont marginales (au sens où la dernière unité de production appelée pour satisfaire la demande appartient à cette filière) que pendant très peu de temps, en période estivale, et bénéficient potentiellement d’une rente infra-marginale pendant presque toute l’année. Si les coûts variables des moyens thermiques, en fonction des cours des combustibles, restent soutenus, les prix du marché de gros couvriront les coûts marginaux et les coûts complets du nucléaire. EDF bénéficie alors d’une forme de rente, dite de Ricardo, attachée à la rareté des moyens de production les plus efficaces. Cette rente est redistribuée en imposant une baisse des prix de détail au profit des consommateurs, par le biais de tarifs réglementés ou par le dispositif de l’ARENH ;

▪ de stimuler la concurrence sur le marché aval de la fourniture de détail d’électricité. La « contestation » effective sur le marché par un fournisseur alternatif est rendue possible par le dispositif de l’ARENH, dans la limite du volume qui lui est attribué, l’accès n’y étant pas illimité. Ce dispositif tend donc à rendre ce concurrent aussi efficace qu’EDF pour la composante de la fourniture en base, la seule pour laquelle une défaillance de marché, au sens du droit de la concurrence, a été identifiée ;

▪ de stimuler la croissance sur le marché amont en favorisant les investissements dans les installations de production. À cet égard, l’Autorité de la concurrence souligne que la loi LOME ⁽²⁾ visant à corriger l’impact, sur le marché de l’électricité, de la spécificité du bouquet électrique français marqué par la prépondérance des capacités d’origine nucléaire, le mécanisme de l’ARENH devait permettre aux opérateurs alternatifs d’investir dans les moyens de production pour une concurrence par les infrastructures sur un marché oligopolistique. L’effectivité d’une telle concurrence sur le marché de la fourniture d’électricité implique l’existence, aux côtés d’EDF, de plusieurs opérateurs intégrés, qui soient également présents dans la production et investissent dans des capacités nouvelles. Lors de son audition par la commission d’enquête, le rapporteur général adjoint de l’Autorité de la concurrence a constaté qu’ : « *il n’a pas été possible pour les alternatifs de remonter la chaîne de valeur, notamment de l’énergie de base pouvant concurrencer le nucléaire. Une question est de savoir si, dans un futur plus ou moins proche, la part du nucléaire va baisser, soit parce qu’on l’aura décidé juridiquement, c’est-à-dire politiquement, indépendamment du coût respectif du*

(1) Autorité de la concurrence, avis n°19-A-01 du 21 janvier 2019 concernant un projet de décret relatif au dispositif d’accès régulé à l’électricité nucléaire historique (ARENH).

(2) Loi du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l’électricité.

nucléaire et des autres énergies, et, dans ce cas-là, il serait plus facile pour les concurrents de se positionner sur l'amont, soit parce que les énergies renouvelables vont voir leur coût baisser et que, éventuellement, le nucléaire va voir ses coûts augmenter, mais cela peut être aussi uniquement parce que le renouvelable verrait ses coûts baisser et que leur compétitivité relative évoluerait alors. » ⁽¹⁾

Pour sa part, le professeur Jacques Percebois a souligné que, devant le changement de contexte, les fournisseurs alternatifs, anticipant la montée du prix sur le marché de gros, demandent la reconnaissance d'un droit accru à l'ARENH en portant son plafond jusqu'à 150 TWh. Selon lui, *« il faut être cohérent : si l'on demande à EDF de baisser la production nucléaire, on ne peut pas en même temps l'obliger à vendre plus d'électricité nucléaire à ce prix-là ! D'autres considèrent qu'il faut augmenter le niveau de l'ARENH. Mais avec quel seuil et par rapport à quel prix ? Le coût moyen est une chose. Le niveau de l'ARENH en est une autre. Et il existe aussi le coût cash, qui permet à EDF de faire face à la gestion de son parc qui ne dépasse pas 32 à 33 euros. Ainsi, quand EDF vend son électricité au-dessus de 32 euros sur le marché, elle récupère en quelque sorte sa mise. En revanche, cela ne lui permettra pas de financer de nouveaux équipements demain. C'est cela, le problème. Aujourd'hui, les prix du marché couvrent les coûts de l'existant, même quand ils sont bas. Mais ils ne permettront pas de construire de nouveaux équipements. Certes, on peut répondre que ce n'est pas dramatique tant que la demande n'augmente pas et qu'on reste en surcapacité. Mais si la demande augmente, il sera difficile de faire face à de nouveaux investissements. » ⁽²⁾*

L'article 62 de la loi relative à l'énergie et au climat porte de 100 TWh à 150 TWh le volume global maximal d'électricité nucléaire historique qu'EDF peut être tenue d'offrir annuellement à la vente aux autres fournisseurs d'électricité. Dans sa décision du 7 novembre 2019, le Conseil constitutionnel a considéré que ce relèvement du plafond annuel de l'ARENH ne porte pas une atteinte excessive à la liberté d'entreprendre, sous la réserve que le prix de l'ARENH tienne suffisamment compte des conditions économiques de production d'électricité par les centrales nucléaires.

c. Le lissage par les tarifs réglementés de l'impact, pour le consommateur, de la volatilité des prix

Aux termes de l'article L. 337-6 du code de l'énergie, les tarifs réglementés de vente d'électricité sont établis par addition du prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, du coût du complément d'approvisionnement au prix de marché, de la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale de l'activité de fourniture. Sous réserve que le produit total des tarifs réglementés de vente d'électricité couvre globalement l'ensemble des coûts mentionnés précédemment, la structure et le niveau de ces tarifs hors taxes peuvent être fixés de façon à inciter

(1) M. Umberto Berkani, rapporteur général adjoint de l'Autorité de la concurrence, audition du 4 avril 2019.

(2) Professeur Jacques Percebois, audition du 18 avril 2019.

les consommateurs à réduire leur consommation pendant les périodes où la consommation d'ensemble est la plus élevée.

Dans son arrêt du 18 mai 2018, Société Engie et ANODE, le Conseil d'État a considéré qu'en instaurant une méthode « par empilement » des coûts, tout en maintenant une référence aux coûts de l'activité de fourniture de l'électricité aux tarifs réglementés par les fournisseurs historiques, le législateur a, dans le but, à la fois, de ne pas fausser la concurrence sur le marché de détail de l'électricité et de ne pas imposer aux fournisseurs historiques une vente à un tarif inférieur à leurs coûts de revient, exclu que les tarifs réglementés soient fixés à un niveau artificiellement bas, inférieur aux coûts comptables complets de la fourniture de l'électricité à ces tarifs, incluant les frais financiers, sans toutefois garantir un niveau de rémunération des capitaux propres engagés. Compte tenu de la forte volatilité des prix du marché de gros de l'électricité, susceptible de se répercuter sur le marché de détail, cette méthode de fixation garantit une relative stabilité : le prix de l'ARENH est stable depuis plusieurs années, le coût d'approvisionnement du complément de fourniture par référence aux prix de marché est lissé sur deux ans, les coûts de commercialisation d'EDF, acteur dominant, évoluent très peu et la rémunération normale de l'activité de fourniture est fixée par la CRE par référence aux marges commerciales de fournisseurs d'énergie européens comparables.

En fait, les prix de la grande majorité des offres de marché sont, à l'heure actuelle, sensiblement inférieurs aux tarifs réglementés de vente de l'électricité.

Lors de son audition par la commission d'enquête, la directrice sourcing économie des offres d'EDF a indiqué : « *EDF, ces deux dernières années a perdu un peu plus d'un million de clients résidentiels par an, ce qui correspond à un rythme de 100 000 clients par mois environ. Ce rythme a d'ailleurs été en augmentation au cours de ces deux dernières années, notamment parce que les conditions de sourcing ont fait qu'à un moment les offres de marché ont été plus compétitives que les tarifs réglementés, dont la valeur est fixe. Pour les années antérieures, le rythme était plutôt de 60 000 clients quittant chaque mois les tarifs réglementés pour souscrire à des offres de marché auprès de fournisseurs alternatifs, mais également auprès d'EDF.* » ⁽¹⁾

La prise en compte des coûts de l'activité de fourniture de l'électricité aux tarifs réglementés d'EDF s'entend des coûts comptables audités de cette activité, préalablement identifiés au sein de sa comptabilité, afin d'éviter un prix trop bas mais aussi un prix trop haut. L'Autorité de la concurrence rappelle à cet égard la mention expresse, par le législateur, d'une rémunération raisonnable de l'activité de fourniture à l'article L. 337-6 précité du code de l'énergie.

Lors de son audition par la commission d'enquête, la directrice sourcing économie des offres d'EDF a insisté sur le fait que la CRE encadre chaque

(1) Mme Magali Viandier, directrice sourcing, économie des offres, et M. Patrice Bruel, directeur régulation, audition du 19 mars 2019.

composante des tarifs réglementés, soit de manière directe, par application de formules de calcul, soit par un contrôle des coûts avancés par EDF :

- les coûts commerciaux d'EDF, qui sont intégrés dans les tarifs réglementés : « ils sont présentés à la CRE et celle-ci a la faculté de les accepter ou, si elle les trouve excessifs, de les refuser » ;

- la marge du fournisseur : « dans une offre de marché, la marge résulte purement et simplement d'une décision de gestion : chaque fournisseur est libre, en fonction du niveau de prix qu'il entend proposer et des caractéristiques de l'offre qu'il commercialise, d'établir la marge qu'il souhaite dégager. S'agissant des tarifs réglementés de vente, la marge est fixée par la CRE : nous ne pouvons pas la déterminer nous-mêmes. (...) » ;

- l'approvisionnement en électricité : « là encore, il y a des différences entre tarifs réglementés et offres de marché puisque, s'agissant des premiers, la valorisation de l'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité est fixée par la CRE par l'application de formules. Pour la part énergie, on considère qu'environ 70 % des volumes d'électricité consommés dans le cadre des tarifs réglementés sont valorisés au niveau prévu par l'ARENH, c'est-à-dire à un prix fixe de 42 euros par mégawattheure, quelles que soient les conditions des marchés de gros. Autrement dit, dans le cadre des marchés réglementés, que les prix de l'électricité sur les marchés de gros soient supérieurs ou inférieurs à 42 euros, 70 % des volumes sont valorisés à ce prix, les 30 % restants – ce que dans notre jargon on appelle le « complément marché » – sont valorisés à la moyenne des prix des deux années précédant l'année de livraison, ce qui permet d'amortir les effets de volatilité sur les marchés de gros. » ⁽¹⁾

Avec l'augmentation des intentions d'exercer leur droit d'accès à l'ARENH exprimées par les fournisseurs alternatifs, une divergence de vue est apparue entre la CRE et l'Autorité de la concurrence sur la portée de la « contestabilité » des tarifs réglementés.

Dans son arrêt du 7 janvier 2015, ANODE, le Conseil d'État a rappelé que la règle d'établissement des tarifs réglementés « par empilement » est réputée garantir par elle-même la fixation de ces tarifs à un niveau qui assure leur « contestabilité » économique, c'est-à-dire la faculté pour un opérateur concurrent d'EDF présent ou entrant sur le marché de la fourniture d'électricité de proposer, sur ce marché, des offres à des prix égaux ou inférieurs aux tarifs réglementés.

Pour la CRE, comme l'a exprimé son président devant la commission d'enquête : « Nous aurions pu acheter ces 33 TWh [part de la demande d'ARENH des fournisseurs alternatifs pour 2019 dépassant le plafond légal de 100 TWh] au prix du marché régulé, c'est-à-dire lissé sur les deux dernières années, ce qui aurait été un peu moins cher. Mais nous avons décidé de ne pas acheter au prix lissé, nous

(1) Mme Magali Viandier, directrice sourcing, économie des offres, et M. Patrice Bruel, directeur régulation, audition du 19 mars 2019.

avons acheté ces 33 TWh en novembre/décembre, lorsque les fournisseurs alternatifs ont eu subitement besoin d'acheter. (...) Il aurait été possible de considérer que les fournisseurs alternatifs allaient perdre de l'argent, et que ce n'était pas grave. Mais la loi française, toutes les décisions du Conseil d'État et toutes les directives européennes imposent d'assurer la « contestabilité ». Je suis convaincu que si nous avions fait perdre de l'argent aux fournisseurs alternatifs, notre décision aurait été immédiatement annulée par le Conseil d'État en référé. La jurisprudence du Conseil d'État est constante sur la contestabilité. » ⁽¹⁾.

Pour l'Autorité de la concurrence, la notion jurisprudentielle de « contestabilité » signifie seulement qu'un opérateur aussi efficace que le producteur régulé doit pouvoir pratiquer le même prix que lui sans subir de perte. Le tarif est dit « contestable » dès lors qu'il couvre les coûts complets de production de ce bien. *« Il est donc une propriété intrinsèque des caractéristiques économiques du producteur du bien en cause. Il convient donc d'éviter toute confusion entre la notion de tarif contestable et celle de tarif effectivement contesté. » ⁽²⁾*

d. Le marché des garanties de capacité

Le marché français de capacité existe depuis la fin de l'année 2016, après autorisation par la Commission européenne au titre du régime des aides d'État. Il a pour fonction d'inciter à l'investissement ou au maintien en fonctionnement des capacités de production nécessaires à la sécurité d'approvisionnement.

La conception théorique à la base de ce marché part du constat que si le marché de l'énergie actuel ne permet pas la couverture des coûts de l'ensemble des capacités de production nécessaires à la garantie de la sécurité d'approvisionnement, une capacité de production insuffisamment rémunérée sur le marché de l'énergie pourrait néanmoins trouver un complément de revenu sur le marché de capacité si elle est nécessaire à la garantie de la sécurité d'approvisionnement (*missing money*).

Sur ce marché, c'est l'assurance que ces capacités apportent au système qui est valorisée. Si tel n'est pas le cas, un tel outil de production fermera. En revanche, pour les capacités de production dont les revenus sont assurés par le seul marché de l'énergie, les offres de garanties de capacité se feront à des prix quasi nuls.

Résumés par la CRE, les principes de base de ce marché sont :

– l'obligation de participation de l'ensemble des capacités de production contribuant à la sécurité d'approvisionnement et non de celle des seules réserves stratégiques (mécanisme dit « *market-wide* ») ;

(1) M Jean-François Carencu, président de la CRE, audition du 4 avril 2019.

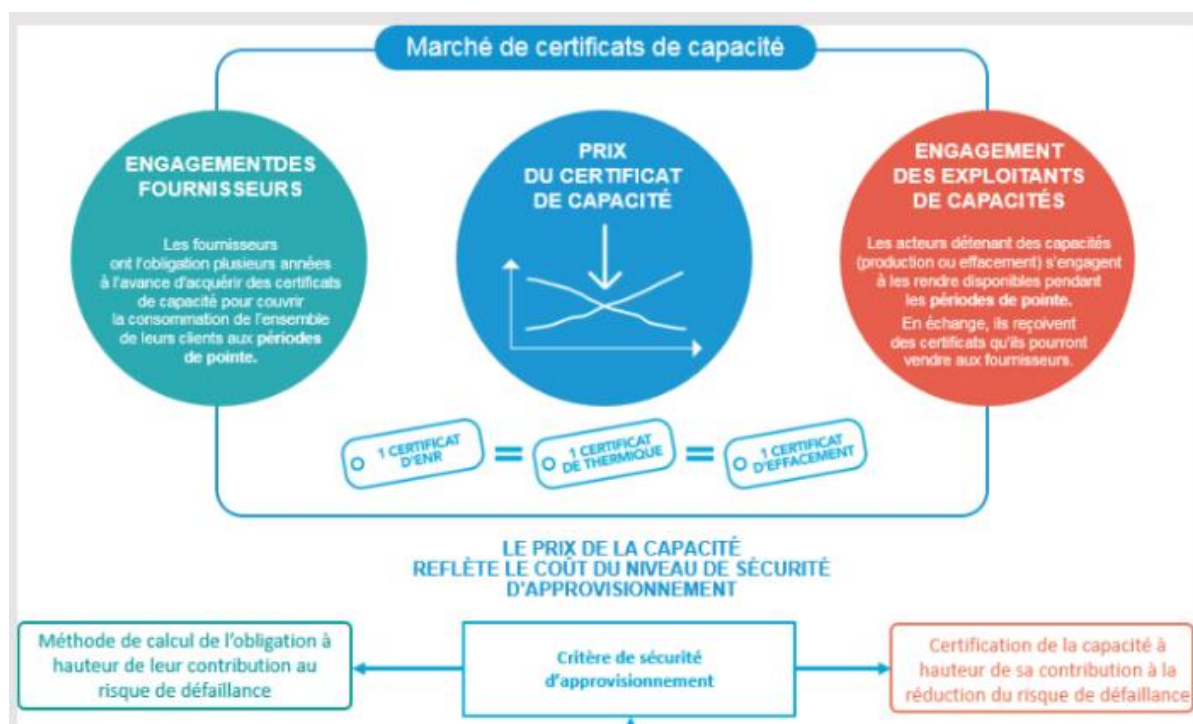
(2) Autorité de la concurrence, avis n°19-A-01 du 21 janvier 2019 concernant un projet de décret relatif au dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH).

– la décentralisation rendant chaque acteur responsable de la sécurisation de l’approvisionnement de ses clients en garanties de capacité, par opposition aux mécanismes centralisant des contractualisations avec les exploitants de capacité auprès du gestionnaire du réseau de transport ;

– l’application des mécanismes de marché, le prix de la capacité résultant de l’équilibre entre l’offre et la demande.

Pour chaque année de livraison, les exploitants de capacité (producteurs, opérateurs d’effacement ou gestionnaires d’interconnexion) doivent s’engager sur le niveau de disponibilité de leurs moyens pendant les heures de pointe du système au moyen d’une certification auprès de RTE leur attribuant des garanties de capacité. Les acteurs obligés (fournisseurs, gestionnaires de réseaux pour leurs pertes ou grands consommateurs gérant eux-mêmes leur approvisionnement) doivent détenir des garanties de capacité représentatives de la consommation estimée de leur portefeuille dans une situation de vague de froid extrême pendant les périodes de pointe du système.

Les acteurs obligés et les exploitants peuvent échanger les garanties de capacité de façon bilatérale ou sur le marché de gré à gré ou sur le marché organisé par Epex spot. Après l’année de livraison, un contrôle porte sur la composition des portefeuilles des acteurs obligés et sur la disponibilité réelle des capacités. Les écarts de disponibilités constatés donnent lieu à une pénalité calculée selon un prix de référence de la capacité fixé par la CRE (de 2017 à 2019, il s’agit de la moyenne arithmétique des prix révélés par les enchères précédant l’année de livraison. À partir de 2020, il s’agira du prix résultant de la dernière enchère organisée avant le démarrage de l’année de livraison).



Source : RTE, Bilan électrique 2018.

En régime pérenne, les échanges de garanties de capacité pourront intervenir sur une période de huit ans (quatre ans avant l'année de livraison, le marché ayant vocation à envoyer des signaux incitatifs à l'investissement en amont et trois ans après pour des raisons techniques tenant à la reconstitution des consommations effectivement intervenues).

Les enchères ont abouti à un niveau de prix de l'ordre de 10 000 euros/MW en 2016 pour livraison en 2017, de l'ordre de 9 300 euros/MW en 2017 pour livraison en 2018, de 17 365 euros/MW à la fin 2017 et courant 2018 pour livraison en 2019.

Ayant constaté le maintien d'un contexte de prix élevés autour de 18 000 euros/MW pour la livraison en 2019 et sa montée à 20 000 euros/MW pour la livraison en 2020, la CRE poursuit des analyses détaillées sur les prix des enchères et, en particulier, sur le résultat de la confrontation des différentes courbes d'offre et de demande des différents acteurs du marché. Pour le régulateur, le fonctionnement actuel du mécanisme de marché s'éloigne trop du cadre théorique dans lequel il a été conçu : son architecture ne permet pas la rencontre efficace de l'offre et de la demande, certains acteurs n'offrant pas leurs garanties de capacité au niveau du « missing money » de leurs capacités. En conséquence, la CRE considère « *qu'une réflexion doit être lancée, pour faire évoluer le design du mécanisme de capacité en s'orientant par exemple vers un mécanisme comportant davantage de centralisation à l'image des mécanismes britannique, irlandais ou polonais.* ».⁽¹⁾

Dans son analyse d'impact du mécanisme de capacité de janvier 2018, RTE estime pour sa part que : « *même en tenant compte des incertitudes de long-terme qui se traduisent sur l'évolution des prix de l'énergie et de la capacité à long terme (et même en l'absence de dispositif de sécurisation du prix de la capacité), l'introduction d'un mécanisme de capacité permet de réduire les incertitudes sur la rentabilité des capacités, par rapport à une architecture de marché energy only. Cette réduction du risque permet une atténuation des coûts de financement (réduction du coût du capital) pour les projets de capacités de production et d'effacement, ce qui conduit finalement à un gain pour la collectivité de plusieurs centaines de millions d'euros par an.*

Enfin l'étude montre l'intérêt des plafonds de prix à la fois sur le marché de l'énergie et de la capacité.

En présence d'un mécanisme de capacité, le maintien de plafond de prix relativement « bas » sur le marché de l'énergie évite un basculement mécanique des revenus sur le marché de la capacité vers les revenus sur le marché de l'énergie « rehaussé » ce qui générerait un risque supplémentaire pour les capacités et des coûts de financement plus importants.

Le plafond de prix sur le mécanisme de capacité sert, quant à lui, à éviter que dans certaines configurations où il existe des besoins de capacité transitoires,

(1) CRE, Surveillance. Le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité et du gaz, rapport 2018.

le respect du critère de sécurité d’approvisionnement ne soit respecté à n’importe quel prix et conduise à la construction de moyens de pointe qui n’auraient d’utilité que pour une période très inférieure à leur durée de vie. »

2. La part représentative de l’acheminement de l’électricité

Parmi les coûts des gestionnaires des réseaux de transport et de distribution d’électricité, la CRE distingue :

– les coûts de gestion et de comptage. Ils ne dépendent pas de l’usage du réseau mais du type de service apporté par les gestionnaires de réseaux en fonction des domaines de tension et des catégories d’utilisateurs concernés ;

– les coûts d’infrastructures. Ces coûts sont fixes à court terme, hormis les coûts de gestion des congestions, très faibles. Ils sont variables à long terme en relation avec les investissements réalisés ;

– les coûts des pertes, variables à court terme (et à long terme du fait des investissements). La contribution à ces coûts des utilisateurs dépend de l’énergie injectée ou soutirée aux différentes heures de l’année ;

– les coûts des réserves (y compris le réglage de la fréquence, la reconstitution des services système, les réserves rapide et complémentaire) ;

– les autres coûts (les charges centrales et les autres charges non affectées).

Les structures tarifaires répercutent ces coûts selon des composantes différenciées en fonction du niveau de tension :

– les composantes fixes (en euros/an) couvrent les coûts de gestion et de comptage ;

– la composante de soutirage (recouvrant également les coûts de réserve et les autres coûts comme les charges centrales) suit des coefficients proportionnels à la puissance souscrite (euros/kW/an) afin de refléter la contribution de la capacité demandée par l’utilisateur aux coûts des infrastructures de réseau. S’y ajoutent des coefficients proportionnels à l’énergie (euros/kWh) en relation, tant avec la contribution de la durée d’utilisation de la puissance souscrite aux coûts des infrastructures de réseau, qu’avec la contribution de l’énergie soutirée aux coûts des pertes ;

– la composante d’injection, pour les seules injections dans le réseau de transport. Il s’agit de tenir compte des coûts des pertes sur le réseau français liées à l’électricité exportée ;

– des composantes spécifiques à certains services annexes, comme les dépassements de la puissance souscrite, l’alimentation complémentaire et de secours, *etc.*

Le régulateur se doit de respecter plusieurs principes dans sa construction du TURPE :

– une tarification d'accès au réseau indépendante de la distance entre le site d'injection et le site de soutirage (principe dit du timbre-poste) en application de l'article 14 du règlement communautaire 714/2009 ;

– une identité de tarifs d'accès au réseau sur l'ensemble du territoire national (principe de la péréquation tarifaire) en application de l'article L. 121-1 du code de l'énergie ;

– une prise en compte des coûts engendrés par chaque catégorie d'utilisateurs indépendamment de l'usage final de l'électricité (principe de non-discrimination), en application de l'article L. 341-2 du code de l'énergie ;

– une incitation des clients à limiter leur consommation pendant les périodes aux cours desquelles la consommation totale nationale est la plus élevée (principe d'horosaisonnalité), en application de l'article L. 341-4 du code de l'énergie.

La CRE rappelle qu'« *un élément essentiel dans la façon dont les signaux tarifaires sont transmis aux consommateurs est la forme des grilles. Le passage des coûts de réseau à un tarif est avant tout un processus de simplification : les coûts alloués sont regroupés en plages horaires prédéfinies, ce qui limite la précision du signal, mais rend le tarif lisible. Cette moindre précision est dommageable pour les utilisateurs très flexibles, typiquement les stockeurs et les consommateurs ayant des usages pilotés automatiquement, qui sont capables de répondre à des signaux de prix variables. Elle a en revanche peu de conséquences sur le comportement des consommateurs « classiques », qui ne sont en tout état de cause pas capables de répondre à un signal trop complexe.* »⁽¹⁾.

Le degré de simplification des grilles est choisi selon deux paramètres :

▪ le type de consommateur : les consommateurs raccordés à des niveaux de tension élevés peuvent avoir des grilles plus complexes que les consommateurs raccordés à des niveaux de tension bas ;

▪ les capacités qu'ont les fournisseurs d'assumer une tâche de simplification, en sélectionnant une grille TURPE complexe, mais en l'intégrant dans une offre simplifiée pour le client final.

Le TURPE 5, actuellement en vigueur, a modifié la composante de soutirage pour prendre en compte l'aléa climatique et son effet sur le dimensionnement des réseaux liés aux pointes de consommation et a simplifié les grilles tarifaires. Mises en regard des caractéristiques essentielles des réseaux électriques récapitulées dans le tableau figurant dans la première partie du présent rapport, ces grilles présentent les caractéristiques suivantes :

(1) CRE, Consultation publique du 23 mai 2019 relative à la structure des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité, page 15.

- En ce qui concerne les utilisateurs du réseau de RTE :
 - pour les 50 utilisateurs de la plage de tension de 350 kV à 500 kV : un tarif à l'énergie sans différenciation temporelle ;
 - pour les 520 utilisateurs de la plage de tension de 130 kV – 350 kV et pour les 3 200 utilisateurs de la plage de tension 50 kV – 130 kV : trois versions tarifaires (courte, moyenne et longue utilisation), chacune comportant cinq plages temporelles ;
- En ce qui concerne les utilisateurs du réseau d'Énedis :
 - pour les 89 600 utilisateurs de la plage de tension 1 kV – 50 kV : deux versions tarifaires (courte et longue utilisation), chacune comportant cinq plages temporelles, avec, en complément, une option à pointe mobile ;
 - pour 36,4 millions d'utilisateurs de la plage de tension 50 V – 1 000 V : au-delà de 36 kVA : deux versions tarifaires (courte et longue utilisation), chacune comportant quatre plages temporelles et jusqu'à 36 kVA, cinq tarifs sont proposés, dont deux sans différenciation temporelle.

En vue de l'élaboration des futurs tarifs d'utilisation des réseaux (TURPE 6), la CRE a exprimé son intention de :

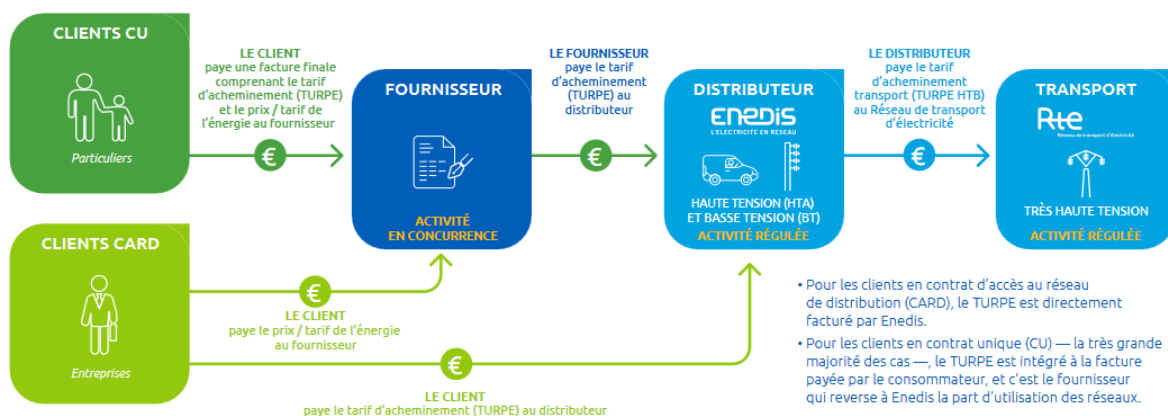
- faire évoluer la méthode de calcul de la composante de soutirage pour la rapprocher d'un principe de tarification en fonction du coût marginal, sans que l'évolution de la structure tarifaire puisse conduire à des évolutions de factures disproportionnées pour certaines catégories de consommateurs. La CRE met en avant la considération suivant laquelle *« le signal économique le plus rigoureux est fondé sur le principe du coût marginal, qui revient à faire payer la totalité des coûts de développement des réseaux aux utilisateurs soutirant aux heures critiques pour le réseau, qui, dans le cas du réseau électrique, sont très majoritairement en hiver. Une tarification au coût marginal conduirait donc à attribuer la majorité des coûts d'infrastructure aux heures où se concentre la consommation des utilisateurs les plus thermosensibles et à ne pas faire payer ces coûts aux utilisateurs consommant en dehors de ces heures critiques (à l'exclusion des coûts attribuables tout au long de l'année tels que ceux des pertes) ;*

- généraliser, à terme, des tarifs saisonnalisés à l'ensemble des utilisateurs. Pour le régulateur, *« ces tarifs permettent de mieux refléter les coûts occasionnés par les pointes sur les réseaux de répartition et de distribution, qui sont pour la plupart d'entre elles concentrées dans la plage tarifaire d'heures pleines d'hiver, d'inciter les consommateurs à privilégier leurs efforts d'efficacité énergétique durant cette période et, ainsi, de contribuer à la maîtrise des coûts des réseaux. »* ⁽¹⁾

(1) CRE, Consultation publique du 23 mai 2019 relative à la structure des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité, page 16.

La CRE envisagerait le TURPE 6 comme une phase de transition, avant la suppression des tarifs sans différenciation saisonnière à l’horizon du TURPE 7.

Les flux financiers



Source Enedis.

3. La dynamique du soutien financier public aux énergies renouvelables électriques a été soustraite de la facture d'électricité

La transparence des flux fiscaux et budgétaires liés au soutien financier aux énergies renouvelables est indispensable si l'on veut parvenir à ce que le consommateur puisse acquérir de nouveaux repères économiques et comportementaux dans un système électrique en transition. Mais s'agissant de la contribution du consommateur d'électricité, telle qu'elle ressort de la « part taxation » de sa facture d'électricité, le choix a été fait de le dispenser d'une participation directe au financement du soutien public aux énergies renouvelables.

Ainsi, la part représentative de la fiscalité applicable à la consommation d'électricité comprend :

- les taxes dont le produit est affecté aux collectivités territoriales. Elles sont assises sur la consommation d'électricité au profit :

- du département (taxe départementale sur la consommation finale d'électricité, TDCFE). L'assemblée délibérante du département fixe son tarif dans la limite d'une fourchette compris entre 1,5 euro/MWh et 3,2 euros/MWh. En 2018, tous les départements ont retenu un montant supérieur à 3 euros/MWh ;

- de la commune ou d'un établissement public de coopération intercommunale (taxe communale sur la consommation finale d'électricité, TCCFE). L'assemblée délibérante fixe également le tarif dans la limite d'un plafond de 6,40 euros/MWh. En 2018, près de 90 % de ces collectivités ou établissements territoriaux appliquaient un taux de 6 euros/MWh.

Pour les deux niveaux de collectivités, le tarif cumulé de TDCFE et de TCCFE est très souvent supérieur à 9 euros/MWh, soit environ 5 % du montant d'une facture moyenne d'électricité, selon l'Observatoire de l'industrie électrique.

▪ La contribution tarifaire d'acheminement (CTA), en fonction de la part fixe du tarif d'acheminement de l'électricité, a été instituée pour compenser le défaut de provision de la part de l'État pour les retraites des salariés des industries électriques et gazières, lorsque les entreprises en cause avaient la nature d'établissements publics industriels et commerciaux. Il s'agit des droits spéciaux acquis avant le 1^{er} janvier 2005, date de l'adossement de la Caisse nationale des Industries électriques et gazières au régime général de retraite. La CTA est assise sur la part fixe hors taxes des tarifs d'acheminement et d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité. Son taux est fixé par arrêté dans la limite d'un minimum et d'un plafond fixé par la loi. Le taux actuellement en vigueur est de 27,04 % pour les installations raccordées au réseau de distribution et de 10,14 % pour celles raccordées au réseau de transport d'électricité. Pour 2019, les recettes de la CTA sont évaluées à 1,5 milliard d'euros.

▪ La taxe sur la valeur ajoutée s'applique à la facture d'électricité selon un taux différencié :

– au taux réduit de 5,5 % sur la part représentative de l'abonnement et le montant de la CTA ;

– au taux normal de 20 % sur la part représentative de la consommation d'électricité et le montant des taxes départementale et communale.

La TVA est également assise sur le montant de la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE), dont le tarif est égal à 22,5 euros/MWh depuis le 1^{er} janvier 2016.

Le produit de la TICFE est recouvré au profit du budget général, sans affectation au financement du soutien aux énergies renouvelables électriques.

Dans le dispositif antérieur, le produit de la contribution au service public de l'électricité (CSPE) était affecté au financement du soutien à la production d'électricité à partir de sources renouvelables et de la cogénération, à la mise en œuvre de la péréquation tarifaire géographique et à la réduction du prix de l'électricité pour les ménages en situation de précarité. Ces charges n'étaient pas retracées dans le budget de l'État. Entre 2010 et 2015, son montant est passé de 4,5 euros/MWh à 19,5 euros/MWh.

À compter du 1^{er} janvier 2016, la CSPE a été supprimée et remplacée par la TICFE précitée et les charges de service public de l'électricité ont été inscrites au budget de l'État.

Cette réforme appelle deux types d'observations.

La première a trait à la TICFE, en tant qu'accise⁽¹⁾ sur la consommation d'électricité. Lors de son audition par la commission spéciale, le directeur « régulation » d'EDF a établi une corrélation entre le niveau de la TICFE et les caractéristiques du bouquet électrique français. « Depuis cette réforme, la CSPE est devenue une taxe versée au budget général. Depuis le 1^{er} janvier 2016, elle est fixée à 22,5 euros, n'a plus de lien avec le soutien aux énergies renouvelables et la compensation des charges de service public et pèse uniquement sur l'électricité, alors que celle-ci est décarbonée et représente un atout majeur pour réussir la transition énergétique et réaliser des économies d'énergie, notamment dans le secteur du bâtiment et des transports. Pour EDF, l'allègement de cette fiscalité serait à la fois favorable au pouvoir d'achat des ménages et de nature à améliorer la cohérence de signaux fiscaux adressés aux consommateurs, mais aussi à atteindre les objectifs des politiques en matière d'énergie et de climat. ». ⁽²⁾

La seconde a trait à l'affectation d'une ressource fiscale déterminée au financement du développement des énergies électriques renouvelables.

Du point de vue juridique, la Cour de justice de l'Union européenne, dans son arrêt du 25 juillet 2018, rendu à propos de l'ancienne CSPE, a reconnu sa licéité en tant qu'imposition indirecte spécifiquement destinée à une finalité seulement environnementale, comme le financement des surcoûts liés à l'obligation d'achat d'énergie verte. Elle l'a en revanche déniée pour des objectifs généraux comme le financement de la cohésion territoriale et de la réduction du prix de l'électricité pour les ménages en situation de précarité ainsi que pour ses finalités purement administratives tenant au financement des coûts inhérents au fonctionnement administratif d'autorités ou d'institutions publiques telles que le médiateur national de l'énergie.

S'agissant de la compensation des surcoûts liés au développement des énergies électriques renouvelables, si, depuis 2016, le choix d'une budgétisation a été accompagné d'une affectation du produit de ressources fiscales déterminées, il s'agit de taxes intérieures de consommation ne frappant pas l'électricité : une fraction du produit de la taxe intérieure de consommation sur les carburants (TICPE) et du produit de la taxe intérieure de consommation sur le charbon (TICC).

L'appréciation politique des modalités de financement du soutien public aux énergies électriques renouvelables conduit à un arbitrage entre le consommateur d'électricité ou le contribuable national pour déterminer qui portera la charge de ce financement :

▪ Jusqu'en 2015, le choix du consommateur d'électricité a prévalu au travers de la montée en charge de la CSPE. Il en résulte une augmentation de la facture d'électricité, toutes choses égales par ailleurs, à mesure du développement de la production d'électricité par des sources renouvelables non encore compétitives aux

(1) Le droit d'accises est un impôt indirect sur la consommation assis sur la quantité de bien consommé et non sur sa valeur, à la différence de la TVA.

(2) M. Patrice Bruel, directeur régulation d'EDF, audition du 19 mars 2019.

prix du marché de gros. Les pays qui ont fait ce choix sont d'ailleurs ceux qui ont un prix d'électricité parmi les plus élevés ;

▪ Le choix du contribuable national a pour conséquence de neutraliser l'impact sur la facture d'électricité de l'augmentation de cette charge. Un pays peut ainsi mettre en œuvre une politique ambitieuse de développement des sources de production d'électricité d'origine renouvelable sans qu'affleurent les questions de son caractère soutenable pour le consommateur d'électricité et de son acceptation d'une telle charge. Demeure seulement un enjeu de transparence, en fonction de la plus ou moins grande lisibilité de ce coût dans le budget de l'État.

La France a fait un choix intermédiaire en maintenant une affectation de recettes – c'est-à-dire un lien affiché avec le soutien au développement de la production d'électricité d'origine renouvelable – mais en l'asseyant sur la consommation de carburants automobiles et la consommation de charbon.

Ce choix appelle deux observations :

▪ La première a trait aux tensions que l'on souhaite prévenir quant à l'acceptabilité de la hausse du prélèvement affecté. En réalité, elles ne sont pas surmontées, mais seulement transférées d'une catégorie de consommateurs – les consommateurs d'électricité – à une autre – les automobilistes.

▪ La seconde est une question de cohérence. L'un des arguments avancés est de légitimer ce transfert par une extension du principe pollueur-payeur. Ainsi ce prélèvement permet de combattre les externalités négatives liées à l'utilisation des moteurs thermiques.

Le financement de la transition énergétique relève donc d'un choix politique qui doit être transparent s'il veut recueillir une acceptabilité éclairée du public. **On le voit, de par leur complexité (multiplication des taxes et des dispositifs, changements de noms, d'objectifs décidés puis modifiés, fléchés vers une utilisation spécifique ou non, vers une échelle territoriale ou une autre...), les contributions des Français aux politiques publiques au travers de leur facture d'énergie sont loin d'être transparentes et échappent même en grande partie à leurs représentants politiques. De même, et peut-être par conséquent, l'évaluation de l'efficacité de cette fiscalité reste largement insuffisante. Peut-on considérer, et plus important, peut-on convaincre les Français, que leur contribution fiscale est nécessaire en ce qu'elle constitue un soutien économique pertinent aux entreprises, un levier efficace de solidarité ou un outil au service de la transition écologique ?**

C. LE DYNAMISME DE LA TRAJECTOIRE DES ENGAGEMENTS ET DES CHARGES DE SOUTIEN AUX ÉNERGIES RENOUVELABLES

1. L'appréciation de la Commission européenne est devenue plus stricte en ce qui concerne la compatibilité des aides avec le marché intérieur

L'échelon européen envisage à raison les questions énergétiques comme un sujet d'interdépendance entre les États membres et considère, de manière cohérente avec son histoire, que les mécanismes de marché permettront de faire baisser les coûts de l'énergie dans toute l'Europe. Toutefois, cohérente avec la volonté énoncée de développement des énergies renouvelables, la Commission européenne reconnaissait la nécessité de mécanismes de soutien, venant « fausser » le marché et faciliter l'accès des énergies renouvelables à celui-ci. Après une première phase plus permissive, l'appréciation de la Commission européenne est devenue plus stricte en ce qui concerne la compatibilité des aides avec le marché intérieur.

Si l'article 107 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne prohibe les aides accordées par les États ou au moyen de ressources d'État, sous quelque forme que ce soit, qui faussent ou qui menacent de fausser la concurrence en favorisant certaines entreprises ou certaines productions dans la mesure où elles affectent les échanges entre États membres, il admet toutefois la possibilité que puissent être considérées comme compatibles avec le marché intérieur les aides destinées à promouvoir la réalisation d'un projet important d'intérêt européen commun ou les aides destinées à faciliter le développement de certaines activités quand elles n'altèrent pas les conditions des échanges dans une mesure contraire à l'intérêt commun.

Il appartient à la Commission européenne d'apprécier la compatibilité des projets d'aides qui lui sont notifiées par les États membres, c'est-à-dire, en principe, préalablement à leur octroi.

L'article 3 de la directive du 23 avril 2009 (2009/28/CE) du Parlement européen et du Conseil relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables autorise les États membres à appliquer des régimes d'aides pour atteindre leur objectif contraignant quant à la part d'énergie renouvelable produite à partir de sources renouvelables.

Aux termes de l'article 2 de cette directive, un régime d'aide s'entend de « tout instrument ou mécanisme appliqué par un État membre destiné à promouvoir l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables grâce à une réduction du coût de cette énergie par une augmentation du prix de vente ou du volume d'achat de cette énergie, au moyen d'une obligation d'utiliser ce type d'énergie ou d'une autre mesure incitative : cela inclut, mais sans s'y limiter, les aides à l'investissement, les exonérations ou réductions fiscales, les remboursements d'impôt, les régimes d'aide liés à l'obligation d'utiliser de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, y compris ceux utilisant les

certificats verts, et les régimes de soutien direct des prix, y compris les tarifs de rachat et les primes. ».

▪ Les lignes directrices de la Commission européenne concernant les aides d'État à la protection de l'environnement pour la période de 2008 à 2014 admettaient la possible compatibilité avec le marché intérieur des aides au fonctionnement en faveur de la promotion de l'énergie provenant d'une source renouvelable :

– soit pour compenser la différence entre le coût de production de l'énergie et le prix de marché du type d'énergie en cause jusqu'à ce que l'installation ait été complètement amortie selon les règles comptables ordinaires ;

– soit en utilisant des mécanismes de marché tels que les certificats verts ou les appels d'offres. Le soutien doit être essentiel pour assurer la viabilité des sources d'énergie renouvelables concernées, ne doit pas entraîner globalement une surcompensation et ne doit pas dissuader les producteurs d'énergies renouvelables d'accroître leur compétitivité.

Les aides individuelles octroyées à des installations sur un site où la capacité de production d'électricité renouvelable est supérieure à 125 MW doivent faire l'objet d'une notification préalable.

L'examen du soutien à l'éolien terrestre tel qu'il ressort de l'arrêté tarifaire du 17 novembre 2008 et celui des aides individuelles aux parcs éoliens de Courseulles-sur-Mer, Fécamp, Saint-Nazaire, l'Île d'Yeu-Noirmoutier, Dieppe-Le Tréport et Saint-Brieuc ont été instruits au regard des critères de compatibilité prévus dans les lignes directrices de 2008.

Comme souligné précédemment, les lignes directrices de la Commission européenne concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020 s'inscrivent, elles, dans une perspective renouvelée pour tenir compte des évolutions intervenues dans les filières de production d'énergie renouvelable et considèrent qu'il y a lieu de rapprocher les dispositifs de soutien des règles du marché.

Le champ d'application des tarifs de rachat et des primes est progressivement limité : en 2015, le choix du dispositif de soutien est libre, sous réserve d'un soutien selon une procédure de mise en concurrence pour au moins 5 % des nouvelles capacités de production installées ; en 2016, les tarifs de rachat ne sont plus compatibles avec les dispositions relatives aux aides d'État sauf pour les installations d'une capacité inférieure à 500 kW et, en matière d'éolien, pour les installations jusqu'à 3 MW ou trois unités de production.

Depuis le 1^{er} janvier 2017, l'aide sous forme de tarif de rachat ne peut bénéficier qu'aux installations d'une puissance inférieure à 500 kW, et, pour l'éolien, d'une puissance maximale de 3 MW ou de trois unités de production.

N'imposent pas de recourir à une procédure de mise en concurrence, les aides octroyées sous la forme d'une prime s'ajoutant au prix de marché auquel les producteurs vendent directement leur électricité pour les installations ayant une capacité de production installée inférieure à 1 MW ou, dans le cas de l'éolien, une capacité de production installée d'au plus 6 MW ou disposant d'au plus six éoliennes.

Au-delà, il faut avoir recours à une procédure de mise en concurrence, fondée sur des critères clairs, transparents et non discriminatoires et ouverte à tous les producteurs produisant de l'électricité à partir de sources renouvelables sur une base non discriminatoire. Il peut être dérogé à cette condition de neutralité technologique dans les cas où la procédure ouverte à tous les producteurs ne pourrait qu'aboutir à des résultats insuffisants. L'aide est octroyée sous la forme d'une prime s'ajoutant au prix de marché auquel les producteurs vendent leur électricité, sans pouvoir être autorisée quand les prix sont négatifs ⁽¹⁾.

L'examen du soutien après appel d'offres pour le parc éolien au large de Dunkerque a été instruit par la Commission européenne au regard des critères de compatibilité prévus dans les lignes directrices de 2014.

En raison de la généralisation des appels d'offres à l'ensemble des filières, à l'exception de certaines petites installations, la CRE considère que la France « devrait être largement en conformité » avec les lignes directrices européennes concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020.

2. La perspective d'un effet de ciseau des coûts de production de l'électricité de source renouvelable inférieur et de source nucléaire est-elle plausible ?

Concernant la part de la fiscalité énergétique liée au soutien au développement des filières EnR, la question à laquelle nous devons répondre et sur laquelle nous devons éclairer les Français est la suivante :

L'énergie produite par ces modèles alternatifs aux modèles historiques sera-t-elle un jour pleinement compétitive (à service énergétique constant) sans soutien ? Peut-elle, même, devenir *in fine* plus rentable que l'énergie historique, notamment d'origine nucléaire ? Ou bien, au contraire, les Français devront-ils consentir à un surcoût durable ? Si oui, de quel ordre ? Car si ce surcoût est irréductible et constitue, littéralement, le prix à payer pour une énergie décarbonée qui ne soit pas d'origine nucléaire, les Français doivent pouvoir effectuer un choix clair en toute connaissance de cause.

(1) L'électricité d'origine renouvelable produite doit être utilisée pour éviter son impact sur le réseau dont le gestionnaire équilibre en permanence l'offre et la demande. Les opérateurs peuvent être conduits à payer pour que l'électricité soit utilisée.

Suite à une demande du Premier ministre, au titre de l'assistance au Gouvernement, la Cour des comptes a réalisé une enquête en vue d'expertiser les coûts de la filière nucléaire, y compris ceux relatifs au démantèlement des installations et à l'assurance des sites, qui a donné lieu à un rapport public publié en janvier 2012 et à son actualisation en mai 2014.

Dans cette actualisation, la Cour des comptes rappelait pertinemment que ce coût ne peut être précisé pour l'avenir sans faire de multiples hypothèses, que ce soit quant au bouquet énergétique, à la prolongation de la durée d'exploitation du parc actuel de centrales et à la construction de centrales de nouvelles générations. La Cour des comptes estimait toutefois les coûts de production orientés à la hausse pour le parc actuel.

Le coût du parc nucléaire existant

Il n'existe pas « un » coût du nucléaire mais différentes notions de coûts : le coût marginal (qui détermine l'ordre d'appel des moyens de production), le coût de production restant à engager (comprenant les dépenses d'exploitation et d'investissement à venir), le coût complet économique (qui tient compte de l'amortissement et de la rémunération du capital). Par ailleurs, la facture pour le consommateur dépend essentiellement de la régulation, en l'occurrence le dispositif de l'accès régulé à l'énergie nucléaire historique (ARENH).

Le « coût » du nucléaire est ainsi constitué de différentes composantes relatives aux investissements de jouvence et de maintenance, aux dépenses d'exploitation (personnel, combustible...), au démantèlement, à la gestion des déchets et à la rémunération du capital initial investi dans la construction du réacteur.

Le coût marginal des réacteurs nucléaires est très bas (inférieur à 10 euros/MWh), ce qui le positionne favorablement dans l'ordre d'appel des moyens de production d'électricité sur le marché français et européen, juste derrière les énergies renouvelables fatales (dont le coût marginal est quasiment nul) mais avant les moyens de production carbonés (lignite, charbon, gaz, fioul). C'est l'une des raisons pour lesquelles le mix électrique français, bien que ne présentant pas de surcapacités importantes, contrairement à certains de nos voisins européens, est structurellement exportateur.

Le coût de production du nucléaire existant, le coût restant à engager, qui correspond aux décaissements actuels et à venir concernant les investissements et les dépenses d'exploitation (personnel, combustible...), est estimé en moyenne sur le parc à 32-33 euros/MWh en tenant compte du programme du grand carénage. Ce coût est peu sensible aux évolutions de prix de l'uranium. De plus, il n'intègre pas les coûts de démantèlement et de gestion des déchets radioactifs couverts par des actifs dédiés déjà constitués par les exploitants nucléaires.

La Cour des comptes avait également évalué le coût de production du nucléaire existant à 61,6 euros 2012/MWh en raisonnant en termes de coût complet économique : l'ensemble des dépenses de fonctionnement et de fin de vie des réacteurs est pris en compte, de même que l'investissement initial amorti et récupéré sur l'ensemble de la durée de vie du parc. Ce coût a toutefois été calculé avant le programme d'optimisation du grand carénage.

Source : Projet de Programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2023 2024-2028.

La Cour des comptes a appelé l'attention sur le fait que son enquête « *a pour seule ambition de mesurer les coûts sans porter de jugement sur leur niveau et qu'il vise donc essentiellement à identifier et à mesurer les différents coûts afférents à la production de l'électricité électronucléaire en France. (...) Ne traitant que des « coûts » liés à la production d'électricité nucléaire, le rapport ne fait aucune analyse des « prix » de cette électricité, notamment des tarifs qui financent les coûts. Il ne traite pas de la demande d'électricité ni du « mix » énergétique.* » ⁽¹⁾

En outre, la Cour des comptes a rappelé que plusieurs méthodes de détermination du coût de la filière nucléaire peuvent être retenues pour donner une référence de coût annuel de production de l'électricité. Ces méthodes considèrent que le coût de production de l'électricité est la somme des charges de fonctionnement du parc de production y compris la quote-part à consacrer aux charges futures prévisibles et les dépenses engagées par EDF pour constituer les actifs du parc. S'agissant d'une industrie très capitalistique à cycle long, le coût du capital impacte très significativement le calcul du coût global. En raison de la difficulté de déterminer la valeur économique du parc actuel, le choix du mode de calcul du coût du capital résulte de conventions, qui diffèrent selon les objectifs poursuivis, par exemple, sur la base d'une production de 407,9 TWh en 2010 :

- la méthode de calcul du coût courant économique (CCE), retenue par la Cour des comptes dans son rapport de 2012, tend à mesurer le coût annuel de rémunération et de remboursement du capital permettant, à la fin de vie du parc, de reconstituer en monnaie constante le montant de l'investissement initial (montant qui permettrait de reconstruire un parc identique au parc historique en fin de vie de ce dernier, c'est-à-dire à technologie constante et non un parc de nouvelle génération). Cette méthode permet de calculer le coût global moyen, pour l'exploitant, de la production du parc nucléaire sur toute sa durée de vie. Il est utile pour comparer les coûts de production des différentes énergies. La Cour des comptes reconnaît que « *les résultats de cette méthode sont sensibles au taux de rémunération du capital choisi et, qu'à l'inverse, ils ont une faible sensibilité à la durée de fonctionnement des centrales, ce qui ne permet pas de l'utiliser pour calculer l'impact financier induit par un allongement de la durée de vie du parc.* » Le calcul du coût courant économique n'est pas destiné à calculer un tarif et ne tient pas compte, notamment pour le calcul à un moment donné, des amortissements des installations concernées. Ce calcul aboutit à un coût de production de 49,6 euros/MWh en euros 2010 (dernière année de disposition, en 2012, de comptes certifiés d'EDF), actualisé en 2013 à 59,8 euros/MWh en euros courants ;

- la méthode du coût comptable complet de production (C3P), visant à déterminer la charge annuelle du coût du capital pour un parc nucléaire réévalué, afin de neutraliser l'effet de l'augmentation des coûts d'investissements dans les réacteurs au cours du temps, en particulier à raison du renforcement des exigences de sécurité. Ce calcul aboutit à un coût de production de 39,8 euros/MWh en euros 2010 ;

(1) Cour des comptes, *Les coûts de la filière électronucléaire. Rapport public thématique, Janvier 2012.*

▪ la méthode retenue pour fixer le coût de l'ARENH, met en évidence le coût complet du parc nucléaire français, déjà partiellement amorti, sans prise en compte de son renouvellement. Comme le souligne la CRE : « *la finalité du dispositif ARENH consiste à répercuter au consommateur l'avantage économique que représente le parc électronucléaire français en l'état actuel, c'est-à-dire en tenant compte du fait qu'il est déjà partiellement amorti, et, conséquemment, en tenant compte de son coût de production réel pour EDF.* » ⁽¹⁾. Ce calcul aboutit à un coût de 33,1 euros/MWh en euros 2010.

▪ l'exercice de fixation du tarif réglementé de vente de l'électricité doit prendre en compte les coûts réels, tels qu'ils sont supportés annuellement par EDF afin que sur toute la durée de vie du parc, les coûts supportés annuellement soient effectivement couverts.

Pour EDF, l'approche économique retenue par la Cour des comptes est pertinente car elle reflète la réalité industrielle du secteur électrique, industrie hautement capitalistique à cycle long et permet de prendre en compte le coût des capitaux initialement investis, réévalués de l'inflation.

Pour la CRE, la forte sensibilité de la méthode du coût courant économique au taux de rémunération du capital et *a contrario* son manque de sensibilité à la durée de vie de l'actif constituent deux faiblesses majeures. Cette méthode ne tient pas compte des investissements engagés sur le parc nucléaire et ne traduit pas les impacts financiers induits par un allongement de la durée d'exploitation du parc nucléaire.

La Cour des comptes insiste sur le fait que le résultat de ces calculs est différent du coût de production calculé dans certaines comparaisons internationales (par exemple celles de l'Agence de l'énergie nucléaire de l'OCDE) ou du coût de production comparé à celui d'autres énergies (par exemple, les coûts de référence de la Direction générale de l'énergie et du climat). La Cour des comptes mentionne ces exercices pour les dépriser quelque peu : « *dans ces deux cas, outre le coût du capital qui est calculé avec des méthodes différentes, le coût est calculé pour un investissement qui entrerait aujourd'hui sur le marché avec de nouvelles centrales, en l'occurrence des EPR pour la France. Une telle évaluation, simulation d'un coût fictif d'un parc fictif, présente un caractère très théorique.* » ⁽²⁾

Dans son travail d'actualisation de 2014, la Cour des comptes a constaté n'être pas en capacité de calculer le coût de production futur de l'EPR de Flamanville ni pour ceux des EPR en général. Elle soulignait, dans son rapport de 2012, qu'une prolongation de la durée de fonctionnement des centrales actuelles a un effet sur leur rentabilité, sans pouvoir le mesurer à partir de la méthode de calcul retenue qui ne tient pas compte de cette durée mais seulement de la valeur initiale

(1) CRE, Réponse du président de la CRE au projet de rapport de la Cour des comptes sur les coûts de la filière nucléaire, janvier 2012, page 409.

(2) Cour des comptes, Les coûts de la filière électronucléaire. Synthèse du rapport public thématique, janvier 2012, page 9.

de l'investissement. Mais « *si l'on sait que les coûts calculés sont couverts par des recettes (prix, tarifs, autres), il est évident que plus le nombre d'années de fonctionnement du parc augmente, plus les recettes rapportées par l'investissement initial s'accroissent et plus cet investissement initial est rentable pour son propriétaire. En outre, le prolongement de fonctionnement du parc éloignerait le moment du décaissement des charges futures de démantèlement, ce qui diminuerait le montant des provisions, et repousserait à plus tard les investissements de renouvellement du parc (...)* ».

S'il lui semblait difficile, sauf effort tout à fait exceptionnel ou baisse majeure peu probable de la consommation électrique, que les investissements énergétiques de remplacement ou de substitution du parc actuel, quel que soit le dispositif choisi (économies d'énergies, autres sources d'énergie, nouveau réacteur nucléaire) puissent être réalisés dans un délai n'imposant pas une prolongation de tout ou partie du parc actuel au-delà de quarante ans, la Cour des comptes insistait sur la nécessité de prendre position sur ce prolongement sous réserve d'un accord de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN).

Dans ses observations sur le rapport de la Cour des comptes, l'ASN rappelait que, si elle était autorisée, la poursuite d'exploitation des réacteurs au-delà de quarante ans nécessiterait une surveillance attentive des équipements non remplaçables ainsi que des améliorations significatives du niveau de sûreté des réacteurs actuels. Elle ajoutait : « ***L'ASN demandera l'arrêt des installations nucléaires qui ne pourraient pas atteindre ces objectifs de sûreté. Il est donc fondamental d'éviter que des capacités de production électriques ou l'état du réseau conduisent à des situations où la priorité accordée à la sûreté serait contradictoire avec le principe de sécurité d'approvisionnement énergétique. Compte tenu des échelles de temps en la matière (plusieurs dizaines d'années pour renouveler des capacités de production électrique), l'ASN souligne l'importance d'anticiper le renouvellement des capacités de production, quel que soit le mode de production retenu, et de distribution du réseau électrique. La durée de fonctionnement des centrales, élément stratégique, ne doit pas se transformer en variable d'ajustement.*** »

Des travaux récents de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) s'attachent, pour leur part, au coût de la prolongation de la durée de fonctionnement des centrales nucléaires par rapport aux investissements dans les autres filières et arrivent à la conclusion qu'il s'agit d'une des options les plus compétitives pour produire de l'électricité bas carbone jusqu'en 2040, malgré la perspective d'une diminution continue des coûts de production dans la filière solaire ou éolienne.

Selon l'AIE, le coût complet de production (*levelised cost of electricity, LCOE*)⁽¹⁾ d'une telle prolongation revient à 40 à 60 dollars US/MWh sur la base d'un investissement de 500 millions de dollars pour une prolongation de dix ans et

(1) Le coût complet de production représente l'ensemble des coûts de l'installation – les coûts d'investissement initial et les dépenses annuelles de fonctionnement – rapportés à l'énergie produite par l'installation sur une période de temps donné.

1,1 milliard de dollars pour une prolongation de vingt ans. Après avoir diminué de 65 % entre 2012 et 2017, pour les coûts du photovoltaïque et de 15 % pour ceux de l'éolien terrestre, les premiers diminueraient encore de 50 % jusqu'en 2040 et les seconds de 10 à 20 %.

La diminution du coût en capital contribue efficacement à la baisse du coût complet de production des technologies intensives en capital, comme les technologies de production d'énergie renouvelable. En ramenant de 8 % à 4 % le coût moyen pondéré du capital ⁽¹⁾ il est possible de diminuer le coût complet de production des projets photovoltaïques et d'éolien de 30 % et le coût d'une prolongation du fonctionnement des centrales nucléaires de 5 % à 10 %. La diminution du risque a un impact sur la baisse des coûts de financement. Pour y parvenir, l'AIE donne en exemple les contrats d'achat d'électricité à long terme, la garantie d'un prix de vente au terme d'appels d'offres ou les garanties d'emprunt.

Pour l'AIE, la compétitivité de la prolongation du fonctionnement des centrales nucléaires s'accroît si l'on prend en compte la valeur de l'électricité nucléaire comme source pilotable. Si le coût complet de production (LCOE) est l'indicateur le plus courant pour comparer la compétitivité des techniques de production d'électricité, il prend en compte les seuls coûts de production, sans intégrer la valeur de la contribution de chaque technologie à la flexibilité et à la fiabilité du système électrique. De ce point de vue, un coût complet de production ajusté (*value-adjusted levelised cost of electricity, VALCOE*) permet de combiner la prise en compte des coûts des technologies et une estimation de cette valeur.

En retenant ce critère, la compétitivité de la prolongation de la durée de fonctionnement des centrales nucléaires l'emporte sensiblement sur le photovoltaïque ou l'éolien par rapport à une mesure en termes de stricts coûts complets de production, en raison des coûts de ces techniques et de leurs coûts associés pour garantir la fiabilité et la flexibilité du système électrique croissant à mesure que la part de leur production augmente dans le total de la production électrique.

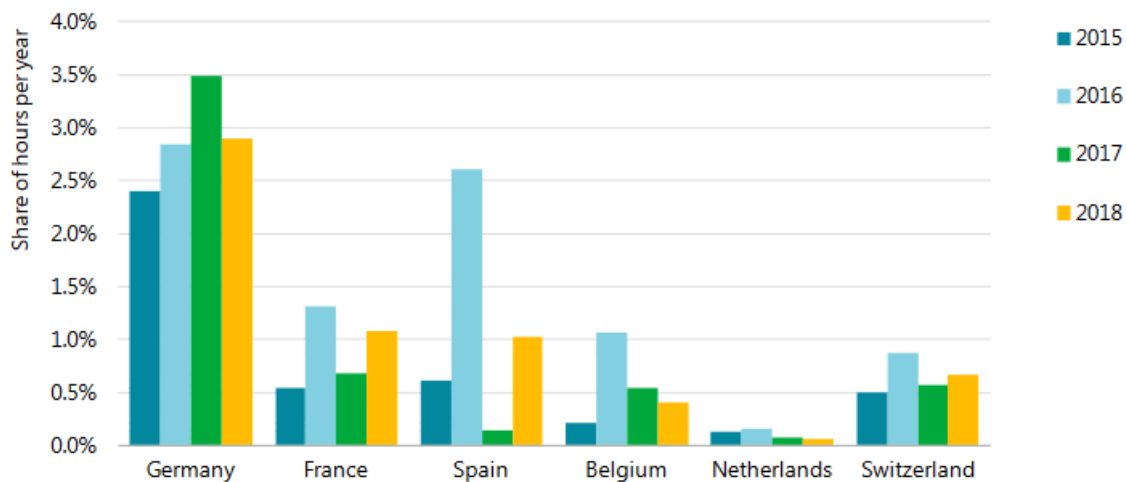
L'AIE souligne également que le fort subventionnement public qui a permis d'accroître, en Europe, la part des énergies renouvelables à coûts variables quasi nuls, comme la production éolienne ou solaire, place cette production avant celle des moyens traditionnels dans l'ordre de mérite pour l'injection dans les réseaux et réduit en conséquence le marché de ces derniers. La part croissante de l'éolien et du solaire exerce un double effet sur les prix des marchés de gros de l'électricité. Indirectement, la substitution aux moyens de production de base traditionnels exerce une pression à la baisse des prix de marché. Plus directement, cet effet sur les prix peut être amplifié en période de vent ou d'ensoleillement soutenu entraînant une production éolienne ou photovoltaïque à pleine capacité. Même dans les systèmes électriques dans lesquels la part de la production issue des sources

(1) Le coût moyen pondéré du capital (*weighted average cost of capital, WACC*) est le taux de rentabilité annuel moyen attendu des actionnaires et des créanciers pour financer l'entreprise. Il est égal au taux moyen pondéré des différentes sources de financement de l'entreprise.

renouvelables intermittentes demeure faible dans la production totale annuelle, à certaines heures, leur production peut devenir importante et coïncider avec une faible demande. **Alors le prix sur le marché de gros peut descendre en dessous du coût marginal de production de l'électricité nucléaire, même si ces périodes sont encore rares actuellement comme le montre le graphique ci-dessous présentant le pourcentage d'heures au cours desquelles les prix sur le marché de gros de l'électricité sont inférieurs au coût marginal de production de l'électricité d'origine nucléaire.**

Même si de bas prix sur le marché de gros sont une caractéristique structurelle des marchés à mesure de l'accroissement de la part des énergies renouvelables intermittentes, les prix de gros demeurent la plupart du temps supérieurs au coût marginal moyen de production des centrales nucléaires.

Figure 14. Share of hours in each year when wholesale prices are lower than the estimated variable cost of nuclear power in selected European countries



Note: Average variable cost of nuclear power generation is estimated at EUR 8 per MWh.

Sources: European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) (2019), ENTSO-E transparency platform (database), and Nuclear Energy Institute (2019) NEI Statistics.

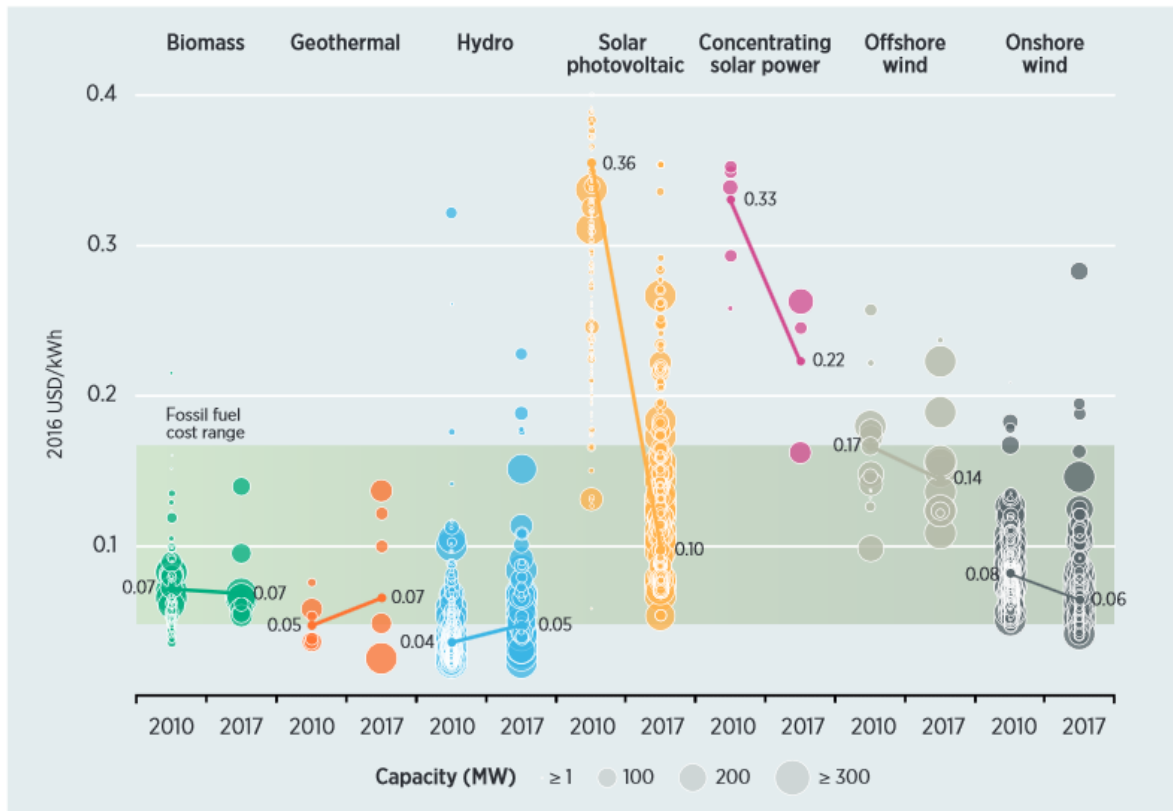
While low prices are a feature of markets with an increasing share of VRE, wholesale prices are still above the average variable fuel cost of nuclear power plants most of the time.

Source AIE, *L'énergie nucléaire dans un système énergétique propre*, mai 2019, page 32.

Néanmoins l'AIE estime impossible de financer les investissements nucléaires de nouvelle génération en Europe à partir des prix de marché de gros. En outre, le modèle de régulation du marché de l'électricité, dissociant patrimoniallement les producteurs des gestionnaires de réseaux ou interdisant les financements croisés, ne permet pas de disposer des flux de revenus stables et prévisibles requis pour assumer les grands projets d'investissements intensifs en capital. Enfin, les choix stratégiques des acteurs ainsi dégroupés sur les marchés de l'électricité vont à un modèle d'entreprise faiblement capitalistique de vente au détail, de conseil en énergie ou de trading associés à des technologies de production moins intensives en capital comme les centrales au gaz ou l'éolien.

Le graphique suivant, réalisé par l'Agence internationale de l'énergie renouvelable (IRENA), met en évidence la baisse du coût complet de production d'électricité d'origine renouvelable.

Figure ES.1 Global levelised cost of electricity from utility-scale renewable power generation technologies, 2010-2017



Source: IRENA Renewable Cost Database.

Note: The diameter of the circle represents the size of the project, with its centre the value for the cost of each project on the Y axis. The thick lines are the global weighted average LCOE value for plants commissioned in each year. Real weighted average cost of capital is 7.5% for OECD countries and China and 10% for the rest of the world. The band represents the fossil fuel-fired power generation cost range.

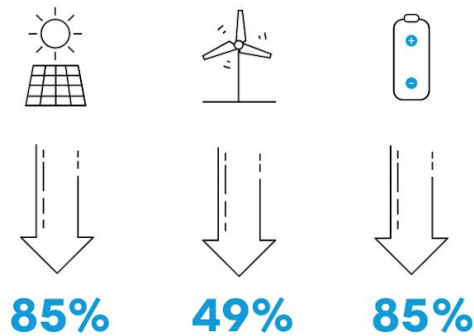
Dans ce graphique, le diamètre du cercle représente la taille des projets, avec son centre au niveau de leur coût en ordonnées. Les traits indiquent la valeur du coût global moyen pour les installations mises en service chaque année. Le coût moyen du capital est de 7,5 % pour les pays de l'OCDE et la Chine et de 10 % pour le reste du monde. Le bandeau représente la zone de coût de production des installations de production d'électricité à partir de ressources fossiles.

LA BAISSÉ DES PRIX DES ENR : UNE TENDANCE, MAIS DES RÉSULTATS DÉJÀ VISIBLES

4. Wind and solar are now cheapest across more than two-thirds of the world. By 2030 they undercut commissioned coal and gas almost everywhere.

Technology cost-declines since 2010

(Source: BloombergNEF)



Si le coût des EnR et du nouveau nucléaire se stabilise autour de 60 euros le MWh, mais que le TRV est à 42 euros, les Français ne payent pas le prix réel de l'énergie. Ainsi, l'État soutient à la fois le nucléaire et les EnR. Ainsi, les Français acceptent moins les transitions énergétiques, mais surtout cela constitue un frein à la rénovation énergétique. Si l'énergie coûtait plus cher, il y aurait probablement plus de rénovations pour faire des économies, avec moins d'incitations et donc de financement de l'État.

3. Les énergies renouvelables électriques : de la neutralisation politique de leurs surcoûts à la compétitivité économique

Dans sa communication du 5 novembre 2013 sur la réalisation du marché intérieur de l'électricité, la Commission européenne insiste sur la nécessaire évolution des modes de soutien en raison même des progrès technologiques : « *la plupart des régimes d'aide en vigueur aujourd'hui ont été conçus à une époque où la technologie des énergies renouvelables n'en était encore qu'à ses balbutiements et où la part de marché de ces sources d'énergie était insignifiante. Le marché intérieur de l'électricité, en particulier, évolue, les technologies des énergies renouvelables gagnent en maturité, leur taux de pénétration augmente, et il convient donc d'adapter les régimes d'aides à ces nouvelles conditions afin de promouvoir les prochaines générations d'énergies renouvelables qui seront encore plus performantes, et de limiter le coût de ces régimes pour les consommateurs d'énergie.* »

Lors de son audition par la commission d'enquête, le professeur Sebastian Schwenen du Centre sur les marchés de l'énergie de l'université de Munich, donnait une illustration pratique de cette évolution en prenant l'exemple allemand : « *la production d'électricité d'origine renouvelable a fortement augmenté depuis 2002*

et représente désormais environ 37 %. Comment y sommes-nous parvenus ? Nous avons mis en place des tarifs de rachat – chaque unité produite correspondant à un prix de rachat. Plus récemment, nous sommes passés à un système d'appels d'offres afin de contrôler la quantité. En effet, entre 2010 et 2012, l'État a racheté beaucoup d'énergie solaire, mais le marché seul décidait des volumes. Avec ce système d'appels d'offres nous reprenons la main. (...) En réalité, tout dépend du stade de la transition énergétique auquel vous vous situez. Si vous en êtes au début, peut-être, comme en Allemagne, le système du rachat est-il approprié. À chaque unité produite, que ce soit en solaire ou en éolien, correspond un prix fixé par mégawattheure. Il y a eu, chez nous, une augmentation assez marquée du solaire. Mais si l'on fixe un prix qui convient au marché, celui-ci investira beaucoup, et l'État n'aura plus la main sur la situation. L'avantage d'un tel système est de présenter très peu de risques pour les investisseurs, dans la mesure où il leur suffit de dire à leur banque qu'ils vont installer une ferme éolienne ou photovoltaïque pour obtenir de l'argent. Cependant, étant donné que l'État perdait la main, nous avons décidé de passer par le système de l'appel d'offres, dans lequel aucun prix n'est fixé par unité. Si nous voulons, par exemple, trois gigawatts de solaire, le moins disant l'emportera, ce qui permettra également de contrôler la puissance installée. Il n'existe pas de réponse simple et tranchée, puisque tout dépend de la situation du pays et du stade de la transition énergétique auquel il se situe. » ⁽¹⁾

L'État compense aux opérateurs sur lesquels pèse l'obligation d'acheter l'électricité produite par les producteurs d'énergie renouvelable électrique ou le complément de rémunération auquel ils ont droit le surcoût, pour eux, de cet achat à un prix garanti diminué du coût de production ou d'achat de l'électricité qu'ils n'ont pas à engager par eux-mêmes.

Le soutien aux producteurs d'énergie renouvelable électrique résulte :

–soit d'un droit garanti à toute installation éligible (guichet ouvert), qui peut consister, ou bien en une obligation d'achat, chaque kWh injecté dans le réseau étant acheté au tarif fixé à l'avance (photovoltaïque sur bâtiment d'une puissance inférieure à 100 kW), ou bien en un complément de rémunération, ajouté au prix perçu par le producteur d'énergie renouvelable sur le marché de gros de l'électricité, pour aboutir au tarif de référence (éolien terrestre pour les parcs de 6 éoliennes maximum, de 3 MW maximum) ;

–soit d'un soutien accordé après une mise en concurrence sous la forme d'un appel d'offres ou d'un dialogue compétitif aux seuls lauréats de ces procédures. La rémunération au titre de ce soutien consiste en un tarif d'achat (photovoltaïque sur bâtiment pour une puissance allant de 100 à 500 kW) ou un complément de rémunération (les centrales photovoltaïques au sol de 500 kW à 30 MW ; l'éolien terrestre de plus de six éoliennes ou de plus de 3 MW ; l'éolien en mer).

(1) Professeur Sebastian Schwenen, audition du 25 juillet 2019.

Le graphique suivant illustre les différences entre le mécanisme de l'obligation d'achat et celui du complément de rémunération.

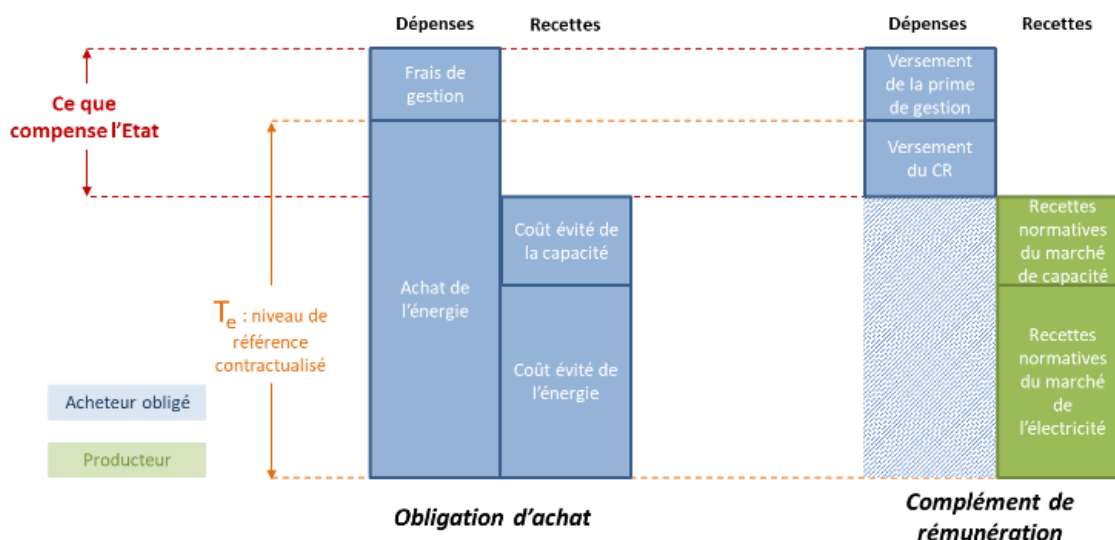


Fig. 4 : Comparaison du surcoût compensé dans le mécanisme d'obligation d'achat (OA) et du complément de rémunération (CR) (source CRE)

Source : Comité de gestion des charges de service public de l'électricité, Rapport annuel. Exercice 2018.

La CRE a exprimé sa préférence pour les appels d'offres en ce qui concerne toutes les filières matures, tout en recommandant de l'inscrire dans un cadre pluriannuel à même de garantir la stabilité et la visibilité de la politique énergétique. « *En encadrant les volumes recherchés et même si les prix ne peuvent être pleinement anticipés, les appels d'offres permettent un pilotage budgétaire plus précis que des tarifs d'achat sans plafond de capacité. Alors que les technologies connaissent des progrès rapides et que les projets peuvent présenter de fortes disparités, ils permettent aussi de refléter de manière plus fidèle l'évolution des coûts des filières et d'adapter le niveau de soutien à chaque projet.* » ⁽¹⁾

Lors de son audition par la commission d'enquête, la directrice générale de la *business unit* France renouvelable d'Engie considérait que : « *dans le solaire, nous avons effectivement constaté une tendance à la baisse au cours des quatre dernières années, au fur et à mesure que les appels d'offres ont été lancés, avec des volumes bien identifiés permettant aux développeurs de préparer leurs propositions. Même si le dernier appel d'offres a montré une légère remontée, l'important est de considérer la tendance de fond, qui est globalement à la baisse. Cela s'est traduit par une division par deux des prix aux appels d'offres, qui sont passés de 100 à 52 euros.*

La situation de l'éolien terrestre est un peu différente, dans la mesure où l'on ne dispose pas d'un retour d'expérience sur les appels d'offres, plus récents que ceux lancés dans le solaire par exemple. Comme vous le savez, il existe deux mécanismes fonctionnant en parallèle, à savoir un guichet ouvert pour les petits

(1) CRE, Propositions relatives au soutien aux énergies renouvelables, octobre 2017, page 2.

parcs et des appels d'offres dont le premier prix a émargé à 65,40 euros du mégawattheure, ce qui montre un positionnement de l'éolien terrestre dans la fourchette de 60 à 80 euros le MWh évoquée par Jean-François Carenco. Il faudra sans doute toutefois que davantage d'appels d'offres soient lancés pour avoir une vision précise de la tendance à plus long terme. » ⁽¹⁾

Il importe donc de distinguer :

- d'une part, l'évolution des instruments de soutien à la filière photovoltaïque ou éolienne, dont le sens est celui d'une restriction du champ des obligations d'achat à guichet ouvert au bénéfice du complément de rémunération de même que de l'obligation d'achat vers l'appel d'offres ;

- d'autre part, la charge financière de compensation des surcoûts, laquelle est marquée par un poids prépondérant des charges de soutien au titre des engagements déjà pris.

Le soutien aux filières photovoltaïque et éolienne représente l'essentiel des charges liées aux énergies renouvelables électriques en métropole continentale et près de la moitié des charges totales de service public de l'énergie.

a. Le solaire photovoltaïque

Dans son rapport sur le soutien aux énergies renouvelables de mars 2018, la Cour des comptes a rappelé qu'« *en moins d'une décennie, le photovoltaïque est passé de la position de technologie renouvelable parmi les plus coûteuses à celle de technologie suffisamment compétitive pour concurrencer les moyens de productions conventionnels.*

Le dispositif de soutien par obligation d'achat s'est adapté avec retard aux premiers retours d'expérience de l'intégré au bâti et à la baisse des coûts de la technologie. Ce retard a favorisé, à la fin de la première décennie des années 2000, la création d'une bulle spéculative. L'impact de cette bulle sur les finances publiques n'a pas été anticipé, ni même immédiatement mesuré. En septembre 2010, le rapport de la mission relative à la régulation et au développement de la filière photovoltaïque (rapport Charpin) a révélé que la poursuite du dispositif aurait conduit à une puissance installée approchant le triple de l'objectif fixé pour 2020 et un coût proportionnel de 4,5 milliards d'euros par an au lieu de 1,5 milliard d'euros par an à l'horizon 2020. La charge totale aurait alors atteint 90 milliards d'euros pour 17 GW installés. Cette situation de bulle a été traversée par d'autres pays européens, à l'image de l'Espagne.

Un moratoire sur les projets photovoltaïques a été mis en œuvre fin 2010. A suivi une nouvelle architecture de soutien, articulant des tarifs modulables à la baisse et l'introduction d'appels d'offres pour les installations de plus de 100kWc,

(1) Mme Gwenaëlle Huet, directrice générale de la business unit France renouvelable d'Engie, audition du 9 avril 2019.

redonnant ainsi au ministère chargé de l'énergie une capacité de pilotage de la filière photovoltaïque.

Toutefois, le poids des engagements antérieurs à 2011 aura encore pendant de longues années un impact majeur sur les dépenses de soutien. Selon la CRE, les arrêtés antérieurs au moratoire de 2010 auront engendré un coût pour les finances publiques de 38,4 milliards d'euros, pour un productible annuel de 4 TWh, soit environ 0,7 % de la production électrique française. Cela représente un coût du soutien de l'ordre de 480 euros/MWh. Ces arrêtés pèseront encore à hauteur de 2 milliards d'euros par an jusqu'en 2030, soit 30 % de l'ensemble des charges liées aux énergies renouvelables en 2018, en prenant comme hypothèse des prix de marché de l'électricité de 35,91 euros/MWh en 2018, 36,09 euros/MWh en 2019, 38,30 euros/MWh en 2020, et une croissance de 1 % par an à partir de 2021. »

En février dernier, la CRE a publié les résultats d'une étude sur les coûts des installations photovoltaïques de moyenne et de grande puissance (de 100 kWc à 30 MWc) développées dans les appels d'offres en métropole continentale. Au 30 septembre 2018, le parc raccordé s'élevait à près de 8,4 GWc de puissance installée pour une production de 10,2 TWh en un an, soit 2,1 % de la consommation électrique française. Les volumes appelés dans les nouveaux appels d'offres induisent un raccordement de l'ordre de 4 GWc dans les deux années à venir. De l'échantillon retenu dans l'étude, il ressort une baisse importante des coûts d'investissement par rapport aux premières installations. Les coûts d'investissement sont inférieurs à 1 000 euros/kWc pour les installations au sol, voire 800 euros/kWc pour les très grands projets, et revenus à 1 100 euros-1 200 euros/kWc pour les installations sur bâtiments et ombrières. Les évolutions de la filière industrielle à l'échelle mondiale expliquent avant tout cette baisse : le coût des modules, élément principal et premier poste de dépense de l'installation photovoltaïque, a diminué de plus de la moitié pour les installations de plus de 100kWc. Les modules fabriqués en Asie sont en moyenne 12 % moins chers que ceux assemblés en Europe, leur part croissant avec la taille des installations. Les coûts de raccordement dépendent de la proximité et de l'état du réseau, les coûts pour les installations au sol, dans les zones rurales étant en moyenne plus élevés de 19 %. Les coûts d'exploitation ont globalement baissé de près de 30 % revenant à 16 euros - 18 euros/kWc pour les derniers appels d'offres, le poste principal des dépenses de fonctionnement tenant aux charges de personnel pour la maintenance et l'entretien des installations (entre 25 % et 40 % des coûts annuels de fonctionnement). L'imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux (IFER) applicable aux installations photovoltaïques d'une puissance égale ou supérieure à 100 kWc représente de l'ordre de 21 % des dépenses annuelles d'une installation (soit environ 6 euros/MWh). Les rentabilités moyennes attendues des projets (en termes de taux de rentabilité interne avant imposition) sont de l'ordre de 3 % sur vingt ans et 4 % sur trente ans, les investisseurs pouvant retenir des objectifs à long terme sur la durée de vie des installations, supérieure à la durée du contrat de soutien public.

L'évaluation de l'impact financier des engagements de soutien public dépend des plusieurs paramètres :

- les délais de mise en service, de l'ordre de vingt mois pour le photovoltaïque sur bâtiment et de vingt-quatre mois pour les centrales au sol ;
- le volume d'énergie produit ;
- l'évolution du prix du marché de gros de l'électricité, une trajectoire haussière de ces derniers diminuant les charges de soutien au titre des installations. L'évolution du prix de marché, marqué d'une forte volatilité, est difficile à anticiper ;
- le montant moyen du soutien unitaire.

Le Comité de gestion des charges de service public a réalisé une évaluation prospective de la charge de soutien au titre des engagements pris à la fin de 2018, sur la base d'une hypothèse d'évolution du prix de gros :

- de 40 euros/MWh en 2019 à 42 euros/MWh en 2028 et constant à 44 euros/MWh pour 2030 et les années suivantes : la charge totale de soutien au titre des engagements avant le moratoire de 2010 atteint 39,9 milliards d'euros, dont 25,4 milliards d'euros de reste à payer, ces montants s'élevant respectivement à 18,7 milliards d'euros et 16 milliards d'euros pour les engagements postérieurs au moratoire ;

- de 41 euros/MWh en 2019 à 56 euros/MWh en 2028 et constant à 62 euros/MWh pour 2030 et les années suivantes : la charge totale de soutien au titre des engagements avant le moratoire de 2010 atteint 39,6 milliards d'euros, dont 25 milliards d'euros de reste à payer, ces montants s'élevant respectivement à 16,7 milliards d'euros et 13,9 milliards d'euros pour les engagements postérieurs au moratoire.

Le coût de soutien unitaire moyen est de l'ordre de 500 euros/MWh sur la période.

Les prix proposés aux périodes les plus récentes d'appels d'offres s'élèvent à environ 55 euros/MWh pour les installations au sol, 85 euros/MWh pour les installations de grande toiture et 187 euros/MWh pour les plus petites installations.

b. L'éolien terrestre

En 2008, la CRE soulignait que « *la part du surcoût de l'éolien pris en charge par la contribution au service public de l'électricité (CSPE) dépendra du niveau des prix de marché de gros de l'électricité. À l'extrême, la filière éolienne pourrait contribuer à une diminution des charges de service public. Sur le long terme, cette perspective reste théorique puisqu'en cas d'anticipation de prix durablement supérieurs aux tarifs d'achat, les producteurs auraient intérêt à résilier leur contrat pour vendre leur électricité sur le marché. Il serait d'ailleurs*

difficilement compréhensible qu'un moyen de production rentable sur le marché ait besoin d'aides de la puissance publique. »⁽¹⁾

En avril 2014, la CRE a publié une analyse des coûts et de la rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine, au sein de laquelle figurait l'étude d'un panel de 52 parcs éoliens représentatif du parc installé en France métropolitaine, quant à leur localisation géographique, l'importance du gisement éolien, la date de mise en service et la puissance installée. Ces parcs relevaient du régime d'obligation d'achat en vigueur depuis 2008, c'est-à-dire d'un contrat d'achat de dix ans à tarif constant, période suivie de cinq années durant lesquelles la rémunération du producteur dépend de la durée annuelle de fonctionnement de référence de l'installation. Une seule installation du panel relevait de la procédure de l'appel d'offres.

Pour la CRE, les coûts des parcs éoliens à terre mis en service dans les dernières années sont restés globalement stables, la filière étant considérée comme mature. Comme il a été indiqué précédemment, les coûts d'investissement représentent la majeure partie des coûts d'un parc éolien, l'achat des aérogénérateurs pour près des trois-quarts de l'investissement. Les coûts d'exploitation, dont la maintenance représente la moitié, constituent une part relativement faible des coûts de production. Les parcs éoliens relèvent majoritairement d'un financement de projet classique : une société de projet dédiée avec un financement sans recours, la majorité des investissements étant financée par dette bancaire, le solde par apport en fonds propres des actionnaires. Le ratio entre dette et fonds propre de 80 %-20 % permet un effet de levier pouvant conduire à des rentabilités très significatives pour les actionnaires. La quasi-totalité des producteurs envisage d'exploiter leurs parcs pendant au moins vingt ans, c'est-à-dire cinq années au-delà de l'échéance de leur contrat d'obligation d'achat. Le productible du parc détermine avant tout sa rentabilité.

(1) CRE, Avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent, 30 octobre 2008.

MOYENNE DES COÛTS DE PRODUCTION (EN €/MWH) ET MOYENNE DES TAUX DE RENDEMENT INTERNE (TRI) PROJET APRÈS IMPÔT DES PARCS ÉOLIENS À TERRE DU PANEL EN FONCTION DU NIVEAU D'INVESTISSEMENT ET DU PRODUCTIBLE

Productible (h/an)	+ 2900		2900-2550		2550-2220		2200-1850		1850-1500	
	Coûts €/MWh	TRI %	Coûts €/MWh	TRI %	Coûts €/MWh	TRI %	Coûts €/MWh	TRI %	Coûts €/MWh	TRI %
1000-1200					67,1	9,9			90,6	4,7
1200-1400			60,7	11,3	71,4	8,4	82,7	6,7	97,1	4,2
1400-1600	51,6	11,8	73,9	7,2	78,3	7,0	93,8	4,7	108,8	2,3
1600-1800			80,4	6,6	93,9	4,6	100,8	4,0		
1800-2000			83,9	5,6	96,2	5,2		3,2		

Source : Données CRE, avril 2014.

À la même époque, la Commission européenne a conclu à la compatibilité du régime du soutien public à l'éolien terrestre, tel qu'il ressortait de l'arrêté du 17 novembre 2008, avec le Traité de l'Union européenne, à la lumière des dispositions encadrant les aides d'État. Même s'il s'agissait d'une aide accordée sous forme de tarifs d'achat, la Commission européenne a considéré :

– que les coûts de production moyens d'une installation fonctionnant 2 000 heures par an (86 euros/MWh) sont supérieurs, voire largement supérieurs, comparés au prix de marché moyen ou au prix de marché à long terme ;

– que les taux de rendement interne retenus dans l'hypothèse moyenne d'une installation fonctionnant 2 000 heures (5,61 %) ou 2 400 heures (8,95 %) sont inférieurs aux taux de rentabilité du secteur de l'électricité (12 %) et équivalents ou inférieurs aux taux de rentabilité acceptés par la Commission européenne comme normaux dans d'autres États membres ;

– que l'investissement dans l'éolien terrestre nécessite un investissement très important avant de pouvoir commencer la production, quand bien même l'investisseur ne supporte pas les risques de fluctuations du prix spot de l'électricité, son investissement n'est pas sans risque.

L'évaluation prospective mentionnée précédemment et réalisée par le Comité de gestion des charges de service public au titre des engagements pris à la fin de 2018, sur la base d'une même hypothèse d'évolution du prix de gros que celle retenue pour l'estimation relative au solaire photovoltaïque, est la suivante :

- de 40 euros/MWh en 2019 à 42 euros/MWh en 2028 et constant à 44 euros/MWh pour 2030 et les années suivantes : la charge totale de soutien au titre des engagements atteint 34,3 milliards d'euros, dont 25 milliards d'euros de reste à payer pour l'éolien terrestre, ces montants s'élevant à 23 milliards d'euros pour l'éolien posé en mer ;

- de 41 euros/MWh en 2019 à 56 euros/MWh en 2028 et constant à 62 euros/MWh pour 2030 et les années suivantes : la charge totale de soutien au titre des engagements atteint 30 milliards d'euros, dont 21,2 milliards d'euros de reste à payer pour l'éolien terrestre, ces montants s'élevant à 20,5 milliards d'euros pour l'éolien posé en mer.

Le coût de soutien unitaire moyen est de 46 euros à 52 euros/MWh pour l'éolien terrestre.

Les arrêtés tarifaires jusqu'en 2017 portaient un niveau de rémunération de l'ordre de 88 euros/MWh pour les contrats en cours, revenu, depuis le nouvel arrêté tarifaire, autour de 72-74 euros/MWh, hors prime de gestion, le prix moyen pondéré des offres déposées lors de la première période d'appels d'offres s'élevant à 65 euros/MWh.

Dans sa décision du 27 mars 2014 la Commission européenne a conclu à la compatibilité du régime de soutien à l'éolien terrestre en France, tel qu'il ressort de l'arrêté du 17 novembre 2008, avec les dispositions du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne, à la lumière des critères de compatibilité issus des lignes directrices relatives aux aides d'État, en ce qu'il concerne le montant de ce soutien.

c. L'éolien posé en mer

L'actuelle programmation pluriannuelle de l'énergie considère l'éolien en mer posé comme une filière en phase d'amorçage, au travers des six parcs au large de la Normandie, de la Bretagne et des Pays de la Loire, justifiant un soutien prévisionnel de 1,11 milliard d'euros en 2021, au titre des quatre appels d'offres de 2011, porté à 1,87 milliard d'euros en 2023 après la mise en service des parcs relevant des appels d'offres de 2013.

Le projet de PPE dans sa rédaction du mois de janvier dernier, prévoit une production d'électricité de 9 TWh en 2023 et de 17 TWh en 2028 au titre de l'éolien en mer. Le 14 juin dernier, le Gouvernement a toutefois annoncé, au-delà du projet en cours de parc éolien en Manche-Est Mer du Nord, dont le lancement de l'appel d'offres est prévu pour 2020, le lancement d'un nouveau projet au large d'Oléron.

Lors de ses auditions, l'attention de la commission d'enquête a été attirée, tant par un développeur de parcs éoliens en mer qu'un fabricant de générateurs d'éoliennes, sur la particularité française résultant du contraste entre un gisement potentiel important – le deuxième espace maritime européen – mais sans parc éolien en fonctionnement, alors même que le Royaume-Uni compte 2 000 éoliennes installées, l'Allemagne 1 300 et le Danemark 500. Cela a même pu faire dire au président de la CRE, sur le mode ironique, que notre objectif collectif en ce domaine tendrait plus à la création d'un musée des projets éoliens qu'à la réalisation effective de ces derniers...

Dans sa communication sur l'énergie éolienne en mer de 2008, la Commission européenne estimait les ressources de l'énergie éolienne en mer

fortement sous-exploitées au regard de leur disponibilité physique. Si en comparaison avec l'énergie éolienne terrestre, l'éolien en mer est plus complexe et plus coûteux, il dispose d'avantages comme une production par unité installée nettement supérieure, le vent étant habituellement plus fort et plus stable en mer qu'à terre, d'autant plus que la taille des éoliennes peut y être supérieure.

Les professionnels entendus lors des auditions précitées de la commission d'enquête ont insisté sur le fait que la question du coût avait été entièrement renouvelée : *« en dix ans, la puissance unitaire des éoliennes en mer a été multipliée par trois et sur cette même période, les tarifs ont été divisés par trois. À ce jour, les tarifs constatés en Europe pour l'éolien en mer se situent dans une fourchette de 50 euros/MWh à 70 euros/MWh hors raccordement. »* ⁽¹⁾

Cet aspect a d'ailleurs été considéré comme un changement structurel d'une importance telle qu'il a justifié aux yeux du groupe Total le choix de faire de l'éolien marin un axe de son développement. *« Nous avons appréhendé ce domaine avec des doutes manifestes durant de nombreuses années. En effet, les coûts de construction et d'entretien de ces infrastructures nous paraissaient prohibitifs. Nous n'envisagions pas de solliciter des subventions au niveau élevé qui était requis pour développer ces projets. Depuis, les technologies ont évolué. Nous sommes convaincus qu'elles permettent désormais de développer des projets d'éolien marin à un coût compétitif. C'est ainsi que nous avons remis récemment une offre conjointe avec Orsted – groupe danois qui occupe la première place mondiale de l'éolien marin avec 30 % de parts de marché – ainsi qu'avec le Belge Elicio, pour le projet de parc éolien en mer au large de Dunkerque. »* ⁽²⁾

Dans ses décisions des 10 décembre 2018 et 26 juillet 2019, la Commission européenne a conclu à la compatibilité avec le marché intérieur des dispositifs de soutien, respectivement, en ce qui concerne le parc éolien dans une zone au large de Dunkerque et les six parcs éoliens de Courseulles-sur-Mer, Fécamp, Saint-Nazaire, l'Île d'Yeu-Noirmoutier, Dieppe-le Tréport et Saint-Brieuc.

L'aide au fonctionnement prend la forme d'un tarif d'achat, garanti sur une période de vingt ans, l'énergie étant vendue au prix du marché au-delà de cette période.

Les résultats des appels d'offres de 2011 et 2013 avaient abouti à un soutien public de l'ordre de 200 euros/MWh, incluant le coût du raccordement au réseau public. En 2018, les conditions de rémunération des lauréats des appels d'offres ont fait l'objet d'une renégociation. Pour la CRE, les modalités d'organisation des appels d'offres avaient restreint les marges de concurrence et insuffisamment pris en compte les particularités de l'éolien en mer, au point de conduire à une augmentation des primes de risques de la part de candidats laissés dans l'incertitude en raison du caractère partiel des études techniques.

(1) M. Vincent Balès, directeur général de Wpd offshore France, audition du 28 mai 2019.

(2) M. Philippe Sauquet, directeur général Strategy innovation de Total, audition du 7 mai 2019.

Désormais, pour les six parcs relevant de ces deux premiers appels d’offres, le montant de l’aide est déterminé par la production annuelle d’électricité des sites et les revenus issus respectivement du tarif du contrat d’achat garanti au producteur et de la revente de l’électricité produite aux conditions de marché sous l’hypothèse. Les budgets prévisionnels ont retenu l’hypothèse d’un prix de marché théorique de 40 euros/MWh et d’un taux d’indexation de 1,6 % par an. Le tarif d’achat varie finalement de 131 euros/MWh à 155 euros/MWh selon les sites. Le critère du prix ne représentait que 40 % dans la notation des offres. Initialement les tarifs d’achat comportaient une composante de raccordement au réseau de transport, mais celle-ci a été abandonnée lors de la renégociation du tarif, le raccordement étant mis à la charge de RTE ⁽¹⁾.

Selon les données figurant dans la décision de la Commission européenne, les caractéristiques financières des six parcs sont les suivantes, en ce qui concerne les coûts de production moyens de l’électricité sur la durée de vingt-cinq ans (*Levelized Cost of Electricity, LCOE*), le tarif d’achat et le taux de rendement interne du projet après impôts :

	Courseulles	Fécamp	Saint-Nazaire	Ile d’Yeu Noirmoutier	Dieppe Le Tréport	Saint-Brieuc
Productible sur 25 ans en TWh	33-43	40-50	35-45	38-48	40-50	40-50
Investissement (en M€)	1300-1900	1550-2150	1500-2100	1560-2160	1700-2300	1950-2450
Coûts d’exploitation sur 20 ans (en M€)	1075-1675	1200-1800	1250-1850	1900-2500	1800-2400	950-1550
LCOE (€/MWh)	147-177	140-165	155-180	145-170	135-160	170-195
Tarif d’achat (€/MWh)	138,7	135,2	143,6	137	131	155
TRI après impôt en %	6,40-7,90	6,70-8,20	6,10-7,60	6,50-8,00	6,50-8,00	6,50-8,00

Dans sa décision du 26 juillet dernier, la Commission européenne a souligné « *que le niveau de coûts des six projets est a priori élevé au regard d’autres projets éoliens en mer développés à l’heure actuelle avec des technologies plus récentes dans d’autres pays européens, mais également en France.* » Elle en a néanmoins estimé recevable la justification par le stade, encore initial, du développement de l’éolien en mer posé en France, lors des deux premiers appels d’offres. Les demandes d’autorisations concernent des turbines précisément désignées et de faible puissance au regard des modèles développés actuellement. En effet, ces projets sont prévus pour des turbines d’une puissance de 6 à 8 MW maximum, sans expérience des conditions réelles de vent et des fonds marins. La Commission européenne a pris acte du fait qu’au regard de la législation française, une évolution significative de la puissance unitaire des turbines ou du nombre de mâts conduisant

(1) Par décision de la CRE du 24 juillet 2019, le budget cible du raccordement du parc éolien en mer de Saint-Nazaire a été fixé à 285,1 millions d’euros, y compris les coûts mutualisés.

à une baisse des coûts serait constitutive d'une modification substantielle rendant nécessaire d'obtenir de nouvelles autorisations.

En termes capitalistiques, les sociétés de projet lauréates des appels d'offres sont détenues :

– pour le parc de Fécamp : à 70 % par la société Eolien maritime de France (EMF) – elle-même détenue à parité et contrôle conjoint par EDF Énergies Renouvelables France et EIH Sarl, appartenant à Enbridge Inc, qui a remplacé Dong Energy en 2016, et à 30 % par la société Wpd offshore GmbH ;

– pour le parc de Courseulles-sur-Mer : à 85 % par la société EMF et à 15 % par Wpd offshore GmbH ;

– pour le parc de Saint-Nazaire : par EMF ;

– pour le parc de Dieppe – Le Tréport : à 29,5 % par Engie Green Holding (filiale d'Engie SA), à 29,5 % par EDP Renewable Europe (filiale de EDP Renewables) à 29,5 % par SRPT SAS (filiale de Sumitomo Corporation) et à 10 % par Eolien en Mer Participations (filiale de la Caisse des dépôts et consignations) ;

– pour le parc de l'Île d'Yeu et de Noirmoutier : à 29,5 % par Engie Green Holding, à 29,5 % par EDP Renewables Europe, à 29,5 % par SRPN SAS (filiale de Sumitomo Corporation) et à 10 % par Eolien en Mer Participations ;

– pour le parc de Saint-Brieuc : à 70 % par Iberdrola et à 30 % par Avel Vor (détenue à 75 % par RES et à 25 % par la Caisse des dépôts et consignations). Par son arrêt du 24 juillet dernier, le Conseil d'État a condamné l'État à indemniser à hauteur de 2,5 millions d'euros, plus les intérêts dus à compter du 27 décembre 2012, la société Nass et Wind, membre du consortium créé avec EDF Énergies Nouvelles et Dong Energy Power, classé premier par la CRE à l'issue de la procédure d'appel d'offres, et dont l'offre a été illégalement écartée par arrêté des ministres en charge de l'écologie et de l'énergie.

Pour l'appel d'offres du parc éolien au large de Dunkerque, les risques devant être portés par le lauréat ont été réduits grâce au dialogue concurrentiel. En outre, le coût du raccordement au réseau public est supporté par le gestionnaire de réseau lorsque le producteur ne choisit pas l'emplacement de la zone d'implantation du parc. Enfin, les autorisations administratives peuvent fixer des caractéristiques variables dans les limites desquelles le projet pourra évoluer postérieurement à la délivrance de l'autorisation pour permettre aux lauréats de prendre en compte les avancées technologiques éventuelles. *« Outre la protection contre le risque de retard lié au raccordement du fait du gestionnaire de réseau, le cahier des charges ne contraint pas les choix technologiques et industriels du lauréat, lui assure une couverture contre le risque d'évolution des coûts de construction liés aux matières premières et des coûts d'exploitation à travers l'application d'une indexation du tarif de référence et lui assure une couverture du taux sans risque à travers le mécanisme de recalage du tarif de référence au moment du bouclage financier. Ces*

prescriptions du cahier des charges constituent un transfert de ces risques indépendants du lauréat (retard de la part du gestionnaire de réseau public de transport ou évolutions des conditions macro-économiques) vers le budget de l'État. » ⁽¹⁾.

Le budget prévisionnel de ce parc éolien retient un tarif de 40 euros/MWh et 4 000 heures de fonctionnement par an, la fourchette basse de prix de l'appel d'offres étant de 60 euros/MWh et la fourchette haute 90 euros/MWh. Le lauréat de l'appel d'offres – EDF Renouvelables France associé à Innogy SE et Blauracke GmbH – s'est engagé sur un prix de 44 euros/MWh. Le prix était le critère principal de sélection des offres (70 % de la note).

Les EnR électriques à l'origine largement plus coûteuses que les énergies conventionnelles sont devenues beaucoup plus attractives économiquement. En effet, le développement de la filière et la recherche ont permis à de nouvelles technologies, dont le prix au MWh est proche de celui du nucléaire, de voir le jour. La recherche continue, l'évolution de la technologie est donc également à prendre en compte dans le calcul du coût prospectif.

d. L'hydraulique, première source d'électricité renouvelable

Avec une capacité installée de 25 545 MW, la filière hydraulique est la deuxième source d'électricité en France et la première parmi les sources d'électricité renouvelables. Non négligeable, l'hydraulique est une source d'énergie non polluante qui doit être développée, compte tenu des avantages qu'elle comporte. L'énergie hydraulique comporte un premier avantage : la gratuité de son énergie primaire. Elle est renouvelable tant que le cycle de l'eau sera pérenne. Par ailleurs, sa production n'entraîne aucune émission de gaz à effet de serre et ne génère pas de déchets toxiques. L'hydroélectricité, contrairement à l'éolien et au solaire, n'est pas soumise à un caractère intermittent. De plus, il est possible d'augmenter la puissance produite en ouvrant les vannes pour couvrir un épisode de pic de consommation. Cette énergie est basée sur des constructions importantes capables de produire des quantités élevées d'énergie. Les rendements d'une centrale sont donc importants. Enfin, puisqu'elle n'utilise aucun carburant de type fossile ou nucléaire, l'énergie hydraulique est une des énergies les plus sûres en termes de production. Aucun risque d'explosion n'existe au sein de ces centrales et le coût de la sécurité de ces centrales est nettement plus faible que celui d'une centrale nucléaire par exemple.

Les inconvénients de ce type d'énergie sont de plusieurs ordres.

Environnementaux, en premier lieu, puisque la construction d'un barrage hydroélectrique peut engendrer un bouleversement d'écosystèmes naturels. En effet les centrales hydroélectriques posent la question de la continuité écologique qui garantit le passage des poissons et des sédiments. Par ailleurs, la centrale

(1) CRE, Délibération du 6 juin 2019 relative à l'instruction des offres remises au titre du dialogue concurrentiel portant sur des installations éoliennes en mer au large de Dunkerque.

hydraulique nécessite de construire des réseaux de lignes électriques à proximité de la production. Ces constructions peuvent avoir un impact paysager et sur le coût global de l'installation, intégrant les nouvelles routes à construire et les poteaux de soutien des fils électriques. Le sous-jacent de l'énergie hydraulique étant l'eau, une éventuelle sécheresse peut avoir des impacts fortement négatifs sur l'ensemble de la production. Ainsi, même si cette énergie est particulièrement maîtrisable, il n'en demeure pas moins que le risque de sécheresse est peu planifiable et que ce dernier peut engendrer un arrêt total de la production d'énergie et perturber de manière importante le réseau énergétique du pays.

Du point de vue socio-économique, l'installation de centrales hydroélectriques peut contraindre certaines populations vivant de l'agriculture à migrer vers un autre lieu. En effet, le débit de l'eau étant contrôlé en amont par le barrage, les surfaces agricoles en aval sont alors moins abondées par le fleuve. L'installation d'une centrale hydroélectrique peut aussi nécessiter la réquisition de surfaces agricoles. Enfin, la France a atteint ses limites de développement de nouveaux barrages hydroélectriques. Le seul développement possible dans la filière serait la modernisation et l'optimisation énergétique des infrastructures existantes.

Dans son panorama de l'électricité renouvelable au 30 juin 2019, RTE souligne que les projets lauréats de la seconde session de l'appel d'offres portant sur la réalisation d'installations hydroélectriques de puissances comprises entre 1 et 4,5 MW, implantées sur de nouveaux sites ou sur des seuils existants représentent une puissance de 36,6 MW (25,8 MW sur nouveaux sites et 10,9 MW sur seuils existants) pour un prix moyen des projets retenus de 87,1 €/MWh.

D. LA TRANSPARENCE PERFECTIBLE DES FINANCEMENTS PUBLICS

S'agissant de faire le point sur le financement public de la transition énergétique en France et plus spécifiquement, de recenser les ressources prélevées et les affectations budgétaires ou extrabudgétaires réalisées au nom de cette politique, les auditions de la commission d'enquête ont montré un panorama complexe.

Certains prélèvements, impôts ou taxes, sont conçus comme des instruments de la politique de transition énergétique, mais le produit de ces prélèvements n'est pas nécessairement affecté à cette finalité. Réciproquement, certaines dépenses liées à la transition énergétique sont financées par des ressources qui y sont étrangères. Parfois, ce sont des dépenses fiscales (des crédits ou des réductions d'impôts) qui permettent de piloter la transition énergétique. En outre, les outils de la politique de transition énergétique sont parfois difficiles à circonscrire : les budgets de l'ADEME et du ministère de l'écologie concourent à cette politique, mais il est délicat de définir dans quelle proportion précise.

Enfin, la nature des financements publics est marquée par une grande diversité : des subventions d'exploitation (les tarifs d'achat et les compléments de rémunération), des facilités de prêt (éco-prêt à taux zéro), des dépenses fiscales (le

crédit d'impôt pour la transition énergétique), des mécanismes fiscaux (taux réduits de TVA ou de TICPE), des lignes du budget général (comme le budget de l'ADEME ou du ministère de la transition écologique et solidaire) et des subventions d'investissement (le programme des investissements d'avenir).

Il convient de rappeler, en premier lieu, que le financement public de la transition énergétique s'inscrit dans un cadre européen. Les soutiens budgétaires ou extrabudgétaires aux énergies renouvelables s'inscrivent dans des lignes directrices précises, qui permettent, dans certaines conditions, de déroger à l'interdiction des aides d'État. En termes de fiscalité, le cadre communautaire est également assez rigide. Comme l'ont rappelé les représentants de la direction de la législation fiscale, *« la fiscalité énergétique, notamment celle qui touche la consommation d'électricité, est harmonisée au niveau européen. Les deux impôts indirects les plus importants, y compris en termes de rendement, sont donc encadrés par des directives du Conseil européen. Ce sont, d'une part, le système commun de la taxe sur la valeur ajoutée (TVA) et, d'autre part, le régime général d'accise, qui définit un cadre commun pour les tabacs, les alcools, les produits énergétiques et l'électricité (...) Le pouvoir de taux des États membres est limité, et ce de plusieurs manières : pour le nombre de tarifs différents, mais aussi pour les activités et les produits éligibles au tarif réduit. Des minimums de taxation sont également prévus. Ces différentes limitations valent pour la TVA et le régime général d'accise, notamment pour la taxation de l'énergie, produits pétroliers et électricité »*.

C'est d'ailleurs la mise en conformité avec le droit de l'Union européenne qui a conduit à d'importantes réformes fiscales et budgétaires : la suppression de la CSPE et la mise en place du compte d'affectation spéciale (CAS) « Transition énergétique » (voir ci-après).

1. Une lisibilité médiocre des moyens publics mis en place au service de la transition énergétique

a. Des documents budgétaires nombreux et entretenant la confusion

Les travaux de la commission d'enquête ont permis d'aboutir à un constat, partagé par de multiples acteurs auditionnés et par plusieurs députés membres : la complexité des différents financements de la transition énergétique se double d'un manque flagrant de lisibilité des documents budgétaires permettant de retracer l'effort financier réalisé par les pouvoirs publics en matière de transition énergétique.

Ce constat est d'autant plus préoccupant que la lisibilité des politiques menées est un facteur fort d'acceptabilité, en des matières aussi fortement imposées que la matière énergétique.

Ainsi, avant le vote de la loi de finances initiale pour 2019, il existait trois « jaunes » budgétaires (documents annexés au projet de loi de finance pour refléter

une politique interministérielle) et un document de politique transversale pour désigner les financements du secteur énergétique.

En outre, les ressources affectées à la transition énergétique sont aujourd’hui retracées dans un compte d’affectation spéciale (le CAS « TE », précité) mais aussi dans une ligne du budget général, le programme 345 de la mission *Écologie, développement et mobilité durables*.

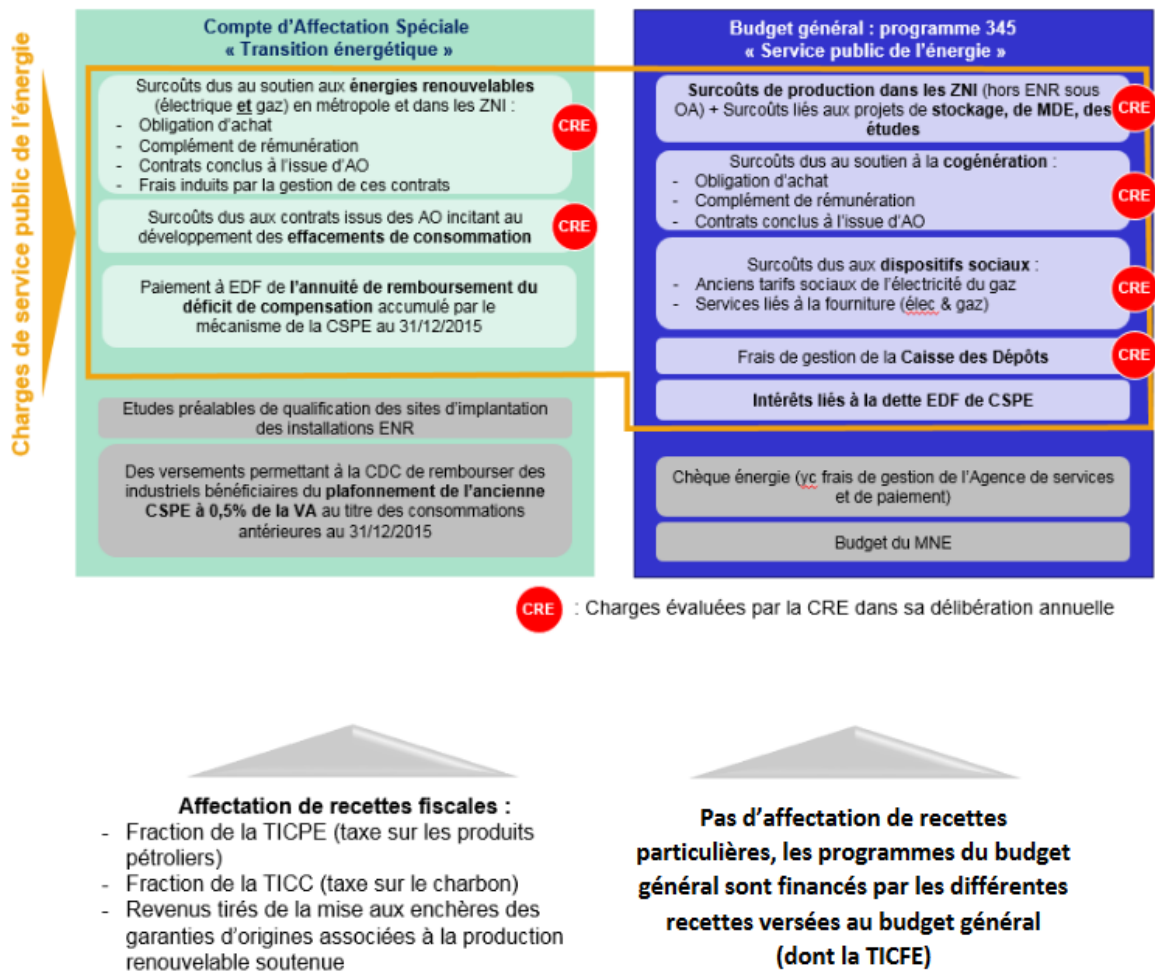


Fig. 1 : Dépenses comptabilisées par le compte d'affectation spéciale « Transition énergétique » et le programme « service public de l'énergie » du budget général de l'Etat ; les charges de service public de l'énergie sont encadrées en jaune (source : DGEC)

Source : Comité de gestion des charges de service public de l'électricité, exercice 2018

De façon plus problématique, ces documents budgétaires ne reflètent pas, de façon suffisamment sincère, les crédits qui seront effectivement dépensés dans l'année, tandis qu'une partie non négligeable des crédits qui sont dépensés chaque année résultent du paiement d'engagements passés, sans qu'il soit aisément possible d'identifier ce qui relève d'engagements budgétaires nouveaux.

La Cour des comptes, dans sa note d'exécution budgétaire (NEB) 2018 de la mission *Écologie, développement et mobilité durables*, indique ainsi que, comme

« [elle] l'avait déjà précédemment observé dans la NEB 2017, et comme pour le CAS Transition énergétique, les modalités de budgétisation et de gestion du programme 345 continuent de respecter imparfaitement les principes d'annualité et de sincérité budgétaire. La gestion des restes à payer d'une année sur l'autre, induite par le calendrier de paiement défini dans le code de l'énergie, donne lieu à des reports de charges significatifs ».

Dans sa note d'exécution budgétaire 2018 du CAS « TE », la Cour rappelle que « malgré les recommandations des NEB 2016 et 2017, cet exercice n'a pas permis de rendre plus lisible la gestion du CAS. La mécanique de restes à payer d'une année sur l'autre, induite par le calendrier de paiement défini dans le code de l'énergie, obère significativement la lisibilité de dispositif. Par ailleurs, (...) il est très difficile de rattacher les charges effectivement payées sur l'exercice budgétaire aux compensations dues aux opérateurs ». En outre, la méthode de budgétisation des compensations de charges de service public diffère entre le CAS « TE » et le programme 345, notamment dans la prise en compte de l'écart des charges prévisionnelles, évaluées par la CRE, et des charges constatées, ce qui renforce encore la confusion sur les montants effectivement en jeu.

Enfin, dans le même document, la Cour estime que le CAS « TE » devrait augmenter sa contribution aux producteurs d'électricité renouvelable d'environ 35 % entre 2019 et 2022, en fonction des cours de l'électricité, et que l'essentiel de cette hausse reflète des engagements contractuels passés, pris entre l'État et les producteurs dans les années précédentes, ce qui signifie que cette hausse des dépenses n'est pas maîtrisable.

b. Des progrès attendus pour le projet de loi de finances pour 2020

Lors des débats intervenus pendant l'examen du projet de loi de finances pour 2019, l'objectif d'une meilleure lisibilité des documents budgétaires a été endossé par le Gouvernement. Dès le projet de loi de finances pour 2020, le Parlement devait disposer d'une revue complète des dépenses afférentes à la transition énergétique, avec un volet spécifiquement prévu pour évaluer les impacts de la fiscalité écologique vis-à-vis des ménages et des entreprises.

Un unique « jaune » budgétaire devait donc être présenté pour le projet de loi de finances pour 2020 contenant une ventilation correcte des ressources et des dépenses de la politique de transition énergétique. Tel a bien été le cas. Le rapport unique de 250 pages se substitue à trois rapports dont il reprend la méthodologie : le rapport relatif à l'effort financier consenti au titre de la protection de la nature et de l'environnement, le rapport sur le financement de la transition énergétique et le document de politique transversale de la lutte contre le changement climatique. La première partie du rapport réunit les données réparties entre les trois précédents rapports pour donner une vision consolidée des crédits budgétaires de l'État et de ses opérateurs en faveur de la transition écologique. La deuxième partie du rapport porte sur la fiscalité environnementale, dont les dépenses fiscales.

2. Les ressources de la transition énergétique

Parmi les ressources fiscales intervenant dans le champ de la transition énergétique, il convient de distinguer trois familles : la fiscalité énergétique au sens large, la fiscalité énergétique ayant pour objet la transition énergétique et la fiscalité non énergétique ayant un effet positif sur la transition énergétique.

a. La fiscalité énergétique ayant un impact sur la transition énergétique

Dans le droit européen harmonisé, il existe plusieurs impositions énergétiques, qui ont comme point commun d'avoir un effet sur la transition énergétique sans être conçues comme des instruments de cette politique. D'autres taxes énergétiques, comme la contribution tarifaire d'acheminement (CTA) ne seront pas davantage évoquées dans la mesure où elles n'ont pas d'impact économique sur la transition énergétique.

Les taxes intérieures de consommation (TIC) s'appliquent aux carburants et aux combustibles, et se décomposent en trois taxes distinctes :

- la taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (TICPE) ;
- la taxe intérieure de consommation sur les houilles, lignites et coques, mieux connue sur son appellation de taxe intérieure de consommation sur le charbon (TICC) ;
- la taxe intérieure de consommation sur le gaz naturel (TICGN).

Chacune de ces taxes s'applique à seize catégories de produits faisant l'objet d'un régime fiscal défini par le droit de l'Union européenne (par exemple, sont distingués le gazole routier et le gazole non routier). Les États membres peuvent taxer librement chaque catégorie de produits mais n'ont presque aucune marge de manœuvre pour taxer de façon différente les produits au sein de ces catégories. Or, au sein de ces catégories, il existe des produits énergétiques plus ou moins renouvelables : il est donc, en application des règles européennes, difficile de les taxer de façon distincte pour envoyer un signal prix aux consommateurs ou aux entreprises.

L'autre taxe majeure en matière énergétique, intervenant uniquement dans le secteur de l'électricité, est la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE). Elle est l'héritage de la contribution au service public de l'électricité (CSPE), qui sera évoquée ultérieurement, mais elle est intégralement affectée au budget général, ce qui empêche d'y voir une imposition dont le produit serait affecté à des objectifs de transition énergétique. Elle ne l'est pas non plus dans sa conception, à la différence de la CSPE, créée pour compenser le soutien à l'électricité renouvelable.

Trois autres taxes complètent la TICFE, car elles ont la même assiette : la taxe départementale sur la consommation finale d'électricité (TDCFE) ; la taxe communale sur la consommation finale d'électricité (TCCFE) et la contribution au Fonds d'amortissement des charges d'électrification (FACÉ). Par facilité, ces différentes taxes sont souvent présentées sous l'appellation unique de TICFE. Les tarifications locales peuvent différer, sous la contrainte d'un plafond commun (environ 9 euros par mégawattheure – MWh) ; la TICFE nationale est fixée à 22,5 euros par MWh. En conséquence, selon les régions, la TICFE s'établit à une trentaine d'euros par MWh.

b. La fiscalité énergétique au service de la transition

Les taxes intérieures de consommation, plus précisément la TICPE et la TICC ont, depuis la loi de finances pour 2014, une « composante carbone ». L'augmentation tendancielle de cette composante carbone permet de faire face aux engagements budgétaires de plus en plus importants de l'État en matière de soutien aux énergies renouvelables, plus précisément l'électricité et le biogaz.

En effet, une fraction du produit de la TICPE finance à titre principal le CAS « TE » et en fait donc un instrument direct de financement de la transition énergétique, tandis que la TICC le finance de façon plus marginale. Le montant global de la TICPE s'élevait en 2018 à 33,3 milliards d'euros. Si la part de la TICPE revenue au budget général est de 13,7 milliards d'euros, 6,6 milliards d'euros ont ainsi été affectés au CAS « TE ». Enfin, 12 milliards d'euros ont été versés aux collectivités territoriales et 1 milliard d'euros à l'Agence de financement des infrastructures de transport de France (AFITF).

La TICPE est ici venue se substituer à la TICFE, ex-CSPE, qui ne pouvait plus financer le CAS « TE » en raison de fragilités juridiques manifestes portant sur la part relative aux objectifs généraux de financement. L'encadré ci-dessous récapitule le fonctionnement de la CSPE, les raisons qui ont poussé à son abandon et son remplacement par la TICFE, qui abonde donc uniquement le budget général.

De la CSPE à la TICFE

Avant l'entrée en vigueur de la loi de finances rectificative du 29 décembre 2015 de finances rectificative pour 2015, les principaux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables (électricité et biogaz), à savoir les tarifs d'achat et les compléments de rémunération, étaient financés de façon extrabudgétaire, par la contribution au service public de l'électricité (CSPE).

La CSPE était prévue par le code de l'énergie, et son mécanisme, très proche de celui d'une taxe – fait générateur, exigibilité, désignation des redevables – faisait l'objet d'un décret en Conseil d'État. Il s'agissait de compenser les charges de service public (le soutien aux énergies renouvelables) supportées par des opérateurs privés. Or, en dehors de l'assiette de la CSPE (le mégawattheure), la CSPE n'avait rien de commun avec les exigences posées au niveau européen par la directive « Énergie ». En outre, si une partie de la CSPE finançait effectivement le soutien aux énergies renouvelables, une autre fraction a été affectée au soutien de la solidarité territoriale et aux zones non interconnectées (comme les îles), ce qui a également été mis en cause par l'arrêt de la Cour de justice de l'Union européenne du 2 juillet 2018.

Depuis sa mise en place, la CSPE augmentait automatiquement tous les ans de 3 euros, et ce pour une seule et simple raison, exposée par les représentants de la direction générale du budget, auditionnés par la commission d'enquête : l'arrêté proposé par la CRE pour augmenter les prix en fonction de l'évolution réelle des charges de service public à compenser n'était jamais signé par le ministre, car le tarif proposé était trop important. Le tarif augmentait donc mécaniquement ; l'écart entre le montant des charges à financer et le montant des recettes perçues a alimenté une dette importante de l'État en direction du principal obligé du dispositif, EDF. Les autres opérateurs ont été intégralement compensés.

Dans la loi de finances rectificative pour 2015, précitée, le Gouvernement a donc décidé de transformer la CSPE en une accise conforme au droit communautaire. Elle a été renommée TICFE (sauf sur les factures d'électricité, où elle figure encore sous son ancienne appellation). La mécanique de la taxe a été intégralement harmonisée et mise en conformité, et le tarif a été augmenté une dernière fois de 3 euros. Aujourd'hui, la TICFE est demeurée à un montant inchangé de 22,5 euros.

Dans la même loi de finances rectificative, entrée en vigueur en 2016, un compte d'affectation spéciale, le CAS « TE », a été créé afin de retracer, avec les limites déjà évoquées, les projections de dépenses de soutien pour l'année en cours. Le financement du CAS « TE » est principalement effectué par la TICPE, tandis que la TIFCE est affectée au budget général.

La TICPE est aussi, indépendamment de son affectation, directement chargée de soutenir la transition énergétique : un taux réduit de TICPE est ainsi applicable aux biocarburants.

Enfin, dans ce secteur, la loi de finances pour 2019 a créé un outil de politique fiscale énergétique original en faveur de la transition énergétique : la taxe incitative relative à l'incorporation des biocarburants (TIRIB), qui se substitue à la taxe générale sur les activités polluantes (TGAP). La TIRIB est uniquement applicable à trois catégories fiscales de produits : le gazole routier, le gazole non routier et l'essence. Cette taxe encourage l'incorporation et la distribution de

biocarburants : elle ne s'applique qu'aux opérateurs qui proposent la consommation de biocarburants en proportion inférieure à l'objectif d'incorporation fixé réglementairement dans chacune des filières.

c. La fiscalité non énergétique au service de la transition énergétique

Il est principalement question ici de la TVA, dont le taux a été modulé pour encourager la transition énergétique. Ainsi, tous les travaux d'économie d'énergie éligibles au crédit d'impôt pour la transition énergétique, ainsi que les travaux indissociables de ceux-ci, bénéficient d'un taux réduit de TVA à 5,5 %. Il s'agit notamment des travaux d'isolation thermique, d'installation d'une chaudière à condensation ou encore d'une pompe à chaleur.

Peut également être rangée dans cette catégorie la mise en place du malus automobile, qui est une taxe applicable sur certains véhicules en fonction de leur émission de dioxyde de carbone au kilomètre. La loi de finances initiale pour 2019 a abaissé le seuil d'application du malus (117 grammes de CO₂ par kilomètre) et a échelonné le barème de la taxe de 35 à 10 500 euros. La contrepartie du malus, le bonus écologique, s'apparente à une subvention publique et n'est donc pas un outil fiscal.

3. Les affectations de crédits au service de la transition énergétique

Selon la direction du budget, auditionnée par la commission d'enquête, il convient de constater la très forte hausse des dépenses en faveur des énergies renouvelables au cours de ces dernières années. De 1,5 milliard d'euros en 2011, elles sont passées à 5,4 milliards d'euros en 2019 et devraient atteindre environ 7 milliards d'euros en 2022.

En outre, le Gouvernement a présenté son projet d'engagement de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) pour les cinq prochaines années. Selon le directeur général de la DGEC, le soutien public à de nouveaux projets est chiffré à 30 milliards d'euros sur toute la durée de la PPE, dans les secteurs de l'électricité et du biogaz. Les projets déjà engagés représentent quant à eux 95 milliards d'euros de crédits budgétaires, dont une partie doit encore être financée.

a. Le compte d'affectation spéciale « Transition énergétique »

Le CAS « TE » a pour objet de financer les charges de service public de l'énergie, qui constituent le principal levier budgétaire pour promouvoir la transition énergétique. Ce compte, principalement financé par une fraction de TICPE, prend en charge deux types de dépenses :

– les compensations de charges de service public proprement dites, à hauteur des trois quarts du CAS en 2018 (programme 764) ;

– le remboursement à l’opérateur historique du déficit de compensation de ses charges de service public de l’électricité cumulé au 31 décembre 2015, pour le dernier quart, devant s’achever en 2020 (programme 765).

Le programme 764 regroupe et finance les charges de soutien à l’électricité renouvelable et au biogaz. Le soutien financé par cet intermédiaire comprend essentiellement la compensation des tarifs d’achat imposés aux opérateurs ainsi que le financement des compléments de rémunération des producteurs d’énergie renouvelable.

Dispositifs de soutien aux énergies renouvelables électriques

Les dispositifs de soutien ont pour objectif de permettre aux producteurs d’électricité à partir d’énergie renouvelable de couvrir les coûts de leur installation tout en assurant une rentabilité normale du projet. Ils peuvent prendre deux formes : l’obligation d’achat ou le complément de rémunération. L’obligation d’achat, prévue aux articles L. 314-1 à L. 314-13 du code de l’énergie, impose à un acheteur obligé d’acheter, à un tarif d’achat fixé à l’avance, tout kilowattheure injecté sur le réseau public. Dans le cadre du complément de rémunération (articles L.314-18 à L.314-27 du code de l’énergie), les producteurs d’électricité à partir d’énergie renouvelable commercialisent directement leur électricité sur les marchés et une prime vient compenser l’écart entre les revenus tirés de cette vente et un revenu marché de référence.

La loi n° 2016-1918 du 29 décembre 2016 de finances rectificative pour 2016 permet aussi la compensation des coûts directement induits par la conclusion et la gestion des contrats d’obligation d’achat et de complément de rémunération (48,9 M€ au titre de l’année 2018). Cela concerne notamment le coût d’intermédiaires qui assurent la vente de l’électricité sur les marchés pour les producteurs, facturent leur intervention à ces producteurs tout en leur reversant la rémunération obtenue sur le marché.

Les soutiens sont attribués soit en « guichet ouvert » pour toutes les installations éligibles soit à l’issue d’un appel d’offres, pour les seuls lauréats. Le mécanisme de l’appel d’offres est réservé soit à des filières spécifiques (risque de conflits d’usage, rareté des zones propices, asymétrie sur les coûts ou enjeu de démonstration technologique ou de développement industriel), soit aux installations de grande envergure.

Source : Cour des comptes

Le programme 765 a pour objet principal le regroupement des dettes qui découlent de l’insuffisance de compensation des charges passées par la CSPE, dont le niveau était insuffisamment élevé pour faire face aux engagements de l’État. EDF est le principal bénéficiaire de ce remboursement de dettes, qui s’élève à 1,6 milliard d’euros en 2018, 1,8 milliard en 2019 et le reste à payer de 896 millions d’euros en 2020.

b. Les aides financières aux particuliers et aux entreprises

Deux dispositifs principaux peuvent être mentionnés.

Le bonus écologique est versé aux personnes physiques ou morales qui acquièrent (par acte d'achat ou de location de longue durée) un véhicule neuf peu polluant. Le seuil d'émission de CO₂ applicable pour déclencher le bonus a été successivement réduit, ce qui conduit désormais à en réserver le bénéfice aux acquéreurs de véhicules électriques ou fonctionnant à l'hydrogène.

En complément du bonus, la prime à la conversion est une subvention offerte aux particuliers qui détruisent leur véhicule au bénéfice de l'achat d'un véhicule, neuf ou d'occasion, respectant des critères écologiques (électrique ou hybride, certifié Crit'Air).

c. Le budget général

Le budget général concourt directement et indirectement au financement de la transition énergétique. Certaines lignes budgétaires, notamment le programme 345, précité, ou la prime à la conversion et le bonus écologique, sont des sources directes de financement portées par le budget général.

Il est toutefois important de relever l'intervention de plusieurs ministères et opérateurs, tels que l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME), les ministères du logement et de la transition écologique et solidaire, ainsi que l'Agence nationale de l'habitat (Anah), au titre des aides à l'efficacité énergétique. Si toutes leurs actions ne concourent pas à la transition énergétique, beaucoup y contribuent directement ou de façon diffuse, en objectif secondaire par exemple. Les budgets de ces institutions publiques sont donc, sans aucun doute, des sources de financement de la transition énergétique.

d. Le fonds chaleur

Le fonds chaleur, géré par l'ADEME depuis 2009, concourt au développement de la production renouvelable de chaleur (biomasse, solaire thermique et géothermie), selon deux modalités : le financement d'aides à la réalisation de projets (réseaux de chaleur, chaufferie au bois, etc.), notamment en apportant des outils de formation, de communication ou d'ingénierie juridique ; la délivrance de prestations de conseils. Les collectivités territoriales en sont les principales destinataires.

Sur la période 2009-2016, le fonds chaleur a été doté de 1,6 milliard d'euros pour soutenir près de 4 000 projets de déploiements de sources de chaleur renouvelable. Cela représente une consommation de crédits de 214 millions par an, gérée par l'ADEME. La dotation du fonds chaleur doit être augmentée de 50 % en 2019, ce qui conduira à des financements à hauteur de 300 millions d'euros par an.

e. Le cas des CEE

Le cas des certificats d'économie d'énergie est délicat. Obligation réglementaire *ad hoc* ayant des impacts économiques et financiers, et ayant des conséquences en matière fiscale (ils sont assujettis à la TVA), ils ne sont ni une imposition de toute nature, au sens de l'article 34 de la Constitution, ni une redevance pour service rendu.

Les CEE sont davantage à percevoir comme une prestation de service entre deux opérateurs privés, ce qui empêche d'y voir un financement public de la transition énergétique (cf. *infra*).

f. Le chèque énergie

Le chèque énergie a été institué par la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte en remplacement des tarifs sociaux de l'électricité et du gaz pour les ménages aux revenus modestes, sur la base du revenu fiscal de référence, critère déjà retenu pour l'attribution de bourses, de chèques vacances, d'aide à la cantine et à la crèche, etc.

Depuis le 1^{er} janvier 2019, le revenu fiscal de référence annuel par unité de consommation doit être inférieur à 10 700 euros. Il s'applique depuis le 1^{er} janvier 2018 et prend la forme d'un chèque annuel, dont le montant varie en fonction du revenu pour payer les factures d'électricité, de gaz ou d'autres sources d'énergie de chauffage. Le montant du chèque est indépendant de l'énergie de chauffage utilisée. Le montant du chèque énergie est compris entre 48 et 227 euros. Il ressortait d'une étude conjointe de l'Observatoire de la précarité énergétique et du Centre scientifique et technique du bâtiment de 2016 que plus de 70 % des personnes en situation de précarité énergétique pour le chauffage se retrouvent parmi les 20 % de ménages dont les revenus fiscaux sont les plus faibles. Dans son rapport sur les crédits de l'énergie pour 2020, M. Julien Aubert, rapporteur spécial, indique qu'en 2020, le nombre des ménages bénéficiant du chèque énergie est estimé à 5,8 millions, la dépense devant s'élever à 822,13 millions d'euros.

4. D'autres modalités d'intervention pour la transition énergétique

a. Une dépense fiscale : le crédit d'impôt pour la transition énergétique

Le CITE a succédé, en 2014, au crédit d'impôt en faveur du développement durable (CIDD). Il vise à accélérer et à amplifier les travaux de rénovation énergétique des bâtiments : c'est un crédit d'impôt sur le revenu au titre des dépenses effectivement supportées pour l'amélioration de la qualité environnementale et pour la rénovation énergétique du logement des particuliers. Le logement accueillant les équipements doit être achevé depuis plus de deux ans à la date du début des travaux.

Le montant des dépenses ouvrant droit au CITE est plafonné à hauteur de 8 000 euros pour une personne physique, sur une durée de cinq ans. Comme pour

beaucoup de crédits d'impôt, son montant est doublé pour un ménage marié ou pacsé.

La liste des équipements éligibles et les conditions associées à l'avantage fiscal sont régulièrement resserrées en loi de finances, dans l'optique de centrer le dispositif sur les matériaux et équipements présentant effectivement un bon rapport coût-bénéfice environnemental. Ainsi, les chaudières à fioul, les fenêtres ou encore les volets isolants ont été exclus du dispositif. Tandis que les premières ont été écartées car recourant à une énergie fossile, c'est essentiellement l'efficacité de la dépense fiscale qui a motivé l'exclusion des fenêtres et des volets isolants.

b. Des facilités de prêt

Tandis que Bpifrance ou la Caisse des dépôts et consignations fournissent des conditions préférentielles de financements des entreprises (en taux, en accessibilité ou en garantie) lorsque des critères de développement durable sont présents, les particuliers ont essentiellement recours à l'éco-prêt à taux zéro (éco-PTZ). Comme son nom l'indique, il s'agit d'un prêt gratuit qui sert à financer l'amélioration de la qualité énergétique de son domicile. Il s'agit, notamment, de financer l'isolation du domicile, l'installation d'un chauffage ou d'une production d'eau chaude utilisant les énergies renouvelables.

Le prêt est plafonné à 30 000 euros, pour des bouquets de plusieurs travaux, avec une durée de remboursement désormais fixée à 15 ans. Ce sont les établissements bancaires partenaires de l'État qui accordent le prêt (parmi lesquels figurent les principales banques), avec les conditions de solvabilité habituelles. Pour compenser l'absence d'intérêts des éco-PTZ qu'ils distribuent, les établissements bancaires bénéficient d'un crédit d'impôt imputable à hauteur d'un cinquième de son montant sur l'impôt sur les bénéfices au titre de l'année au cours de laquelle les avances remboursables ont été versées et par fraction égale sur l'impôt dû au titre des quatre années suivantes.

c. Des investissements d'avenir

Le programme d'investissements d'avenir (PIA), issu des préconisations du rapport « Juppé-Rocard » de novembre 2009, est une démarche d'investissement originale qui a pour ambition de préparer la France aux défis de demain, en finançant des projets particulièrement innovants, structurants et créateurs de richesse sur le long terme. L'originalité du PIA tient également au caractère collaboratif de ces projets, qui associent souvent grandes entreprises, laboratoires de recherche et petites et moyennes entreprises technologiques.

35 milliards d'euros ont été déployés à partir de 2010 dans le cadre du premier PIA, au bénéfice de l'enseignement supérieur, de la recherche, de la valorisation et de l'innovation dans les secteurs stratégiques de l'économie française, notamment la transition énergétique. 12 milliards d'euros ont renforcé cette dynamique à partir de 2014 dans le cadre du PIA 2. Le PIA 3 a été doté de 10 milliards d'euros en 2018 ; il est désormais une composante du Grand plan

d'investissement (GPI) dont les axes d'intervention sont similaires : accélérer la transition écologique, édifier une société de compétences, ancrer la compétitivité sur l'innovation et construire l'État de l'âge numérique.

Une mission d'évaluation et de contrôle de l'Assemblée nationale, menée par les co-rapporteuses Eva Sas et Sophie Rohfritsch, avait en 2016 fait le point sur le financement de la transition écologique par le PIA. Leur rapport rappelle que le PIA 1 flèche 5,1 milliards d'euros vers la priorité nationale « développement durable », tandis que le PIA 2 y concourt à hauteur de 2 milliards d'euros. L'encadré ci-dessous montre la grande diversité des actions soutenues.

Un exemple de soutien de long terme : la transition écologique dans le PIA 2

« Dans le cadre du PIA 2, tous les programmes finançant la transition écologique créés par la loi de finances pour 2014 ont été rattachés à la mission *Écologie, développement et aménagements durables*.

Le programme 403 *Innovation pour la transition écologique et énergétique* comprend deux actions, mises en œuvre par l'ADEME, inscrites dans la continuité du premier PIA : 800 millions d'euros supplémentaires en matière de démonstration de la transition écologique et énergétique et 300 millions d'euros pour les Transports de demain.

Dans la continuité des prêts verts financés par le PIA, une action *Usine sobre : prêts verts*, est dotée de 410 millions d'euros, confiés à Bpifrance, dont le financement est éclaté entre le compte de concours financier pour prêts aux PME et un programme 404 Projets industriels pour la transition énergétique. Sur ce même programme, 400 millions d'euros sont consacrés à une action Projets industriels d'avenir pour la transition énergétique, mise en œuvre par Bpifrance, qui constitue le volet environnemental du financement par le PIA des nouvelles priorités de la politique industrielle.

Enfin, le programme 414 *Ville et territoires durables* complète à hauteur de 150 millions d'euros les financements du PIA 1 en matière d'urbanisme durable : 75 millions d'euros sont confiés à nouveau à la Caisse des dépôts et consignations pour financer des *Projets territoriaux intégrés pour la transition énergétique* ; l'Agence nationale pour la rénovation urbaine (ANRU) se voit attribuer 85 millions d'euros au titre du premier axe, dédié à l'excellence environnementale, pour l'action *Ville durable et solidaire* visant des quartiers prioritaires de la politique de la Ville (...).

Source : Rapport n° 3867 en conclusion des travaux de la Mission d'évaluation et de contrôle (MEC) sur les programmes d'investissements d'avenir (PIA) finançant la transition écologique, juin 2016.

Toutefois, l'intervention du PIA 3 et l'exécution des crédits a pu donner lieu, dans le temps, à des réaffectations budgétaires, l'abandon de certaines actions ou, au contraire, le renforcement de certaines. Selon le *reporting* retraçant l'évolution des engagements financiers au titre des PIA, en date du dernier trimestre de 2018, les actions contribuant au développement durable représentent désormais une enveloppe cumulée de 7 milliards d'euros, dont 4,9 milliards d'euros engagés, occasionnant 10,8 milliards d'euros de cofinancements.

Il faut toutefois noter que ces sommes, pour importantes qu'elles soient, ne sont pas toujours nouvelles : le rapport précité relève un effet de substitution des

crédits budgétaires de l'ADEME venant en soutien à la recherche : les montants annuels sont passés de près de 70 à 32,5 millions d'euros entre 2010 et 2016.

E. LES FINANCEMENTS PRIVÉS : L'ÉVOLUTION DES MODÈLES ÉCONOMIQUES

La commission d'enquête, par les auditions qu'elle a menées, s'est penchée sur le versant privé de l'investissement dans le secteur des énergies renouvelables. Votre Rapporteuse a ainsi constaté qu'une mutation économique était à l'œuvre depuis plusieurs années dans le secteur de l'énergie, les logiques commerciales étant infléchies par les mécanismes de soutien public.

1. Bien qu'encore timides et dépendants des incitations publiques, les investissements privés dans la transition énergétique montent en puissance

a. Des investissements importants mais qui accusent toujours du retard sur certains objectifs

Chiffrer l'investissement privé dans les énergies renouvelables avec précision demeure complexe du fait de la difficulté d'accéder à certaines données, qui revêtent un caractère commercial stratégique pour les industriels. L'étude annuelle réalisée par l'Institute for climate economics (I4CE), laboratoire d'idées fondé par la Caisse des Dépôts et Consignations et l'Agence française pour le développement, constitue néanmoins un travail de référence qui permet d'évaluer ces flux financiers. L'Institut produit en effet ses études à l'aide de chiffres officiels fournis par les ministères des finances et de la transition écologique et solidaire.

Ainsi, l'édition 2018 du panorama des financements climat d'I4CE chiffre à 4 milliards d'euros les investissements dans l'électricité renouvelable en France pour 2017. Ce chiffre comprend notamment le développement de parcs solaires ou éoliens. La tendance est à la hausse depuis l'année 2013, pendant laquelle 2,3 milliards d'euros avaient été investis, le niveau actuel rejoignant celui de 2011.

Dans le secteur de l'électricité renouvelable, les investissements privés interviennent principalement *via* des sociétés de projets dépendant d'entreprises-mères. Les dépenses d'investissement (matériel, construction...) sont alors financées par prêt bancaire et fonds propres, dans des proportions variables selon les projets. Comme le rappelait Pierre Mongin, directeur général adjoint d'Engie, lors de son audition, ces investissements obéissent à un calcul coût-bénéfice : *« Nous avons, comme dans tous les grands groupes industriels français, des règles d'analyse des risques et de la rentabilité estimée, pour chaque projet, afin de décider du bien-fondé ou non d'investir l'argent du groupe et de nos actionnaires. La règle générale est de ne nous engager dans aucun projet qui ne couvre pas, sur*

son cycle de vie, l'ensemble du coût du capital du groupe, auquel est ajoutée une marge de sécurité correspondant au résultat attendu, brut, pour l'entreprise. » ⁽¹⁾.

I4CE, tout comme la Cour des comptes, relève l'implication croissante des banques publiques d'investissement telles que Bpifrance et la Banque européenne d'investissement, qui prennent de plus en plus de participations au capital des projets. Ces investisseurs institutionnels ont ainsi mobilisé 1,8 milliard d'euros pour des projets de production d'électricité renouvelable en 2017. La Cour des comptes préconise toutefois que ces acteurs interviennent en priorité sur les filières encore peu matures, afin de ne pas se substituer aux investisseurs privés quand des technologies sont d'ores et déjà compétitives.

Le rapport d'I4CE estime qu'en dépit de ces sommes investies, subsiste un important déficit de financement des énergies renouvelables pour parvenir à l'atteinte des objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), qui détermine les capacités de production à construire sur dix ans pour chaque source d'énergie. Ce déficit est estimé entre 1,1 et 2,3 milliards d'euros pour la période 2016-2020. En effet, la France s'est fixée pour objectif d'atteindre 40 % d'électricité d'origine renouvelable en 2030. La consommation d'électricité couverte par la production à base d'énergie renouvelable atteignait 22,7 % en 2018, selon le site internet de RTE.

Notons que si l'étape d'investissement relève principalement de décisions économiques arrêtées par des entreprises privées mobilisant leurs fonds ou sollicitant des prêts, elle repose intimement sur les mécanismes de soutien publics en aval du projet, décrits précédemment (tarif de rachat, complément de rémunération). Les appels d'offres structurent également en amont le positionnement des acteurs privés sur le marché des énergies renouvelables.

b. La maturité des filières, de la subvention à l'autosuffisance ? Un basculement attendu qui demeure à un horizon difficilement prédictible

Une des questions ayant guidé la commission d'enquête est, par conséquent, celle de l'indépendance, à terme, des filières de production d'électricité renouvelable vis-à-vis des financements publics.

L'indépendance financière des filières de production d'électricité renouvelable n'est pas considérée de la même manière selon les acteurs.

En effet, pour la CRE, sans atténuation du risque-prix par les tarifs de rachat garantis ou les compléments de rémunération, peu d'acteurs, à l'exception peut-être des plus grands (EDF, Engie, Total...), seraient capables de proposer des offres rentables ou de convaincre des partenaires financiers d'investir à leurs côtés.

A contrario, certains acteurs du secteur privé affirment privilégier l'investissement dans des filières qui, à terme, pourront être rentables sans soutien

(1) M. Pierre Mongin, directeur général adjoint et secrétaire général du groupe Engie., audition du 9 avril 2019.

public et considèrent ainsi, à l'image du représentant de Total, qu'ils continueraient de développer les énergies renouvelables même si les subventions disparaissaient ⁽¹⁾. Cette indépendance financière est néanmoins difficile à anticiper, même si une baisse des prix issus des appels d'offres est constatée, les rapprochant des prix de marché. La convergence entre prix de marché et coûts des énergies renouvelables est naturellement le premier axe de réduction de la dépendance d'une technologie aux subventions. Le second, moins évident, est la capacité du producteur à pouvoir contracter avec un acheteur pendant une durée longue le rachat de toute sa production d'électricité.

Concernant le premier axe, les représentants d'Engie estiment que « *dès la prochaine période de la programmation pluriannuelle de l'énergie, de 2019 à 2023, une partie des énergies renouvelables n'engendrera plus d'impact sur les finances publiques et sera même contributrice au budget de l'État. Le coût total de production est en effet aujourd'hui proche des prix de marché de gros de l'électricité pour le photovoltaïque et l'éolien terrestre et maritime ; ainsi, le mécanisme de soutien passera rapidement du mode subventionné à un mode contributeur, grâce à la mise en place en 2016 du fameux système du contrat pour différence, appelé en France " complément de rémunération " » ⁽²⁾. D'autres acteurs auditionnés, tels que Jean-Marc Jancovici, ont néanmoins exprimé des réserves sur ces prévisions.*

Des producteurs d'énergies renouvelables de taille intermédiaire comme Valorem, estiment pour leur part que la sortie des mécanismes de soutien fragiliserait sans conteste leur activité. Jean-Yves Grandidier, son président, considère en effet le tarif de rachat essentiel au financement de ses activités car « *comme le secteur nucléaire, nous avons besoin de visibilité, car [elles] demandent d'importants investissements capitalistiques. Nous avons besoin d'une stabilité de nos revenus pendant la durée d'amortissement de nos installations, c'est-à-dire vingt ou vingt-cinq ans. Il est essentiel que nous puissions sécuriser nos revenus afin que les banques nous accordent des prêts dans de bonnes conditions »*. ⁽³⁾

Le système de marché introduit avec la libéralisation serait intervenu dans un contexte d'installations de productions déjà amorties, requérant peu d'investissements de long terme. Les énergies renouvelables en développement, ou la filière nucléaire planifiant la prolongation, le démantèlement et le renouvellement de son parc, éprouveraient par conséquent des difficultés à couvrir leurs besoins capitalistiques importants *via* le prix de marché. D'autant que ce dernier est, en moyenne annuelle, tiré à la baisse par un « effet d'ordre de mérite » induit par l'augmentation des capacités solaires et éoliennes.

(1) M. Philippe Sauquet, directeur général Strategy innovation de Total, audition du 7 mai 2019.

(2) M. Pierre Mongin, directeur général adjoint et secrétaire général du groupe Engie., audition du 9 avril 2019.

(3) M. Jean-Yves Grandidier, président du groupe Valorem, audition du 7 mai 2019.

La valeur de l'aide publique accordée au MWh est décroissante en raison des gains de productivité des technologies, mais la stabilité du prix demeure l'élément central d'un modèle économique marqué par des coûts fixes importants.

Le second volet, contractuel, de l'indépendance financière des énergies électriques renouvelables a, pour sa part, connu des progrès qui seront évoqués ultérieurement.

c. Le mécanisme des garanties d'origine

En application de l'article L. 314-14-1 du code de l'énergie, les installations produisant de l'énergie à partir de sources renouvelables d'une puissance installée de plus de 100 kilowatts et bénéficiant d'un contrat d'obligation d'achat sont tenues de s'inscrire sur un registre dédié enregistrant leur production sous la forme de garanties d'origine. Ces garanties sont mises aux enchères et leur produit affecté au CAS Transition énergétique. Dans son rapport sur la transition énergétique, M. Julien Aubert, rapporteur spécial, indique que la première mise aux enchères est intervenue le 18 septembre 2019, la société Powernext ayant assuré pour le compte de l'État la vente de 4,5 TWh de garanties d'origine pour un montant de 1,9 million d'euros, ces enchères ayant vocation à se reproduire tous les mois.

Lors de son audition par la commission d'enquête, M. Julien Chardon, président d'Ilek, fournisseur d'électricité verte et de gaz bio issus de producteurs d'énergie indépendants d'origine française, s'il a considéré les certificats de garantie d'origine comme un outil technique permettant de comptabiliser précisément la quantité d'électricité d'origine renouvelable injectée dans le réseau, a regretté que pour près de 90 % des offres d'énergies vertes, un tiers du montant de la facture totale du fournisseur soit reversé à EDF au titre de l'ARENH et suggéré de ne plus permettre aux fournisseurs d'électricité de commercialiser des offres vertes avec une part d'énergie issue de l'ARENH ⁽¹⁾

Pour sa part, lors de son audition par la commission d'enquête, Maître Anne Lapiere a estimé que le développement des contrats de gré à gré de fourniture d'électricité entre un grand client et un producteur local pourrait être freiné par le dispositif des garanties d'origine, tel qu'il fonctionne actuellement : *« Pour démontrer qu'on achète et qu'on consomme de l'énergie verte, il faut présenter des garanties d'origine. Pour chaque MWh d'éolien ou de solaire produit, est émise une garantie d'origine. C'est un produit qui se « trade ». On enregistre toute la production verte dans le registre. On sait combien de KWh ou de MWh verts la France a produit. Cela sert aussi aux obligations de reporting de la France au regard de ses objectifs européens, pour savoir où en est notre pourcentage de production renouvelable dans le bouquet global par rapport aux engagements que nous avons souscrits. Cette garantie permet de déterminer si le KWh est vert ou gris. Dès qu'il est dans le tuyau, on ne peut connaître la source d'un électron. Un électron vert est rigoureusement identique à un électron carboné. Pour justifier du*

(1) M. Julien Chardon, président d'Ilek, audition du 16 juillet 2019.

caractère vertueux de sa consommation, il faut être capable de démontrer qu'on est propriétaire des garanties d'origine en quantités correspondantes. Cela est contrôlé par un registre. La problématique, c'est que la subvention, donc le complément de rémunération, emporte automatiquement le transfert de la garantie d'origine à l'État. Donc la garantie d'origine devient attachée à la subvention et non au KWh. » ⁽¹⁾

2. La transition est devenue une réalité pour les grands groupes énergétiques français, qui ont adapté leurs modèles économiques à l'essor des énergies renouvelables

Les grands industriels historiques français interrogés par la commission d'enquête ont décrit l'adaptation de leurs activités traditionnelles au nouveau marché de l'électricité d'origine renouvelable, qui revêt pour chacun des enjeux différents.

a. La diversification pragmatique des activités des groupes historiques

EDF, Engie, ou encore Total sont aujourd'hui tous devenus des acteurs importants des énergies renouvelables en France. Ces dernières constituent un secteur d'activité en croissance, représentant une nouvelle opportunité commerciale pour ces entreprises. Le choix d'investir dans les énergies renouvelables est donc avant tout pragmatique, et guidé par des intérêts économiques. Ce marché représentait, selon l'ADEME, un chiffre d'affaires de 23,7 milliards d'euros en 2015, en progression de 7,9 % entre 2011 et 2014. Les filières les plus importantes en termes de chiffres d'affaires sont le solaire photovoltaïque (4,2 milliards), l'éolien terrestre (3,9 milliards) et l'hydraulique (3,5 milliards).

La diversification en œuvre s'est notamment manifestée par un désinvestissement généralisé du charbon. Total indique ainsi avoir mis fin à ses dernières activités charbonnières en 2015, quand Engie a également mené un plan de cession de ses actifs liés à cette activité ces dernières années. En France, la fermeture de nombreuses centrales au charbon a été initiée par l'augmentation des prix du carbone au niveau européen. Les quatre dernières centrales de ce type, opérées par EDF et Uniper devront fermer d'ici 2022, selon le calendrier fixé par la loi énergie-climat.

En outre, ces acteurs ont tous développé un portefeuille d'actifs de production d'électricité renouvelable significatif, à l'image d'Engie dont le mix électrique est à 70 % renouvelable (hydroélectricité comprise).

EDF, bien qu'opérateur historique du parc nucléaire qui représente toujours les trois-quarts de l'électricité consommée en France, nourrit de grandes ambitions en la matière à l'image de son « Plan solaire ». Il vise à construire 30 GW de puissance photovoltaïque en France d'ici 2030, afin de compter 30 % de parts de marché en 2035. Le groupe a également récemment remporté l'appel d'offres pour

(1) Maître Anne Lapiere, audition du 16 mai 2019.

la construction du parc éolien offshore au large de Dunkerque, pour un tarif d'achat garanti inférieur à 50 euros/MWh.

Pour Total, cette diversification à l'œuvre a pu sembler paradoxale au vu du cœur du métier du groupe, qui repose sur les ressources fossiles. Le pétrole et le gaz représentent ainsi aujourd'hui 80 % à 90 % du chiffre d'affaires de l'entreprise. L'élargissement du modèle économique de Total semble néanmoins un enjeu d'image important, susceptible d'affecter durablement la pérennité commerciale du groupe. Ses dirigeants expliquent ainsi à la commission d'enquête : *« Pourquoi développer des énergies renouvelables qui affecteront le chiffre d'affaires réalisé par le groupe dans son cœur de métier ? Nous avons dépassé ce dilemme. En effet, nous sommes convaincus que ce qui importe, dans la durée, est de satisfaire nos clients. Si nous ne développons pas les énergies répondant à leurs attentes, les activités du groupe finiront par décliner »* ⁽¹⁾.

L'« électrification » des activités de production d'acteurs comme Engie ou Total s'est accompagnée d'une intégration verticale de la chaîne de valeur énergétique, ces entreprises devenant également de plus en plus des fournisseurs d'électricité et de services aux clients finaux (particuliers, entreprises, collectivités). Cette tendance a été de pair avec la libéralisation progressive du marché de la fourniture d'énergie mise en place au niveau européen. Total vise ainsi une part de marché de fourniture d'électricité de 15 % à l'horizon 2024, correspondant à 6 millions de clients résidentiels.

b. La croissance externe et l'investissement dans des technologies de rupture sont aussi des formes de financement privées de transition énergétique

Pour mettre en place ces stratégies de diversification, les industriels ont investi dans des projets d'innovation et l'acquisition d'acteurs de taille plus réduite (provoquant une croissance dite « externe » de l'entreprise acheteuse), en vue de disposer des compétences et technologies qui pourraient constituer un avantage comparatif important sur le marché énergétique de demain.

La croissance externe des acteurs traditionnels de l'énergie a d'abord concerné le segment de la production d'électricité renouvelable, permettant à ces entreprises d'étoffer leur portefeuille d'actifs de production. EDF a ainsi acquis le 1^{er} avril 2019 l'entreprise Luxel, spécialisée dans les projets photovoltaïques. Saméole, groupe actif dans l'éolien terrestre, a, lui, été racheté par Engie en septembre 2018. À la même période, Total finalisait l'acquisition du groupe Direct Énergie, se renforçant à la fois sur le segment de la fourniture d'énergie et sur celui de la production (l'entreprise Quadran faisant partie de Direct Énergie depuis 2017). Des mouvements similaires existent aussi chez les acteurs de taille intermédiaire.

D'une certaine manière, les groupes privés financent aussi la transition énergétique en investissant dans des technologies prometteuses. La question du

(1) M. Philippe Sauquet, directeur général Strategy innovation de Total, audition du 7 mai 2019.

stockage est ainsi présente dans la stratégie de nombreux industriels. Les investissements en la matière peuvent, encore une fois, consister en des acquisitions externes à l'image du rachat en 2016 de l'entreprise de batteries Saft par Total. Ils peuvent aussi reposer sur des investissements en interne, comme en matière de Recherche & Développement. EDF a ainsi mis en œuvre un « Plan Stockage électrique » devant mobiliser 8 milliards d'euros sur la période 2018-2035. 70 millions d'euros de dépenses en R&D seront débloqués dès 2020.

Les investissements privés dans l'électricité renouvelable et le stockage en France comportent également une dimension internationale. En matière de production, nombre d'acteurs étrangers développent des parcs électriques en France. Ils opèrent tantôt de manière indépendante, tantôt en consortium (parfois avec des acteurs français) pour les appels d'offres de taille importante. Votre commission d'enquête en a rencontré certains, comme le canadien Boralex, l'américain RES, ou l'allemand WPD Offshore. Des géants étrangers sont aussi présents en France, à l'image d'Iberdrola (Espagne), Orsted (Danemark) ou Vattenfall (Suède).

La réciproque est également vraie, avec des groupes français partant à la conquête de marchés étrangers forts de leur expérience dans le secteur des énergies renouvelables en France. Jean-Yves Grandidier, président de Valorem, explique : « *Le rayonnement des énergéticiens français à l'étranger est réel, qu'il s'agisse des plus grands comme EDF, Engie, Total ou Eren, ou des entreprises de taille intermédiaire (ETI) comme Valorem, Quadran ou Akuo. [...] C'est un atout pour la balance commerciale et la balance des paiements de notre pays* ». Il déplore néanmoins ce qu'il considère être un retard français face au soutien public allemand à ses propres entreprises d'énergies renouvelables, accordé *via* sa banque publique d'investissement, la Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW). Ces conditions avantageuses leur donneraient une longueur d'avance certaine dans les appels d'offres. ⁽¹⁾

En matière d'innovation, les efforts sont parfois effectués conjointement entre des entreprises françaises et étrangères, en vue de mutualiser coûts et savoir-faire. Ainsi, plusieurs projets internationaux suivent leur cours en matière de stockage. La France et l'Allemagne souhaitent par exemple fonder un champion européen des batteries, pour lequel 6 milliards d'euros dont 1,2 milliard d'euros de fonds publics pourraient être investis. S'agissant de recherche et de valorisation, l'investissement public est souvent déterminant au côté des fonds privés pour encourager les projets, par exemple grâce au crédit impôt-recherche ou aux programmes des investissements d'avenir (voir supra).

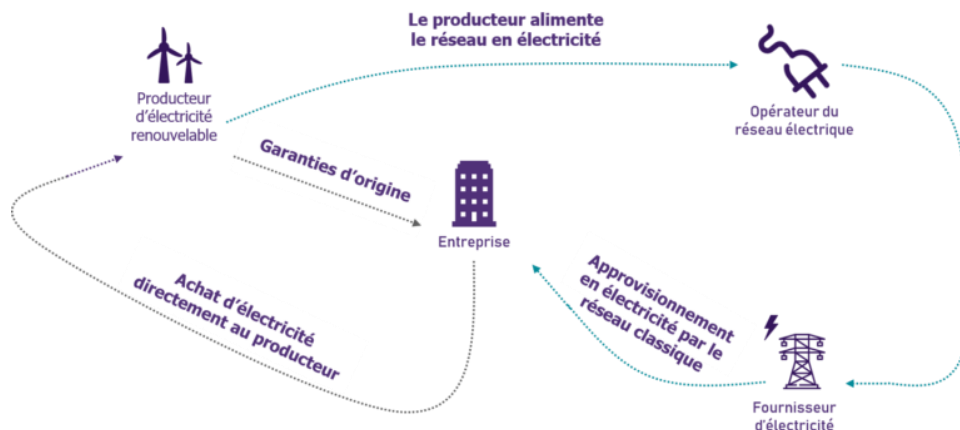
(1) M. Jean-Yves Grandidier, président du groupe Valorem, audition du 7 mai 2019.

c. Des débouchés économiques nouveaux provoquent des investissements privés par anticipation

L'horizon d'une rentabilité financière des énergies renouvelables sans subvention tient en partie, comme cela a été évoqué, à la capacité du producteur à contractualiser la vente de sa production à un prix garanti sur le long terme. Cette fonction est aujourd'hui assurée par les compléments de rémunération et les tarifs de rachat, dont les coûts sont assumés par l'État. Demain, une nouvelle forme de contrats de rachat privés appelée « *power purchase agreement* » (PPA) pourrait permettre aux productions renouvelables de trouver un débouché à prix garanti sans intervention publique.

Un PPA est un accord d'achat d'électricité conclu de manière bilatérale directement entre un gros consommateur souhaitant montrer qu'il est vertueux en utilisant de l'électricité renouvelable, par exemple, et un producteur. Comme le rappelait le Professeur Jacques Percebois lors de son audition, « *compte tenu du pouvoir de négociation des acheteurs et des vendeurs, il importe que ces accords soient passés entre gros opérateurs.* ».

SCHÉMA EXPLICATIF DU PRINCIPE D'UN POWER PURCHASE AGREEMENT



Source : site internet du cabinet Wavestone

Ce nouveau débouché pour les producteurs d'énergies renouvelables s'est notamment développé aux États-Unis, où les grands opérateurs du numérique cherchent à couvrir les besoins de leurs énergivores centres de données par ce type de contrats. Facebook a ainsi été le premier contracteur de PPA en 2018 au niveau mondial. Google a également signé un PPA pour couvrir ses besoins en Irlande.

Les énergéticiens, dont Engie, relèvent une appétence croissante des grandes entreprises de secteurs variés pour la conclusion de PPA. Les grands consommateurs seraient ainsi prêts « à prendre en charge le surcoût éventuel du verdissement de leur énergie par rapport au prix de marché ». Autrement dit, l'électricité renouvelable est aujourd'hui un enjeu d'image, qui intègre le modèle économique d'un nombre croissant d'acteurs. Outre les acteurs du numérique, des entreprises comme la SNCF, Aéroports de Paris, ou celles de la grande distribution se montrent intéressés par des PPA. Ainsi, EDF a signé le premier contrat français

de ce type en mars 2019, pour l’approvisionnement de magasins de la chaîne Metro. L’enseigne Boulanger et l’énergéticien Voltalia ont peu après conclu un partenariat similaire.

Les PPA sont donc potentiellement vecteurs d’émancipation financière des projets de production renouvelables. Ils peuvent permettre de remporter des procédures d’appels d’offres, les candidats pouvant justifier *a priori* d’un prix garanti sans frais pour la collectivité maximisant leurs chances d’être retenus. Il faudra néanmoins veiller à la répartition équitable des bénéfices d’une production d’origine renouvelable devenue rentable, entre particuliers et grandes entreprises.

L’activité dite de « repowering » des éoliennes, soit le remplacement de turbines en fin de vie par de nouvelles technologies plus productives à conditions constantes, représente aussi une opération économique profitable pour les acteurs de l’électricité renouvelable, susceptible de se développer en dehors des mécanismes de soutien public. Certains acteurs procèdent donc au rachat de parcs existants en vue de les moderniser, prolongeant la vente d’électricité du parc reconditionné au-delà de la période de tarif de rachat garanti par l’État. Les gains de productivité à coût réduit, le projet étant acquis après sa phase de développement et de construction qui représentent des étapes coûteuses et chronophages, permettraient ainsi d’obtenir une rentabilité intéressante même au prix de marché. Ces conditions expliquent les investissements importants réalisés par des producteurs dans le rachat de parcs existants en vue de leur *repowering*.

Ces conditions permettent donc d’envisager à court terme l’émergence de modèles économiques des énergies électriques renouvelables au moins partiellement détachés des subventions publiques.

d. Le prix du carbone, outil pertinent de fléchage de l’investissement privé ?

La taxation du carbone est un outil à fort potentiel, en matière de réduction des émissions de CO₂ comme de transition énergétique. Apposer un prix au carbone permet d’envoyer aux acteurs un signal économique fort, en diminuant la compétitivité des sources d’énergie émettrices de CO₂. Si le prix est élevé, la taxe carbone peut combler la différence de compétitivité entre des sources peu ou pas carbonées (nucléaire, énergies renouvelables) et très carbonées (fioul, charbon).

Outil global de décarbonation de l’économie, le prix du carbone est donc en partie un levier de la transition énergétique. L’avenir du charbon, source d’énergie extrêmement carbonée, est ainsi directement remis en cause. Taxer le carbone, par une taxe spécifique ou un marché d’échange de quotas (tel celui mis en place au niveau européen), agit donc comme un outil de fléchage des investissements privés, qui se réorientent au gré des nouveaux équilibres de rentabilité.

Les installations de production d’électricité sont exclues de la taxe carbone française pour éviter une double-taxation avec le système d’échange de quotas européens. C’est donc au niveau de l’Union européenne qu’il faudra veiller à un

signal-prix suffisant afin de favoriser l'investissement privé dans les sources d'énergies moins carbonées, tout en veillant aux enjeux d'équilibre et de dimensionnement du système électrique national.

La composante carbone de la taxe française sur les carburants, elle, pourra inciter les ménages à investir dans des moyens de chauffage ou de mobilité plus propres, à condition qu'ils bénéficient d'un accompagnement adapté des pouvoirs publics.

3. L'évolution encore embryonnaire du système financier

Les établissements bancaires constituent un relais important des investissements privés en faveur de la transition énergétique. Prêteurs et investisseurs, ils doivent ainsi adapter leurs pratiques afin d'accompagner le développement des énergies renouvelables en appui des ambitions gouvernementales.

a. Le financement privé des énergies fossiles demeure massif

La réallocation des flux de capitaux des secteurs les plus polluants de l'économie en direction des plus vertueux représente une facette primordiale de la transition écologique. Pourtant, force est de constater que les financements privés de la transition énergétique n'ont pas encore amorcé ce virage. Le panorama des financements climat d'I4CE évalue à 73 milliards d'euros en France en 2017 les investissements fossiles défavorables aux objectifs climatiques de notre pays.

Sur ces 73 milliards, 71 milliards concernent le secteur des transports, qui correspondent à l'acquisition de nouveaux véhicules thermiques par les particuliers et les entreprises. Le secteur de l'énergie fossile attire lui aussi des investissements non négligeables puisqu'environ 900 millions d'euros ont été dédiés à l'exploitation de projets d'hydrocarbures, d'infrastructures d'importation gazières ou à l'industrie pétrochimique en 2017.

Ce constat est partagé au niveau international, comme en attestent plusieurs rapports sur le financement par les établissements bancaires des activités énergétiques fossiles. Le Rainforest Action Network, collectif international de 56 associations, estime ainsi dans son rapport intitulé « Banking on climate change – Fossil fuel finance report card 2018 » que le financement par 36 grandes banques internationales de projets fossiles « extrêmes » au niveau mondial se chiffrait à 115 milliards de dollars en 2017. Cela comprend les investissements en matière de sable bitumineux, de gisements pétroliers en Arctique, de forages pétroliers en eaux très profondes ou de mines et centrales charbon. Le rapport indique que des banques françaises participent à ces financements, à l'image de la Société Générale, de BNP Paribas et du Crédit Agricole.

Des démarches encourageantes ont été relevées ces dernières années, plusieurs groupes bancaires annonçant mettre fin à certaines de leurs activités

relatives aux énergies fossiles. Ces choix s'expliquent par une logique économique de désintéressement envers des projets risqués sur le plan financier et réglementaire, par exemple pour les projets charbonniers. Ils obéissent aussi à une prise en compte croissante de l'impact climatique des portefeuilles de ces entreprises sur leur image de marque.

Cependant, l'inversion des flux financiers entre énergies polluantes et décarbonées devra encore franchir un palier afin de répondre aux objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie et de l'Accord de Paris, surtout dans les secteurs du transport et du bâtiment. Au-delà du cas national, la réallocation des flux bancaires en faveur de la transition énergétique est un enjeu global, qui implique des acteurs français aussi en dehors de notre territoire.

b. Le levier de la réglementation financière doit stratégiquement structurer une finance « verte » complémentaire des investissements publics

Les acteurs industriels ont amorcé un changement de modèle économique en faveur de la transition énergétique, bien qu'il soit encore incomplet pour certains. Il est essentiel que ces mutations industrielles s'accompagnent d'une évolution parallèle du système financier lui apportant traditionnellement ses capitaux, reposant sur deux axes.

Le premier axe est celui du fléchage des instruments financiers traditionnels vers des « actifs verts », dont l'intégrité doit être garantie. Il existe pour cela plusieurs leviers. L'adaptation des offres des banques, assurances et gestionnaires d'actifs à la transition énergétique, notamment par la diffusion de produits d'épargne durables, en est un.

Mobiliser les gisements d'épargne existants est en effet une piste intéressante. Ainsi, certains acteurs financiers comme les mutuelles ou les assurances pourraient être tenues réglementairement d'investir une partie de leurs placements dans des projets favorables à la transition écologique. L'assurance-vie représente, dans cet objectif, un outil privilégié. Ce produit représente en effet la moitié de l'épargne de long terme des Français, pour un encours de 1 700 milliards d'euros. Une obligation d'investir à très court terme dans des actifs considérés comme verts pourrait néanmoins être contre-productive, selon le rapport du 30 janvier 2019 de Mme Bénédicte Peyrol et M. Christophe Bouillon, rapporteurs de la mission d'évaluation et de contrôle (MEC) sur les outils publics encourageant l'investissement privé dans la transition énergétique, avec un risque d'alibi (ou « *greenwashing* ») accru au vu de l'offre réduite existant actuellement sur les marchés financiers. La diversification des placements des fonds des organismes d'assurance devrait ainsi être progressivement intensifiée.

La loi dite « Pacte » est allée dans le sens du fléchage de l'assurance-vie vers des supports d'épargne finançant la transition énergétique, avec l'obligation nouvelle pour les assureurs de proposer en 2020, pour les contrats exprimés en unités de compte, au moins un fonds solidaire, ou un « un fonds ayant obtenu un

label créé par l'État et satisfaisant à des critères de financement de la transition énergétique » (fonds labellisés Greenfin), ou encore un « fonds ayant obtenu un label créé par l'État et satisfaisant aux critères d'investissement socialement responsable » (fonds dits « ISR »), selon des modalités définies par décret. Cette dynamique doit donc être poursuivie.

Mieux mobiliser les sommes placées sur les livrets d'épargne réglementée en faveur de la transition écologique apparaît également nécessaire. Le principe du fléchage concerne déjà les encours du Livret A et du Livret de développement durable et solidaire (LDDS), affectés respectivement à la construction de logements sociaux ainsi qu'à la rénovation thermique des bâtiments anciens. L'évaluation de ce fléchage demeure pourtant difficile et gagnerait à être renforcée et individualisée.

Dans cet objectif d'un meilleur fléchage écologique de l'épargne réglementée, la loi Pacte a élargi le champ des « emplois verts » dans lesquels doivent être affectées les sommes collectées par les établissements de crédit sur les LDDS aux « projets contribuant à la transition énergétique ou à la réduction de l'empreinte climatique ». Ce mouvement devra s'accompagner d'une information accrue des épargnants en matière d'épargne responsable.

Si le fléchage des placements en épargne est un levier de financement de la transition énergétique, il faut aussi faire évoluer d'autres formes de produits et d'investissement. Il s'agit par exemple, sur le marché obligataire, d'obligations vertes (*green bonds*), des titres de dette classiques émis par des entreprises, des entités publiques ou des États pour lesquels l'émetteur s'engage à investir les fonds levés dans des projets favorables à l'environnement. Ces titres font ensuite l'objet d'un suivi détaillé de l'allocation effective des fonds à des projets environnementaux.

Selon la Banque de France, citée par le rapport de la MEC précédemment évoqué, les obligations vertes ont connu une croissance exponentielle en passant de 7 milliards d'émissions en 2012 à près de 900 milliards en 2017. La transition énergétique n'est pas la seule finalité de ces obligations, mais les énergies renouvelables représentent plus d'un tiers des projets financés (éolien, solaire et hydroélectrique principalement). Les autres secteurs sont l'habitat et l'efficacité énergétique (22 %), les transports et la gestion de l'eau (15 % chacun). Néanmoins, les obligations vertes ne représentent à ce jour que 1 % de l'ensemble du volume mondial d'obligations. De plus, leur croissance n'équivaut pas nécessairement à celle des investissements en faveur de la transition énergétique, mais peut aussi correspondre à une meilleure identification des encours obligataires existants dans ce secteur.

Le second axe d'évolution du système financier repose sur la transparence et la rigueur des performances environnementales des investissements privés. Afin d'amplifier les investissements plus « verts », la France est entrée dans une logique d'ancrage, parmi les différents acteurs financiers (épargnants individuels, investisseurs institutionnels, directions financières des entreprises, etc.), d'une

démarche de transparence sur les risques et les opportunités liées à la transition écologique, en vue de favoriser les investissements alignés sur nos objectifs climatiques et énergétiques.

Un enjeu-clef est ainsi de garantir le caractère « vert » des investissements précités afin d'éviter les effets d'aubaine. Concernant les obligations vertes, un travail important de labellisation doit ainsi être effectué au niveau international, car leur pertinence environnementale n'est actuellement pas régie par des normes publiques mais par des standards de marché. Les rapporteurs de la MEC, précitée, ont attiré notre attention sur le risque d'alibi vert face à la « qualification abusive comme verts de titres finançant des activités évaluées de manière superficielle ou trompeuse au regard des objectifs de transition ». La France devra donc promouvoir des standards publics rigoureux de qualification des obligations vertes afin que cette forme d'investissement privé dans la transition énergétique y contribue efficacement sans effet d'aubaine pour des investisseurs peu scrupuleux.

Le Gouvernement devra montrer lui-même la voie, en évaluant avec précision l'utilisation des fonds obtenus par l'émission par la France d'une obligation souveraine verte le 24 janvier 2017. Le *reporting* en sera encadré par sept experts indépendants composant le comité d'évaluation des impacts environnementaux de cette obligation.

La labellisation rigoureuse des placements servant la transition écologique doit également s'appliquer, outre les obligations, aux fonds d'investissement dits « verts », qui sont appelés à attirer de plus en plus d'investisseurs et d'épargnants. Créé en 2015 après la COP21, le label d'État Transition Énergétique et Écologique pour le Climat (TEEC) vient d'être renommé « Greenfin » par le ministère de la transition écologique et solidaire. Il représente le parfait exemple d'un label public rigoureux, attribué pour un an, certifiant le caractère écologique des placements effectués par les fonds concernés. Ceux qui investissent dans le secteur des énergies fossiles ou du nucléaire en sont d'office exclus.

Au-delà de la labellisation des entreprises les plus vertueuses, ce mouvement de transparence des acteurs a été amorcé par l'article 173 de la loi 17 août 2015 relative à la transition énergétique et à la croissance verte qui a établi, en France, des obligations de *reporting* sur les risques et les stratégies climat pour certaines entreprises et pour les investisseurs institutionnels. Si un écosystème de l'évaluation des performances extra-financières des entreprises s'était déjà développé depuis l'adoption de la loi du 15 mai 2001 relative aux nouvelles régulations économiques, la loi dite de « transition énergétique » a explicitement fait figurer la prise en compte du risque climat dans la stratégie de l'entreprise comme un élément devant figurer au sein du rapport de gestion présenté aux actionnaires. Depuis juillet 2017, ces mesures s'appliquent aux entités cotées dont le chiffre d'affaires net dépasse 40 millions d'euros et le total du bilan dépasse 20 millions d'euros, et aux entités non cotées, dont le chiffre d'affaires net ou dont le total du bilan dépasse 100 millions d'euros.

Les entreprises financières doivent se plier à des exigences de *reporting* spécifiques, notamment en détaillant la contribution de leur politique d'investissement au respect de l'objectif international de limitation du réchauffement climatique et à l'atteinte des objectifs de la transition énergétique et écologique. Les gestionnaires d'actifs sont ainsi tenus d'évaluer les émissions de gaz à effet de serre inhérentes à leur portefeuille d'actifs.

Les exigences françaises se sont donc concentrées sur la transparence, plus que sur une obligation de résultat. Devant les interprétations divergentes de ces obligations par les acteurs concernés, la loi du 22 mai 2019 relative à la croissance et la transformation des entreprises, dite « Pacte », a renforcé les prérogatives de l'Autorité des marchés financiers en matière de surveillance du *reporting* climatique afin qu'elle « veille à la qualité de l'information fournie par les investisseurs sur leur stratégie bas-carbone et de gestion des risques liés aux effets du changement climatique ». L'objectif est ainsi de faire de la place de Paris une pionnière pour la réglementation et l'investissement dans la « finance verte ».

Le système financier devra donc allier le fléchage des capitaux en faveur de la transition énergétique avec un niveau d'exigence accru en matière de transparence environnementale.

c. Le financement participatif, outil d'appropriation citoyenne des projets

Le financement participatif est un autre outil de fléchage de l'épargne des particuliers vers la transition énergétique. La loi dite de transition énergétique de 2015, précitée, a promu ce type d'investissement privé dans le cadre de projets de production d'électricité renouvelable, en valorisant dans les appels d'offres ceux y ayant recours et en leur proposant un tarif de rachat bonifié. Ce bonus est néanmoins soumis à un critère territorial, la proximité des investisseurs avec l'installation étant requise (département d'implantation ou départements limitrophes du parc).

Ce mode de financement permet aux développeurs de projets d'électricité d'origine renouvelable de diversifier le capital apporté à leur société de projet, tout en encourageant l'acceptation des installations par les riverains. Le financement participatif convient en effet aux épargnants en quête de sens pour leur placement.

Les représentants de Valorem prennent l'exemple d'un parc photovoltaïque développé par l'entreprise à proximité de Troyes, dans lequel la société d'économie mixte de l'agglomération a investi. Devant les difficultés des agriculteurs à participer faute d'épargne suffisante, Valorem et la coopérative des Fermes de Figeac ont mis en place un schéma de financement leur garantissant une certaine rentabilité : des banques ont accordé à 110 agriculteurs des prêts dont les mensualités seront couvertes et au-delà par les revenus du projet. Cet exemple illustre la dynamique territoriale vertueuse que peut enclencher le financement participatif.

Certains acteurs auditionnés par la commission d'enquête ont néanmoins fait part de leurs réserves concernant ce type d'investissement. On note en effet une

surreprésentation des investisseurs franciliens quand les prises de participation ne sont pas réservées aux riverains et résidents des départements limitrophes, situation qui est cependant de plus en plus marginale. Il faudra aussi être vigilant quant aux disparités sociales d'accès au financement participatif dans des territoires où les populations vivant à proximité des projets sont parfois modestes.

Enfin, les préoccupations de certains riverains sur ce qu'ils considèrent être une logique spéculative foncière et financière de certaines collectivités territoriales ont été portées à l'attention des membres de la commission d'enquête. Ces dernières, faisant face à un contexte budgétaire contraint, sont parfois tentées de trouver des financements bienvenus auprès des développeurs de projets sous forme de retombées fiscales ou par la revente de sociétés de projets. Il faudra donc veiller à ne pas verser, pour certains cas isolés, dans une logique pécuniaire au détriment des équilibres sociaux et environnementaux du territoire.

Comme pour la finance verte, le financement participatif apparaît donc comme un vecteur intéressant de mobilisation de l'épargne privée en faveur de la transition énergétique, nécessitant toutefois un encadrement réglementaire afin d'assurer accessibilité au plus grand nombre et retombées positives pour les citoyens et les collectivités concernées.

*

* *

L'ensemble des éléments présentés à la commission d'enquête semblent converger vers un prix actuel de l'électricité constaté à environ 60 euros du MWh. Pourtant, le signal prix envoyé aux Français par le tarif régulé de vente (TRV) se situe de manière invariable à 42 euros. Il en résulte que ce prix de 42 euros devient le point tarifaire en dessous duquel les énergies renouvelables doivent se situer pour devenir compétitives. Pourtant, ce coût correspond à un coût « amorti », ou « historique » qui ne correspond plus, depuis longtemps, au coût actuel ou prospectif de l'énergie nucléaire, ceci explique d'ailleurs qu'EDF soit favorable à une augmentation du TRV. En demandant aux EnR de devenir compétitives avec ce coût historique, on leur demande quelque chose que le nucléaire ne parvient pas lui-même à réaliser. Ainsi, quand les tarifs de l'électricité montent, le dispositif de type « écluse » que représente l'ARENH a un double effet inattendu de générer des besoins d'augmentation à la fois pour EDF et pour les fournisseurs alternatifs. Cela avait d'ailleurs été commenté par les journaux dont le journal Les Échos qui titrait : « L'ARENH est mort, vive l'ARENH » et qui développait le raisonnement suivant :

« (...) à court terme, l'atteinte du plafond de l'ARENH pose problème : la hausse des TRV ne résultant pas de celle des coûts de production d'EDF, celui-ci va, grâce à la régulation, bénéficier d'un effet d'aubaine en augmentant sa marge au détriment des usagers.

Si cela n'est pas acceptable politiquement, augmenter le plafond de l'ARENH est une solution simple et efficace pour que la situation ne se reproduise

pas dans l'immédiat. Actuellement préférée par le gouvernement, cette solution pose la question du prix de l'ARENH en lui-même. En effet, EDF rappelle que ce prix de vente ne lui permet pas de financer ses investissements. Augmenter le plafond de l'ARENH ne fera qu'accentuer ce problème. Enfin, retirer la prise en compte du plafond de l'ARENH de l'article R 337-14 ou même abolir le mécanisme aurait les effets néfastes sur la concurrence présentés ci-dessus.

De fait, aucune solution immédiate ne semble satisfaisante, dans la mesure où un acteur sera nécessairement lésé. Dans l'absolu, une bonne régulation est compatible avec le développement de la concurrence, mais la situation actuelle révèle une tension entre le développement de la concurrence et l'objectif de faire profiter les usagers du faible coût de production du nucléaire. Et pour le moment, ce sont les usagers qui payent. » ⁽¹⁾

L'augmentation du prix de l'électricité a donc eu, *via* l'ARENH, un effet paradoxal de nécessiter tout à la fois : une augmentation des TRV d'EDF, une augmentation des tarifs des fournisseurs alternatifs et une augmentation des contributions des Français. Ce paradoxe n'a aucun sens économique, comme le souligne le quotidien *Les Échos* dans son introduction : « *La concurrence entre entreprises conduit à une réduction des prix sur les marchés. C'est du moins ce que l'on enseigne aux étudiants en économie.* », sauf si l'ensemble des tarifs suscités sont en réalité en deçà des coûts réels... pour les acteurs concernés. Lorsqu'il conclut que « ce sont les Français qui payent », le journal a raison, mais le fait est que les Français payent (notamment en taxes sur l'énergie) l'écart entre les 42 euros (prix historique) et les 60 euros (prix réel régulièrement constaté) *via* tous les dispositifs de soutien tant à EDF (dont l'équilibre pour l'avenir n'est pas aujourd'hui assuré par ces prix de vente) qu'aux EnR (dont le coût aujourd'hui serait pratiquement compétitif à 60 euros mais qui ne peuvent pas l'être à 42 euros). Finalement, les principaux investissements de l'État (et à travers lui des Français) visent à faire baisser artificiellement le prix de l'électricité.

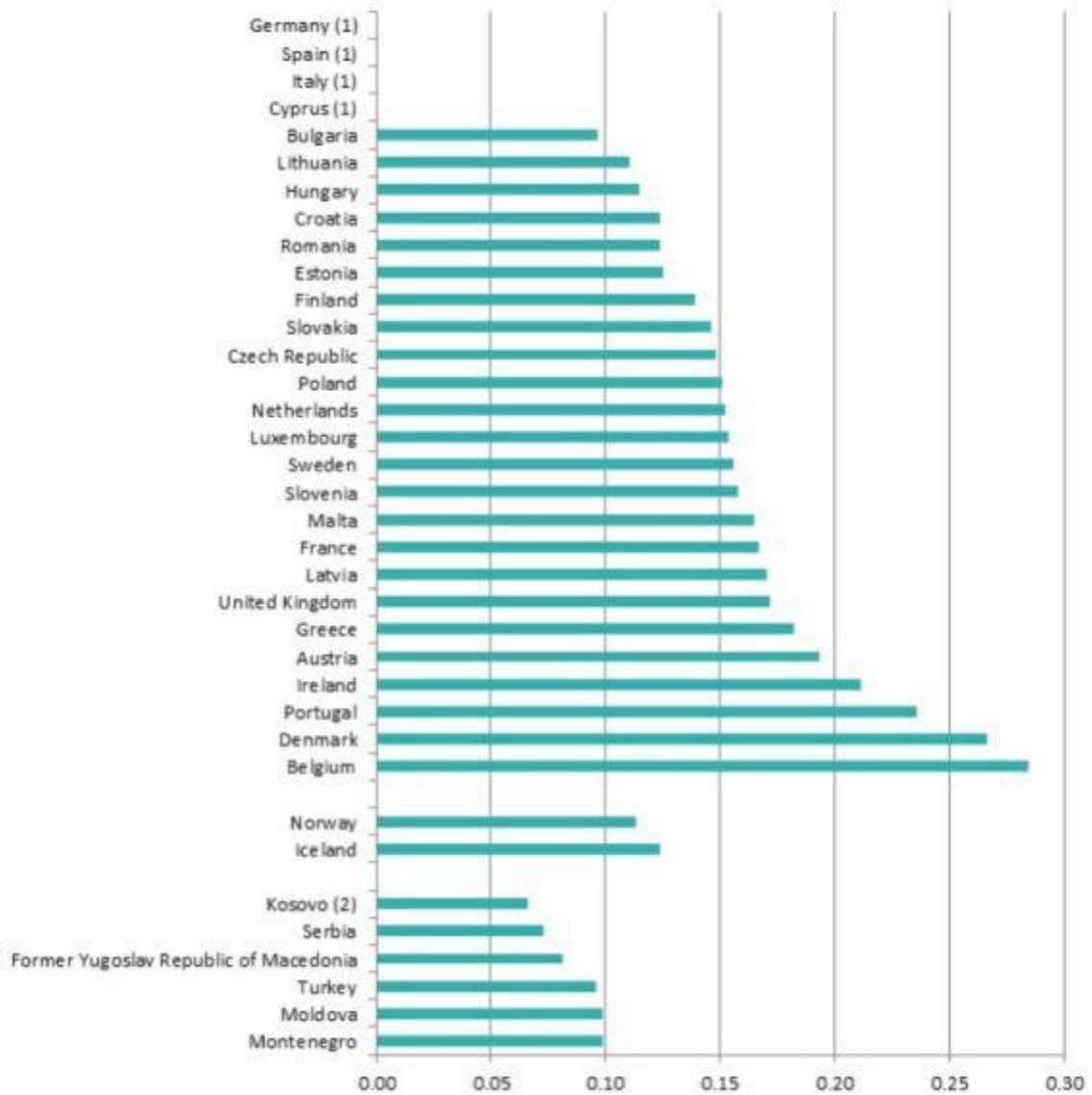
Ce mécanisme de maintien prix bas, mis en place pour ne pas rompre une promesse faite aux Français dans les années 70 d'une électricité peu chère, a pour conséquence de devoir obliger l'État à rendre plus compétitive également toutes les autres énergies (non électriques) de même que l'efficacité énergétique (dont les retours sur investissements sont moindres avec des prix de l'énergie bas).

La question du prix de l'électricité trop bas (du point de vue de l'équilibre économique et du coût réel, qui implique une augmentation continue des taxes) et pourtant trop haut (pour une partie importante des Français) est au cœur de la problématique de transparence et d'acceptabilité posée de nos politiques de transition. En Suède, par exemple, les prix élevés ont obligé les populations à s'engager massivement dans des politiques de transition, avec le succès qu'on leur connaît, qu'ils n'auraient peut-être pas entrepris autrement. En France, l'électricité est souvent promue comme étant moins chère qu'ailleurs. Ce que ce rapport

(1) *Pascale Déchamps, « L'Arenh est mort, vive l'Arenh,! », Les Échos, 24 juin 2019.*

d'Eurostat (qui compare un prix complet avec les taxes incluses) dément, démontrant que nous sommes plutôt dans la moyenne :

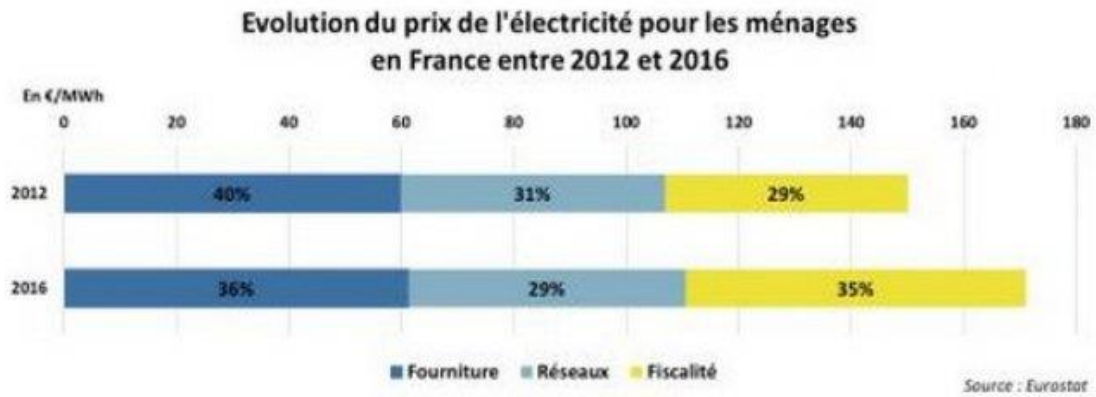
Household electricity prices per kilowatt hour (€), 2017



Footnotes:

(1) Member States with derogations regarding the provision of 2017 data

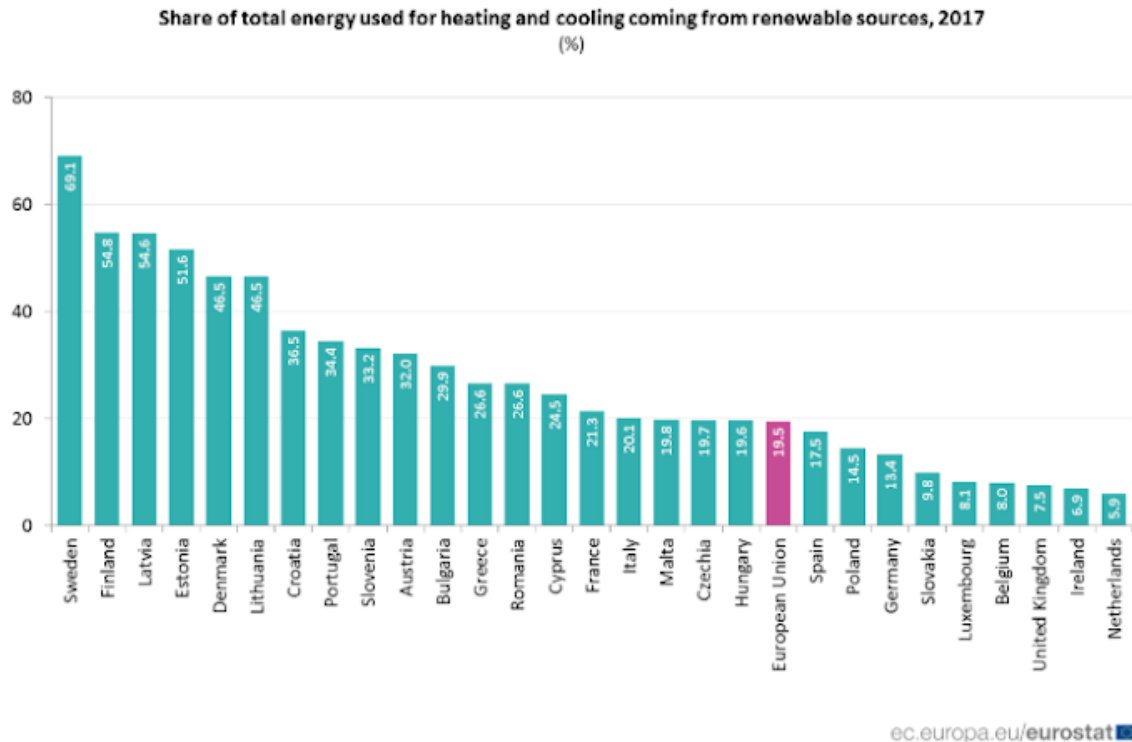
(2) Under United Nations Security Council Resolution 1244/99



Votre Rapporteuse recommande donc de renouer un véritable pacte énergétique avec la Nation, posant de manière transparente le coût réel de l'énergie, les voies et moyens de la transition énergétique et écologique, ainsi que les mécanismes de soutiens éventuels que l'énergie peut jouer (par des tarifs préférentiels) en faveur du développement économique et de la solidarité nationale.

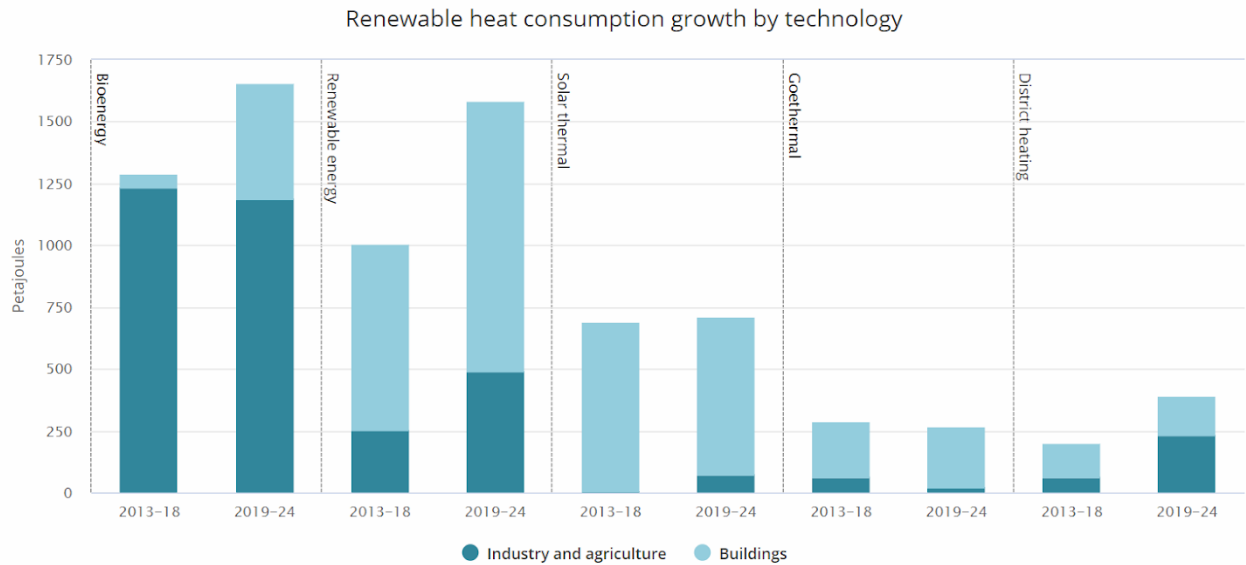
III. LES ÉNERGIES THERMIQUES

Le graphique suivant, issu d'Eurostat, représente la part de l'énergie totale provenant de source renouvelable utilisée pour le chauffage et la climatisation.



En 2017, les énergies renouvelables ont représenté 19,5 % de l'énergie totale utilisée pour le chauffage et la climatisation dans l'Union européenne, en augmentation par rapport à 10,4 % en 2004. Ces chiffres prennent en compte l'effet des pompes à chaleur. Dans quatre États membres, plus de la moitié de l'énergie totale utilisée pour le chauffage ou la climatisation provient de sources d'énergie renouvelables : la Suède (69,1 %), la Finlande (54,8 %), la Lettonie (54,6 %) et l'Estonie (51,6 %). À l'inverse, la part relative la plus faible prévaut aux Pays-Bas (5,9 %), en Irlande (6,9 %) et au Royaume Uni (7,5 %). Avec une part de 21,3 %, la France se situe au-dessus de la moyenne européenne.

Le graphique suivant, issu de l'Agence internationale de l'énergie, représente l'augmentation de la consommation de chaleur d'origine renouvelable, par technologie, au niveau mondial, en 2018 par rapport à l'année précédente.



IEA. All rights reserved.

Source : AIE, <https://www.iea.org/etp/tracking2017/renewableheat/>

Selon l’AIE, « *Le chauffage représente plus de 50 % de la consommation d’énergie finale et reste principalement basé sur les énergies fossiles. L’augmentation de la part de la chaleur renouvelable a été régulière mais lente. Une augmentation de 32 % de la part de la chaleur renouvelable était jugée nécessaire entre 2014 et 2025* ». Le solaire thermique est jugé comme nécessitant la plus forte augmentation : la part de cette énergie devrait tripler entre 2014 et 2025, ce qui implique un taux de développement deux fois plus rapide qu’actuellement. Pour l’AIE, « *La chaleur renouvelable continue de souffrir de signaux négatifs d’ordre économique (investissements initiaux élevés, soutiens publics modestes…) et d’ordre non-économique (notamment manque d’information et donc manque de confiance des investisseurs). Pour lever ces freins, un soutien public stable plus important est nécessaire. Les gouvernements devraient fixer des objectifs précis et des stratégies pour décarboner le volet chauffage. Pour être efficaces, ces stratégies doivent concerner tous les secteurs et équilibrer les approches entre l’électrification de la chaleur, la chaleur renouvelable et l’amélioration de l’efficacité énergétique. L’expansion de réseaux de chaleur peut aussi jouer un rôle, en permettant des économies d’échelle ainsi qu’un meilleur contrôle de la pollution de l’air dans le cas de la biomasse. Du fait de la nature décentralisée et fragmentée de la demande de chaleur, la planification territoriale peut jouer un rôle important. D’autres instruments de politique publique peuvent être efficaces tels que la taxation du carbone, les codes de construction qui recommandent l’installation de chauffage renouvelable ainsi que des mécanismes de soutien financier* »

A. LA PART DE LA CHALEUR DANS LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE EN FRANCE

Selon l'ADEME, « *En France, la production de chaleur représente la moitié des consommations d'énergie. Elle repose encore principalement sur les combustibles fossiles, alors que notre pays ne manque pas d'alternatives. Le Fonds Chaleur contribue aux objectifs du paquet européen énergie-climat, qui consiste à porter la part des EnR à 23 % de la consommation énergétique nationale d'ici à 2020. Il doit ainsi permettre la production supplémentaire de 5,5 millions de tonnes équivalent pétrole (tep) de chaleur renouvelable ou de récupération à l'horizon 2020 (1 tep = 11 630 kWh), puis à 32 % à l'horizon 2030.* » ⁽¹⁾

La note de la direction du Trésor du 5 juin 2018 sur les énergies thermiques, en France, rappelait que la consommation de chaleur représente près de la moitié de la consommation finale d'énergie, ce secteur étant aujourd'hui encore largement carboné (le gaz, le fioul et le charbon représentent plus de 60 % de la production de chaleur) et constitue donc un enjeu majeur pour la décarbonation de l'économie.

Le bois énergie, utilisé essentiellement pour la production de chaleur, est aujourd'hui la première source d'énergies renouvelables consommée en France, devant l'hydraulique. La France est néanmoins en retard sur ses objectifs de chaleur renouvelable : 20,7 % de la production de chaleur était d'origine renouvelable en 2016, alors que l'objectif fixé était de 25,5 %.

1. La France est en retard sur ses objectifs de chaleur renouvelable

Aux termes de la directive 2009/28/CE, la France doit satisfaire à un objectif de 23 % d'énergie produite à partir de sources renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie à l'horizon 2020. La note précitée de la direction du Trésor indiquait qu'en 2016, cette part s'élevait à 15,7 %, contre 18,0 % dans la trajectoire prévue pour atteindre l'objectif précité. Le retard apparaît important en ce qui concerne la chaleur renouvelable, qui représentait 20,7 % de la consommation de chaleur, contre un objectif de 25,5 %. Au regard des objectifs et des trajectoires fixés pour les différentes filières de chaleur renouvelable dans le plan national d'action pour les EnR de 2010, seules les pompes à chaleur ont dépassé leur cible. Les autres filières sont en retard : la biomasse a réalisé 75 % de son objectif, les autres technologies, moins de 50 % des leurs.

2. La compétitivité des EnR thermiques

Les énergies renouvelables thermiques ont des coûts de production proches de ceux des moyens de production carbonés.

Toujours selon la note précitée de la direction du Trésor, les chauffages au bois sont, dans certains cas, au moins aussi rentables que les chaudières au gaz à

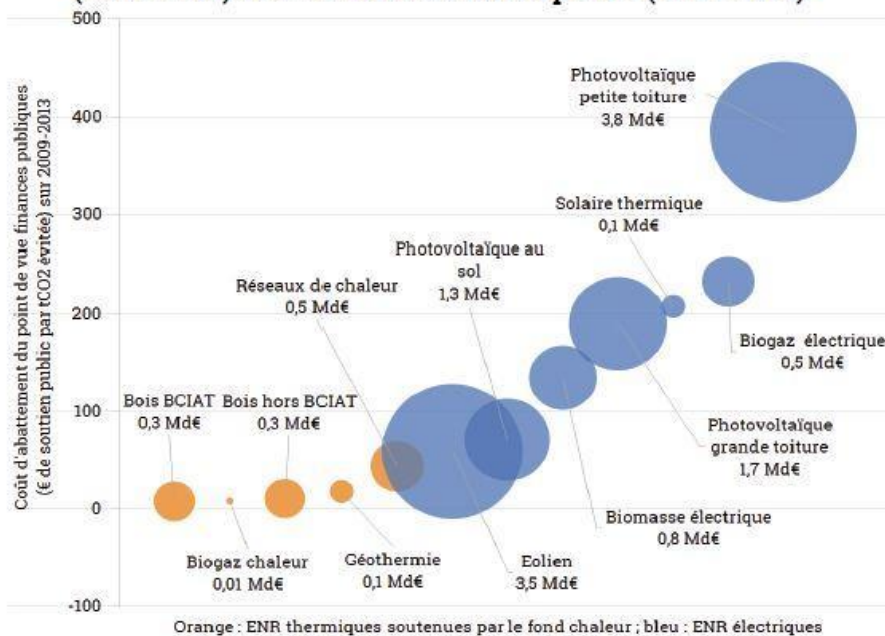
(1) <https://www.ademe.fr/expertises/energies-renouvelables-enr-production-reseaux-stockage/passer-a-laction/produire-chaleur/fonds-chaleur-bref>

condensation, qui constituent la technologie carbonée la moins coûteuse pour le chauffage dans le logement individuel. Les chauffages au bois coûtaient de 54 euros à 100 euros/MWh contre environ 84 euros/MWh pour les chaudières au gaz en 2016. Les pompes à chaleur (116-145 euros/MWh) étaient plus coûteuses, mais restaient compétitives par rapport à des condensateurs électriques (154 euros/MWh).

En ce qui concerne le logement collectif ou les secteurs industriel et tertiaire, toujours en 2016, le surcoût des énergies renouvelables thermiques par rapport aux chaudières à gaz apparaît faible pour la biomasse industrielle (coût compris entre 46 euros et 96 euros/MWh contre 40 euros à 75 euros/MWh pour des chaufferies industrielles au gaz), les pompes à chaleur géothermiques (56 euros-114 euros/MWh), ou la géothermie profonde (74 euros-99 euros/MWh). Quant aux réseaux de chaleur, ils apparaissent aujourd'hui compétitifs en moyenne, en particulier s'agissant des réseaux alimentés par des EnR (dont le coût moyen était de 68 euros/MWh en 2015).

Dans sa note précitée, la direction du Trésor constatait également le fait que les énergies renouvelables (EnR) thermiques sont en général quasiment aussi compétitives que les moyens carbonés de production de chaleur (gaz, pétrole). Elles présentent donc un coût de la tonne de carbone évitée relativement faible et inférieur à celui des EnR électriques comme l'éolien ou le solaire, ce qui ressort du graphique suivant.

Coûts d'abattement des technologies soutenues par le fonds chaleur (2009-2013) et montant du soutien public (2009-2014)



Source : Fonds chaleur, Cour des comptes, DG Trésor. Calculs DG Trésor.

Cf. Grazi L. et Souletie A. (2016), « Les Énergies renouvelables : quels enjeux de politiques publiques ? » Lettre Trésor-Éco n° 162.

Source : Trésor-éco n° 222, juin 2018

Un prix du carbone élevé serait le principal outil de soutien à la chaleur renouvelable. La présence de barrières à l'investissement – le manque d'information de même que les difficultés d'accès au crédit – justifient, pour la direction du Trésor, le maintien d'un soutien public, en particulier au moyen du fonds chaleur et du crédit d'impôt transition énergétique.

B. COMMENT MIEUX SOUTENIR LA CHALEUR RENOUVELABLE ?

1. Les normes de construction peuvent favoriser la transition énergétique

La prochaine réglementation thermique fixera les normes applicables aux bâtiments construits après 2020, ces bâtiments devant tous être à énergie positive (BEPOS), avec une consommation d'énergie inférieure à leur production d'énergie renouvelable. Si les EnR électriques et thermiques seront mobilisées pour satisfaire ce critère, la direction du Trésor insiste sur la nécessité, pour la future réglementation thermique, de critères n'induisant pas de distorsion en faveur des EnR électriques, compte tenu du soutien public nécessaire à leur développement par rapport à celui des EnR thermiques.

Lors de son audition par la commission d'enquête, M. Bernard Aulagne, président de l'association Coenove s'inquiétait « *des premiers projets, des premières réflexions sur la RE 2020 et avec un certain nombre d'initiatives ou de ballons d'essai qui sont lancés du type baisse du coefficient d'énergie primaire, changement du contenu en CO₂ du kWh d'électricité, qui vont toutes dans le même sens et sont de nature à sortir le gaz de la construction neuve alors même qu'il a un certain nombre d'atouts et qu'il constitue également une utilisation pertinente de gaz renouvelable dans des logiques d'alimentation en boucle fermée d'éco-quartiers et de projets semblables qui nous paraissent tout à faits pertinents.* » ⁽¹⁾

2. Les technologies éligibles au crédit d'impôt transition énergétique

Au titre du CITE, l'aide aux ménages pour les EnR thermiques, a visé les dépenses d'acquisition (à hauteur de 30 %) d'équipements utilisant des énergies renouvelables (chaudières au bois), les pompes à chaleur ou le raccordement à des réseaux de chaleur alimentés par des EnR. En 2017, le CITE représentait un soutien de 300 millions d'euros à la chaleur renouvelable. Compte tenu d'un plus long retour sur investissement dans le cas des EnR thermiques par rapport aux moyens de production carbonés, en raison de coûts fixes plus importants, des subventions pourraient permettre d'élargir l'accès à ces technologies. C'est la raison pour laquelle la direction du Trésor estime justifié de maintenir une forme de soutien pour les technologies EnR thermiques. Lors de son audition par la commission d'enquête, M. Olivier Godin a insisté sur la compétitivité accrue du solaire thermique : « *En dix ans, le prix de l'énergie a augmenté en moyenne de 30 %. Or le coût du kWh solaire est de zéro : cela a augmenté sa compétitivité. Les*

(1) M. Bernard Aulagne, audition du 4 juin 2019.

innovations ont permis au solaire thermique de progresser avec des gains technologiques et des gains relatifs à la fiabilité, qu'il s'agisse de la gestion des accidents d'énergie ou des solutions connectées par exemple. Donc, en dix ans, le solaire thermique a vu sa compétitivité, sa fiabilité et sa durabilité s'améliorer de 30 %. C'est devenu aujourd'hui une des solutions les plus compétitives et, comme elle n'émet aucune particule, une des plus vertueuses. » ⁽¹⁾

3. Le fonds chaleur

La direction du Trésor relève que le fonds chaleur finance des technologies thermiques vertes globalement efficaces pour un montant de soutien public relativement faible. Il permet de soutenir les projets de production de chaleur renouvelable (biomasse, géothermie, solaire thermique, biogaz et réseaux de chaleur) pour l'habitat collectif, les collectivités et les entreprises. Géré par l'ADEME, il était doté de 215 millions d'euros en 2017, montant porté à 245 millions d'euros en 2018, soit une hausse du budget du fonds de 14 %. En 2019, le budget est porté à 300 millions d'euros, soit une hausse de 22 %. Le doublement du fond chaleur entre 2017 (200 millions d'euros) et 2022 était en effet un engagement de campagne du Président de la République.

Pour la direction du Trésor, l'aide du fonds chaleur apporte une aide calibrée pour permettre aux projets d'être compétitifs par rapport à une solution carbonée (le gaz, le plus souvent). Les montants alloués par le fonds chaleur vont à des technologies globalement très efficaces et paraissent relativement faibles en comparaison du soutien alloué à des EnR électriques beaucoup plus coûteuses, comme il ressort du tableau ci-après.

Tableau 2 : Coûts d'abattement des technologies soutenues par le fonds chaleur (2009-2013) et montant du soutien public (2009-2014)

	Coût de la tonne de CO2eq évitée (€/t CO2eq) sur la période 2009-2013	Soutien cumulé sur la période 2009-2014 (en Md€)
Bois hors BCIAT ^a	11	0,3
Bois BCIAT	8	0,3
Géothermie	18	0,1
Biogaz	8	0,01
Solaire thermique	208	0,1
Réseaux de chaleur	44	0,5
Total chaleur		1,2
Photovoltaïque petite toiture	235-535	3,8
Photovoltaïque grande toiture	190	1,7
Photovoltaïque au sol	71	1,3
Biomasse	67-202	0,8
Biogaz	94-373	0,5
Éolien terrestre	59	3,5
Total électricité		11,7

a. Biomasse pour l'industrie, l'agriculture et le tertiaire.

Source : Fonds chaleur, Cour des comptes, DG Trésor. Calculs DG Trésor. On suppose un taux d'actualisation de 4 % sur 20 ans.

(1) M. Olivier Godin, audition du 24 juillet 2019.

C. LES ÉNERGIES RENOUVELABLES THERMIQUES CIBLÉES PAR LE FONDS CHALEUR

1. La biomasse

Aux termes de l'article L. 211-2 du code de l'énergie : « *la biomasse est la fraction biodégradable des produits, déchets et résidus provenant de l'agriculture, y compris les substances végétales et animales issues de la terre et de la mer, de la sylviculture et des industries connexes, ainsi que la fraction biodégradable des déchets industriels et ménagers.* »

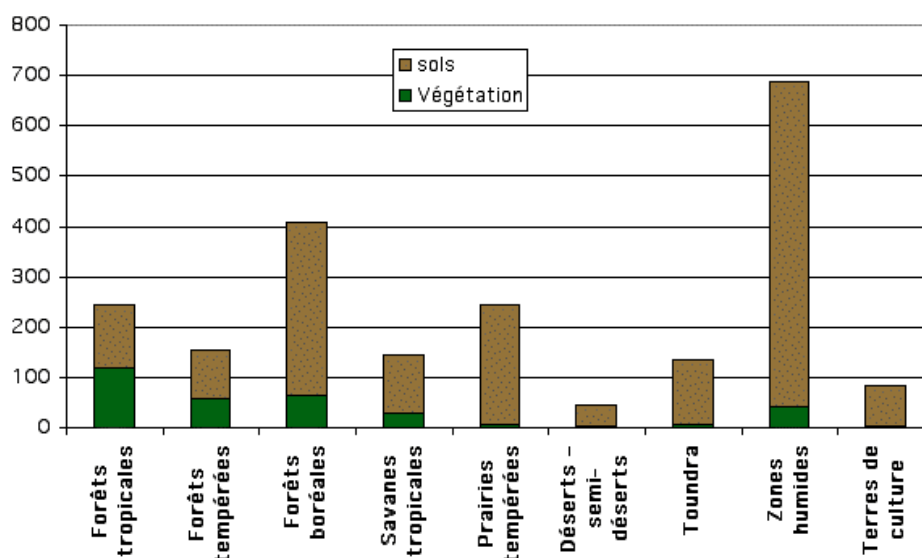
Les forêts sont des puits de carbone. Lorsque la forêt est gérée durablement, le bois de chauffage est une énergie renouvelable et neutre en carbone (ce que le bois a stocké lors de sa croissance est réémis lors de sa combustion). Il s'agit en général de circuits courts, donc nécessitant peu de transport. La forêt française représente 16,9 millions d'hectares (31 % du territoire) et progresse de 0,7 % par an depuis 1980 (source : IGN). Il y a donc un fort potentiel forestier en France.

Le bois constitue un système complet (matériau de construction, bois de chauffage, fabrication de papier) et est aujourd'hui en deuxième position du mix énergétique renouvelable français (après l'hydraulique).

Tout d'abord, l'utilisation du bois comme source d'énergie thermique n'est intéressante du point de vue environnemental que si la forêt est gérée de manière durable : lorsque l'on coupe un arbre, il faut le replanter. De plus, la forêt absorbe davantage de carbone qu'elle n'en rejette, lorsqu'elle est jeune (arbres âgés de moins de cent ans) puisque l'arbre stocke du carbone en grandissant. Passé ce délai, elle est à l'équilibre : elle rejette autant de carbone qu'elle n'en absorbe. Couper des arbres dans l'optique de construire ou de se chauffer n'est donc pas une absurdité, contrairement à ce que pense parfois l'opinion publique.

Concernant la combustion du bois de chauffage, il faut veiller à l'absence d'émission de particules fines qui peuvent être produites. Pour cela, il faut impérativement proscrire les foyers qui réémettent huit fois plus de particules fines en moyenne que les foyers fermés (Source : DRIEE Île de France).

Pour que la forêt permette un gain de carbone dans le bilan global, il faut également veiller à son implantation. En effet, une telle plantation présente un gain uniquement dans le cas où elle remplace des terres agricoles. En effet, une prairie étant également un puits de carbone, le bilan peut être au mieux nul, voire négatif dans certains cas.



Source : GIEC 2001

Selon le projet de Programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2023 2024-2028, « la filière biomasse solide présente des coûts complets de production compétitifs. Ainsi, pour les particuliers, le coût de production de chaleur à partir du bois bûches se situe entre 48 euros et 69 euros/MWh et à partir de granulés entre 86 euros et 103 euros/MWh. Dans le collectif, les chaufferies biomasse présentent un coût de production entre 64 euros et 110 euros/MWh ; quant à la biomasse industrielle, les coûts de production sont situés entre 48 euros et 73 euros/MWh. Cependant, le coût de l'investissement est supérieur à celui des solutions fossiles de référence, ce qui explique pourquoi cette filière nécessite un soutien. Il n'est pas envisagé de baisse significative des coûts de production pour la filière biomasse aux horizons de la PPE. »

2. La géothermie

Si la production d'électricité géothermique nécessite des sources chaudes (>150 °C), on peut utiliser la chaleur de la terre à plus basse énergie pour le chauffage des bâtiments. Il en existe deux types :

- La géothermie basse et moyenne énergie (entre 30 °C et 150 °C) qui puise de l'eau dans des aquifères entre 2000 et 3000 mètres de profondeur et qui sert principalement à alimenter des réseaux de chaleur. Seuls trois territoires disposent d'aquifères exploitables de la sorte : l'Île de France, l'Alsace et le Bassin Aquitain ;
- La géothermie très basse énergie (<30 °C) dont les sources sont très proches de la surface (quelques dizaines de mètres de profondeur) et qui permet de chauffer tout type de logement individuel ou d'immeuble à l'aide de pompes à chaleur. Elle est disponible sur tout le territoire moyennant certaines installations

Les avantages d'utiliser la géothermie pour la production de chaleur sont multiples. Il s'agit d'une énergie renouvelable dont l'extraction n'émet presque

aucun gaz à effet de serre et est à l'origine de très peu de nuisances pour les riverains.

Afin de s'assurer de la durabilité et du caractère renouvelable de la ressource, il faut installer un système de doublet géothermique (voir schéma ci-après) qui va permettre de réinjecter l'eau refroidie dans l'aquifère.

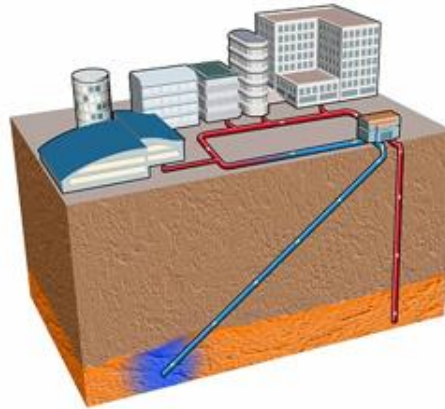
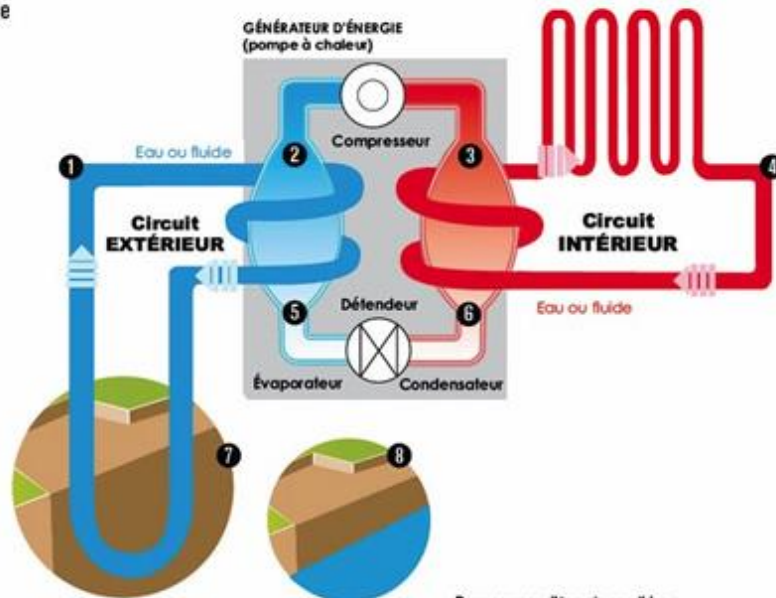


Figure 1 - Fonctionnement du doublet géothermique (Source : ADEME)

Si de tels réseaux de chaleur sont possibles uniquement en Ile de France, Alsace et dans le bassin aquitain, ce qui rend cette solution peu aisée à développer, il est possible d'équiper son habitation individuelle de chauffages géothermiques grâce à des pompes à chaleur qui utilisent l'énergie du sol.

Principe schématique de la pompe à chaleur géothermique

- ① Circuit d'eau glycolée
- ② Vapeur basse pression
- ③ Vapeur haute pression
- ④ Circuit de chauffage
- ⑤ Liquide basse pression
- ⑥ Liquide haute pression
- ⑦ Source de chaleur : la terre
- ⑧ Source de chaleur : l'eau (nappe souterraine)



Deux sources d'énergie possibles :
- la terre (capture horizontale et verticale)
- l'eau (capture sur nappe)

Figure 2 - Fonctionnement d'une pompe à chaleur géothermique (Source : Actu Environnement)

Ces systèmes sont très intéressants, puisqu'ils permettent de réduire des deux tiers environ la facture d'électricité d'un foyer. Néanmoins ces dispositifs coûtent très cher à l'achat : entre 20 000 et 50 000 euros et ils utilisent des HFC comme fluide frigorigène, nocifs pour l'environnement.

Lors de son audition par la commission d'enquête, Mme Michèle Rousseau, présidente-directrice générale du Bureau de recherches géologiques et minières a souligné les atouts de la géothermie dans les termes suivants : « *Quelles que soient les filières, cette énergie est locale, elle est en base, modulable, disponible 24 heures sur 24 et stable. L'impact environnemental est très réduit, avec aucune émission de CO₂, aucune émission de particules fines et une très faible empreinte foncière. Par ailleurs, lorsqu'elle est prélevée, l'eau est restituée au réservoir d'origine. Les technologies sont matures, sauf pour la stimulation qui est testée en Alsace et il y a des professionnels formés et certifiés. Comme l'énergie est modulable, il n'est pas nécessaire de stocker. La géothermie s'hybride avec d'autres énergies renouvelables et elle est disponible dans 85 % du territoire français, pour la géothermie dite de surface, et sur 25 % du territoire métropolitain, pour la géothermie profonde. Les coûts d'exploitation sont faibles et l'expertise française est bonne. En revanche, les coûts d'investissement sont plus élevés.* » ⁽¹⁾

Selon le BRGM, les coûts d'exploitation réduits permettent à la géothermie de surface d'être une énergie compétitive dans le temps, avec un retour sur investissement de ces installations compris en moyenne entre huit et treize ans. Une fois l'investissement amorti, il ne reste qu'à s'acquitter des coûts d'exploitation réduits, et ce pendant plusieurs décennies, la durée de vie des forages étant estimée à 50 ans et celle des pompes à chaleur, moins coûteuses que ces derniers, à 17 ans.

3. Le biogaz

Actuellement, 23 % de la population française se chauffe au gaz ce qui en fait la deuxième source de chauffage après l'électricité. C'est d'ailleurs la principale utilisation du gaz, à plus de 60 %. Le gaz présente de nombreux avantages, notamment par rapport au fioul et au charbon : il ne contient pas de soufre, ce qui entraîne moins de pollution locale. Sa combustion dégage aussi moins de CO₂ (500 g/kWh contre 750 g/kWh pour le fioul et 1 000 g/kWh pour le charbon ⁽²⁾). Le gaz naturel est compressible. En conséquence, il est possible de réduire son volume pour faciliter son transport et réduire les coûts correspondants. Les réseaux de gaz naturel permettent d'avoir accès, sans stockage pour l'utilisateur, à une énergie propre et pratique. De ce point de vue, cette énergie est assimilable à l'électricité : on ne paie la facture qu'après avoir consommé l'énergie. Le prix du gaz naturel est indexé sur celui du pétrole. Au regard des actuelles perspectives de consommation annuelle, les réserves de gaz naturel sont plus importantes que celles de pétrole. La facilité de distribution *via* les grands réseaux, et le fait que le gaz naturel soit encore fréquemment un sous-produit de l'exploitation pétrolière, lui procure un coût d'utilisation intéressant.

Les inconvénients du gaz naturel tiennent au fait que, s'il produit moins de CO₂ que le pétrole ou le charbon, il en émet néanmoins des quantités significatives, qui ne participent pas à la réalisation de l'objectif de neutralité carbone. Le gaz

(1) Mme Michèle Rousseau, audition du 18 juin 2019.

(2) *The Lancet Journal*. En ligne : <https://www.thelancet.com/>

naturel n'est également pas plus renouvelable que le pétrole et son prix est donc contraint d'augmenter. En Europe, et la France n'y fait pas exception, le gaz naturel est importé et représente donc un coût important pour l'économie nationale. De plus, cette importation nécessite la construction de gazoducs entraînant des problèmes à la fois sociaux et environnementaux. Par ailleurs, le stockage du gaz naturel est délicat dans la mesure où sa liquéfaction demande des conditions techniques compliquées à mettre en œuvre. En revanche, le méthane, principal composant du gaz naturel, possède un pouvoir de réchauffement global (PRG) de 23, soit 23 fois plus que le CO₂.

Mais avec le développement de la méthanisation, il serait alors possible d'imaginer des solutions de chauffage au gaz renouvelable qui ne seraient pas aberrantes.

La méthanisation est basée sur la dégradation (naturelle ou forcée) de la matière organique par des micro-organismes en condition d'anaérobiose, c'est-à-dire en l'absence d'oxygène. Les secteurs agricoles, industriels, le traitement des déchets ménagers et la gestion des boues d'assainissement sont des milieux favorables au développement de ces techniques. En absence d'oxygène, la dégradation de la matière organique permet d'obtenir du biogaz. Celui-ci est considéré comme une source d'énergie renouvelable dans la mesure où il peut être utilisé pour produire *in fine* de l'électricité et/ou de la chaleur ou être injecté dans le réseau de gaz naturel ou sous la forme d'un carburant.

La dernière loi de modernisation agricole de juillet 2010 et le décret du 16 février 2011 ont permis d'étendre la définition de l'activité agricole aux activités de production et de commercialisation de biogaz, d'électricité et de chaleur par méthanisation.

Ainsi, selon l'ADEME : « *composé à 90 % de matières agricoles, le gisement global mobilisable à l'horizon 2030 pour la méthanisation a été évalué à 130 millions de tonnes de matière brute, soit 56 GWh d'énergie primaire en production de biogaz* » ⁽¹⁾.

Les projets individuels ou collectifs pour le développement de la méthanisation agricole en France, portés par les agriculteurs, sont soutenus par les chambres d'agriculture. Un réseau national d'experts permet d'accompagner ce type de projets en France, de l'émergence jusqu'au suivi des unités existantes et à la capitalisation de références.

En fonction de l'origine des déchets et des traitements effectués sur ces derniers, la filière du biogaz comprend :

(1) « *Estimation des gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation* », Étude réalisée pour le compte de l'ADEME par SOLAGRO et INDDIGO, avril 2013. En ligne : https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/88252_gisements-substrats-methanisation.pdf

- la méthanisation de déchets non dangereux ou de matières végétales brutes ;
- la méthanisation de boues de stations d'épuration des eaux usées (STEP) ;
- le biogaz des installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND).

En 2016, 463 installations produisant de l'électricité à partir de biogaz étaient recensées, soit une puissance installée de 379 MW. Les injections de biogaz dans les réseaux de gaz naturel sont en constante progression. Selon les données du Panorama du gaz renouvelable, au 31 décembre 2018, le nombre de sites d'injection a crû de 73 % entre 2017 et 2018. On est ainsi passé de 6 sites en 2014, à 17 sites en 2015, 26 sites en 2016, 44 sites en 2017 et 76 sites en 2018.

Dans une fiche technique ⁽¹⁾ de février 2014, mise à jour en 2015, l'ADEME présente les nombreux avantages de la méthanisation. La méthanisation est source d'une double valorisation de la matière organique et de l'énergie :

– d'abord, la méthanisation permet une diminution de la quantité de déchets organiques à traiter et *in fine* un allègement des coûts des autres filières de traitements des déchets. De plus, la méthanisation autorise un possible traitement des déchets organiques gras ou fortement humides, non compostables en l'état ;

– ensuite, ce procédé permet une diminution des émissions de gaz à effet de serre par substitution aux énergies fossiles et contribue donc à la réalisation de l'objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050.

Dans une certaine mesure, ce procédé technique permet aussi le développement d'une activité complémentaire à l'agriculture.

Lors de leur audition par la commission d'enquête, les représentants de France Gaz Renouvelables ont insisté sur les externalités positives du gaz issu de méthanisation : « *La première externalité est l'économie de CO₂. Le contenu en CO₂ est un peu supérieur à 200 grammes par kWh – cela varie que l'on regarde le pouvoir calorifique supérieur (PCS) ou inférieur (PCI). Dans la mesure où mettre en place du biométhane plutôt qu'une solution de gaz fossile permet d'économiser à peu près 80 % du CO₂, nous sommes à 20 euros du MWh pour une tonne de carbone à 100 euros et à 50 euros du MWh pour une tonne de carbone à 250 euros comme l'envisage le rapport Quinet. Pour rappel, le tarif d'achat moyen d'achat du biométhane est actuellement de l'ordre de 90 euros le MWh, et le prix de marché est de l'ordre de 30 euros le MWh – il est même plutôt de 25 euros le MWh mais il risque d'augmenter d'ici à 2030. L'écart n'est donc que de 10 euros. Donc si nous baissons nos coûts d'abord de 2 % par an puis plus rapidement dans l'avenir, pour*

(1) ADEME, Fiche technique « Méthanisation », Février 2014 mis à jour en Février 2015

cette seule externalité du CO₂, nous sommes déjà bien positionnés vis-à-vis des valeurs du rapport Quinet.

Nous avons pu plus ou moins chiffrer d'autres éléments, à commencer par la qualité de l'eau. L'un des gros atouts de la méthanisation vient du fait que lorsqu'on méthanise les nitrates contenus dans les effluents agricoles, en particulier les effluents d'élevage, on ne supprime pas le nitrate mais on le met sous une forme plus facilement utilisable par les plantes et qui a moins tendance à aller directement dans les nappes phréatiques. La méthanisation permet aussi d'éviter d'autres substances, contribuant là encore à la qualité de l'eau. Nous l'avons chiffré à partir des valeurs communiquées par les agences de bassin à 6 euros le MWh.

Une autre externalité importante est le coût de traitement des déchets. Fut un temps, les producteurs devaient payer pour éliminer certains déchets. Aujourd'hui, on les leur achète. Le coût de traitement d'un certain nombre de déchets a ainsi fortement diminué. La valeur de cette externalité peut aller de zéro pour les projets qui ne recyclent pas de déchets à 16 euros pour certains projets industriels qui recyclent énormément de déchets.

Nous avons également essayé de valoriser les emplois, car la filière biométhane crée des emplois et améliore la résilience des exploitations. On peut considérer que cela représente de l'ordre de trois ou quatre emplois en fonction de la taille des installations, parfois il y en a que deux, par unité de production de biométhane.

Le coût pour la collectivité d'une exploitation sans emploi est une externalité de l'ordre 8 euros le MWh.

Il est plus difficile de chiffrer la biodiversité apportée. Je n'ai pas de méthode pour le faire, aujourd'hui. Je n'ai pas non plus de méthode pour valoriser la réduction de l'utilisation des pesticides, des herbicides et des fongicides. Elle permet en tout cas l'amélioration de la qualité de l'air et la réduction des odeurs. En outre, quand il y a un élevage et si la méthanisation a été faite correctement, cela permet d'épandre du digestat stabilisé plutôt que des effluents agricoles qui sont encore en phase de fermentation. Cela réduit les odeurs, mais nous n'avons pas pu le valoriser.

Une autre valeur très importante mérite d'être citée : le fait de rendre les agriculteurs, qui sont parfois critiqués, acteurs de la transition énergétique. Je pense que cette dimension, plus sociale et sociétale, est aussi extrêmement importante. » ⁽¹⁾

Cependant, la méthanisation comporte aussi des inconvénients qu'il est nécessaire de prendre en compte :

(1) M. Jean Lemaistre, secrétaire général de France Gaz Renouvelables, audition du 21 mai 2019.

– afin de créer une filière rentable et surtout durable, les déchets traités doivent être continûment disponibles. Malgré une limitation des émissions d’odeurs grâce à des digesteurs hermétiques et des bâtiments clos équipés de traitement d’air, les nuisances olfactives sont possibles pour les riverains proches du site de méthanisation ;

– le processus doit être également maîtrisé et sécurisé pour éviter tout accident : le méthane est beaucoup plus polluant que le CO₂ en cas de fuite.

Le développement de la filière de méthanisation impose donc de s’assurer que cette méthode soit utilisée uniquement pour la valorisation de déchets et de productions agricoles comestibles. Lors de son audition par la commission d’enquête, M. Patrick Corbin, président de l’Association française du gaz a souligné qu’« *aujourd’hui, la capacité de production de la France est d’un peu plus de 1 TWh avec une centaine d’installations, contre plus de 30 TWh de production de biométhane en Allemagne. La vraie différence est extrêmement simple : la France a fait le choix, que nous acceptons complètement en tant que gazier, de ne pas utiliser de culture énergétique dédiée. Les Allemands ont fait un choix extrêmement simple en couvrant les fermes de maïs à titre principal. Au lieu que les fermes produisent du blé et du maïs pour nourrir l’homme et les animaux, seul du maïs est produit, puis coupé, ensilé et mis dans un tas pour fabriquer du biométhane. C’est une manière extrêmement simple de produire du biométhane. Les Allemands l’ont fait mais ont arrêté suite à des oppositions assez fortes dans leur pays, dû à la compétition entre l’usage énergétique et l’usage alimentaire. La France a fait un choix que nous respectons totalement. Forcément, nous nous déploierons moins vite car la rentabilité avec le maïs, qui pouvait se déployer à toute vitesse, était fantastique. Dans des régions comme le Sud-ouest, des méthaniseurs auraient été installés dans chaque canton.* » ⁽¹⁾

Il convient également important de veiller à l’étude des projets au cas par cas et en impliquant tous les acteurs locaux potentiels. Par ailleurs, il apparaît nécessaire de s’assurer de la valorisation possible de la chaleur sur le site en cas de cogénération et de l’injection possible du gaz sur le réseau.

Enfin, la valorisation énergétique possible du biogaz doit l’être préférentiellement sur site, en local, en cas de cogénération.

Quant au véhicule au gaz, on peut voir aujourd’hui certains exemples de flottes de véhicules, sur certaines lignes de bus parisiennes ainsi que de la part de compagnies de poids lourds. Ces véhicules offrent de nombreux avantages par rapport aux versions essence/diesel : (Source : energuide.be)

(1) M. Patrick Corbin, audition du 4 juin 2019.



Le développement de la méthanisation permettrait également le développement de ce type de véhicules qui deviendraient réellement intéressants du point de vue écologique, en particulier pour les agriculteurs pour lesquels on pourrait imaginer des circuits courts : production de biométhane à partir de leurs déchets agricoles et suivie de sa consommation dans leurs véhicules agricoles ou pour les bâtiments en substitution du gaz-oil non routier.

4. Le solaire thermique

À la différence du solaire photovoltaïque qui utilise l'énergie solaire pour la transformer en électricité (effet photoélectrique), le solaire thermique l'utilise pour chauffer un fluide (eau, air ou autre). L'énergie solaire peut alors être utilisée dans l'habitat pour chauffer de l'eau (chauffe-eau solaire) ou les pièces (pompes à chaleur, capteurs à air circulant dans les murs ou toitures). Il est également possible de l'utiliser dans les réseaux de chaleur, qu'ils soient collectifs ou industriels.

Un **chauffe-eau solaire individuel** fonctionne grâce à l'énergie récupérée par les **panneaux solaires**. L'énergie captée est absorbée par un **fluide caloporteur** qui restitue la chaleur dans le ballon d'eau chaude. Le ballon stocke **l'eau chaude** pour la restituer en fonction de l'utilisation. Le chauffe-eau solaire permet ainsi de couvrir au minimum **50 % des besoins** en eau chaude sanitaire de la maison, tout en réduisant au moins d'autant la facture. (Source : quelleenergie.fr).

L'investissement est de l'ordre de 5 000 euros à 7 000 euros, mais il permet de diviser la facture d'eau chaude par quatre en moyenne.

Comme l'a rappelé M. Olivier Godin, lors de son audition par la commission d'enquête, « *le solaire thermique est très vertueux parce qu'il intègre le stockage. Il y a des ballons qui permettent de stocker la chaleur pour passer en autonomie, le soir, la nuit, voire les jours suivants. On sait donc stocker cette chaleur pour l'eau chaude ou pour le chauffage avec zéro impact environnemental puisque c'est de l'eau et qu'il n'y a pas de problématique de batterie. Le solaire thermique peut même servir à stabiliser le réseau électrique notamment pour les excédents de puissance des centrales nucléaires qui peuvent être stockés dans les ballons d'eau chaude en solaire thermique.*

On peut produire du froid avec de la chaleur. Avec le solaire thermique, plutôt que de se chauffer avec une chaudière, on prend de la chaleur délivrée par le soleil. Cela prend des calories de l'extérieur. Il ferait moins chaud si les villes

étaient couvertes de panneaux solaires. Un peu comme un arbre, le capteur solaire va capter l'énergie. On parle de froid solaire, lorsqu'il s'agit de produire du froid à partir de la chaleur.

Cela peut se faire de deux façons : soit avec une solution directe avec un appareil motorisé qui produit de la chaleur d'un côté et du froid de l'autre, soit avec une solution indirecte où l'on chauffe un fluide qui entraîne une turbine et génère de l'électricité. C'est ainsi que fonctionnent les centrales nucléaires. On peut faire la même chose en solaire et cette électricité peut alimenter une pompe à chaleur. Mais pour arriver à des solutions, compétitives, il faut un marché et créer une dynamique. » ⁽¹⁾

Le fonds chaleur intervient pour financer les projets de production d'eau chaude solaire collective dans le logement et, par extension, dans l'hébergement permanent ou de longue durée avec des besoins similaires, comme le secteur hospitalier et sanitaire, les structures d'accueil, les maisons de retraite, ainsi que dans les secteurs tertiaire, industriel et de l'agriculture (hôtels à usage non saisonnier, piscines collectives, restaurants, cantines d'entreprises, laiteries, fromageries, et les processus industriels consommateurs d'eau chaude. La France métropolitaine est divisée en trois zones et, pour chacune d'entre elles, un niveau plancher de productivité solaire utile des installations est attendu : Nord (350 kWh utile/m² de capteur solaire), Sud (400 kWh utile/m² de capteur solaire) et Méditerranée (450 kWh utile/m² de capteur solaire). Pour une surface de capteurs solaires supérieure ou égale à 25 m² et inférieure à 100 m², l'aide forfaitaire calculée sur vingt ans est de 55 euros/MWh solaire utile dans la zone Nord, 50 euros dans la zone Sud et 45 euros dans la zone Méditerranée. Pour les surfaces de capteurs solaires supérieures ou égales à 100 m², l'aide est calculée en analysant le coût de revient du MWh de la solution solaire par rapport au coût du MWh d'une solution de référence fossile.

5. La chaleur fatale

La chaleur fatale est récupérée au cours d'un procédé n'en constituant pas la finalité première, sa source pouvant se situer dans des sites de production industrielle, des bâtiments tertiaires, ces centres de données, des sites d'élimination de déchets.

La commission d'enquête a auditionné les représentants de l'entreprise Carbonex, productrice de charbon de bois à partir de biomasse renouvelable produite en France (bois d'éclaircis et de récupération chez les tonneliers : chênes, charmes et hêtres), l'outil étant dimensionné à l'approvisionnement local. Pour son directeur, M. Pierre Soler-My : « *Faire de l'électricité n'aurait pas de sens. Mais si nous ne faisons que du charbon de bois, nous n'utiliserions que 50 % de l'énergie et nous ne valoriserions pas les 40 % restants, sur lesquels 50 % sont transformés*

(1) M. Olivier Godin, vice-président d'Enerplan, en charge du solaire thermique et président de l'entreprise Solisart, audition du 24 juillet 2019.

en charbon de bois, 30 % en chaleur et 10 % en électricité. Par conséquent, il serait dommage de ne faire que du charbon de bois, dommage de ne faire que de la chaleur et encore plus dommage de ne faire que de l'électricité. » ⁽¹⁾

En ce qui concerne les centres de données, une étude conjointe d'EDF et de l'ADEME de septembre 2017 estime le gisement potentiel maximum de chaleur fatale des centres de données en Île-de-France à 490 GWh. Pour l'ADEME, la chaleur fatale dégagée par les équipements informatiques des centres de données qui abritent les systèmes nécessaires au fonctionnement des applications informatiques (Data Center) – la température attendue à la sortie des équipements froids prélevant les calories des salles des serveurs est de l'ordre de 40° à 50 °C, ressource dite de basse température – doit avant tout répondre aux besoins de chaleur d'autres entreprises situées à proximité ou d'un réseau de chaleur urbain.

6. Les réseaux de chaleur

En 2017, il existait en France 761 réseaux de chaleur et 23 réseaux de froid.

Selon l'enquête annuelle du Syndicat national du chauffage urbain et de la climatisation, 25 078 GWh de chaleur ont été livrés aux utilisateurs finaux des réseaux de chaleur en 2017, dont 91 % pour des bâtiments résidentiels et tertiaires, le nombre d'équivalents-logements raccordés atteignant 2,4 millions.

L'utilisation des réseaux de chaleur a permis d'éviter 5,5 millions de tonnes de CO₂ par rapport à des chaudières individuelles à gaz, dont 1,4 million de moins grâce à la cogénération et 4,1 millions de moins par le recours à des énergies vertes. 92 % des réseaux ont un contenu en CO₂ inférieur à une chaudière à gaz naturel (65 % avec un contenu de CO₂ inférieur à 100g/kWh et 21 % neutres en CO₂). Avec un contenu moyen en CO₂ de 116 g/kWh, les réseaux de chaleur sont moins émissifs de 36 % par rapport à l'électricité (180 g/kWh), de 50 % par rapport au gaz naturel (234 g/kWh) et de 61 % par rapport au fioul domestique (300 g/kWh). Si le gaz naturel reste la source d'énergie majoritaire, elle est suivie par la chaleur issue de valorisation énergétique des déchets et de la biomasse. Les réseaux de chaleur ont utilisé 56 % d'énergie entrante d'origine renouvelable et de récupération en 2017.

Le graphique suivant montre la répartition des sources d'entrants des réseaux de chaleur en 2017.

(1) M. Pierre Soler-My, audition du 24 juillet 2019.

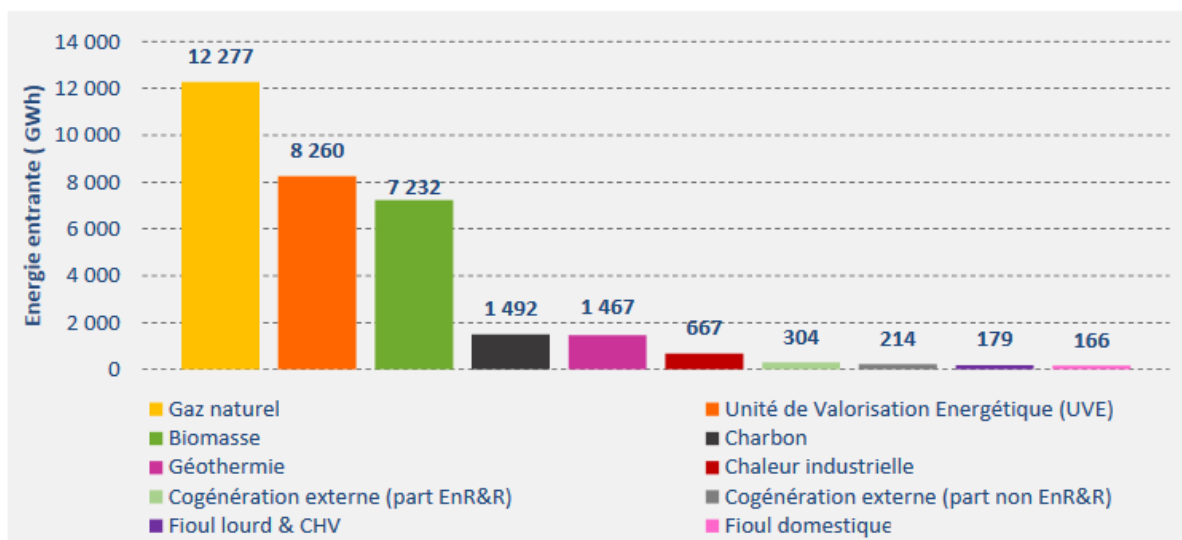


Figure 11: Entrants des dix principales sources d'énergie

Source : Syndicat national du chauffage urbain et de la climatisation

Le recours aux énergies renouvelables a une nouvelle fois augmenté par rapport à 2016. La biomasse continue d'augmenter (+6 %) pour atteindre 8,2 TWh pci (pouvoir calorifique inférieur) ⁽¹⁾, soit environ 2,7 millions de tonnes d'équivalent bois. La géothermie directe a augmenté de 19 %, atteignant 1,5 TWh. Le biogaz a également fortement augmenté (+93 %), atteignant cette année 128 GWh pcs (pouvoir calorifique supérieur), ce qui est désormais comparable avec la consommation du fioul domestique. Les pompes à chaleur sont restées stables, aux alentours de 144 GWh (parts verte + électrique). L'énergie provenant des unités de valorisation énergétique des déchets ménagers (50 % renouvelable, 50 % de récupération) est, quant à elle, stable par rapport à l'année précédente, aux alentours de 9,3 TWh. En parallèle, la récupération de chaleur industrielle a augmenté de 21 %, atteignant 0,7 TWh. Le recours aux énergies fossiles a, quant à lui, diminué.

Lors de son audition par la commission d'enquête, M. Yves Lederer, président du groupe Coriance, spécialisé dans les délégations de service public de chauffage et de froid urbain a fait le constat suivant lequel : « *Tout le monde reconnaît que le réseau de chaleur est le meilleur vecteur de valorisation de l'énergie renouvelable. On pourrait donc s'attendre à des dispositifs d'aide massifs. Le montant de celle du fonds chaleur a été réduit, ces dernières années. Il va augmenter dans le cadre de la PPE mais cela ne résout pas tout, d'autant que face aux énergies renouvelables que nous développons, nous sommes concurrencés par le gaz, qui est très peu cher. Or pour concurrencer le gaz avec des offres d'énergies renouvelables compétitives, il faut des aides. Les aides accordées en milliards d'euros à l'éolien sont sans commune mesure avec celles du fonds chaleur qui, lui, apporte des aides aux réseaux de chaleur renouvelable. Pourquoi ? Je ne sais pas. Mais c'est une réalité. Pour que la France atteigne ses objectifs en termes de transition et de pourcentage d'énergies renouvelables, il était prévu de développer*

(1) Quantité de chaleur dégagée par la combustion d'une substance, sans prendre en compte l'énergie calorifique tenant à la condensation de la vapeur d'eau contenue dans les fumées, contrairement au pouvoir calorifique supérieur.

les réseaux de chaleur existants en raccordant de plus en plus de bâtiments et de créer de nouveaux réseaux d'énergie renouvelable. Du retard a été pris par rapport aux objectifs. Le fonds d'aide prévu n'est pas suffisant pour tenir ces objectifs. » ⁽¹⁾

D. L'APPRÉCIATION DE LA COUR DES COMPTES SUR LES ÉNERGIES RENOUVELABLES THERMIQUES

Dans son rapport sur le soutien aux énergies renouvelables de 2018, la Cour des comptes argue que *« compte tenu de son profil énergétique peu carboné, si la France avait voulu faire de sa politique en faveur des EnR un levier de lutte contre le réchauffement climatique, elle aurait dû concentrer prioritairement ses efforts sur le secteur des EnR thermiques qui se substituent principalement à des énergies fossiles émissives de CO₂. De ce fait, la place consacrée aux énergies renouvelables électriques dans la stratégie française répond à un autre objectif de politique énergétique, consistant à substituer les énergies renouvelables à l'énergie de source nucléaire. »*

E. LES ÉNERGIES RENOUVELABLES THERMIQUES ET LA CLIMATISATION : UNE POINTE ESTIVALE EN FORMATION ?

RTE a fait le constat suivant : *« au cours du mois de juillet 2019, le contenu en gaz à effet de serre de la production d'EDF en France métropolitaine a été de 20 g d'équivalent CO₂ par kWh - selon la méthode ACV. La moyenne mensuelle au titre du mois de juillet, sur les 15 dernières années, est de 30 g d'équivalent CO₂ par kWh - selon la méthode ACV. Dans la continuité du mois de juin 2019, le mois de juillet 2019 a été très chaud avec des températures 1,6 °C au-dessus des normales saisonnières en moyenne. Une vague de chaleur s'est installée du 21 au 26 juillet, de durée similaire à celle de fin juin, mais de plus forte intensité, avec des températures jusqu'à 8 °C supérieures aux normales le 25 juillet. De nombreux records absolus de températures ont été battus en France. Dans ce contexte, en début de mois, la baisse de la production fatale (solaire, éolien, hydraulique, fil de l'eau) n'a cependant pas nécessité le démarrage des tranches charbon. En fin de mois, l'épisode caniculaire a tiré à la hausse le besoin en climatisation sans pour autant créer de tension sur les marchés, le charbon n'ayant été appelé que marginalement. La production à partir des cycles à combustion gaz (CCG) a, quant à elle, été soutenue tout le mois. La part moyenne de l'énergie produite par le parc thermique à flamme dans le mix énergétique d'EDF de juillet 2019 a représenté 2,8 % (la part moyenne de l'énergie produite par le parc thermique à flamme de juillet 2018 était de 3,1 %) »*

Pour sa part, *Blomberg New Energy Finance* prévoit une augmentation de plus de 140 % d'ici 2050 de la demande d'électricité pour l'air conditionné dans le secteur résidentiel et commercial, une augmentation comparable à l'accroissement de la consommation globale d'électricité de l'Union européenne. *BNEF* considère

(1) M. Yves Lederer, audition du 6 juin 2019.

que l'air conditionné représentera 12,7 % de la demande d'électricité au milieu du siècle, comparé à presque 9 % actuellement.

Une source de l'Union européenne, citée dans un article du *Guardian* d'octobre 2015, estimait à 72 % d'ici 2030, l'énergie consommée pour rafraîchir les bâtiments en Europe. Globalement, la demande d'énergie pour le chauffage devrait croître jusqu'en 2030, puis se stabiliser. Une étude de 2009 estime qu'aux environs de 2060, l'énergie utilisée dans le monde pour la climatisation dépassera celle requise pour le chauffage. Le développement potentiel de l'énergie utilisée pour le chauffage résidentiel et l'air conditionné dans le contexte du changement climatique retient un scénario de référence prévoyant une augmentation de la demande d'énergie pour le chauffage jusqu'en 2030, puis sa stabilisation. En revanche, la demande d'énergie pour l'air conditionné devrait croître rapidement sur la période 2000-2100, en raison principalement de la croissance des revenus. L'émission de CO₂ associée au chauffage et à la climatisation passe de 0,8 GT en 2000 à 2,2 GT en 2100, soit 12 % du total des émissions de CO₂ pour la consommation d'énergie, le plus fort accroissement intervenant en Asie. L'effet net global sur le changement climatique de la consommation totale d'énergie et des émissions est relativement faible, du fait de la compensation de l'augmentation au titre de la climatisation par la diminution au titre du chauffage. Néanmoins, envisagés séparément, les effets sur le chauffage et la climatisation sont considérables dans un tel scénario : une demande d'énergie pour le chauffage en diminution de 34 % sur le plan mondial en 2100, du fait du changement climatique, et une demande d'énergie, pour la climatisation, augmentant de 72 %. Sur le plan régional, les effets sont considérables, en particulier en Asie méridionale, où la demande de climatisation résidentielle pourrait augmenter de près de 50 % en raison du changement climatique, comparativement à la situation existant en absence de celui-ci.

Près de 87 % des bâtiments sont climatisés aux États-Unis et les projections pour le monde développé suggèrent qu'une évolution similaire est en cours dans les pays en développement. Selon le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, la seule demande d'électricité pour la climatisation augmentera de 300 TWh par an en 2000 à 4 000 TWh en 2050 et 10 000 TWh en 2100.

Dans le monde entier, environ 100 millions de climatiseurs fixes sont vendus chaque année. La dépense d'énergie primaire pour cette climatisation est d'environ 150 kWh/m²/an, bien plus élevée que la consommation d'énergie de chauffage des bâtiments neufs.

Aujourd'hui il faut installer, le plus souvent, deux équipements distincts pour le chauffage et pour la climatisation. Les problématiques sanitaires et énergétiques demanderont pourtant bientôt les mêmes investissements publics en faveur du froid qu'en faveur de la chaleur.

Il faudrait donc favoriser dès aujourd'hui les solutions qui permettent de répondre aux deux problématiques, telles que l'isolation des bâtiments (en notant que l'isolation peut être différente pour favoriser la chaleur ou conserver la fraîcheur), les solutions de ventilation et les éléments actifs qui combinent une réponse chauffage et climatisation. Le risque serait sinon de devoir subventionner deux vagues d'équipements distincts, indispensables l'un comme l'autre *in fine* aux ménages.

IV. LES ÉCONOMIES D'ÉNERGIE AU CŒUR DES ACTIONS POUR ATTEINDRE LES OBJECTIFS CLIMATIQUES DE LA FRANCE

La première partie de ce rapport a mis en lumière les contraintes technologiques de fonctionnement inhérentes à chaque énergie. La stabilité de production de l'énergie nucléaire rend celle-ci très efficace pour couvrir la base de la demande de manière continue mais son manque de flexibilité l'empêche d'être une solution pertinente pour la pointe, là où la demande est beaucoup plus irrégulière, de même qu'elle nécessite aux consommateurs de déplacer leurs consommations la nuit (tarifs nuits). L'hydroélectricité est une énergie idéale, à la fois flexible et stable, mais nos ressources en la matière sont limitées. Le gaz constituerait une alternative tout aussi intéressante que l'hydroélectricité, à la fois stable et flexible mais il est carboné, sauf pour le gaz vert (qui recycle des émissions carbonées inévitables) mais pour le moment tout aussi limité que l'hydroélectricité. Les énergies solaires et éoliennes sont extrêmement flexibles, propres et inépuisables, mais à ce stade leur intermittence n'a pas été complètement domptée sauf à ce qu'elles se couplent à des solutions de stockage.

Toutefois, toutes ces filières d'énergie ont quelque chose en commun : elles cherchent toutes à produire plus (en quantité), mieux (en qualité, que ce soit par une meilleure disponibilité ou par une meilleure compatibilité environnementale) et moins cher.

Ce triple objectif parfaitement légitime du point de vue du producteur d'énergie tend à occulter les réponses alternatives à la production et à limiter nos options à « plus, mieux, moins cher ». D'ailleurs, plusieurs des intervenants auditionnés ont souligné que contrairement à ce qui est suggéré par la notion de « mix énergétique », les différentes sources d'énergies ne se soustraient généralement pas les unes aux autres, elles s'additionnent. Ainsi, M. Francis Duseux, président de l'Union française des industries pétrolières (UFIP) rappelait-il : *« tous les pétroliers sont bien entendu convaincus de la nécessité de la transition énergétique et modifient leurs pratiques. Notre industrie, qui est depuis toujours l'industrie « du pétrole et du gaz » – oil and gas industry – va devenir celle « du gaz et du pétrole ». La consommation mondiale de pétrole va baisser ; 40 % de l'électricité produite sur la Terre l'étant aujourd'hui à partir du charbon, le bon vecteur de la transition énergétique pour chasser le charbon, premier ennemi de la planète en termes d'émissions de CO₂, c'est le gaz. Tous les pétroliers que je représente se lancent dans de très lourds investissements gaziers pour faire face aux besoins futurs d'électricité. Si, par une décision politique, on en venait à éliminer l'utilisation du charbon en instituant dans une COP une taxe carbone si élevée que plus un seul morceau de charbon n'était utilisé pour produire de l'électricité, on passerait en deçà du seuil des 2 degrés. Mais on ne peut remplacer tout le charbon par des éoliennes et des panneaux solaires. »* ⁽¹⁾

(1) M. Francis Duseux, audition du 12 mars 2019.

Pour sa part, M. Philippe Sauquet, directeur général stratégie et innovation de Total insistait sur le fait que l'évolution du mix énergétique « *n'a rien de facile. Elle implique des efforts gigantesques de développement de nouvelles technologies ainsi que de construction d'infrastructures de production, de transformation et de transport d'énergie. Cette évolution est nécessairement progressive. Selon les scénarios précités [de l'Agence internationale de l'énergie], la part des énergies renouvelables de dernière génération – solaire et éolien – passerait de 2 % à seulement 11 % du mix mondial à un horizon de 20 ans. La part de la biomasse moderne, principalement des biocarburants, passerait de 5 % à 9 % du mix mondial à l'horizon de 2035-2040. Les biocarburants ne font certes pas l'unanimité, mais permettent de réduire les émissions de CO₂. Quant à la part de l'hydroélectricité, elle passerait de 3 % à 4 % à la même échéance, le nombre de sites pouvant accueillir des équipements de production hydraulique étant limité sur la planète. À l'échelle mondiale, la part du nucléaire passerait de 5 % à 9 %. Pour en venir aux énergies fossiles, la part du charbon devrait se contracter fortement, passant de 27 % à 15 % du mix mondial. Le pétrole devrait également diminuer, sa part passant de 32 % à 26 % du mix mondial. Enfin, la part du gaz devrait croître, pour passer de 22 % à 25 % du mix mondial.* » ⁽¹⁾

De même, M. Thierry Trouvé, directeur général de GRTgaz rappelait-il que « *si l'on consomme en France environ 500 térawattheures d'énergie sous forme d'électricité, on en consomme pratiquement autant – entre 450 et 500 térawattheures – sous forme de gaz. Il y a donc autant d'enjeu à s'intéresser à l'électricité qu'au gaz. (...) La première idée qui peut venir à l'esprit quand on réfléchit à la manière de décarboner ces 500 térawattheures, c'est de se dire que, puisque l'électricité est largement décarbonée, il suffit de remplacer le gaz par l'électricité pour résoudre le problème. (...) Quand on y réfléchit sérieusement, on s'aperçoit qu'augmenter de manière significative la consommation d'électricité et, du coup, encore plus significativement la pointe de consommation, car il faudrait remplacer la pointe gazière par une pointe équivalente, pose un tas de problème. (...) Si l'on veut décarboner l'énergie en France, il faut décarboner le système gazier plutôt que de le supprimer.* » ⁽²⁾

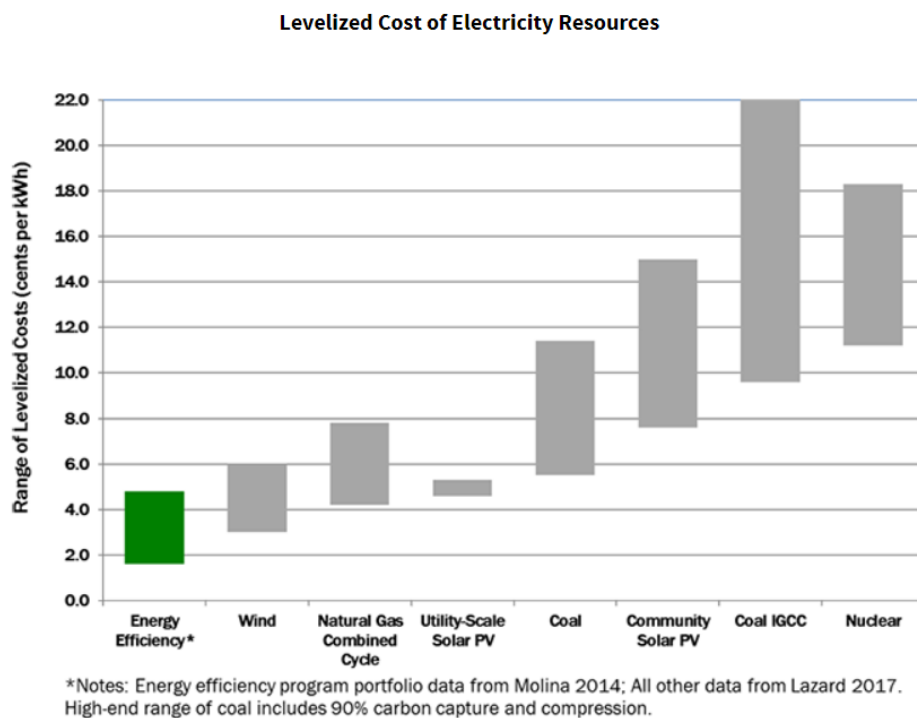
De fait, électrifier notre parc automobile est intéressant pour limiter notre usage de produits pétroliers fortement contributeurs de CO₂, mais ce nouvel usage pourrait aussi devenir à terme indispensable pour trouver une finalité à toute l'électricité (nucléaire comme EnR) aujourd'hui produite.

Il existe pourtant une alternative à la production qui consiste à considérer l'intérêt de la diminution de la consommation. Tantôt appelée sobriété énergétique (lorsqu'elle consiste à effacer les usages inutiles) ou efficacité énergétique (quand elle consiste à améliorer les performances énergétiques par un apport technologique sans changement d'usage), cet axe de nos politiques énergétiques reste, au même

(1) M. Philippe Sauquet, audition du 7 mai 2019.

(2) M. Thierry Trouvé, audition du 9 avril 2019.

titre que les EnR thermiques, largement sous-consideré. Les investissements qui lui sont liés représentent des volumes bien inférieurs à ceux liés à la production. Et pourtant chacun s'accorde à dire que « la meilleure énergie reste celle qu'on ne consomme pas ». Elle est en effet la seule vraiment écologique (contrairement à toutes les autres, mêmes les plus vertueuses, qui toutes ont un impact plus ou moins important sur l'environnement de par les gaz à effet de serre qu'elles rejettent ou les matériaux qui sont nécessaires à leur fabrication), elle est aussi l'énergie la moins chère. Certaines études montrent que l'énergie évitée coûte deux à trois fois moins chère que l'énergie produite, comme celle due *l'American Council for an Energy Efficient Economy* :



L'impact des investissements dans l'efficacité énergétique peut être important. En fait, les investissements réalisés dans l'efficacité énergétique entre 1990 et aujourd'hui nous ont permis d'éviter la construction de l'équivalent de 313 grandes centrales électriques et ont permis l'économie totale de près de 790 milliards de dollars à l'ensemble des consommateurs. L'efficacité énergétique apporte également un grand nombre d'autres avantages. Elle est propre, immédiatement disponible et sûre. Elle peut accroître le confort des logements et des bureaux et stimuler le développement économique dans les métropoles et les villes. Les sociétés de services qui investissent dans l'efficacité énergétique le font parce que cela a du sens sur le plan financier pour elles, mais chacun en retire les bénéfices (*The American Council for an Energy Efficient Economy, ACEEE*).

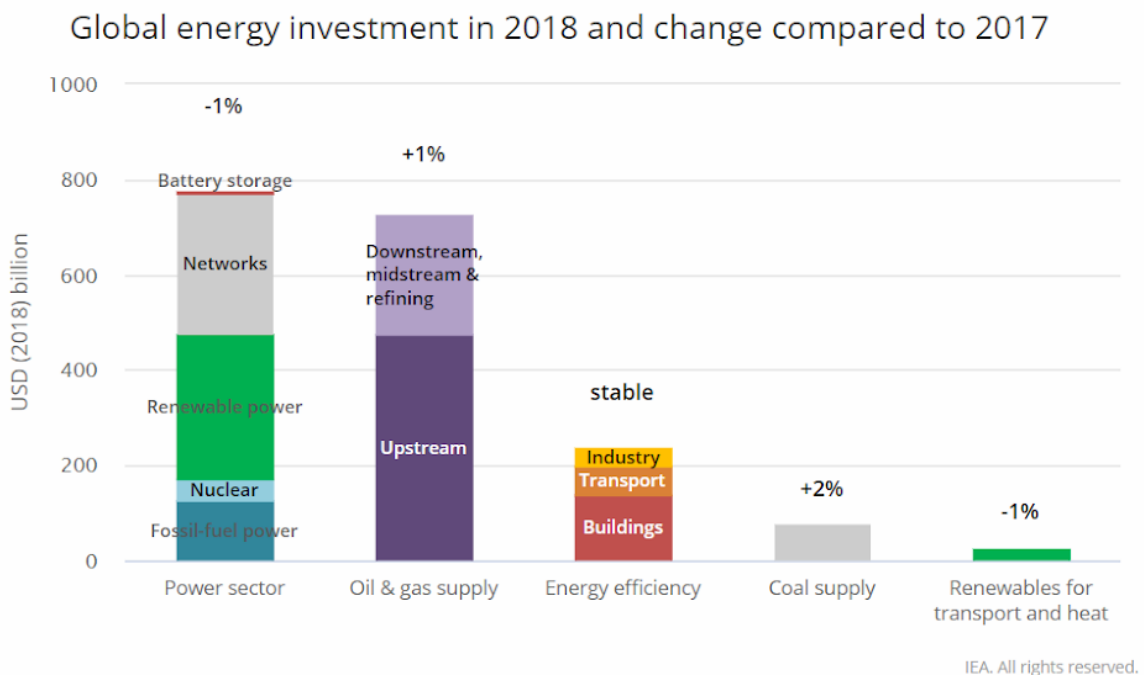
La seconde alternative possible est d'adapter l'usage aux contraintes de la production, ou de **faire appel de manière prioritaire à la bonne énergie pour le bon usage** (exergie)... Là encore, l'histoire du chauffage électrique montre que ces défis ne sont pas nouveaux et qu'*in fine*, l'appel à la modification des comportements reste un moyen efficace de moduler les besoins en énergie. Il est

toutefois celui auquel on fait appel plutôt en fin de course, quand les contraintes technologiques semblent indépassables.

« L'électricité se stocke mal, c'est l'un de ses principaux inconvénients. Le réseau doit être équilibré. À tout instant, la production doit être égale à la demande. Le parc de production est dimensionné pour la demande maximale prévisible, ce que l'on appelle "la pointe". Or, les kilowatts-heure (kWh) produits dans ce cas sont plus chers à fabriquer car ils font appel à des modes de production plus coûteux à base d'énergie fossile. Le chauffage étant un usage saisonnier, le chauffage électrique risquait d'augmenter la pointe hivernale. Il fallait limiter cet effet en adoptant une tarification plus élevée, et donc au moins en partie dissuasive, les jours de pointe et en favorisant l'usage du bois comme énergie complémentaire notamment dans le séjour. Une énergie ancienne et renouvelable a donc retrouvé une nouvelle jeunesse. » ⁽¹⁾

A. TENDANCES MONDIALES

1. Total des investissements pour l'efficacité énergétique dans le monde entre 2017 et 2018

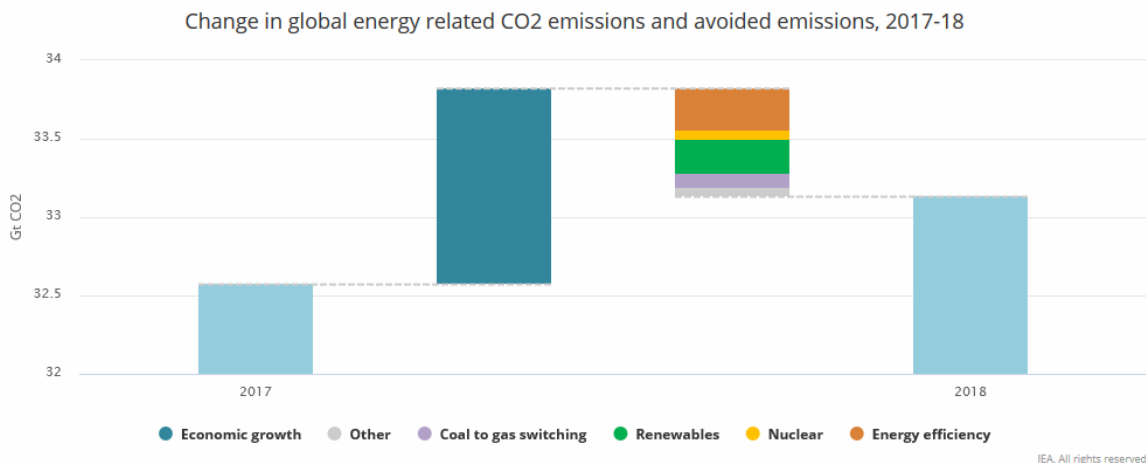


Source Agence internationale de l'énergie

(1) cf. <https://www.melchior.fr/etude-de-cas/trente-ans-de-chauffage-electrique-histoire-dune-innovation-mouvemente>).

2. Part de l'efficacité énergétique dans la réduction du volume de CO₂ entre 2017 et 2018

La croissance économique a expliqué l'émission de 1,25 GT de CO₂ en 2018. En regard, l'utilisation croissante des énergies renouvelables a permis d'éviter 215 MT d'émissions, la plus grande part résultant de la transition vers le renouvelable dans le secteur électrique. L'efficacité énergétique a constitué le frein le plus important à l'augmentation des émissions de CO₂ en 2018, même si sa contribution a été 40 % moins importante qu'en 2017, en lien avec un ralentissement du développement des politiques d'efficacité énergétique.



L'efficacité énergétique ne relève pas uniquement du secteur du bâtiment. Plusieurs secteurs sont aujourd'hui négligés en France : la mobilité, l'industrie et les appareils de consommation chez les ménages. En se focalisant uniquement sur le secteur du bâtiment, bien que très important, on risque de passer à côté d'une partie du sujet. L'efficacité énergétique permet des gains en pouvoir d'achat mais également une moindre consommation d'énergie. Il ne faut donc pas oublier de traiter tous les secteurs où l'on peut obtenir des gains en matière d'efficacité énergétique.

B. L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE LIÉE AU CHAUFFAGE EN FRANCE

Dans son premier rapport publié au mois de juin dernier, le Haut Conseil pour le climat a récapitulé les données disponibles relatives aux émissions de gaz à effet de serre par secteur de la France. Sur des émissions nationales estimées au total à 445 millions de tonnes de CO₂ en 2018 :

- le secteur des transports a été à l'origine de 137 millions de tonnes de CO₂, soit 31 % des émissions nationales. Sur ce total, 60 % provient du transport de voyageurs (essentiellement des voitures : 87 %) et 21 % du transport de marchandises (essentiellement des poids lourds : 91,5 %) et des véhicules utilitaires légers pour 19 % ;

▪ le secteur des bâtiments a été, pour sa part, à l'origine de 84 millions de tonnes de CO₂, soit 19 % des émissions nationales. Sur ce total, 59 % provient du logement et 41 % du secteur tertiaire. Les émissions sont liées avant tout à l'utilisation du gaz et du fioul domestique pour le chauffage, l'eau chaude sanitaire et la cuisson.

Entre 1990 et 2018, les émissions au titre des transports ont crû de 10 %, l'impact de la hausse de l'utilisation et de la baisse du taux d'occupation des véhicules n'ayant pu être compensé par la plus grande efficacité énergétique des véhicules et l'utilisation des agro-carburants. Les reports d'un mode de transport à l'autre l'ont été pour des modes fortement carbonés, comme les deux-roues et les poids lourds.

Dans le même temps, les émissions du secteur des bâtiments ont diminué de 4 % après correction des effets tenant à la demande de chauffage hivernal liées aux fluctuations météorologiques. Les moindres émissions de CO₂ liées à l'efficacité énergétique accrue et à la substitution du gaz fossile au fioul et au charbon ont vu leurs gains en partie neutralisés par l'augmentation des surfaces à chauffer et les effets de la climatisation sur l'émission de gaz fluorés.

Un enjeu global équivalent à la moitié des émissions françaises annuelles de CO₂ se trouve donc nécessairement au cœur de l'action climatique.

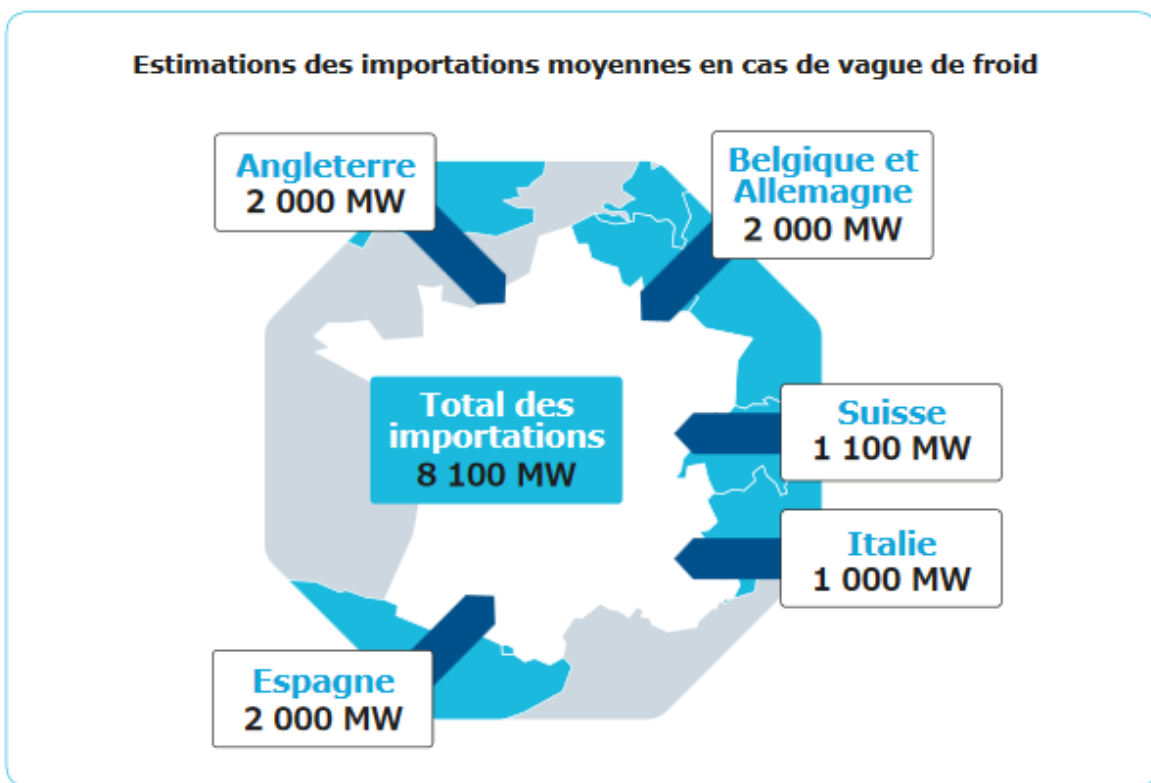
Comme le rappelle la CRE, « *l'envoi de signaux économiques pertinents est particulièrement nécessaire dans la période actuelle de transformation au cours de laquelle les consommateurs sont amenés à faire des choix d'investissements nouveaux, qui détermineront leur utilisation du réseau pendant de nombreuses années : travaux d'isolation, choix du mode de chauffage, installation d'autoproduction, de stockage, ou encore achat d'un véhicule électrique, avec ou sans pilotage de la charge.* » ⁽¹⁾

Les auditions de la commission d'enquête consacrées aux énergies thermiques ont mis en évidence le fait que la consommation de gaz équivaut presque à celle d'énergie électrique : entre 450 et 500 térawattheures pour la première et 500 térawattheures pour la seconde. Il faut considérer, en outre, le fait que la pointe hivernale de consommation de gaz est supérieure à la pointe de consommation du système électrique, de l'ordre de 150 à 170 gigawatts pour le gaz, elle oscille pour l'électricité entre 100 gigawatts, son record historique, en 2012, et de l'ordre de 95 gigawatts comme en 2017 ou près de 97 gigawatts en 2018.

Augmenter significativement la consommation d'électricité reviendrait donc à transférer sur la pointe électrique une part significative de la pointe gazière. De ce point de vue, prôner seulement l'électrification des usages pourrait fragiliser en partie l'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre, compte tenu

(1) CRE, consultation publique du 23 mai 2019 relative à la structure des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité « TURPE 6 ».

de la maîtrise difficile de la pointe électrique. En effet, le passage de celle-ci fait appel aux moyens carbonés, qu'il s'agisse des centrales de combustion à gaz, dont le rendement énergétique de la molécule utilisée est moitié moins efficace que celui d'une molécule utilisée dans une chaudière à condensation (50 % contre pratiquement 100 %), ou qu'il s'agisse des importations en provenance de pays aux bouquets électriques plus émetteurs de gaz à effet de serre que le nôtre. Pour être parfaitement précis, il faudrait donc considérer, pour le secteur des bâtiments, non pas la consommation moyenne d'énergie mais la consommation liée au chauffage, et pendant cette période de chauffage, il ne faudrait pas considérer le mix énergétique français moyen, mais les mix effectifs utilisés en période de chauffage, y compris les mix des pays voisins appelés en renfort en période de pointe, à savoir ceux de l'Angleterre, de la Belgique et de l'Allemagne, de la Suisse, de l'Italie et de l'Espagne.



Source RTE, Synthèse de L'équilibre offre-demande d'électricité pour l'hiver 2018-2019.

RTE ne manque pas de souligner que si la consommation d'électricité varie fortement avec la température, cette sensibilité est très importante en France, en raison des très nombreux chauffages électriques, dans un contexte où les efforts d'amélioration de l'isolation thermique des bâtiments doivent être poursuivis. « Ainsi, pour chaque degré en moins, la consommation peut augmenter jusqu'à 2 400 mégawatts soit l'équivalent de la consommation de la ville de Paris intramuros. »⁽¹⁾

(1) RTE, L'équilibre offre-demande d'électricité pour l'hiver 2018-2019, Synthèse.

Pour RTE, le passage de la pointe correspond même à un enjeu de sûreté d’approvisionnement : *« compte tenu de l’évolution du parc français, une vague de froid telle que celle observée en février 2012 et qui conduirait à une valeur proche du pic historique de consommation à 102 000 MW, ne pourrait pas être gérée sans recourir aux moyens post marché (appel aux gestes citoyens et d’économie d’énergie, interruptibilité de gros consommateurs industriels volontaires, baisse de la tension sur les réseaux de distribution, voire en dernier recours, des coupures momentanées, localisées et tournantes. »* ⁽¹⁾ Le gestionnaire du réseau de transport précise en conclusion que le réseau compte sur l’effacement et l’import d’énergie pour passer la période de pointe. Une situation qui pourrait être accentuée lors de l’hiver 2019-2020 en lien avec le remplacement important de systèmes de chauffage non électriques (les chaudières au fioul notamment) par des systèmes de chauffage souvent électriques (les pompes à chaleur notamment).

Le cas des pompes à chaleur air-air pendant les pointes hivernales appelle une attention particulière. Les pompes à chaleur sont considérées comme une source d’énergie renouvelable, en ce sens qu’elles ne produisent pas d’énergie mais transfèrent celle présente dans une source froide (l’air extérieur, le sol, l’eau) pour l’injecter vers le logement, la piscine ou le ballon d’eau à chauffer, exactement comme un réfrigérateur extrait la chaleur d’un compartiment pour le refroidir.

« De fait, les systèmes aérothermiques (ou aéroliques) sont vulnérables aux variations climatiques. La chaleur est puisée dans l’air, sous l’influence directe du climat extérieur. Par temps froid, la performance des pompes à chaleur air/air et air/eau se dégradera en conséquence directe de la baisse de la température, pour devenir médiocre sous 0 °C (COP proches de 2 voire inférieurs par grands froids) et inopérante sous – 7 °C environ. Une résistance chauffante [similaire à un convecteur électrique] prend alors le relais sur beaucoup de modèles (...). Au final, les systèmes air/air (et autres « climatisations réversibles ») sont des technologies matures et généralement robustes, mais elles ne sont pas forcément adaptées à un chauffage tout au long de la période de chauffe. En revanche, elles conviendront fort bien en complément d’une chaudière ou de convecteurs électriques qui prendront la relève les jours les moins cléments. » ⁽²⁾ Dans les périodes de pointe hivernale, il est donc probable que le bilan carbone de cette EnR électrique est plus mauvais que celui annoncé.

Pour diminuer la pointe hivernale, les opérations d’efficacité énergétique dans le secteur du bâtiment sont donc essentielles à condition de retenir des stratégies adaptées.

S’agissant des bâtiments neufs à énergie positive ou passive, un modèle de chauffage plutôt qu’un autre n’est vraisemblablement pas déterminant. Lors de son audition par l’Office parlementaire d’évaluation des choix scientifiques et technologiques sur le thème du bâtiment face aux enjeux de la recherche et de

(1) RTE, *L’équilibre offre-demande d’électricité pour l’hiver 2018-2019, Synthèse.*

(2) *QuelleEnergie.fr, La pompe à chaleur est-elle efficace en dessous de 0°C ?*

l'innovation, M. Didier Roux, membre de l'Académie des technologies trouvait « ridicule, toute la bataille, très négative, consistant à opposer énergie fossile et électricité, ou si l'on préfère, l'énergie primaire et l'énergie fatale. Cette bataille a profondément déséquilibré les méthodes de chauffage. Un bâtiment de qualité, bien isolé, peut, sans problème, être chauffé à l'électricité. Cela ne soulève aucun problème de fond. Aujourd'hui, on confond l'efficacité énergétique et l'émission de CO₂. Et on se trompe d'objectif, lorsqu'on prétend supprimer l'électricité comme méthode de chauffage dans des bâtiments bien isolés. » ⁽¹⁾

L'inverse est tout aussi vrai. Dans un bâtiment à énergie positive, très faiblement consommateur d'énergie, il serait tout aussi envisageable de chauffer avec une énergie du type gaz vert. L'objet du débat n'est donc pas le logement neuf dont les performances thermiques sont sans cesse améliorées de manière réglementaire, mais la rénovation du parc existant.

S'agissant des bâtiments anciens, l'objectif de rénovation énergétique recouvre plusieurs aspects complémentaires, compte tenu des contraintes techniques, économiques et financières qui déterminent l'offre et la demande solvables des actions les plus efficaces.

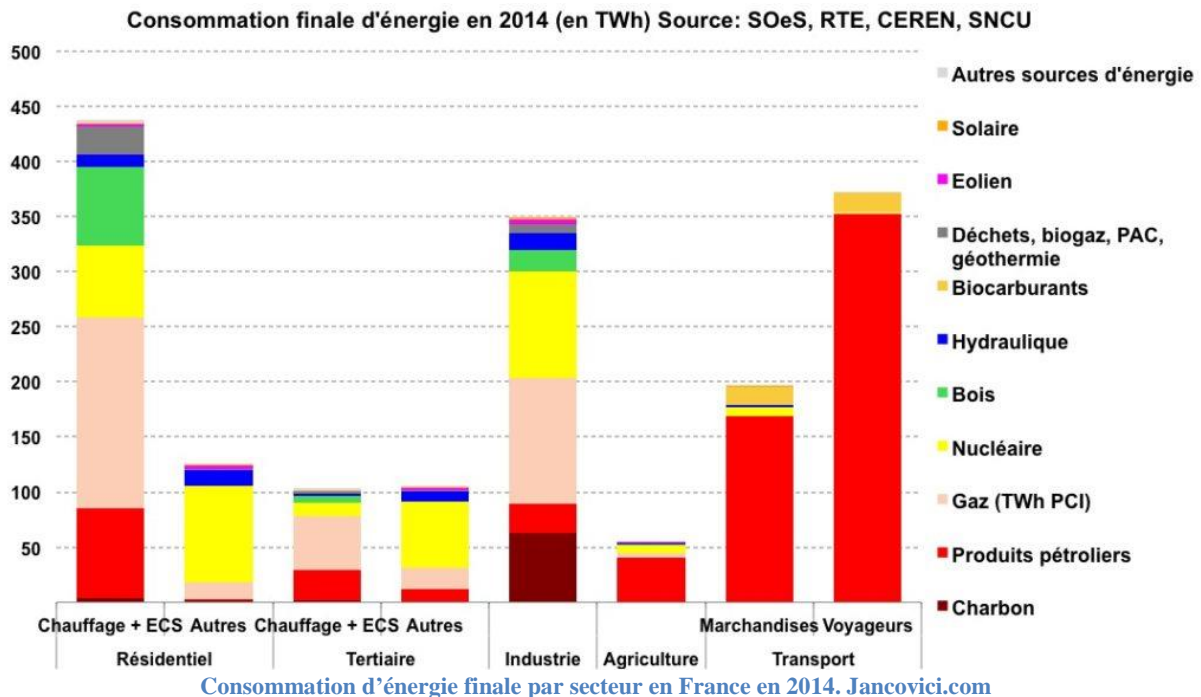
Une première approche consiste à partir des vecteurs et des usages. Par exemple, pour 38 % d'entre eux, les ménages utilisent le gaz de ville pour le chauffage de leurs logements, et 35 % l'électricité. Pour le surplus, il s'agit du fioul (11 %), du bois (5 %), du chauffage urbain (4 %) ou le solaire thermique ou une pompe à chaleur (3 %). Les stratégies pour réduire les émissions de gaz à effet de serre peuvent viser soit la décarbonation des vecteurs énergétiques eux-mêmes, par exemple, décarboner le système gazier. Dans ce cas, les moyens à mettre en œuvre ressortissent d'une action plus globale et plus centralisée impliquant les fournisseurs et les gestionnaires du réseau. Elles peuvent également tendre à remplacer un vecteur d'énergie par un vecteur moins émetteur, par exemple le fioul par du gaz ou une pompe à chaleur. Il s'agit alors d'encourager la prise d'une multitude de décisions individuelles, notamment par un effet de massification.

Une seconde approche consiste à diminuer la consommation d'énergie. Dans le cas de l'habitation, il s'agira d'une approche multifactorielle prenant en compte l'évolution récente et anticipée du prix de l'énergie et de son prix relatif par rapport aux autres sources d'énergie disponibles, le montant des investissements à réaliser, la portée de la démarche de rénovation qui peut être progressive, la capacité financière du ménage, avec notamment les situations de précarité ou de vulnérabilité énergétiques, la durée de retour sur investissement.

Les émissions de dioxyde de carbone dans le secteur du bâtiment, résidentiel et tertiaire, sont principalement dues aux méthodes de chauffage de l'air et de l'eau.

(1) M Didier Roux, ancien directeur de la R&D du groupe Saint-Gobain, membre de l'Académie des technologies, audition du 26 juillet 2017.

Plus de la moitié de la consommation d'énergie en France vise à produire la chaleur nécessaire pour les bâtiments et l'eau chaude sanitaire (65 % du résidentiel tertiaire, 30 % de l'activité industrielle, la part résiduelle correspondant essentiellement à l'agriculture). Pour sa part, le gaz est la principale source de production de chaleur, à hauteur de 40 %, les énergies renouvelables thermiques (biomasse, pompes à chaleur, géothermie, biogaz ou solaire thermique) comptant à hauteur de 21 %, l'électricité pour 18 %, 16 % pour le pétrole et 5 % pour le charbon.



L'incitation au remplacement des chaudières au fioul ou au gaz peu performantes par un équipement utilisant des énergies renouvelables ou par une chaudière au gaz à très haute performance énergétique (qu'il s'agisse de biomasse, de pompe à chaleur, de système solaire combiné, de chaudières à gaz ou au bois de haute performance, ou même d'un raccordement à un réseau de chaleur) peut prendre diverses formes se cumulant, notamment en direction des ménages en situation de précarité énergétique. L'objectif est de permettre le remplacement d'un million d'équipements d'ici 2023. Selon les données de l'ADEME, s'il a significativement reculé, le chauffage au fioul concerne encore près de 12 % des résidences principales (3,5 millions de maisons et appartements) et environ dix millions de Français. On peut imaginer l'impact sur la consommation électrique de dix millions de ménages de plus ayant recours au mode de chauffage électrique.

**Les déterminants de la facture énergétique du logement
(Facture de toutes les énergies domestiques pour les ménages)**

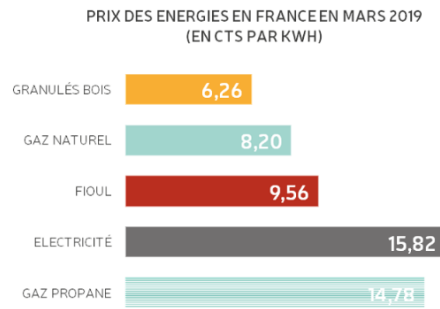
La facture énergétique du logement dépend de l'énergie de chauffage. Les deux principales énergies utilisées pour le chauffage des logements sont le gaz de ville (ou gaz de réseau) et l'électricité : 38 % des ménages sont chauffés au gaz de ville et 35 % à l'électricité. Le quart restant des ménages se chauffe principalement au fioul (11 %) au bois (5 %), au chauffage urbain (4 %) *via* l'énergie solaire thermique ou une pompe à chaleur (3 %) ou au GPL (1 %).

La facture des ménages chauffés au fioul est la plus élevée en moyenne, et celle des ménages chauffés à l'électricité la plus faible. Les ménages chauffés au gaz de ville sont dans une situation intermédiaire. La part de la fiscalité dans la facture moyenne des énergies du logement est un peu plus faible pour les ménages chauffés au chauffage urbain (22 %) ou au bois (27 %) qu'au gaz de ville (30 %), au fioul (33 %) ou à l'électricité (34 %). La composante carbone, qui s'applique aux consommations de gaz et de fioul, porte la fiscalité actuelle pour les ménages chauffés à ces énergies au même niveau que pour ceux chauffés à l'électricité.

Les paramètres qui pèsent sur la facture de chauffage sont la taille du logement (les ménages chauffés au fioul paient une facture 50 % plus élevées en moyenne que ceux chauffés au gaz de ville, mais occupent un logement d'une surface 30 % plus grande), la zone climatique (le « Sud-Est », où les besoins de chauffage sont plus faibles en moyenne, recourt en majorité au chauffage électrique), enfin les performances énergétiques et, dans une moindre mesure, le temps de présence dans le logement en journée, le degré d'équipement électroménager et le niveau de revenus.

Source : Conseil des prélèvements obligatoires, La fiscalité environnementale au défi de l'urgence climatique, septembre 2019.

L'analyse précitée montre que la surface à chauffer (traditionnellement plus réduite en ville et la qualité de l'isolation (de fait, meilleure dans les bâtiments construits après les premières réglementations thermiques et plus souvent équipés au gaz ou à l'électricité) vient transformer de manière importante la facture des ménages. Toutefois à surface et isolation constantes, le prix de l'énergie jouera à plein. Ainsi, sans travaux, la grande maison rurale historiquement chauffée au fioul ne verra pas sa facture baisser même si elle passe au chauffage électrique réputé, en moyenne, moins cher. Au contraire, cette donnée est à prendre en compte si l'on souhaite que les ménages ne se sentent pas « piégés » dans un dispositif qui se révélerait *in fine* plus coûteux pour eux.



Energie	Prix du kWh*
Granulés de bois	6,26 cts par kWh
Gaz naturel	8,20 cts par kWh
Fioul	9,56 cts par kWh
Electricité	15,82 cts par kWh
Gaz propane	14,72 cts par kWh

Prix du kWh en centimes d'euros intégrant l'abonnement éventuel, publiés par le Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire, en Mars 2019.

1. La construction neuve doit répondre aux exigences de la RT 2012

La construction neuve correspond à peu près à 1 % du parc des bâtiments. Pour ceux-ci, la réglementation thermique (RT 2012), qui s'applique aujourd'hui, prévoit une consommation maximale d'énergie primaire inférieure à un plafond de 50 kWh d'énergie primaire par mètre carré et par an en moyenne, en ce qui concerne les consommations de chauffage, de refroidissement, d'éclairage artificiel, de production d'eau chaude sanitaire et d'auxiliaires de chauffage, de refroidissement, d'eau chaude sanitaire et de ventilation, déduction faite de l'électricité produite à demeure. Le plafond a été augmenté de 15 % pour les logements collectifs.

Il faut bien avoir présent à l'esprit qu'un bâtiment conforme à la réglementation RT 2012 ne garantit pas une performance énergétique et un maximum de consommation de 50 kWh par mètre carré par an. *« La conformité à la réglementation RT 2012 garantit uniquement – par un calcul mathématique de modélisation du bâtiment, et sous réserve que ce dernier soit construit conformément à la description du permis de construire et utilisé comme décrit dans la loi, par exemple, en maintenant une température intérieure d'au plus 19 degrés – que la consommation devrait rester inférieure à 50 kWh par mètre carré et par an, pour les cinq postes réglementaires (chauffage, refroidissement, eau chaude sanitaire et éclairage, ainsi qu'auxiliaires de chauffage, de refroidissement, d'eau chaude sanitaire et de ventilation. »* ⁽¹⁾

Il existe un risque de confusion avec la consommation effective, d'autant plus qu'une partie de l'écart entre la consommation estimée par la réglementation et la consommation réellement mesurée tient aux usages, étant entendu que ceux

⁽¹⁾ M Didier Roux, ancien directeur de la R&D du groupe Saint-Gobain, membre de l'Académie des technologies, audition par l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques du 26 juillet 2017.

prévus par la réglementation ne devraient pas pêcher par manque excessif de réalisme.

Lors de leur audition par la commission d'enquête, les représentants d'Enerplan ont souligné qu'une consommation de 57,5 kWh par mètre carré et par an peut être atteinte dans des logements collectifs neufs par les seules techniques d'isolation passive et de chauffage traditionnel, ce qui a d'ailleurs eu un impact fortement dépressif sur la demande en équipements de solaire thermique, solution pourtant considérée comme l'une des plus vertueuses par la Cour des comptes. Autrement dit, la RT 2012 permet encore l'utilisation de toutes les énergies sans réelle distinction, la RE 2020 en durcissant les ambitions sera sans doute un levier plus discriminant.

La RT 2012 fera prochainement place à la RE 2020. La future réglementation environnementale 2020 (RE 2020) annoncée par la loi du 23 novembre 2018 portant évolution du logement, de l'aménagement et du numérique (loi ELAN) vise une production de bâtiments bas carbone avec une performance énergétique renforcée. Elle ambitionne de généraliser les bâtiments passifs à énergie positive (chaque bâtiment devra produire davantage d'énergie qu'il n'en consomme) et de réduire leur empreinte carbone. Les logements afficheront une consommation énergétique minimale compensée par le recours aux énergies renouvelables. La RE 2020 cible ainsi l'efficacité énergétique et la production d'énergie. La RE 2020 demande en effet que, demain, les foyers produisent leur propre énergie, voire plus. Elle se base sur le triptyque de la **maison passive** : une isolation thermique performante, des systèmes thermiques efficaces, et des apports naturels en luminosité et en chaleur. Un soin tout particulier est accordé à **l'enveloppe et aux matériaux utilisés** qui d'une manière globale seront **plus écologiques et respectueux de l'environnement**. En effet, elle prendra en compte l'intégralité de l'impact carbone du bâtiment, depuis sa construction jusqu'à sa démolition, en passant par son exploitation et tous les matériaux et tous les équipements devront s'inscrire dans une démarche fine de réduction de leur bilan carbone sous peine d'être disqualifiés par la nouvelle réglementation.

La RE 2020 prendra enfin en compte les usages de la maison, la santé dans le logement ou encore l'impact des déplacements des habitants pour allier faibles consommations et réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Les bâtiments BEPOS (bâtiments à énergie positive) promus par la RE 2020 doivent avoir :

- Une consommation d'énergie, au titre du chauffage, inférieure à 12kwh_{ep}/m² (kilowattheure d'énergie primaire par mètre carré) (contrairement au 50 kwh_{ep}/m² de la RT 2012) ;
- Un bilan énergétique inférieur à 0 kWh/m², pour une consommation totale d'énergie avec l'eau chaude, l'éclairage, les appareils électriques... ;

▪ La capacité de produire de l'énergie pour que le bilan énergétique soit positif sur le chauffage, les luminaires, l'eau chaude, la climatisation et les auxiliaires.

La RE 2020 encouragera donc également le développement des énergies renouvelables et il est vraisemblable que les ambitions de la RE 2020 seront transférées à terme au parc existant et à la rénovation énergétique.

2. Le parc bâti existant

C'est donc sur le stock, la rénovation énergétique de l'ancien, que se situe la seule possibilité de gagner en masse sur les consommations énergétiques.

Pour y parvenir, deux approches sont envisageables : réduire les émissions de gaz à effet de serre en retenant une approche globale du parc immobilier ou lutter prioritairement contre la précarité énergétique, compte tenu des caractéristiques du parc immobilier qui l'accompagne.

En ce qui concerne **la lutte contre la précarité énergétique**, environ sept à huit millions de ménages sont en situation de précarité énergétique, telle que définie par la loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 : quiconque « *éprouve dans son logement des difficultés particulières à disposer de la fourniture d'énergie nécessaire à la satisfaction de ses besoins élémentaires en raison de l'inadaptation de ses ressources ou de ses conditions d'habitat* ». On distingue donc deux formes de précarité énergétique : un taux d'effort énergétique supérieur à 10 % du revenu (3,8 millions de ménages) ou l'incapacité de chasser la sensation d'avoir froid dans le logement en se chauffant (3,5 millions de ménages). Ceux qui font face à une lourde facture énergétique sont le plus souvent des ménages propriétaires de leurs logements (19 %), des personnes âgées (25 % d'entre elles ont plus de 65 ans), tandis que ceux qui souffrent du froid sont en revanche souvent jeunes (19 %), locataires (25 %) et vivent en logement collectif (21 %).

En cas de concentration des efforts publics sur la lutte contre la précarité énergétique, l'effet rebond est susceptible de jouer un effet de frein important par rapport aux gains énergétiques attendus. En effet, lorsqu'on améliore la performance énergétique de leur logement, on s'assure seulement que les personnes en situation de précarité énergétique se chaufferont mieux pour la même énergie consommée. C'est du point de vue social et du point de vue sanitaire une bonne chose, mais dans ces cas, l'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments ne se traduit pas (ou peu) par une économie d'énergie. La note issue du Conseil d'Analyse Stratégique de février 2013 intitulée « Comment limiter l'effet rebond des politiques d'efficacité énergétique dans le logement ? » considérait que l'effet rebond pouvait diminuer de 5 à 50 % les effets attendus par une amélioration technologique.

La rénovation énergétique de l'ancien, est donc la seule façon de réduire massivement les consommations énergétiques.

La loi de transition énergétique pour la croissance verte du 17 août 2015 a fixé les objectifs suivants :

– disposer d’un parc immobilier dont l’ensemble des bâtiments sont rénovés en fonction des normes « bâtiment basse consommation » ou assimilées (moins de 80 kWh d’énergie primaire par mètre carré et par an, correspondant à l’étiquette B de l’actuel diagnostic de performance énergétique DPE), à l’horizon 2050, en menant une politique de rénovation thermique des logements concernant majoritairement les ménages aux revenus modestes ;

– rénover énergétiquement 500 000 logements par an à ce niveau B, à compter de 2017, dont au moins la moitié occupés par les ménages aux revenus modestes, visant une baisse de 15 % de la précarité énergétique d’ici 2020 ;

– rénover énergétiquement, avant 2025, les bâtiments privés résidentiels dont la consommation en énergie primaire est supérieure à 330 kWh d’énergie primaire par mètre carré et par an (étiquette F et G de l’actuel DPE).

Dans son rapport sur l’évaluation de l’efficacité des dépenses fiscales relatives au développement durable, de novembre 2016, la Cour des comptes avait relevé que :

– le premier objectif, portant sur 95 % des logements, soit environ 27 millions de logements, pour un effort réparti sur 35 ans, tendrait à réaliser une rénovation totale « bâtiment basse consommation » de 770 000 logements par an, ce qui signifie donc que l’objectif de 500 000 rénovations annuelles fixé dans la loi LTECV pour atteindre un parc 100 % rénové en 2050 est en réalité sous-estimé ;

– le troisième objectif, sensiblement différent du premier et qualifié de « vague » par la Cour des comptes, portant sur les logements de classe F et G, soit 30,7 % du parc, selon les estimations du Conseil général de l’environnement et du développement durable (CGEDD), viserait la rénovation d’environ 850 000 logements par an sur une période de dix ans, soit avant 2025. L’objectif de rénovation réaffirmé par la loi relative à l’énergie et au climat, bien que repoussant cet objectif à 2028, augmente mécaniquement cet objectif à plus de 940 000 logements sur neuf ans.

Lors de son audition précitée par l’Office parlementaire d’évaluation des choix scientifiques et technologiques, M. Didier Roux ⁽¹⁾, membre de l’Académie des technologies avait relevé que, s’agissant de l’efficacité énergétique, les objectifs de rénovation énergétique, 500 000 bâtiments par an, n’ont pas été atteints de manière récurrente et qu’ils sont même loin de l’être. Selon lui, « *il s’agit d’un domaine où l’on vit beaucoup dans le fantasme de ce qui ne se fait pas réellement.* » et que dans de nombreuses opérations, les habitations consomment même davantage après qu’avant réhabilitation, notamment du fait d’un « effet rebond », le choix du

(1) M. Didier Roux, ancien directeur de la R&D du groupe Saint-Gobain, membre de l’Académie des technologies, audition du 26 juillet 2017.

ménage consistant parfois à affecter une part des gains de pouvoir d'achat liés à la moindre consommation d'énergie à une augmentation de cette dernière pour bénéficier d'un meilleur confort thermique, ainsi que nous l'avons expliqué auparavant.

S'il est fait en d'autres termes, un tel constat est néanmoins repris en substance par le Haut Conseil pour le climat dans son premier rapport précité de juin 2019 :

– malgré une tendance haussière depuis 2013, seuls 33 000 logements rénovés (dont 98 % dans le collectif, notamment par les bailleurs sociaux qui font preuve en la matière d'une exemplarité inégalée) ont été labellisés au niveau « bâtiment basse consommation » en 2017 ;

– la consommation d'énergie associée au fioul représente encore 12,8 % de la consommation d'énergie finale du secteur des bâtiments en 2017 ;

– l'adéquation des politiques ciblées aux logements les plus inefficaces pose question : une attention plus forte devrait être portée aux mécanismes en place ou qu'il conviendrait d'adjoindre pour rénover les logements en location en vue d'atteindre l'objectif d'éradication des « passoires thermiques » en 2028.

En outre, l'absence de collecte centralisée des résultats et le manque de dispositif de contrôle pour la plupart des opérations de rénovation thermique, même lorsqu'elles bénéficient d'un soutien financier, font qu'il n'y a ni qualité de résultats ni données pour évaluer correctement l'efficacité des aides à la rénovation. Un état de fait que le Gouvernement actuel tente de combler avec la toute récente mise en place, en septembre 2019, d'un observatoire de la rénovation. Les premières données de cet observatoire ne sont toutefois pas encore disponibles.

Selon les données les plus récentes de l'Observatoire des bâtiments Bepos et basse consommation d'Effinergie, « *après deux années comptant plus de 30 000 logements rénovés à basse consommation par an, le volume de demandes a baissé sur le premier semestre 2019. Cette baisse touche l'ensemble des organismes certificateurs. On évalue que 20 000 logements seront engagés dans une rénovation basse consommation d'ici la fin de l'année 2019, un volume au-dessus des années 2013-2016 mais en baisse de 30 % par rapport à la période 2017-2018. (...). La rénovation basse consommation des logements individuels demeure toujours marginale et ne concerne que les logements groupés, via des rénovations de logements sociaux. En parallèle, des initiatives territoriales (Chèque Eco Energie de la Région Normandie, le programme Effilogis de la Région Bourgogne Franche Comté, le programme Je rénove BBC de la Région ex-Alsace,..), s'appuyant sur les exigences du label BBC Effinergie rénovation, ont permis de rénover plusieurs milliers de maisons individuelles.* » ⁽¹⁾

(1) Effinergie, Tableau de bord de la certification, Observatoire BBC, Deuxième trimestre 2019, Juillet 2019.

Les chiffres du troisième trimestre 2019 confirment la tendance observée en début d'année : *« le nombre de logements rénovés à basse consommation est en forte baisse par rapport aux années 2017 et 2018. Elle est estimée à -30 % pour la fin d'année 2019. Cette baisse semble s'expliquer par des causes multiples telles que la réorganisation des bailleurs sociaux dans le cadre de l'application de la loi ELAN, la baisse des ressources financières, un changement de stratégie favorisant des rénovations partielles au détriment de rénovations globales, la fermeture de l'accès à la programmation des fonds FEDER 2014/2020 dans certaines régions. (...) Dans le secteur tertiaire, 449 opérations, soit 3,6 millions de m², sont concernées par une rénovation basse consommation. Le nombre de demandes décroît depuis 2015, pour atteindre une vingtaine de demandes en 2018. Le label est très majoritairement porté par la maîtrise d'ouvrage privée (85 % des opérations) et la rénovation de bureaux avec une forte concentration des projets en Région Ile de France. Depuis mars 2019, cinq opérations ont été certifiées : les bureaux KOSMO à Neuilly sur Seine, des bureaux rue du Louvre à Paris, les pavillons d'entrée 1 et 2 de Penthemont à Paris, des bureaux Rue Gambetta à Paris, et le Pavillon 7 du Parc des Exposition de la Porte de Versailles à Paris. »* ⁽¹⁾

Une clarification du message « rénovation énergétique » adressé aux citoyens est nécessaire.

Pour sa part, le Plan de rénovation énergétique des bâtiments a souvent souligné l'effet insuffisamment mobilisateur d'un message, à destination des Français, quelque peu brouillé par la multiplicité des objectifs en matière de rénovation de logements et celle des motifs mis en avant pour justifier cette politique.

Il n'en demeure pas moins que les économies d'énergie ont des effets induits positifs majeurs sur la qualité de vie des Français, qu'il s'agisse de l'amélioration du confort des logements, de la diminution de la facture énergétique et donc l'augmentation du pouvoir d'achat, ou bien encore d'une valorisation patrimoniale induite par la rénovation.

C'est la raison pour laquelle le Plan précité de rénovation énergétique des bâtiments en avril 2018 :

- confirme l'objectif de rénovation de l'ensemble du parc de bâtiments au niveau « bâtiment basse consommation » d'ici 2050, en lien avec l'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre à moyen et long termes fixés par la stratégie nationale bas-carbone. Il est à noter que l'on pourrait d'ailleurs interroger l'objectif de « bâtiment basse consommation » au vu des engagements de neutralité carbone pris par le Gouvernement lors de la loi relative à l'énergie et au climat et des améliorations poussées par la prochaine RE 2020 ;

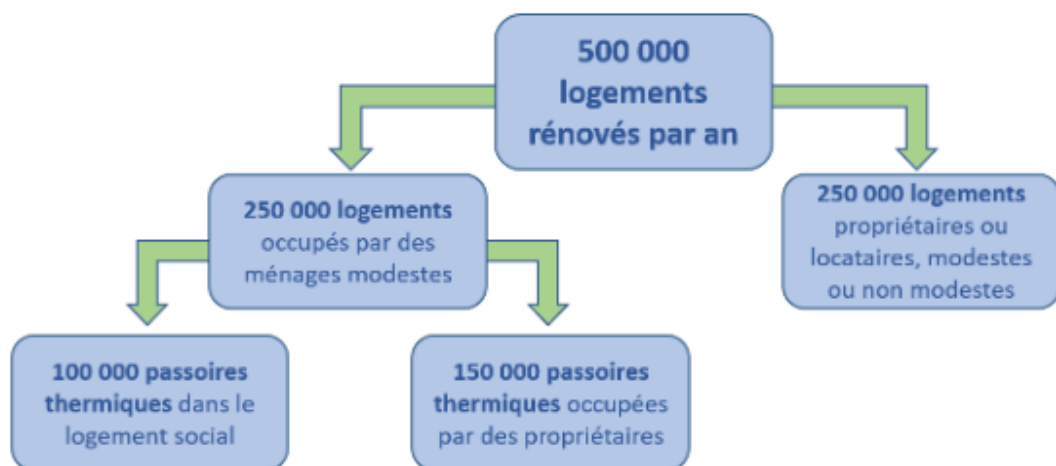
(1) *Effinergie, Tableau de bord de la certification, Observatoire BBC, Troisième trimestre 2019, Septembre 2019.*

- précise l'objectif de lutte contre la précarité énergétique. L'aide aux ménages en situation de précarité énergétique habitant des logements de très mauvaise qualité énergétique (« passoires thermiques ») constitue la priorité de la politique de soutien à la rénovation énergétique des logements ;

- met en place une communication unifiée et simplifiée *via* la marque FAIRE (cf. www.faire.fr) mettant d'abord en avant la notion de confort dans l'habitat associé aux travaux de rénovation (sans occulter les autres effets positifs des travaux).

S'appuyant sur les données du Conseil général de l'environnement et du développement durable (GCEDD), le Plan évalue le gisement de rénovation entre sept et huit millions de « passoires thermiques », dont 3,8 millions de logements occupés par des ménages en situation de précarité énergétique, parmi lesquels un million et demi de propriétaires de leur logement (appartement ou maison).

Sur les 500 000 logements à rénover annuellement (chiffre qui devrait sans doute être réévalué à 770 000 selon les dernières estimations de 2016 de la Cour des comptes), 150 000 logements seront des « passoires thermiques », logements occupés par des ménages en situation de précarité énergétique (chiffre à réviser de nouveau dans l'objectif d'atteindre l'éradication des passoires thermiques d'ici à 2028). Leur rénovation bénéficiera, pour au moins la moitié d'entre eux, du financement de l'Agence nationale de l'amélioration de l'habitant avec le programme « Habiter mieux ». La rénovation de 100 000 logements sociaux sera financée par les bailleurs sociaux et celle de 250 000 logements pour les particuliers relèvera du crédit d'impôt rénové et du financement au moyen des certificats d'économie d'énergie.



Source : Plan de rénovation énergétique des bâtiments. Les objectifs du Plan de rénovation pour le secteur résidentiel.

On le voit, le plan de rénovation énergétique des bâtiments a subi de nombreuses modifications depuis son lancement en avril 2018. Les chiffres du plan mériteraient d'être réactualisés au regard des engagements de neutralité carbone pris par le Gouvernement dans le cadre de la loi relative à l'énergie et au climat.

a. Le gisement des gains énergétiques potentiels

Le rapport de l'Inspection générale des finances et du Conseil général de l'environnement et du développement durable d'avril 2017 sur les aides à la rénovation énergétique des logements privés a insisté sur le fait que la connaissance des rénovations énergétiques réellement menées dans le parc de logements est très imparfaite, sans base statistique complète, estimée au moyens d'enquête ou d'exploitation des bases de données de divers gestionnaires d'aides ou de labels non harmonisées.

Les caractéristiques du parc des logements en France métropolitaine sont rappelées dans l'encadré suivant :

Au 1^{er} janvier 2016, le nombre de logements s'élève selon l'INSEE à 34,5 millions en France métropolitaine, soit une progression tendancielle depuis 1986 à un rythme d'environ 1 % par an. Les caractéristiques du parc sont les suivantes :

- les résidences principales représentent 28,4 millions de logements (soit 82,3 % du parc), les résidences secondaires et les logements occasionnels 3,3 millions de logements (soit 9,5 % du parc) et les logements vacants 2,9 millions de logements (soit 8,2 % du parc) ;
- l'habitat individuel représente 19,3 millions de logements (soit 56,0 % du parc) et l'habitat collectif 15,2 millions de logements (soit 44,0 % du parc) ; au sein de l'habitat collectif, les copropriétés représentent environ 8 millions de logements, dont 7 millions de résidences principales (soit environ 25 % du total des résidences principales), et sont situées à presque 60 % en agglomération parisienne. Elles sont occupées pour moitié par des propriétaires occupants, pour moitié par des locataires ;
- 58 % des ménages sont propriétaires de leur résidence principale ; parmi eux, environ un tiers sont accédants, c'est-à-dire qu'ils n'ont pas fini de rembourser leur emprunt pour l'achat de leur logement.

D'autres enquêtes réalisées par l'Ademe ou par le service statistique du ministère du Logement montrent également qu'en 2012 :

- 55 % des logements ont été construits avant 1975 et 45 % après 1975 ; la date seuil de 1975 représente l'introduction de la première réglementation thermique mise en place après le choc pétrolier de 1973 ;
- les énergies les plus utilisées pour le chauffage du parc résidentiel sont le gaz (44,0 %), l'électricité (33,5 %) et le fioul (14,0 %). Pour l'eau chaude sanitaire, il s'agit de l'électricité (46,5 %), du gaz (38,4 %) et du fioul (9,0 %) ;
- la répartition du parc de logements par classe énergétique est la suivante :

Tableau 4 : Répartition du parc résidentiel par classe énergétique (étiquettes A à G)

Étiquette	A	B	C	D	E	F	G	N/A
Consommation en kWh/m ² .an	<= 50	51 à 90	91 à 150	151 à 230	231 à 330	331 à 450	> 450	-
% du parc de logements	0,3	2	11,7	24,1	29,5	15,4	15,3	1,6

Source : SOeS, enquête Phébus 2013. Lecture : l'étiquette énergie A correspond à une consommation d'énergie primaire d'au plus 50 kWh par m² et par an.

Source : Insee 2016 ; SOeS enquête logement ; SOeS enquête Phébus 2013 ; chiffres clés du bâtiment 2013, Ademe.

Source : Inspection générale des finances et Conseil général de l'Environnement et du développement durable, rapport sur les aides à la rénovation énergétique des logements privés, avril 2017.

Il faut noter que ce rapport, souvent cité, date de déjà deux ans et que les données utilisées pour le réaliser ont été collectées en 2013. Si l'on veut que la rénovation énergétique puisse faire l'objet d'un pilotage efficace, il faut que les données soient beaucoup plus accessibles et actualisées de manière beaucoup plus efficace et centralisée.

i. Le diagnostic de performance énergétique

Dans son rapport précité, le Haut Conseil pour le climat souligne que le **diagnostic de performance énergétique (DPE)** qui renseigne sur la performance

énergétique d'un bâtiment manque trop de fiabilité pour renseigner les usagers, un même logement pouvant être affecté à différentes classes énergétiques selon le diagnostiqueur qui établit le diagnostic. Pour la fiabilité de l'information transmise aux usagers sur leurs impacts environnementaux et économiques, le Plan de rénovation énergétique des bâtiments insiste à son tour sur la nécessité de fiabiliser le diagnostic de performance énergétique, en unifiant la méthode de calcul afin de réduire les écarts d'un diagnostic à l'autre.

Il faut noter ici que la fiabilité du diagnostic de performance énergétique du bâtiment est d'ores et déjà planifiée : la loi ELAN a prévu son opposabilité dès le 1er janvier 2021. Les travaux liés à cette fiabilisation sont menés actuellement afin qu'outre sa fiabilisation, le DPE se mette à niveau des nouvelles exigences en matière de Réglementation Thermique (RE 2020). Par ailleurs, à ce stade, le DPE intègre dans son mode de calcul le type d'énergie utilisée pour le chauffage et donc la transformation du coefficient d'énergie primaire en énergie finale. Pour cette raison, le DPE fait encore débat.

Une des recommandations de cette commission serait de maintenir deux échelles distinctes pour le DPE :

– la première ne considérerait que les performances thermiques de l'enveloppe (et donc la consommation d'énergie finale, quelle qu'en soit son origine) ;

– tandis que la seconde prendrait en compte le bilan carbone du bâtiment (tant du point de vue des matériaux utilisés pour sa construction que de son mode de chauffage).

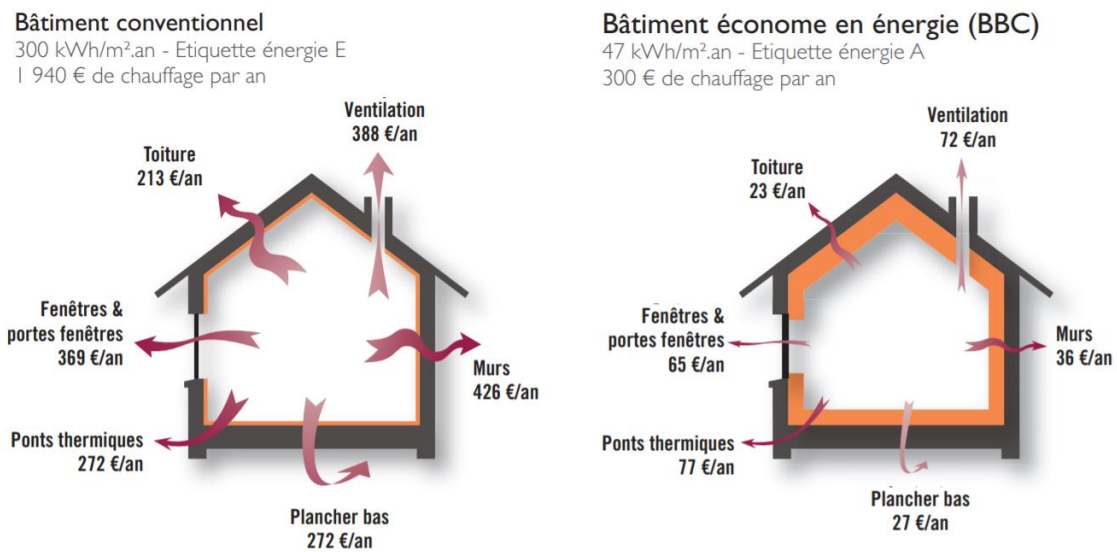
En effet, la problématique du DPE ne sera pas solutionnée si son manque de lisibilité n'est pas traité au même titre que son manque de fiabilité. Aujourd'hui, dans l'esprit des Français, une « passoire thermique » laisse passer la chaleur. Pourtant, à enveloppe de qualité constante, une étiquette du DPE peut varier, avec le mode de calcul actuel, de F à D, selon le type d'énergie primaire utilisée et selon le coefficient utilisé pour transformer celle-ci en équivalent énergie finale.

Ainsi que le signalait M. Roux dans son audition précitée par l'OPECST, cela n'a que peu d'intérêt dans le neuf bien isolé et cela ne devrait en avoir que peu dans un parc rénové. En effet, avant de considérer le type d'énergie utilisée, on devrait toujours considérer l'enveloppe du bâtiment et sa performance thermique. Si l'on considère que l'énergie la moins chère et la moins carbonée est effectivement l'énergie non consommée, alors nous devrions nous doter d'outils lisibles tirant les ménages vers un objectif d'isolation optimum. Le volume de CO₂ émis par le système de chauffage pourrait faire l'objet d'une pondération spécifique dans l'échelle d'émissions de gaz à effet de serre d'ores et déjà associée au diagnostic de consommation énergétique dans le DPE. Cette seconde échelle pourrait intégrer, par souci d'exhaustivité, les coûts complets du bâtiment et de son énergie sur l'ensemble du cycle de vie de ces deux volets. Mais pour être tout à fait fiable, elle

devrait également moduler les mix énergétiques en fonction des périodes d’approvisionnement, notamment les pics de consommation, périodes auxquelles le chauffage est très lié. Un tel degré d’exhaustivité semble difficilement atteignable, sauf à ce que ces données soient renseignées en temps réel *via* le carnet numérique des bâtiments, rendu obligatoire dans le logement neuf dès janvier 2020 et dans la rénovation à partir du premier janvier 2025.

ii. Quels postes de travaux pour les rénovations énergétiques ?

Le schéma suivant ⁽¹⁾ montre les différentes origines des déperditions de chaleur dans un immeuble non isolé construit avant 1974.



Comparatif des consommations de chauffage annuelles par poste pour une maison type bourguignonne de 100 m², construite avant 1974 (chauffage au gaz et système constructif en blocs de béton creux)

03 ←

Il conduit légitimement à estimer indispensable une forme d’audit préalable fiable permettant d’apprécier l’état du logement et les solutions à mettre en œuvre pour obtenir des gains énergétiques. Il donne également à penser que, pour atteindre un objectif de rénovation d’un niveau « bâtiment basse consommation », une rénovation globale ne sera pas fréquemment accessible pour des raisons financières, sauf à ce qu’un dispositif efficace de prêt permette, sur le long terme, le remboursement complet du coût des travaux par les économies réalisées. Dans l’exemple ci-dessus, une rénovation complète (que l’association Négawatt évalue régulièrement à 60 000 euros, soit 600 euros au m²) serait remboursée sur 35 ans environ (sous réserve que les dépenses d’énergies passent effectivement de 1 940 euros à 300 euros par an). Lorsque les travaux sont réalisés en une seule étape, un certain nombre de coûts peuvent être optimisés ou mutualisés (par exemple, les coûts d’échafaudage particulièrement élevés) mais l’engagement financier reste très important. Pour en mesurer l’impact budgétaire sur les ménages, il convient de rappeler que les revenus annuels moyens du dixième décile s’élèvent à 57 160 euros

(1) ADEME : https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/guide_eie_bbc_bourgogne.pdf.

(Insee, 2017, source : <https://www.insee.fr/fr/statistiques/2417897>). Autrement dit, une rénovation globale, c'est un an de revenus du foyer pour les 10 % des Français les plus aisés.

A contrario, lorsque les rénovations sont réalisées par étapes, il est fréquent que les travaux soient réalisés « dans le désordre » ou de manière non coordonnée, ce qui implique, au final, des surcoûts, voire ce que l'on appelle des « impasses de rénovation ». D'où l'importance du conseil professionnalisé pour la réalisation d'une rénovation énergétique par étapes, afin que celle-ci demeure compatible avec l'objectif final poursuivi, sans détérioration de celui-ci.

De même, la qualité des rénovations est importante pour garantir les résultats énergétiques escomptés, et néanmoins, les règles qui s'appliquent aux travaux sont le plus souvent non-contraignantes.

Les Documents Techniques Unifiés du bâtiment

« Les NF DTU précisent les conditions techniques et contractuelles pour la bonne exécution des ouvrages. Destinés à être incorporés dans les marchés de travaux de bâtiment, ils sont le fruit d'un consensus entre les diverses parties intéressées : entrepreneurs, maîtres d'ouvrage, fournisseurs, architectes, bureaux de contrôle... »

Les NF DTU sont avant tout des pièces d'un marché. Ils constituent les clauses techniques types du contrat entre un entrepreneur et son client pour des travaux de bâtiment.

Un NF DTU n'est pas un texte réglementaire. C'est un document d'utilisation volontaire comme la plupart des normes AFNOR. Il n'a pas vocation à interdire. Par ailleurs, il ne mentionne pas la réglementation (par exemple thermique, acoustique, incendie...) qui s'applique obligatoirement dès la conception sans qu'il y ait nécessité de la rappeler.

Un NF DTU n'est pas performanciel. La plupart des normes relatives aux produits spécifient les performances auxquelles ils doivent satisfaire, en indiquant les essais à effectuer et les résultats à obtenir. En revanche, les NF DTU sont des normes qui décrivent les produits à utiliser et la manière de les mettre en œuvre sans préciser de performance.

Un NF DTU ne prétend pas couvrir tous les travaux. C'est un document type pour des travaux relatifs à des ouvrages couramment réalisés avec des techniques communément maîtrisées par un grand nombre d'entreprises sur l'ensemble du territoire. Il est le fruit de leur expérience collective sur des techniques de mise en œuvre pratiquées depuis suffisamment longtemps pour assurer la bonne qualité des ouvrages. »

Source : Fédération française du bâtiment, <https://www.ffbatiment.fr/federation-francaise-du-batiment/le-batiment-et-vous/travaux/les-nf-dtu.html>

À titre d'exemple, concernant le changement de menuiseries, geste de rénovation souvent favorisé par les Français, l'ADEME souligne dans un document

destiné au grand public, les conséquences d'une mauvaise installation sur la performance globale et précise ainsi :

« De tous les composants de l'enveloppe du bâtiment, la fenêtre est sans doute l'élément le plus critique en raison de sa complexité. Les fenêtres permettent de profiter du soleil et du paysage, et on aimerait qu'elles soient grandes et nombreuses. Mais elles peuvent dégrader le bilan thermique de la maison en laissant la chaleur entrer l'été et sortir l'hiver. Comment résoudre cette contradiction ? Il est impératif d'utiliser les meilleures fenêtres que l'on trouve sur le marché, c'est-à-dire avec un coefficient de transmission thermique performant (U_w), une bonne fraction solaire (S_w) et une excellente étanchéité à l'air. Le système de ventilation devra être compatible avec l'installation des nouvelles menuiseries. Elles sont composées d'un double vitrage peu émissif, à isolation thermique renforcée (vide d'air rempli d'argon ou de krypton). Les fenêtres à triple vitrage peuvent être nécessaires pour atteindre des performances plus élevées encore, mais elles présentent l'inconvénient de réduire les apports solaires. Un compromis peut être trouvé, en plaçant le triple vitrage ou le châssis fixe uniquement en façade nord, où ces apports solaires sont inexistantes. Le degré d'isolation du châssis est également un autre facteur important. Le bois et le PVC offrent de bonnes performances. Les encadrements de fenêtres métalliques sans rupture de pont thermique sont peu efficaces en termes d'isolation. Certains vitrages dits « thermo-acoustiques » réduisent également les nuisances sonores. Attention à la surface des baies vitrées ! Les performances des nouveaux produits atténuent considérablement les déperditions thermiques en hiver et apportent désormais une grande liberté de conception. Le dimensionnement et l'orientation judicieuse des baies vitrées peuvent même permettre de gagner de l'énergie solaire durant la saison de chauffe. Mais en été ou en intersaison, une surface excessive de baies vitrées peut engendrer une surchauffe du bâtiment. Il est généralement recommandé de ne pas dépasser 15 à 20 % de la surface habitable pour limiter ce risque. »

Autant de facteurs de complexité que le particulier ne peut pas maîtriser et qui impliquent une dépendance accrue au professionnel installateur, à un organisme qualificateur garantissant le savoir-faire des professionnels consultés (fiabilité du label RGE) ou au tiers de confiance capable de prodiguer des conseils spécifiques. De plus, le même document de l'ADEME précise : *« Des défauts d'étanchéité à l'air sont souvent rencontrés, au niveau des fenêtres, du passage des câbles et des évacuations. Dans une maison classique, ces fuites peuvent générer un grand gaspillage d'énergie. »* Ainsi, sur ce type d'éléments, la dégradation des performances dans le temps ou les malfaçons dès l'installation ont des conséquences énergétiques importantes. La qualité des travaux réalisés et la maintenance sont donc des aspects importants de la garantie des performances.

L'écart entre les performances attendues et les performances réelles des bâtiments après travaux, ainsi que l'effet rebond évoqué plus haut dans ce rapport, sont les deux freins régulièrement soulignés pour l'élaboration de mécanismes financiers consistant à ce que les travaux soient financés par les économies

d'énergie. Ils viennent compléter la variable imprévisible que constitue le prix de l'énergie. En effet, si l'on ne peut pas garantir en combien de temps est atteint le retour sur investissement, il est difficile de recourir à un prêt bancaire. Nombre de ménages se trouvent d'ailleurs dans une situation où les économies d'énergies prévues ne sont pas au rendez-vous sans qu'ils puissent échapper au remboursement de leur prêt.

Un des leviers de sécurisation du financement des travaux tient donc à la garantie de performance par les professionnels, un autre, à la maîtrise des consommations après travaux, un dernier à un prix de l'énergie garanti pendant la période du remboursement des travaux (système abonnement travaux + énergie).

La loi précitée relative à l'énergie et au climat prévoit désormais que pour les DPE de logements dont la consommation énergétique primaire est supérieure ou égale à 331 kWh par mètre carré, le diagnostic comporte un audit énergétique avec des propositions de travaux pour atteindre, dans un cas, un très haut niveau de performance énergétique du bâtiment, et, dans l'autre cas, un niveau de consommation en énergie primaire inférieur à 331 kWh par mètre carré. L'audit doit également mentionner à titre indicatif l'impact théorique des travaux proposés sur la facture énergétique.

b. La qualité des professionnels intervenant est la condition d'une politique de rénovation énergétique crédible

La confiance des particuliers à l'égard des professionnels auxquels ils peuvent s'adresser pour l'information, le diagnostic et la réalisation des travaux de rénovation énergétique qu'ils envisagent est une condition essentielle pour atteindre les objectifs de la politique de rénovation énergétique.

Dans la campagne 2017 de l'enquête Travaux de Rénovation Énergétique des Maisons Individuelles (TREMI) ⁽¹⁾, il ressort que 61 % des gestes de rénovation ont été réalisés par des professionnels uniquement, 6 % en mixte professionnels et auto-rénovation, 18 % en auto-rénovation avec compétence spécifique dans le BTP et 15 % en auto-rénovation sans compétence spécifique dans le BTP.

Les certifications professionnelles existantes n'apportent pas encore de garanties suffisantes quant à la capacité d'identification des travaux prioritaires et quant à la qualité de leur exécution, notamment le label RGE.

Dans leur rapport d'avril 2017 précité, l'Inspection générale des finances et le Conseil général de l'Environnement et du développement durable font état des résultats d'enquêtes spécifiques, menées par la direction générale de la concurrence, de la consommation et de la répression des fraudes (DGCCRF) dans le domaine de

(1) L'enquête en ligne, qui remplace l'enquête bisannuelle OPEN, a été réalisée au printemps 2017, auprès d'un échantillon représentatif de la population française composé de 29 253 ménages habitant une maison individuelle en France métropolitaine. Les caractéristiques de l'enquête TREMI ne permettent pas de comparer ses résultats à ceux de l'enquête de l'Observatoire Permanent de l'amélioration Énergétique des logements (OPEN) de 2015 sur la base des travaux achevés en 2014.

la rénovation thermique, sur les pratiques d'entreprises ayant fait l'objet de plaintes ou à l'égard desquelles des soupçons de pratiques trompeuses existaient. L'existence d'incitations fiscales fortes attire inévitablement des acteurs peu scrupuleux. S'agissant d'entreprises faisant un usage abusif du label « Reconnu Garant de l'Environnement » (RGE) sans le détenir en réalité, près de la moitié des entreprises contrôlées et faisant l'objet d'une action à la suite du contrôle détenaient effectivement le label RGE, mais avaient des pratiques commerciales trompeuses, ou étaient considérées en défaut d'informations apportées au consommateur sur les travaux pertinents ou bien encore retenaient une conception de l'exigence de formation spécifique telle qu'elle pouvait ne concerner potentiellement qu'une personne au sein de l'entreprise labellisée.

En outre, si le label RGE est supposé attester d'une capacité à réaliser des travaux conformes à l'état de l'art dans le domaine de spécialité pour lequel il a été octroyé, il ne valide pas, par lui-même, une capacité à conseiller le consommateur de manière plus large sur les travaux de rénovation énergétique pertinents pour son logement ou sur un projet complet de rénovation.

La nouvelle enquête réalisée en 2018 par la DGCCRF a encore révélé de nombreuses pratiques commerciales trompeuses, plus de la moitié (56 %) des 469 établissements contrôlés ayant présenté des anomalies. Il s'agissait d'entreprises dont les clients se sont plaints ou suivies en raison d'anomalies relevées par des contrôles antérieurs. La DGCCRF a constaté que : *« la forte médiatisation d'exemples de fraudes dans ce secteur a créé un sentiment de méfiance vis-à-vis de toutes les entreprises qui œuvrent dans ce domaine, au détriment des professionnels qui respectent la réglementation et les règles de l'art en matière de travaux. »*. La DGCCRF a annoncé la mise en place d'un plan de surveillance pluriannuel renforcé dans ce secteur.

Lors de leur audition par la commission d'enquête, les représentants de l'Union des métiers du génie climatique, de la couverture et de la plomberie ont considéré que l'objectif de massification des travaux de rénovation nécessite d'être d'autant plus attentif aux méthodes suivies afin que l'accessibilité tarifaire n'entraîne pas des problèmes de réalisation des prestations.

La loi relative à l'énergie et au climat prévoit désormais que les personnes obligées et délégataires au sens de la réglementation relative aux obligations et aux certificats d'économie d'énergie ont l'obligation de signaler sans délai à l'organisme délivrant une certification, une qualification, un label ou tout signe de qualité requis par la réglementation les éléments dont elle a connaissance et qui seraient susceptibles de constituer des non-conformités manifestes aux règles de certification, de qualification ou de labellisation relevant de cet organisme de la part d'une entreprise réalisant des prestations liées à la rénovation ou à l'efficacité énergétique. L'organisme destinataire des éléments signalés est tenu de les examiner sans délai, de mener, le cas échéant, des investigations complémentaires pouvant conduire à la suspension ou au retrait de la certification, de la qualification, du label ou du signe de qualité délivré à l'entreprise en cause. Ce dispositif vient

compléter une action plus globale annoncée par le Gouvernement et destinée à lutter contre la fraude et à améliorer encore la confiance dans le label RGE.

Lors de son audition précitée par l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques sur le thème du bâtiment face aux enjeux de la recherche et de l'innovation, M. Didier Roux ⁽¹⁾, membre de l'Académie des technologies constatait le phénomène général d'un monde de la construction ayant tendance à perdre de la productivité, avec pour conséquence un coût devenant excessif : *« le client n'est pas satisfait et la productivité ne s'est pas améliorée. Exprimé de façon un peu violente, cela veut dire que le client achète plus cher quelque chose de qualité moindre. Il y a là un véritable problème, compte tenu de la taille du marché et de l'importance des coûts pour le consommateur, qu'il s'agisse de construire un habitat neuf ou de rénovation. Première conséquence, les gens peuvent avoir un projet, disposer de l'argent pour le concrétiser, pour autant ils ne le font pas, parce qu'ils ne sont pas dans une relation de confiance avec les acteurs du marché. La deuxième conséquence très importante pour l'innovation : il s'agit d'un marché tiré par les prix bas. À partir du moment où la confiance manque, la recherche du moindre coût est systématiquement privilégiée et tout le système est tiré vers les prix bas, qu'il s'agisse des produits ou de la mise en œuvre. C'est un problème majeur du monde de la construction. »*

Comme le soulignait le président du Centre scientifique et technique du bâtiment, la réalisation de rénovations en grand nombre oblige quasiment à passer par des mécanismes automatiques ou semi-automatiques, du type du crédit d'impôt, ce qui implique l'absence d'évaluation préalable de la pertinence des projets de rénovation.

La massification des objectifs de rénovation entre également en tension avec la capacité de production des professionnels historiques. En effet, si les installateurs historiques parvenaient à pratiquer une moyenne de 350 000 rénovations annuelles, il faut considérer que ce ne sont, *de facto*, pas ces acteurs historiques qui se saisissent des parts de marché offertes par les récentes offres massifiées. Une augmentation importante de la demande (comme c'est le souhait du Gouvernement dans le cadre de sa politique de massification de la rénovation énergétique) doit s'accompagner d'un soutien important à la structuration et à la montée en charge des filières historiques. Si cela n'est pas le cas, la demande risque d'être servie par des acteurs opportunistes, sans qualifications, et pour partie, sans scrupules. La part des éco-délinquants sur le marché de la rénovation énergétique risque d'augmenter au fur et à mesure que nos politiques publiques feront croître la demande sans s'assurer que l'offre sérieuse est disponible de manière proportionnée.

Un tel constat se trouve confirmé par l'analyse faite des travaux aidés par l'Agence nationale d'amélioration de l'habitat au bénéfice des ménages en situation

(1) M. Didier Roux, ancien directeur de la R&D du groupe Saint-Gobain, membre de l'Académie des technologies, audition du 26 juillet 2017.

de précarité énergétique. Des missions de la Cour des comptes dans différents territoires lui ont permis de constater que des contrôles étaient effectivement conduits avec soin et que l'efficacité des travaux promise était globalement atteinte. Un contrôle sur place peut avoir lieu, pour vérifier les travaux réalisés par le bénéficiaire de la subvention et s'assurer que ces travaux sont conformes au projet de devis et aux devis présentés dans le dossier du demandeur. Ce contrôle donne lieu à un rapport de visite de l'agent vérificateur. Il faut souligner que ce constat positif de la Cour des comptes s'applique au programme Sérénité de l'Anah qui soutient des rénovations importantes et où l'accompagnement des ménages est quasi systématique. Dans le cadre de la nouvelle offre « Agilité » de l'Anah, les rénovations se font par gestes isolés et sans accompagnement (celui-ci étant optionnel, il est rarement sollicité). Dans le cadre du programme « Agilité », l'efficacité des travaux risque de se dégrader et d'être *de facto* moins rigoureusement contrôlée, ce qui peut poser à terme une question de crédibilité pour une agence dépendant directement de l'État.

Dans son rapport sur l'efficacité des dépenses fiscales relatives au développement durable de septembre 2016, la Cour des comptes aboutissait à la conclusion que les dépenses fiscales relatives au logement semblent contribuer à un grand nombre de rénovations mais s'avèrent peu performantes du point de vue énergétique. Au cours de la période 2009-2016, l'année 2009 étant la référence de l'objectif de la loi Grenelle I, la consommation totale d'énergie a décliné de 1 % alors que l'objectif est une baisse de 38 % d'ici 2020.

(En TWh)

Année	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2016 vs 2009
Total	498	500	507	508	504	500	499	493	-1,0%
dont chauffage	342	344	344	342	337	332	326	317	-7,3%

Source : Cour des comptes d'après les PAP du programme 135 (indicateur 5.1), rapport sur l'efficacité des dépenses fiscales relatives au développement durable, septembre 2016.

c. La capacité financière des ménages demeure le facteur permettant la réalisation concrète des objectifs de la politique de rénovation énergétique

Comme l'a relevé Mme Carine Sebi, professeur d'économie à l'École de management de Grenoble, cette capacité financière varie selon le lieu de résidence et selon la typologie de résidence (surface, mode de chauffage). « On observe également que la part des dépenses énergétiques pour le logement et pour la mobilité diffère en fonction du lieu de résidence principale. Celle-ci est la plus élevée pour les ménages situés dans les espaces à dominante rurale : 12 % de la part du revenu contre, rappelons-le, environ 8 % observé sur l'ensemble de la population.

En effet, dans ces zones rurales, la voiture individuelle reste incontournable pour beaucoup, « ce qui devient structurant et qui politise le mouvement des gilets jaunes de la France rurale », explique le sociologue Benoît Coquard aux Echos.

Selon les données de l'Observatoire des mobilités émergentes, révélées par Le Monde, 67 % des automobilistes déclarent « ne pas avoir la possibilité de choisir leur mode de déplacement ». Mais cette absence d'alternative s'aggrave à mesure qu'on s'éloigne des zones urbaines, pour atteindre 83 % dans les zones rurales isolées. » ⁽¹⁾

Dans son rapport sur les aides à la rénovation énergétique des logements privés d'avril 2017, la mission commune à l'Inspection générale des finances et au Conseil général à l'environnement et au développement durable retirait de ses entretiens le sentiment que le prix de l'énergie était le facteur déterminant de la décision de réaliser des travaux d'économie d'énergie par les ménages, même si d'autres considérations peuvent s'y ajouter. Dans sa dernière enquête, l'Observatoire permanent de l'amélioration énergétique du logement avait noté que les facteurs déclencheurs des travaux de rénovation varient selon le niveau de rénovation réalisée. Lors d'une rénovation qualifiée de performante ou très performante, c'est-à-dire portant sur un bouquet de travaux, les objectifs poursuivis sont d'abord d'accroître le confort thermique du logement (63 % des réponses), puis de réduire le montant de la facture énergétique (55 % des réponses) et dans une moindre mesure de remplacer un appareil vétuste (48 % des réponses). Dans le cas de rénovations qualifiées de faibles (un geste isolé), le remplacement d'un appareil vétuste est à l'origine des travaux dans près d'un cas sur deux, devant l'amélioration du confort thermique (33 % des réponses) et la réduction des factures énergétiques (27 % des réponses).

Les professionnels rencontrés par la mission précitée insistent sur la nécessité de mettre à profit l'existence de rénovations non axées sur l'éco-rénovation pour promouvoir des rénovations énergétiquement efficaces plutôt que de présumer la volonté des ménages d'économiser de l'énergie.

Ce constat rejoint celui fait par M. Didier Roux lors de son audition précitée par l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques : *« Il faut avoir présent à l'esprit que plus encore que l'efficacité énergétique, ce qui est essentiel pour les utilisateurs est le confort en général et même, plus précisément, le confort thermique. Le gain pour le client final ne tient pas uniquement à l'argent qu'il économisera dans un bâtiment bien isolé, il tient aussi au fait qu'il vivra dans un bâtiment bien plus confortable. À partir de ce moment-là, et de ce moment-là seulement, le client aura l'impression d'y trouver son propre bénéfice. »*

Il convient donc de ne pas perdre de vue, s'agissant des objectifs de rénovation énergétique des logements, que le marché demeure en premier lieu tiré par les besoins propres des consommateurs plutôt que par des injonctions globales ou sociétales, même si les incidences d'un « mauvais confort de l'habitat » sont de plus en plus chiffrées. L'enquête européenne menée par EUROFOUND aboutissait

(1) Mme Carine Sebi, *La dépendance énergétique source d'inégalités entre les ménages français*, *The Conversation*, 5 décembre 2018.

à dire que le coût de l'éradication du mal logement en Europe (soit 295 milliards d'euros) serait remboursé en 18 mois par les économies générées sur les dépenses de santé. ⁽¹⁾

Les conséquences sanitaires du mal logement

Alors qu'il existe peu de recherches en France permettant de mesurer l'impact du mal-logement sur la santé, la Fondation Abbé Pierre a initié une étude en 2013 sur les conséquences sanitaires de la précarité énergétique. Celle-ci a montré notamment que les personnes en précarité énergétique étaient plus souvent et plus fortement confrontées à des problèmes de santé physique ou psychologique, qu'il s'agisse de pathologies aiguës (rhumes, angines, gripes, diarrhées/gastroentérites...) ou chroniques (bronchites, arthrose, anxiété, dépression, maux de tête, pathologies cardiovasculaires et respiratoires...). La précarité énergétique conduit en outre de nombreux ménages à utiliser des chauffages inadaptés, avec un risque d'intoxication au monoxyde de carbone, éventuellement accentué par l'absence d'aération. Dans ces conditions, on observe plus fréquemment un phénomène de condensation et l'apparition de moisissures, avec des impacts sanitaires multiples. Enfin, l'humidité du logement accroît le risque d'intoxication au plomb contenu dans les peintures.

En 2017, une nouvelle étude a été produite par l'IRDES, à partir d'une exploitation de l'Enquête santé et protection sociale de 2014. Elle montre que les personnes vivant dans des conditions de logement dégradées ont plus souvent une mauvaise perception de leur état de santé : 11,3 % déclarent avoir une mauvaise ou très mauvaise santé, contre 6 % des personnes vivant dans des conditions de logement non dégradées. Le fait de souffrir du froid de manière durable dans son logement semble avoir une influence sur la probabilité de se déclarer en mauvais ou en très mauvais état de santé : l'inconfort thermique augmente de 9 points la part d'individus indiquant un état de santé dégradé. De même les personnes occupant un logement présentant des signes d'humidité ou des moisissures sont proportionnellement plus nombreuses à mentionner un mauvais état de santé (11,4 % contre 6,6 % pour celles qui vivent dans un logement exempt de ces défauts).

Source : Fondation Abbé Pierre, État du mal-logement en France en 2018.

Le rapport d'évaluation du dispositif « Reconnu garant de l'environnement » fait le constat que ce dispositif, conçu entre autres pour inciter les ménages à une rénovation globale de leur logement, dans la perspective de l'atteinte d'un niveau « bâtiment basse consommation » sur l'ensemble du parc, n'a en réalité aucunement permis d'atteindre cet objectif. Le marché reste confidentiel en raison du coût élevé des travaux au regard de la solvabilité des ménages. Ce coût est estimé entre 20 000 euros et 30 000 euros en moyenne (pour une rénovation correspondant au passage de deux étiquettes de DPE) et de 60 000 euros pour une rénovation complète. En regard, un prix de l'énergie bas entraînera des temps de retour sur investissement peu attractifs. Enfin, il manque l'incitation financière pour réaliser de véritables diagnostics thermiques permettant de hiérarchiser les travaux. La mission insiste avec raison sur l'importance de tenir compte de la réelle capacité financière des ménages : il faut tenir compte de l'impossibilité économique pour

(1) <https://www.eurofound.europa.eu/publications/report/2016/quality-of-life-social-policies/inadequate-housing-in-europe-costs-and-consequences>.

l'immense majorité des ménages de prendre en charge des travaux lourds en une seule fois et acter en conséquence, de manière réaliste, la nécessité de procéder aux rénovations par étapes ou soutenir de manière suffisamment ambitieuse les rénovations globales.

Votre Rapporteuse suggère d'envisager :

- l'intégration de la performance énergétique à la garantie décennale. De la même manière que l'opposabilité du DPE tend à le rendre fiable, la démarche assurantielle appliquée aux travaux les rendrait plus efficaces ;

- des packs de rénovations incluant un forfait de consommation d'énergie à prix garanti constant : ainsi, d'une part, les consommateurs seraient protégés de l'inflation éventuelle du prix de l'énergie pendant la période de remboursement (ce qui pourrait être un argument incitatif supplémentaire) et, d'autre part, ils seraient responsabilisés en cas de surconsommation après travaux, tout dépassement serait signalé aux consommateurs comme les faisant dévier de leur trajectoire de remboursement ;

- d'élargir les missions du label RGE à une meilleure information des professionnels du secteur du bâtiment sur les objectifs environnementaux. Par exemple, objectifs de rénovation poursuivis (100 % du parc rénové à niveau BBC d'ici 2050), mise en place RE 2020, information sur la décarbonation des matériaux et les déchets du bâtiment par exemple... Toutes les entreprises du secteur bâtiment devraient être couvertes par un label « Reconnu Garant de l'Environnement » qui améliorerait à la fois la confiance des particuliers dans les travaux et l'engagement des professionnels (souvent de petites entreprises pas toujours affiliées à un syndicat professionnel capable de les informer) dans une démarche environnementale coordonnée.

3. Les dispositifs de soutien public nationaux

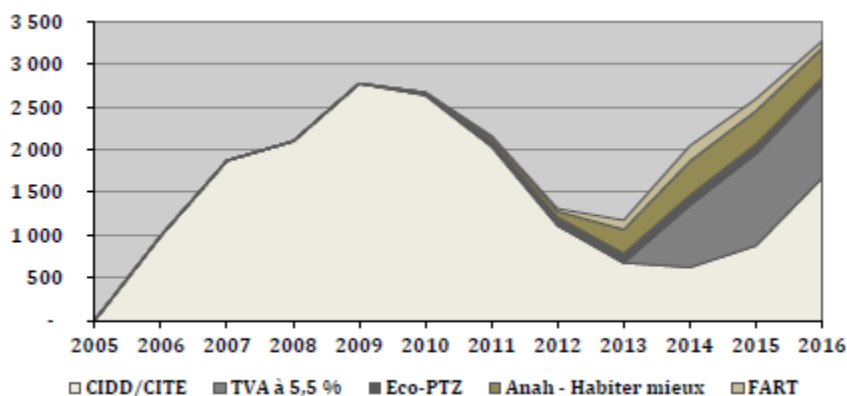
Ce soutien intervient sous forme d'aides fiscales ou de subventions. Les dispositifs fiscaux témoignent d'une instabilité marquée, ce qui a un effet perturbateur sur le rythme d'utilisation des dispositifs, et, partant, sur celui de la réalisation des travaux, compte tenu du délai nécessaire à la construction d'un nouveau dispositif, à son lancement et à son appropriation par les consommateurs et les acteurs des filières impactées. Contrairement à d'autres secteurs, les filières du bâtiment sont principalement composées d'entreprises indépendantes de petite taille réparties sur tous les territoires, ce qui rend plus difficile qu'ailleurs l'appropriation d'un nouveau dispositif national.

Le rapport de l'Inspection générale des finances et du Conseil général de l'environnement et du développement durable a estimé à 3,3 milliards d'euros en 2016 le coût, pour l'État, du soutien à la rénovation énergétique des logements. Un tel montant recouvre 2,8 milliards d'euros de « dépenses fiscales » (1,67 milliard d'euros au titre du CITE, 75 millions d'euros au titre de l'éco-PTZ et 1,1 milliard

d'euros au titre de la TVA à taux réduit) ainsi que 429 millions d'euros de subventions (349 millions d'euros d'aide de l'Anah et 80 millions d'euros en provenance du fonds d'aide à la rénovation énergétique FART).

Différents calculs ont été réalisés pour chiffrer le coût de la tonne de CO₂ évitée par les dépenses fiscales sur le logement. Leur résultat varie de 214 euros à 325 euros, montants nettement supérieurs à la valeur tutélaire du carbone (valeur qui devrait être payée par le consommateur final pour émettre une tonne de CO₂ afin que l'objectif d'une diminution par deux des émissions de CO₂ entre 1990 et 2050 soit respecté). Même si ces données nécessiteraient d'être explicitées quant à leur mode de calcul et justifieraient de plus amples évaluations pour la Cour des comptes, elles laissent à penser que les dispositifs fiscaux incitatifs sont insuffisamment efficaces sur le plan environnemental. Dans tous les cas, l'idée que les dépenses de l'État liées aux travaux sont souvent coûteuses et inefficaces est bien ancrée dans les esprits et régulièrement mise en avant par les décideurs publics pour suggérer de nouvelles réformes des aides. Paradoxalement, l'instabilité des aides qui en résulte participe peut-être à leur inefficacité.

Graphique 1 : Répartition par dispositif de la dépense publique en faveur de la rénovation énergétique sur la période 2005-2016 (en M€)²⁸



Source : PLF 2006-2016 ; mission.

a. Les limites du crédit d'impôt pour la transition énergétique (CITE)

Prenant, en 2015, la suite du crédit d'impôt développement durable (CIDD), institué en 2005, le crédit d'impôt pour la transition énergétique vise à accélérer et amplifier les travaux de rénovation énergétique des bâtiments pour économiser l'énergie, faire baisser la facture énergétique et créer des emplois. Il prend la forme d'un crédit d'impôt sur le revenu au titre des dépenses effectivement supportées pour l'amélioration de la qualité environnementale et pour la rénovation énergétique des logements. Accessibles à tous les contribuables au titre de la seule résidence principale, la liste des travaux ouvrant droit au bénéfice du crédit d'impôt a fait l'objet de modifications nombreuses.

Pour la Cour des comptes, l'assiette large du crédit d'impôt pour le développement durable, s'il a permis et obtenu un effet réel d'incitation, a été toutefois porteur d'effets d'aubaine, même s'il faut sans doute définir ce que l'on entend par effet d'aubaine. On tend à qualifier d'effet d'aubaine pour les

consommateurs le soutien à des travaux qui auraient eu lieu de toute façon (remplacement d'équipements tombés en panne par exemple) ou lorsqu'on estime que les solutions technologiques sont suffisamment inscrites dans l'esprit des ménages pour ne plus nécessiter de soutien car on pense que les ménages procéderont aux travaux avec ou sans soutien financier. On peut également qualifier d'effet d'aubaine, pour l'installateur cette fois, l'intégration du montant de l'aide au prix de l'équipement. L'aide a alors un effet inflationniste sur les prix de vente et le consommateur ne bénéficie pas vraiment d'une baisse de son reste à charge. On peut enfin considérer comme effet d'aubaine des aides mal ciblées qui ne concourent pas directement à l'efficacité énergétique (c'était le cas du CITE fenêtres dont l'efficacité énergétique dépend principalement de la performance du vitrage alors que les aides englobaient le prix de vente total de la menuiserie, y compris alors qu'une grande part de ce prix ne correspondait pas à des économies d'énergie – le coloris ou le matériau utilisé par exemple). Enfin, on peut considérer une aide comme ayant un effet d'aubaine lorsqu'elle est trop faible au regard du reste à charge pour le consommateur pour influencer de quelque manière que ce soit l'acte d'achat de celui-ci. À l'inverse, on peut considérer qu'il n'y a pas d'effet d'aubaine lorsqu'une aide déclenche des travaux d'efficacité énergétique qui n'auraient pas eu lieu sans cela.

Il importe donc de ne pas confondre la volonté politique de réduire ou d'augmenter le montant d'aide pour un équipement en fonction d'un multi-critère intégrant des considérations d'efficacité, de coût, de maturité de la filière, de pénétration du marché, de reste à charge après aide, avec l'efficacité énergétique réelle de chaque équipement. Les réajustements de niveaux d'aides ne doivent pas contribuer de manière indirecte à idéaliser ou à diaboliser des équipements dans l'esprit des ménages. De tels effets peuvent *in fine* être plus néfastes que positifs sur le long terme aux filières du fait de l'artificialité temporaire de la demande (notamment les effets *stop and go* qui déstabilisent lourdement les entreprises) et aux travaux eux-mêmes en générant des réactions de défiance de la part des ménages sur le réflexe « s'il n'y a plus d'aide de l'État, c'est donc que c'est inefficace ». Les entreprises plaident d'ailleurs le plus souvent pour une stabilité des aides plus que pour une augmentation de celles-ci.

Dans son rapport sur l'application de la loi fiscale de 2018, M. Joël Giraud, rapporteur général de la commission des finances, a souligné que les dépenses au titre du crédit d'impôt relatives aux économies d'énergies ont augmenté de 33 % entre 2013 et 2017, de 50 % pour celles d'isolation thermique, et, au sein de ces dernières, de 52 % pour les dépenses relatives aux fenêtres. En conséquence, les aides en direction du remplacement des fenêtres ont d'abord été annoncées comme complètement supprimées, puis finalement fortement réduites et limitées au changement de menuiseries en simple vitrage (ce qui a divisé l'enveloppe CITE prévue pour cette dépense par huit). L'effet d'annonce de cette interruption a d'abord gonflé la demande des consommateurs qui se sont précipités pour bénéficier des dernières aides, forçant les entreprises à embaucher pour répondre à la demande, puis les commandes ont brutalement et fortement ralenties à la fin du dispositif,

mettant en grande difficulté économique une partie des entreprises du secteur, générant même parmi les plus fragiles d'entre elles une cessation d'activité.

Le plafonnement des dépenses éligibles à l'occasion de la transformation en crédit d'impôt pour la transition énergétique – qu'il s'agisse de l'absence de prise en compte des coûts de pose et des coûts de l'équipement périphérique à l'installation ou du plafonnement global du montant des travaux éligibles – est apparu suffisant pour de petits travaux mais peu incitatif pour une rénovation globale.

Les limites du recours au crédit d'impôt pour la transition énergétique : l'exemple de la rénovation énergétique d'un pavillon

Dans le cas d'un pavillon d'un seul niveau ayant une emprise au sol de 100 m², les travaux de rénovation « efficaces » combinent :

- Une isolation par le toit et l'extérieur des murs qui revient à 30 000 euros d'isolant. Les travaux éligibles comprennent la fourniture et la pose, sans pouvoir dépasser 150 euros/m² pour l'isolant. En visant la meilleure isolation possible (bardage extérieur esthétique), 100 m² d'isolant au plafond, et 100 m² d'isolant sur les murs (10 m x3 pour chaque paroi, soit 120 m² pour une maison carrée, moins la surface des portes et fenêtre) sont nécessaires ;
- en comptant le remplacement de six fenêtres et de deux portes, il faut ajouter 3 000 euros, plus 1 000 euros de pose ;
- enfin une chaudière à granulés bois revient à 6 000 euros environ, plus 3 000 euros de pose et accessoires.

Le coût total des travaux atteint ainsi 43 000 euros environ, dont 39 000 euros éligibles au CITE. Si ce pavillon est habité par un couple avec deux enfants, qui bénéficie donc d'un plafond de travaux éligibles de 16 800 euros par période de cinq ans, les travaux devront s'étaler sur onze ans ou plus pour que tous bénéficient du crédit d'impôt.

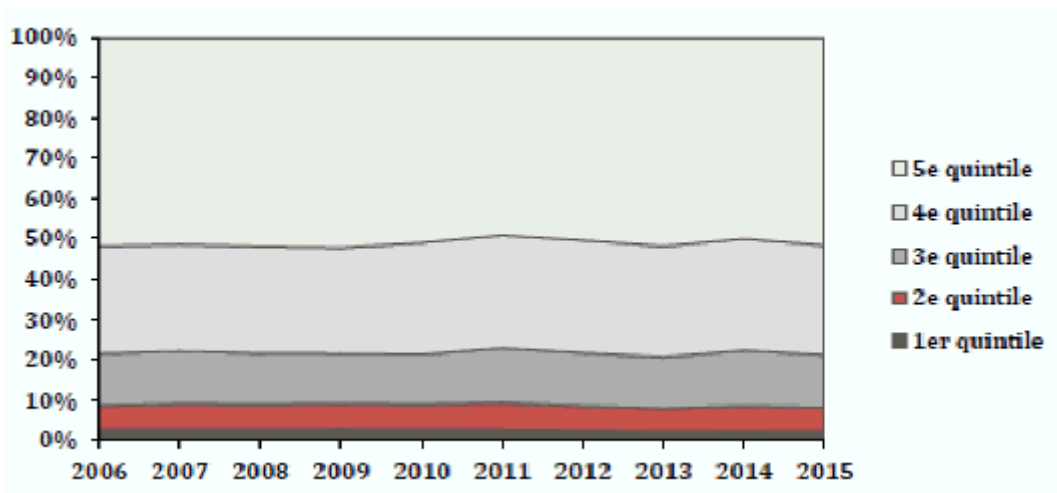
En supposant que le logement passe de la classe F (350 kWh/an/m²) à la classe B (75 kWh/an/m²), c'est-à-dire que la rénovation thermique est efficace, le gain annuel s'élève de 27,5 MWh. À partir des prix de décembre 2005 de l'énergie, issus de l'enquête « Maîtrise de la demande d'électricité de l'ADEME, en supposant que le chauffage passe du fioul domestique au granulé bois, le gain annuel est de 1 570 euros. Il faut près de vingt ans, en intégrant le crédit d'impôt pour la transition énergétique, pour rentabiliser l'opération, hors inflation.

Source : Cour des comptes, L'efficacité des dépenses fiscales relatives au développement durable, septembre 2016.

Cet exemple montre bien que le système de plafonnement d'aides, s'il est compréhensible du point de vue de la maîtrise annuelle de la dépense publique, peut se révéler en réalité contreproductif dans le sens où il n'incite pas à la rénovation globale et incite même plutôt à l'inverse, les ménages procédant par étapes alors même que les rénovations par étapes reviennent *in fine* plus chères que les travaux réalisés en une seule fois, et alors même qu'on vise une massification des travaux et un parc entièrement rénové d'ici à 2050 (soit d'ici seulement 30 ans).

Le coût moyen des travaux réalisé est élevé, de l'ordre de 10 000 euros, et le crédit d'impôt bénéficie en majeure partie aux contribuables appartenant aux déciles supérieurs. La part du quintile des revenus les plus élevés est relativement stable depuis 2005, autour de 50 % de la dépense fiscale.

PART DES DÉPENSES AU TITRE DU CITE PAR QUINTILE DE REVENUS



Source : DGFIP.

Il faut rappeler toutefois que les revenus moyens annuels du neuvième décile s'élevaient, en 2017, à 33 720 euros contre 57 160 euros pour le dixième décile (chiffres INSEE, 2017). Dans l'exemple de scénario de rénovation considéré ci-dessus, cela signifie typiquement que les travaux représenteraient, pour les ménages du neuvième décile, plus d'une année de revenus.

Les bénéficiaires du crédit d'impôt pour la transition pour le développement durable ont été majoritairement des propriétaires occupant de maisons individuelles, 76 % des ménages investissant dans les travaux de rénovation thermique et 82 % des ménages bénéficiaires du crédit d'impôt, alors qu'ils ne représentent que 45 % de la population. Si les ménages locataires représentent 31 % de la population, seul 1 % de ces ménages déclare avoir bénéficié du crédit d'impôt. Ce qui n'est pas surprenant dans le sens où il est beaucoup plus difficile de convaincre l'ensemble d'une copropriété de s'engager dans des travaux. De même, les locataires sont rares à investir dans des logements dont ils ne sont pas propriétaires dans le sens où ils ne sont pas certains de rester dans le logement qu'ils occupent, et même lorsque c'est le cas, ils considèrent qu'il n'est pas de leur responsabilité, mais de celle du propriétaire, d'investir pour l'entretien de son patrimoine, même si les travaux pourraient leur permettre des économies d'énergie.

La Cour des comptes a également dressé plusieurs autres constats.

- En ce qui concerne les logements, les travaux ne sont pas concentrés sur les logements les plus anciens, les moins performants du point de vue de l'efficacité énergétique. Cela peut sembler *a priori* un effort mal orienté. Il faut toutefois rappeler que l'ensemble du parc devra atteindre un niveau BBC d'ici 2050. On peut

donc également considérer que tous les bâtiments ne répondant pas encore à ces critères (soit 98 % du parc) devront faire l'objet, tôt ou tard, de rénovations.

- Quant à l'efficacité énergétique des équipements, les dépenses au titre du crédit d'impôt sont fortement concentrées sur des travaux dont le rapport « coût-efficacité énergétique » est limité : les travaux d'isolation constituent le premier poste de dépenses du crédit d'impôt, porté par la dynamique des dépenses consacrées aux fenêtres. Entre 2013 et 2017, ces dernières ont représenté la moitié des dépenses totales engagées pour des travaux d'isolation thermique et entre 26 % et 38 % des dépenses totales éligibles au crédit d'impôt sur la période.

Ce second constat est plus paradoxal au regard de l'exemple utilisé par la Cour des comptes elle-même. Le fait que l'isolation constitue le principal poste de dépense du CITE est plutôt positif. Chacun conçoit en effet que les travaux sur l'enveloppe devraient être prioritaires (antérieurs) aux travaux concernant les équipements de chauffage. Ainsi que le montre l'exemple donné par la Cour des comptes, des travaux efficaces comprennent l'isolation du toit, des murs et le changement des menuiseries, si celles-ci sont dégradées ou en simple vitrage. Toutefois, en effet, compte tenu d'un niveau d'aide insuffisant ou de budgets limités, les ménages ont tendance à renoncer à l'isolation des murs, et à se contenter de l'isolation des sols, des combles et des menuiseries ce qui ne correspond pas à une isolation optimale.

- La Cour des comptes a recommandé enfin de mieux cibler l'aide globale à la rénovation thermique en remplaçant les aides fiscales, ou, sinon, en modulant leur taux en fonction de la performance énergétique des travaux.

Cette recommandation de favoriser la rénovation globale est pertinente au regard de l'objectif de neutralité carbone fixé au secteur des bâtiments. Toutefois, il convient de souligner qu'afin d'inciter à des rénovations globales, il convient que le niveau d'aide soit suffisant et que l'accompagnement des ménages pour leurs travaux soit réel. En effet, l'expérience du CITE conditionné au bouquet de travaux (système jugé complexe et contraignant pour les ménages) avait plutôt détourné les ménages des travaux et fait baisser le nombre global de rénovations. Pour la modulation des aides en fonction de la performance des travaux, elle a l'avantage d'être rationnelle, de donner un signal clair aux ménages, mais elle ne doit pas conduire à négliger le facteur du reste à charge et à écarter les travaux les plus onéreux. Par exemple l'isolation du toit comme l'isolation des murs peuvent représenter 25 % des déperditions d'énergie d'un pavillon, toutefois le coût de l'isolation des combles est largement moins élevé que l'isolation de murs. Une aide proportionnée à l'efficacité sans prise en compte du coût ou des contraintes des travaux reviendrait à subventionner plus que le prix des travaux pour les combles (ce qui est le cas dans les dispositifs à 1 € soutenus par les certificats d'économies d'énergie) et à rester insuffisante pour générer des travaux d'isolation des murs.

Pour sa part, la mission commune de l'Inspection générale des finances et du Conseil général de l'environnement et du développement durable a recommandé :

- de redimensionner le CITE en abaissant son taux, historiquement élevé à 20 % du plafond des dépenses éligibles ;

- de conditionner l'obtention de l'avantage fiscal à la réalisation d'au moins deux gestes de rénovation énergétique (bouquet de travaux) pouvant inclure un audit énergétique. S'il existe un audit énergétique du logement de moins de cinq ans, le bénéfice du CITE serait néanmoins ouvert dès le premier geste de rénovation ;

- et de réduire la dépense fiscale liée au remplacement des fenêtres.

Les recommandations de l'IGF et du CGEDD sont extrêmement pertinentes, eu égard au constat que les professionnels reconnaissent régulièrement qu'une aide de 15 % à 20 % suffit souvent à envoyer un signal incitatif aux ménages (étant entendu que la question du reste à charge soutenable par les ménages est une autre question). Le conditionnement du CITE à la réalisation d'un audit est cohérent avec la nécessité d'engager les Français sur un parcours de rénovation cohérent avec l'atteinte d'un niveau BBC. La réduction de la dépense fiscale liée au remplacement des fenêtres qui avait été proposée a été réalisée lors de la loi de finances pour 2019 par un plafonnement de l'aide à cent euros par fenêtre simple vitrage remplacée. Tout effet d'aubaine (lié à un pourcentage du prix de vente global) avait ainsi été écarté et l'enveloppe fiscale avait été par ce dispositif divisée par huit.

Ces différents constats sur le crédit d'impôt ont contribué à convaincre de la nécessité de sa réforme : le CITE sera désormais remplacé, pour les ménages les plus modestes, par une prime distribuée par l'Agence nationale d'amélioration de l'habitat, dont le bénéficiaire sera acquis au moment de la réalisation des travaux et non plus avec le décalage d'un an inhérent au mécanisme du crédit d'impôt sur le revenu. Cette prime, débattue dans le cadre du projet de loi de finance pour 2020, baptisée « ma prime renov' » pourrait être versée dès janvier 2020 aux ménages « très modestes » et « modestes », selon la définition de l'Anah (les déciles de revenus allant de 1 à 4), alors que les ménages « intermédiaires », à savoir les fameuses « classes moyennes » (les déciles de revenus allant de 5 à 8), et pour qui le CITE serait maintenu en 2020, sous la forme d'un crédit d'impôt forfaitaire, n'y auraient accès qu'à partir de 2021. Les ménages « aisés » seraient exclus de tout ou partie des aides du CITE. Dans le cas d'une exclusion complète des neuvième et dixième déciles des dispositifs incitatifs, il conviendrait de mettre en garde contre le fait qu'ils représentent environ 50 % des travaux réalisés et qu'un désengagement brutal de ces ménages pourrait avoir des conséquences importantes sur le volume total des travaux réalisés. Enfin, la nouvelle prime ferait l'objet d'un recentrage sur les gestes techniques dont l'efficacité énergétique est la plus significative.

b. La TVA à taux réduit sur les travaux de rénovation énergétique

L'application d'un taux réduit de TVA pour les travaux d'entretien et d'amélioration des logements poursuit un objectif d'aide à l'emploi faiblement qualifié et de lutte contre le travail dissimulé. Initialement fixé à 5,5 %, le taux a été relevé à 7 % en 2012 et à 10 % en 2014. C'est également depuis 2014, qu'un taux réduit spécifique de 5,5 % est appliqué pour les travaux réalisés en vue de l'efficacité énergétique des logements. La dépense fiscale à ce titre est stable dans le temps, de l'ordre de 350 millions d'euros par an, si l'on retient un calcul par rapport au produit qui résulterait de l'application du taux réduit de 10 % prévu pour les autres travaux d'entretien et d'amélioration des logements.

Le principe d'un tel taux réduit a été très critiqué dans les rapports d'évaluation des aides à la rénovation énergétique des logements.

Pour la mission commune de l'Inspection générale des finances et du Conseil général de l'Environnement et du développement durable, le bénéfice du taux réduit de TVA comme celui du crédit d'impôt pour la transition énergétique sont ouverts dès la première intervention de rénovation énergétique, dans une approche de rénovation « par éléments » et non pas de rénovation globale.

Pour la Cour des comptes, le bénéfice du taux réduit n'est, par définition, pas soumis à une condition de ressources et n'est en outre pas réservé aux travaux dans la résidence principale. Subodorant plus un effet d'aubaine, autant au bénéfice du consommateur que des professionnels, qu'un effet véritablement incitatif, la Cour des comptes a suggéré de supprimer ce taux dérogatoire et d'appliquer aux travaux de rénovation énergétique le taux prévu pour les travaux d'entretien et d'amélioration des logements.

A contrario, les professionnels de la rénovation mettent régulièrement en avant l'importance d'envoyer un signal prix plus favorable à la rénovation qu'à la construction neuve. Ils estiment qu'une réduction de près de 15 % des coûts des travaux est incitatif pour les ménages et participe à rendre ces travaux plus accessibles. Mais ils insistent surtout sur le fait que cette TVA réduite participe à sécuriser les travaux. En effet, il existerait un risque accru que les ménages aient recours à des entreprises non déclarées et à des personnels non formés pour réduire le coût de leurs travaux de rénovation énergétique, ce qui aurait pour résultat de dégrader la qualité des rénovations et d'augmenter les risques encourus par les ménages. Par exemple, certains travaux d'isolation de combles mal exécutés ont pu générer des incendies. Les professionnels reconnaissent toutefois qu'une meilleure visibilité, par une meilleure communication, pourrait être donnée à cet avantage fiscal lié aux objectifs de protection de l'environnement.

c. L'éco-prêt à taux zéro

Depuis 2009, la prise en charge par l'État des intérêts des prêts bancaires accordés pour le financement de travaux de rénovation énergétique du logement est possible sans condition de ressources du bénéficiaire. Le montant du prêt, sur une

durée ne pouvant dépasser quinze ans, varie suivant les travaux réalisés, l'obligation de réaliser un « bouquet de travaux » d'au moins deux actions de rénovation simultanées ayant été supprimée à compter du 1^{er} mars de cette année. Désormais pour une action de rénovation énergétique, le montant maximum du prêt est de 7 000 euros pour remplacer des fenêtres à simple vitrage, de 15 000 euros pour une action autre que la précédente, de 25 000 euros pour la réalisation de deux travaux et de 30 000 euros pour la réalisation de trois travaux ou plus ou des travaux pour atteindre une performance énergétique globale minimale attestée en amont par un diagnostic de performance.

La mission commune de l'Inspection des finances et du Conseil général de l'environnement et du développement durable a souligné la faible mobilisation de cet instrument par les ménages, compte tenu du contexte général de taux bas et de la faible appétence des banques pour le produit.

L'Eco-PTZ a été utilisé à 90 % par des propriétaires occupants, la part des maisons individuelles atteignant 94 % des opérations.

Ce dispositif est maintenu jusqu'à la fin de l'année 2021.

d. Les aides de l'Agence nationale d'amélioration de l'habitat (Anah)

Dans son rapport, la mission commune de l'Inspection générale des finances et du Conseil général de l'environnement et du développement durable a insisté sur le fait que le programme Habiter Mieux Sérénité de l'Agence nationale d'amélioration de l'habitat constitue le dispositif prenant le mieux en compte la nécessité d'atteindre une amélioration quantifiée de la performance énergétique.

Depuis 2010, ce programme vise à aider les ménages modestes et très modestes, selon des critères de revenus résultant de plafonds fixés par l'Agence, à rénover leur logement en matière énergétique. Il prend la forme d'une subvention de 35 % à 50 % du montant des travaux éligibles ainsi que d'une prime complémentaire de 10 % du montant de ces mêmes travaux, plafonnée à 1 600 euros pour les ménages modestes ou 2 000 euros pour les ménages très modestes. Les travaux doivent permettre un gain énergétique d'au moins 25 % et figurer sur une liste fixée également par l'Agence.

Les propriétaires bailleurs peuvent bénéficier d'une subvention de 25 % des travaux et d'une prime de 1 500 euros si les travaux permettent un gain énergétique d'au moins 35 %.

Depuis 2017, les copropriétés dites fragiles peuvent bénéficier d'une aide Habitat Mieux collective pour les travaux sur les parties communes, par l'intermédiaire du syndicat de copropriété, pour un programme de travaux en vue d'obtenir un gain énergétique d'au moins 35 %. L'aide comprend une partie pour l'assistance à maîtrise d'ouvrage en complément de l'aide aux travaux de rénovation énergétique. L'objectif retenu est de 30 000 logements rénovés.

En contrepartie de l'exigence précitée de réduction de la consommation énergétique du logement d'au moins 25 %, l'accompagnement personnalisé des ménages, adapté à la population concernée, permet de couvrir jusqu'à 60 % du coût hors taxes des travaux, en combinant l'aide de l'Anah, qui peut atteindre, selon les ressources du foyer, jusqu'à 50 % du montant des travaux, et une prime au titre du Fonds d'aide à la rénovation énergétique (FART) représentant 10 % du montant des travaux éligibles. Le montant de la subvention versée par l'Anah ne peut toutefois avoir pour effet de porter le montant des aides publiques directes y compris celles des collectivités locales à plus de 80 % TTC du coût global de l'opération.

Il faut noter que si ce dispositif est celui qui porte sans doute les niveaux de rénovation les plus ambitieux, il ne promeut pourtant pas le principe de rénovation globale ou BBC fixé à l'ensemble du parc par les objectifs législatifs. De plus, le principe de reste à charge minimal tend à exclure du dispositif les ménages les plus modestes. En effet, pour ces ménages, un reste à charge même de l'ordre de 20 % peut devenir disqualifiant, si les travaux nécessaires sont onéreux. Ainsi, il a été démontré que les personnes âgées (ayant accès plus difficilement à des prêts pour couvrir leur reste à charge) et les ménages plus modestes accèdent plus difficilement que les autres aux aides aux travaux.

La Cour des comptes a relevé que le parc aidé par l'Anah est notablement plus dégradé, du point de vue énergétique, que le parc national de logements, spécialement pour les propriétaires occupants, majoritairement logés dans des logements avec des étiquettes environnementales F et G (55,4 %), alors que cette situation ne concerne que 30,7 % des résidences principales. Le même constat est fait pour les logements loués par les bailleurs (56,5 %).

Toutes actions confondues, les engagements de l'Anah ont permis de rénover 462 693 logements au cours de la période 2010-2017, dont 243 239 au titre du programme de rénovation énergétique mettant en œuvre le dispositif Habiter mieux, soit 52,5 % de dossiers. Les engagements pour ce programme ont atteint 2,49 milliards d'euros (budget Anah + FART), soit 63 % des aides de l'Agence pour les mêmes exercices.

En 2017, le programme Habiter Mieux a représenté 70 % des aides aux travaux de l'Anah, (418,3 millions d'euros, auxquels s'ajoutent 99,3 millions d'euros de primes Fart). 74 % des logements rénovés sont occupés par des propriétaires très modestes, soit 80 % du montant des aides accordées aux propriétaires occupants. Le montant moyen de l'aide pour les ménages très modestes a été de 6 744 euros.

Pour sa part, le programme Habiter mieux « agilité » ou « travaux simples » vise à mettre en œuvre des travaux, plus rapidement, sans engager un programme complet. Mis en place depuis le 1^{er} janvier 2018 pour les propriétaires occupant aux revenus modestes, il consiste en une aide de 7 000 euros à 10 000 euros pour financer l'un des trois travaux identifiés comme les plus efficaces en matière de

rénovation énergétique : le changement d'une chaudière ou du mode de chauffage, l'isolation des combles, ou l'isolation des murs.

Il convient de noter que le changement de chaudière et l'isolation de combles sont également couverts par des programmes « coup de pouce » CEE, ce qui permet en cumulant les deux dispositifs un reste à charge nul pour les ménages précaires (sous condition de revenus) sur ces deux postes de travaux. Ce mécanisme de cumul des aides Anah et des CEE est extrêmement vertueux sur le volet social car cela lève efficacement la barrière constituée par un reste à charge trop important pour les ménages les plus modestes. En revanche, le fait que l'accompagnement soit optionnel dans le cadre de ce dispositif ne permet pas à l'Anah (contrairement au dispositif Sérénité) de contrôler la qualité des travaux réalisés ou de s'assurer que les travaux réalisés sont pertinents dans le parcours de rénovation. Pourtant destinés à des ménages souvent socialement fragiles, économiquement acculés, et donc souvent moins agiles pour se défendre contre d'éventuelles « arnaques », ces dispositifs nécessiteraient d'être particulièrement suivis.

Comme indiqué auparavant, le crédit d'impôt pour la transition énergétique est transformé en prime versée directement par l'Anah, à compter du mois d'avril 2020. Les ménages modestes auront donc le choix entre demander une aide au titre du programme Habiter mieux, dans le cas d'une rénovation globale accompagnée, ou demander le bénéfice de la prime issue de la réforme du crédit d'impôt, dans le cas d'une démarche progressive par geste de travaux.

4. Les certificats d'économies d'énergie (CEE)

L'objectif principal et initial du dispositif vise l'efficacité énergétique, c'est-à-dire la réduction des consommations. S'y ajoute un objectif social d'aide aux ménages modestes depuis sa troisième période d'application.

Les vendeurs d'énergie doivent réaliser 1 600 TWh cumulés actualisés (cumac) d'économies d'énergies sur trois ans, répartis entre eux au prorata de l'énergie vendue. L'obligation de chaque acteur obligé est déterminée en prenant en compte, pour les trois quarts, le chiffre d'affaires et, pour un quart, les volumes de vente de l'énergie considérée. De ce calcul, il résulte que l'obligation pour la quatrième période pèse pour 46 % au titre de la fourniture de carburant, pour 31 % au titre de celle d'électricité et pour 15 % au titre de celle de gaz naturel. L'obligation pour chaque énergie est ensuite répartie entre les acteurs obligés en prenant en compte un abattement et le nombre de fournisseurs considérés. Le calcul des paramètres ne tient pas compte des émissions de CO₂ par énergie, le dispositif ayant un objectif d'efficacité énergétique, au sens de la réduction de la consommation énergétique, et non l'atteinte d'objectifs de réduction des gaz à effets de serre.

Lors de leur audition par la commission d'enquête, les représentants de la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) ont indiqué que 70 % des économies d'énergies se font dans le bâtiment résidentiel. En 2018, 400 000 travaux

d'isolation et 110 000 changements de chaudière ont été réalisés grâce aux CEE. Les opérations sont réalisées, pour 52 % d'entre elles, dans le bâtiment résidentiel occupé par des ménages précaires.

Les représentants de la DGEC insistent sur le fait que les économies d'énergies réellement obtenues sont bien supérieures à celles du dispositif, lequel, se voulant incitatif, valorise l'économie réalisée grâce au matériel de l'opération par rapport à l'achat d'un matériel standard du marché. À cet égard, la CRE a recommandé de réfléchir à la façon de prendre en considération le montant d'économies d'énergie calculé par référence à l'équipement moyen installé dans le parc français. *« Cette référence permet en effet de mesurer en moyenne l'effet « réel » en termes d'économies d'énergie d'une action donnée, contrairement à la référence « marché » prévue par la directive et transposée dans le mécanisme CEE pour l'établissement des fiches, qui reflète l'économie d'énergie additionnelle apportée par un équipement plus performant par rapport à un équipement standard du moment. Un tel système de comptabilisation en parallèle permettrait de mieux identifier les actions induisant le plus d'économies réelles pour le système. »*

Les opérations « coups de pouce » sur l'isolation et sur le chauffage tiennent au constat de l'importance du reste à charge du point de vue du consommateur, au moment où il investit, au-delà de l'économie sur la durée de vie de l'opération. *« L'objectif consiste donc à le diminuer fortement, notamment pour les publics précaires. D'autre part, les acteurs des CEE étant parfois des intégrateurs des aides, qu'il s'agisse du CITE, des CEE ou des aides de l'Anah, il faudrait qu'ils puissent proposer un « package » des aides aux ménages, c'est-à-dire un dispositif complet allant jusqu'à un accompagnement pour réaliser les travaux. Enfin, il s'agit de bonifier un certain nombre d'actions en fonction de l'économie de CO₂ réalisée. »* ⁽¹⁾

Une vérification de l'efficacité des actions réalisées en termes de réduction des consommations est primordiale. Pour la CRE, si une action standard ne remplit pas son objectif de réduction de consommation, elle devrait être révisée voire supprimée.

La CRE insiste sur la nécessité d'un contrôle technique *ex post* de la conformité réglementaire des actions réalisées. Le Pôle national des certificats d'économies d'énergie (PNCEE) réalise un contrôle administratif de type documentaire du dépôt des demandes de CEE et peut susciter des contrôles *ex post* de la conformité des actions réalisées aux spécifications des fiches standardisées. En 2018, une expérimentation de contrôles sur site a été confiée à des organismes accrédités et, cette année, une expérimentation de contrôles par questionnaires envoyés aux bénéficiaires. Les demandeurs de CEE réalisent leurs propres contrôles pour fiabiliser leur production de CEE, contrôles obligatoires au titre des opérations « Coup de pouce ». Selon les indications fournies par les représentants de la DGEC, lors de leur audition par la commission d'enquête, depuis 2015, 400 contrôles,

(1) M Olivier David, chef du service du climat et efficacité énergétique DGEC, audition du 21 mai 2019.

portant sur 400 entreprises ou dépôts en masse de CEE, ont été réalisés, 52 sanctions prononcées avec une annulation cumulée de 1,3 TWh cumac de CEE et 12 millions d'euros de sanctions pécuniaires.

Bien qu'il soit important de contrôler les travaux, il importe ici de bien distinguer le contrôle qui consiste à vérifier la réalisation des travaux, du contrôle qui consiste à vérifier le respect des règles de l'art par les entreprises et donc la qualité des travaux. Autant il semble raisonnable de confier aux acteurs des CEE le soin de vérifier que les travaux ont bien été réalisés par telle ou telle entreprise, autant il ne semble pas relever des compétences des acteurs CEE de garantir que telle ou telle entreprise a travaillé conformément aux règles de la profession. Le contrôle de la qualité des travaux semble plutôt relever des compétences spécifiques d'un organisme qualificateur et donc du label RGE.

Les prix des CEE n'ont cessé d'augmenter. L'indice « spot » Emmy en donne une valeur de 8,5 euros/MWhcumac pour le mois de décembre 2018.

Selon la CRE, le dispositif représente un coût global pour la collectivité de l'ordre de 3 milliards d'euros par an, lorsque le prix des CEE est de 5 euros/MWhcumac et de 5 milliards d'euros pour un prix de 9 euros/MWhcumac. La part des CEE représentait de l'ordre de 2 % de la facture TTC des clients au tarif réglementé de vente de l'électricité » (TRVE) en 2018 contre 1 % en 2017, augmentation qui semble appelée à se poursuivre. La CRE considère que, toutes choses égales par ailleurs, l'augmentation de l'obligation et du prix des CEE a occasionné, début 2018, une hausse hors taxes de TRVE de 1,6 % pour les clients résidentiels et de 1 % pour les clients « petits professionnels ». S'interrogeant sur la hausse des prix enregistrés, la CRE a considéré qu'elle était due pour partie à l'inertie du dispositif et recommandait d'allonger la durée de la quatrième période d'un ou deux ans et d'apporter rapidement de la visibilité en ce qui concerne les cinquième et sixième périodes.

Lors de son audition par la commission d'enquête, le représentant de la DGCE a estimé le coût du dispositif des CEE de l'ordre de 3 à 3,5 milliards d'euros en 2019, soit 3 % de sa facture pour un consommateur de carburant : pour un plein de trente litres gazole à 1,6 euro le litre, soit 48 euros, les CEE représenteraient 1,28 euro, soit 2,6 % du prix du plein.

Dans son analyse du dispositif des CEE, la CRE constate que la part des CEE dans la facture finale des consommateurs est sensiblement la même d'une énergie à l'autre :

PART DES CEE DANS LA FACTURE (*)

(en pourcentages)

	Fioul domestique	Carburant	GPL carburant	Chaleur et froid	Électricité	GPL combustible	Gaz naturel
Part des CEE dans la facture	2,6	3,0	3,6	2,2	2,3	2,5	2,8

(*) Pour un prix du CEE de 5,5 €/MWhcumac et en utilisant les données de volumes et de prix par énergie de la note de la DGEC de répartition de l'obligation.

Source : CRE, *Analyse du dispositif de certificats d'économies d'énergie*

La CRE précise que le coût des CEE comprend :

- la prime versée au bénéficiaire ou autre incitation,
- les coûts commerciaux de démarchage du client,
- les coûts administratifs liés à la gestion des dossiers,
- les coûts éventuels des intermédiaires (artisans, délégataires, mandataires, etc.)

Selon la CRE, « *le développement et l'accroissement des activités d'intermédiation pourrait, à première vue, faire craindre un renchérissement du coût des CEE, une majorité d'acteurs semblent considérer toutefois que les intermédiaires apportent une réelle expertise pour l'acquisition des CEE et permettent notamment, lorsque la production en propre n'est pas suffisante, de compléter l'approvisionnement en CEE au meilleur coût et, dès lors, d'éviter, dans le cas extrême, de devoir payer la pénalité libératoire. Ces acteurs considèrent ainsi que la présence d'intermédiaires a un effet globalement baissier sur les prix des CEE grâce à une meilleure mobilisation du gisement disponible.* »

Et de fait, le dispositif des CEE tend à générer une grande créativité des acteurs du marché dans l'atteinte des objectifs d'économies d'énergie. Cette créativité tient principalement à la concurrence stimulante qui existe entre les intermédiaires (délégataires ou mandataires) qui se « challengent » dans la recherche de nouveaux gisements et de nouveaux mécanismes de traitement de ces gisements. *In fine*, les meilleures innovations, les modèles les plus efficaces, finissent par être partagés, copiés puis adoptés par l'ensemble des acteurs. L'inertie qui existe dans les dispositifs publics n'existe pas dans le dispositif des CEE. Un programme qui ne marche pas ne sera pas artificiellement alimenté, mais au contraire rapidement écarté. En revanche, le marché des CEE n'est pas constitué pour générer des garde-fous ou pour empêcher des dérives éventuelles. De plus, les économies d'énergie restent théoriques et ne sont mesurées que sur échantillonnage, ce qui peut laisser le temps à des failles de se creuser. C'est particulièrement vrai lorsque certains travaux deviennent « gratuits » car ils sont plus que couverts par le principe des CEE et que la machine s'emballle, comme dans le cas, plus ancien, des « ampoules led gratuites » ou, plus récent, des « combles à 1€ ».

Pour la CRE, les actions vers les ménages en situation de précarité sont captées pour la très grande majorité d'entre elles par les bailleurs sociaux, les ménages en situation de précarité qui ne logent pas chez un bailleur social n'ayant souvent pas les moyens d'engager de tels frais.

Ce constat, vrai pour partie, a sans doute évolué depuis l'émergence des dispositifs dits « à 1 € » évoqués plus haut.

Votre Rapporteuse recommande donc un audit exhaustif et spécifique du mécanisme des CEE. Il convient de le maintenir dans le sens où il a stimulé de manière inégalée le marché à atteindre les objectifs d'efficacité énergétique poursuivis par le Gouvernement, mais compte tenu du coût qu'il représente pour les ménages, il faut mettre un terme aux dérives et aux écueils dénoncés depuis plusieurs mois. Plus de collégialité dans le pilotage du dispositif (un collège rassemblant tous les acteurs concernés et où siègeraient des parlementaires, comme au CSCEE, pourrait être aisément établi) et plus de transparence seraient un minimum requis pour permettre au dispositif de gagner durablement en efficacité.

V. CENTRALISATION DE LA PROGRAMMATION ÉNERGÉTIQUE : DE LA NATION À L'EUROPE...

Allons-nous de l'usage à la production ou de la production à l'usage ?

La question « qui de la poule ou de l'œuf est arrivé le premier ? » pourrait se poser en termes similaires sur l'usage et la production d'électricité.

L'électrification des usages thermosensibles avaient, dans les années 1970, été concomitante du dimensionnement du parc nucléaire, comme l'indique à la fois le site officiel d'EDF et l'étude cas réalisée par Jean Fretellière, professeur de sciences économiques et sociales dans l'Académie de Nancy-Metz : « *Face au premier choc pétrolier, qui a des conséquences négatives du point de vue du commerce extérieur et de l'indépendance énergétique, le gouvernement décide d'intensifier le programme électronucléaire et donc, indirectement, de développer le chauffage électrique (...) La question était et est toujours actuellement : « Comment assurer, dans des conditions économiques acceptables pour le client, un chauffage performant avec une énergie dont le coût unitaire (par kWh facturé au client) est notablement plus élevé que celui des autres énergies »* ⁽¹⁾

A. LE NÉCESSAIRE PASSAGE D'UNE LOGIQUE D'OPTIMISATION NATIONALE À UNE LOGIQUE D'OPTIMISATION EUROPÉENNE

Lors de son audition par la commission d'enquête, M. André Merlin, fondateur et ancien président de RTE a insisté sur les avantages apportés par l'interconnexion des réseaux de transport de l'électricité entre les pays européens.

Ces interconnexions permettent d'abord une solidarité entre les États membres de l'Union européenne : un pays confronté à un déficit de production peut ainsi recourir à l'électricité disponible dans les pays voisins.

Comme ne manque pas de le souligner RTE, l'évolution de la consommation électrique en fonction de celle de la température (thermo-sensibilité) constitue le risque principal pesant sur la sécurité d'approvisionnement. Sur le plan européen, la thermo-sensibilité d'hiver est nettement plus importante que celle d'été. En France, le phénomène est le plus marqué avec une hausse de la puissance électrique appelée par degré de température en moins (gradient de consommation) supérieure à celle de la Grande-Bretagne, deux-fois moins forte, de l'Allemagne, quatre fois et demie moins forte et de l'Italie, six fois moins forte. La thermo-sensibilité d'été est en revanche plus importante en Italie ou en Espagne, où la consommation estivale peut atteindre des niveaux équivalents ou supérieurs à la consommation d'hiver.

(1) <https://www.melchior.fr/etude-de-cas/trente-ans-de-chauffage-electrique-histoire-dune-innovation-mouvementee>.

Ensuite, les interconnexions favorisent l'intégration des marchés : à mesure de l'interconnexion croissante des réseaux, la production d'autres pays peut être mobilisée en faisant jouer la concurrence par les coûts de production.

Enfin, les interconnexions favorisent l'intégration des énergies intermittentes, notamment par l'effet du foisonnement.

Ce mouvement vers des interconnexions croissantes pose néanmoins la question de la complexité qui l'accompagne : lorsqu'une difficulté survient dans un réseau interconnecté, elle se répercute nécessairement sur l'ensemble du réseau en raison de la solidarité imposée par les lois de la physique. Dans un système interconnecté, tout ce qui advient sur un point du réseau affecte instantanément l'ensemble de celui-ci. Les risques apparaissant à la mesure du réseau pris dans son entier, une gestion technique très efficace s'impose donc d'autant plus.

Selon M. Jorge Vasconcelos, ancien responsable de l'organisme de régulation du marché de l'électricité portugais et membre du conseil d'administration de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER), également auditionné par la commission d'enquête, l'application du principe de subsidiarité devrait concrètement aboutir à traiter au niveau européen tout ce qui a trait au marché intégré de l'énergie et à l'infrastructure physique interconnectée qui en constitue le support. Pour la direction du Trésor, si le renforcement de la coordination des politiques de soutiens aux énergies renouvelables et, plus généralement des politiques énergétiques nationales nécessite que les États membres acceptent de perdre une partie de leur souveraineté sur le pilotage du bouquet électrique national, une telle intégration a en tout état de cause été engagée par la politique d'interconnexion des marchés de l'électricité : le fait de pouvoir importer ou exporter de l'énergie sur un marché implique déjà en soi une certaine perte de contrôle sur l'origine de l'énergie produite. ⁽¹⁾

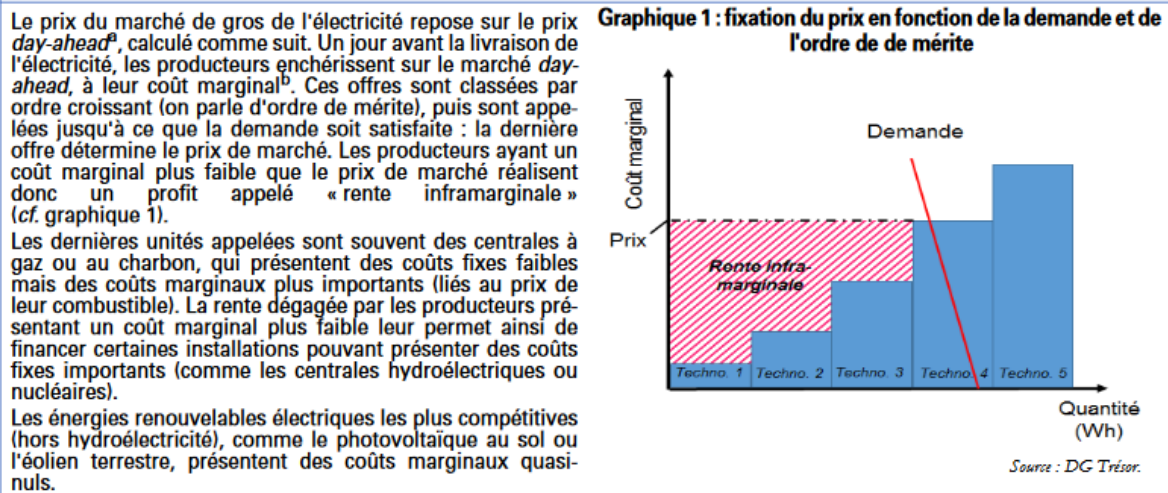
Comme le rappelle d'ailleurs RTE, les flux d'électricité aux frontières ne sont plus désormais décidés par les États, mais résultent d'arbitrages économiques sur les marchés interconnectés : « *En Europe, la France ne « décide » pas d'exporter de l'électricité – pas plus qu'elle ne « fait appel » à ses voisins lorsque l'électricité vient à manquer – c'est une logique de marché qui est à l'œuvre et conduit à faire fonctionner les outils de production les plus compétitifs, indépendamment de leur localisation. Les flux d'électricité entre pays en découlent mécaniquement.* » ⁽²⁾.

Sur le marché de l'électricité, les moyens de productions sont mobilisés par ordre croissant du coût marginal de leur production (« ordre de mérite ») : les filières dont l'activation est la moins coûteuse entrent donc en priorité en production.

(1) Trésor-Éco, *Électricité verte : les avantages d'une approche européenne*, n°197, mai 2017.

(2) RTE, *Schéma décennal de développement du réseau, principaux résultats*, édition 2019.

FONCTIONNEMENT DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ ET FORMATION DES PRIX



- On peut distinguer 4 grands pas de temps pour les échanges d'électricité : long terme (jusqu'à plusieurs années avant la livraison), *day-ahead* (un jour avant la livraison), *intra-day* (le jour de la livraison) et ajustement (près du temps réel). Le long terme et l'*intra-day* reposent sur des marchés qui prennent pour référence le marché *day-ahead*, alors que l'ajustement, qui vise à garantir l'équilibre offre/demande à chaque instant repose sur l'action des gestionnaires de réseau de transport.
- Sauf les producteurs détenant un pouvoir de marché qui peuvent enchérir à un prix plus élevé.

Source Trésor-Éco, *Électricité verte : les avantages d'une approche européenne*, n° 197, mai 2017.

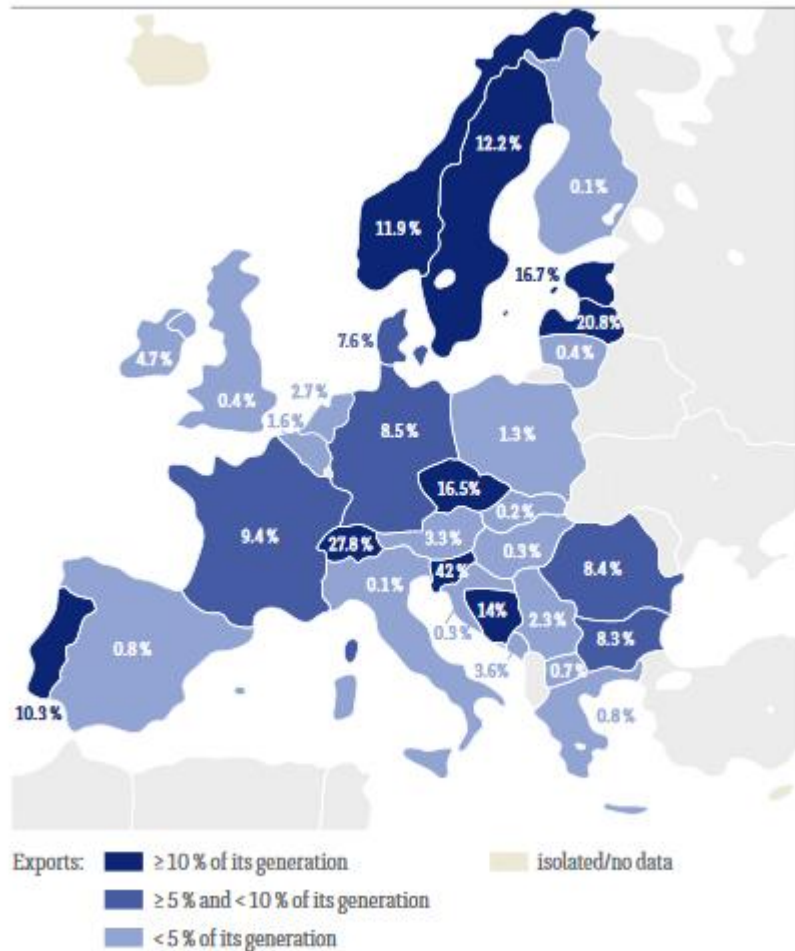
Les interconnexions tendent en conséquence à permettre l'utilisation économiquement la plus efficace des moyens de production au sein de la zone interconnectée, en faisant appel, de même, en priorité, à ceux dont les coûts de production marginaux sont les moins élevés, compte tenu des capacités de transport d'électricité entre les pays interconnectés.

La compétitivité du parc électrique installé est donc elle-même reflétée par les coûts marginaux relatifs des moyens installés qui le composent. S'agissant de la compétitivité des moyens installés en France, par rapport à ceux installés dans les pays voisins, RTE souligne que le nucléaire représente actuellement une capacité de base très compétitive sur les marchés européens. La flexibilité de l'outil de production en France reposant très largement sur l'hydraulique et le nucléaire, la part du nucléaire dans le bouquet électrique actuel a pour conséquence de faire très largement dépendre les échanges électriques de la France de la disponibilité de ce dernier. L'essentiel de l'année, la France est un pays exportateur d'électricité, n'important que, ponctuellement, lors des pointes de consommation hivernales. Toujours selon RTE, au cours des quinze dernières années, le bilan net entre les exportations et les importations d'électricité a pu avoisiner 70 TWh, soit de l'ordre de 13 % de l'électricité produite en France. ⁽¹⁾

De la même façon, le faible coût marginal des énergies renouvelables a permis à l'Allemagne de passer du statut de pays importateur net d'électricité à celui de pays exportateur net.

La carte ci-dessous présente la part de la production nationale d'électricité exportée en 2017 dans les différents pays membres de l'association européenne des gestionnaires de réseaux de transport.

(1) RTE, *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France*, édition 2017.



Source : ENTSO-E 2017 L'électricité en Europe en 2017.

Le choix du niveau adéquat des capacités d'interconnexion constitue donc un arbitrage essentiel.

En méconnaissant l'apport possible de production en provenance des pays dont les réseaux sont interconnectés avec le sien, un pays pourrait en effet être conduit à construire plus de capacités de production qu'il n'en a réellement besoin pour assurer sa sécurité d'approvisionnement. L'économie en coûts de combustible permise par l'utilisation des moyens de production des autres pays européens de même que celle rendue possible en moyens de production ou d'effacement doivent donc être comparées aux coûts d'investissement et d'exploitation d'un ouvrage de transport d'électricité, au coût lié à l'accroissement des pertes du fait du transport sur une plus longue distance et aux coûts des éventuels renforcements induits pour le réseau intérieur.

Le réseau électrique français est physiquement relié à ses voisins européens par cinq liaisons transfrontalières. De nouveaux ouvrages d'interconnexion sont en cours de construction : une liaison en courant continu de Chambéry à Turin de 1 000 MW et deux nouvelles liaisons à courant continu entre la France et le Royaume-Uni (IFA 2 et ElecLink) d'une capacité chacune de 1 000 MW. Pour sa part, si la Commission européenne vient d'accepter l'attribution du financement européen nécessaire à la réalisation de l'interconnexion électrique souterraine de

575 km entre la France et l'Irlande (Celtic interconnector), la CRE a conclu à l'opportunité de reporter les décisions relatives à un accroissement supplémentaire de la capacité d'interconnexion entre la France et le Royaume-Uni au-delà des projets actuellement en cours de réalisation (IFA 2 et ElecLink précités). Les scénarios prospectifs réalisés à l'initiative du régulateur français montrent que les bénéfices attendus seraient inférieurs aux coûts moyens liés à la construction, l'exploitation et la maintenance des projets étudiés et ne permettraient de couvrir en moyenne que de l'ordre de la moitié des coûts induits par une nouvelle interconnexion.

En fonction du niveau de la demande, le prix de marché couvre le coût de production de la dernière unité mobilisée. Pour les énergies renouvelables, le coût marginal de production est presque nul, l'augmentation de la part des énergies renouvelables dans le bouquet électrique entraîne donc une baisse des prix de gros. *« Le couplage des marchés des pays du nord de l'Europe disposant de fortes capacités en matière d'énergies renouvelables avec ceux du sud de l'Europe tend à tirer les prix de l'électricité sur le marché de gros à la baisse : entre 2011 et 2014, le prix de gros de l'électricité a baissé de près de 40 % en Europe. »* ⁽¹⁾

L'interconnexion du réseau européen contribue à l'intégration des énergies renouvelables, par la sécurité d'approvisionnement qu'elle permet en cas de défaillance d'un maillon de la production. L'interconnexion a donc permis d'accélérer le développement des énergies renouvelables. Toutefois, si les flux d'électricité ne peuvent plus être gérés à l'échelle d'un seul pays, le couplage des marchés ne garantit pas, à lui seul, la sécurité de l'approvisionnement à long terme en énergie.

Selon les stipulations de l'article 194 du Traité de l'Union européenne, les textes pris pour la mise en œuvre de la politique énergétique européenne n'affectent pas le droit d'un État membre de déterminer les conditions d'exploitation de ses ressources énergétiques, son choix entre différentes sources d'énergie et la structure générale de son approvisionnement énergétique. Chaque État conserve donc une marge d'autonomie pour atteindre les objectifs de transition énergétique et de construction du marché intérieur de l'énergie fixés en commun.

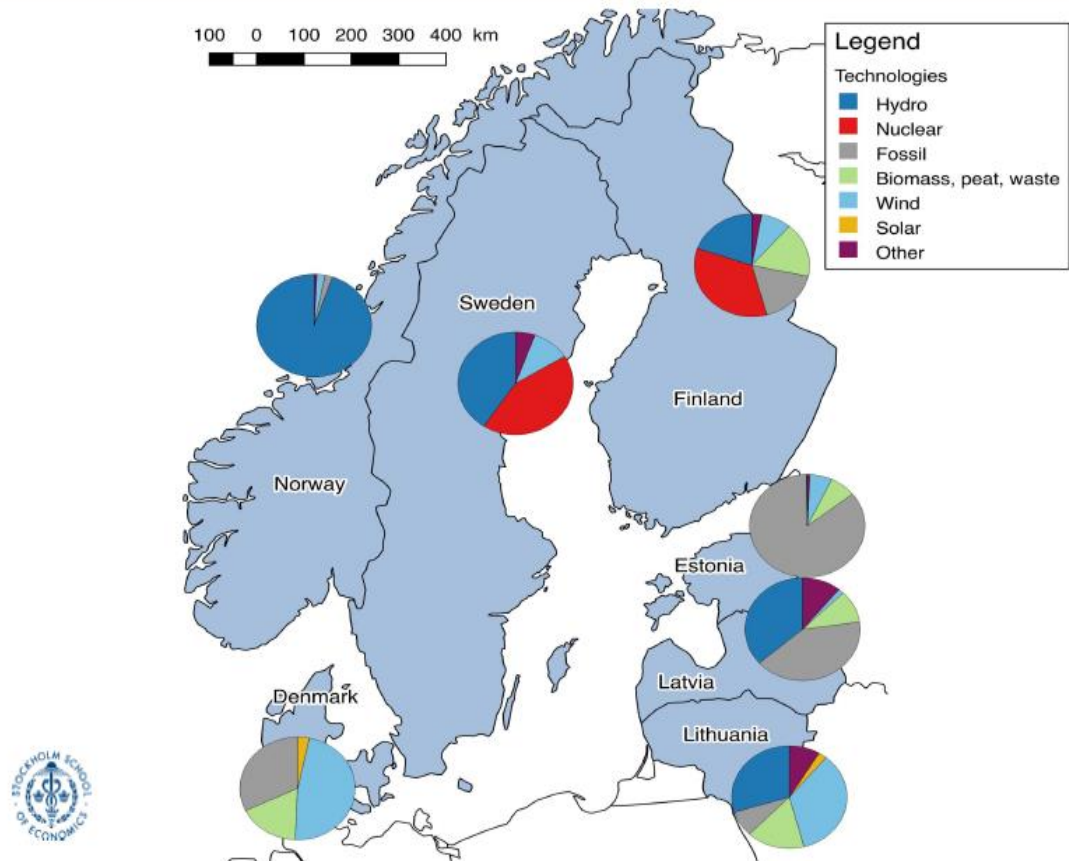
Pour les gestionnaires de réseaux, le foisonnement géographique des diverses sources d'approvisionnement contribue à atténuer les aléas de production, et cela d'autant mieux si les différents pays européens disposent eux-mêmes de moyens de production suffisamment diversifiés. L'existence de spécificités nationales à cet égard peut contribuer à raréfier les aléas concomitants de production et, partant, à accroître la complémentarité des moyens de production et des possibilités de secours mutuel qui en découlent.

Une forte interconnexion fait reposer la flexibilité du système électrique national sur les moyens extérieurs à celui-ci. Par exemple, le Danemark bénéficie

(1) Michel Derdevet, *Énergie, l'Europe en réseaux, rapport à François Hollande, président de la République française, 2015.*

des importantes capacités de production pilotables hydroélectriques du système Nord Pool. Comme l'a rappelée Mme Chloé Le Coq, lors de son audition par la commission d'enquête, le marché intégré Nord Pool comprend, outre le Danemark, la Suède, la Norvège, la Finlande et les pays baltes, et le prix de l'électricité qui en résulte sert de référence pour toute l'électricité dans l'Europe du Nord ⁽¹⁾.

LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ SUR NORD POOL



Or à mesure que la production d'électricité d'origine éolienne et photovoltaïque s'accroît en Europe, cette faculté de reporter la charge des moyens de flexibilité à l'extérieur du système électrique national perd de son caractère opératoire.

De ce point de vue, l'évolution des parcs de production des différents pays du système électrique ouest-européen ne manquera pas d'impacter les conditions de la sécurité d'approvisionnement et celles des échanges d'électricité, du fait même de la réduction du parc de grandes unités de production thermiques ou nucléaires.

Les tendances d'évolution des parcs des pays voisins du nôtre sont en effet concordantes et marquées par :

- un fort développement des énergies renouvelables ;

(1) Mme Chloé Le Coq, professeur associé à la Stockholm School of Economics, audition du 25 juillet 2019.

– un déclassement progressif des parcs de production au charbon sur la base de critères politiques ou techniques, le parc charbon se trouvant majoritairement installé en Allemagne ;

– une fermeture programmée des centrales nucléaires dans les différents pays frontaliers de la France qui en disposent, sauf au Royaume-Uni.

Si à court terme, le marché de l'électricité permet de valoriser l'énergie heure par heure, à plus long terme, il n'offre pas, par lui-même, suffisamment de visibilité et d'incitations pour que les acteurs maintiennent les capacités de production requises et l'investissement dans les actifs nécessaires au maintien de la sécurité d'approvisionnement à long terme.

En outre, le déploiement des énergies renouvelables, financées au moyen d'obligations d'achat, impacte nécessairement les capacités de financement des autres moyens de productions, en lien avec la diminution des prix sur le marché que ces énergies entraînent.

B. LES ENGAGEMENTS EUROPÉENS EN MATIÈRE DE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

1. La transposition de l'Accord de Paris dans la stratégie européenne de lutte contre le changement climatique : un choix ambitieux, renforcé par la présidence finlandaise

Engagée dans la lutte contre le changement climatique, l'Union européenne avait pris ses premiers engagements de réduction des émissions de gaz à effet de serre dans le cadre du Protocole de Kyoto.

Ainsi la directive 2003/87/CE **relative au système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre (ETS)** vise, par un instrument de marché, à orienter les investissements vers des technologies sobres en carbone.

Si le prix du carbone est aujourd'hui inférieur aux prévisions du **paquet Énergie-Climat**, une réflexion est engagée pour garantir un prix du carbone compatible avec les objectifs du système d'échange de quotas d'émissions de gaz à effet de serre.

Le paquet Énergie Climat, adopté, en décembre 2008, répond à ces engagements, en imposant des contraintes juridiques aux États membres pour se conformer aux obligations internationales de l'Union européenne.

2. Le paquet Énergie-Climat : une ambition climatique et énergétique, dite stratégie 20/20/20

En vertu du **paquet Énergie-Climat**, outre l'accord politique de décembre 2008, un certain nombre d'actes dérivés sont pris afin de mettre **en place**

une politique commune de l'énergie, au niveau communautaire, qui vise notamment à lutter contre le changement climatique.

L'Union européenne s'est fixé des objectifs ambitieux, plus connus sous le nom de « stratégie 20/20/20 », à savoir atteindre d'ici 2020, **une amélioration de 20 % de l'efficacité énergétique, une part de 20 % des énergies renouvelable dans la consommation d'énergie, une réduction de 20 % des émissions de gaz à effet de serre.** Ce dernier objectif pouvant être relevé à 30 % dans l'hypothèse où d'autres pays industrialisés prendraient des engagements similaires.

Ces contraintes juridiques sont précisées dans la **directive 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (RED I)** ⁽¹⁾.

3. Une vision ambitieuse : une planète sobre pour tous. Une vision européenne stratégique à long terme pour une économie prospère, moderne, compétitive et neutre pour le climat

Pour M. Miguel Arias Canete, Commissaire en charge de l'action climatique et de l'énergie, « *L'Union européenne a déjà engagé la modernisation et la transformation de son économie en vue de la neutralité climatique. La Commission européenne intensifie ses efforts tandis que nous proposons une stratégie pour que l'Europe soit la première grande économie au monde à devenir neutre pour le climat d'ici à 2050. Parvenir à la neutralité climatique est nécessaire, possible et dans l'intérêt de l'Europe.* » ⁽²⁾.

Le 28 novembre 2018, dans une communication intitulée, *Une planète propre pour tous. Une vision européenne stratégique à long terme pour une économie prospère, moderne, compétitive et neutre pour le climat*, la Commission européenne a présenté une feuille de route ambitieuse avec huit scénarios pour « une économie à zéro émission nette de gaz » afin d'atteindre des réductions nettes d'émissions de gaz à effet de serre de 80 % à 95 % d'ici 2050, par rapport aux seuils de 1990.

La Commission européenne rappelle à ce titre que « *la transition vers une économie à zéro émission nette de gaz à effet de serre donne un rôle central à l'énergie, qui est aujourd'hui responsable de plus de 75 % des émissions de gaz à effet de serre de l'Union. Dans toutes les options analysées, le système énergétique progresse vers un bilan d'émission neutre (zéro émission nette) de gaz à effet de serre. Il repose sur un approvisionnement énergétique sûr et durable étayé par une approche paneuropéenne fondée sur le marché. Le futur système énergétique intégrera les marchés et systèmes de l'électricité, du gaz, du chauffage/refroidissement et de la mobilité et s'appuiera sur des réseaux intelligents organisés autour des citoyens.* »

(1) <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0016:0062:FR:PDF>

(2) Discours prononcé à l'occasion de la présentation de la vision stratégique à long terme de la Commission européenne pour la mise en place d'une économie prospère, moderne, compétitive et neutre pour le climat d'ici à 2050, le 28 novembre 2018.

Vue d'ensemble des scénarios analysés

Le point de départ des scénarios analysés est une situation de référence commune qui reflète les politiques et objectifs énergétiques et climatiques pour 2030 adoptés récemment ainsi que le règlement sur la gouvernance de l'Union de l'énergie et de l'action pour le climat. **Cela inclut un système d'échange de quotas de l'Union réformé, des objectifs nationaux de réduction des émissions de gaz à effet de serre, une législation visant à maintenir le puits naturel que sont les sols et les forêts de l'Union, les objectifs fixés pour 2030 en matière d'efficacité énergétique et d'énergies renouvelables, ainsi que la proposition de législation visant à améliorer l'efficacité des voitures et des camions en matière d'émissions de CO₂.** Les projections indiquent que ces politiques et objectifs devraient permettre de réduire les émissions de gaz à effet de serre d'environ 45 % d'ici à 2030 et d'environ 60 % d'ici à 2050. Cela n'est pas suffisant pour que l'Union contribue aux objectifs à long terme fixés en matière de température dans l'accord de Paris.

Pour atteindre ces objectifs, huit autres scénarios – chacun répondant aux exigences de l'accord de Paris – ont été évalués.

Ces huit scénarios reposent sur des mesures utiles en tout état de cause, dites « sans regret », telles que l'utilisation généralisée des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique.

Cinq d'entre eux s'appuient sur différentes actions et technologies qui favorisent la transition vers une économie à zéro émission nette de gaz à effet de serre. Pour réduire les émissions, ils proposent **une application à des degrés variables de l'électrification, de l'hydrogène et des carburants de synthèse (c'est-à-dire des carburants produits par conversion de l'électricité, selon la technologie « power-to-X »), ainsi que de l'efficacité énergétique au niveau de l'utilisateur final et de l'économie circulaire.** Cela permet d'étudier leurs caractéristiques communes ainsi que leurs différentes incidences sur le système énergétique.

Dans tous ces scénarios, la consommation d'électricité augmente mais des différences notables existent. Les scénarios qui mettent plutôt l'accent sur l'électrification dans les secteurs d'utilisation finale nécessitent également une augmentation des capacités de stockage (6 fois leur niveau actuel) pour faire face à la variabilité au sein du système électrique. Mais les scénarios qui mettent en avant l'hydrogène nécessitent davantage d'électricité pour produire cet hydrogène. Les scénarios qui utilisent les plus grandes quantités d'électricité sont ceux qui reposent sur l'expansion des carburants de synthèse, entraînant une production d'électricité supérieure de presque 150 % en 2050 par rapport au niveau actuel. Au contraire, les scénarios axés sur la demande, notamment sur l'efficacité énergétique au stade de l'utilisation finale ou l'économie circulaire, nécessitent la plus faible augmentation de la production d'électricité (environ 35 % de plus en 2050 par rapport à aujourd'hui), les plus faibles besoins en termes de stockage et les plus grandes économies d'énergie dans les secteurs résidentiels et industriels. Tous ces scénarios présentent également des besoins variables en termes d'investissements et de transformation au niveau sectoriel. Les scénarios qui reposent davantage sur des vecteurs énergétiques décarbonés exigent moins de transformations et d'investissements dans le secteur de l'utilisation finale mais ont les besoins les plus élevés en termes d'investissement dans les secteurs de l'approvisionnement énergétique. Inversement, les scénarios axés sur la demande sont ceux qui nécessitent le moins d'investissements dans les secteurs de l'approvisionnement énergétique.

Ces cinq scénarios permettent d'obtenir des réductions d'émissions de gaz à effet de serre d'un peu plus de 80 % d'ici 2050 par rapport à 1990, hors utilisation des terres et des forêts. Si l'on tient compte de l'effet de puits des sols et des forêts, qui absorbent davantage de CO₂ qu'ils en émettent, ces scénarios correspondent à des réductions nettes d'émissions de gaz à effet de serre d'environ 85 % d'ici 2050 par rapport à 1990, ce qui est encore 15 points de pourcentage en deçà d'une économie neutre pour le climat ou à zéro émission nette de gaz à effet de serre.

Le scénario combinant les cinq options mais à des niveaux inférieurs permet d'atteindre des réductions nettes d'émissions de gaz à effet de serre de 90 % (effet de puits de l'utilisation des terres et des forêts compris). Toutefois, il ne permet pas d'atteindre un bilan neutre des émissions de gaz à effet de serre d'ici à 2050, étant donné que certaines émissions de gaz à effet de serre persisteront, notamment dans le secteur de l'agriculture. Les secteurs agricole et forestier sont uniques en ce sens qu'ils peuvent aussi absorber le CO₂ présent dans l'atmosphère. Ces absorptions annuelles sont aujourd'hui considérables, leur niveau net s'élevant dans l'Union à environ 300 millions de tonnes de CO₂. Toutefois, cela ne suffira pas à compenser les émissions résiduelles en l'absence de mesures supplémentaires renforçant le rôle de nos sols. Il est donc nécessaire de réfléchir également aux moyens de fournir de l'énergie à partir de la biomasse de manière durable tout en renforçant le rôle des puits naturels ou en combinant cette méthode avec le captage et le stockage de carbone, ces deux options permettant d'augmenter les émissions négatives.

Les septième et huitième scénarios étudient donc expressément ces interactions afin d'évaluer la manière de parvenir à un bilan neutre des émissions de gaz à effet de serre (zéro émission nette) d'ici 2050 et à des émissions négatives nettes par la suite. Dans le septième scénario, tous les vecteurs énergétiques sont des vecteurs sans carbone et l'efficacité énergétique est mise en avant. Il repose sur une technologie d'émissions négatives sous la forme de bioénergie combinée avec le captage et le stockage du carbone pour équilibrer les émissions restantes.

Le huitième scénario s'appuie sur le scénario précédent mais évalue les effets d'une économie fortement circulaire et le rôle bénéfique que pourrait avoir un changement dans les choix des consommateurs, qui se porteraient sur des solutions plus sobres en carbone. Il explore également la manière de renforcer le rôle de puits joué par les sols, afin de voir dans quelle mesure cela réduirait le besoin en technologies d'émissions négatives.

Les différentes composantes du cadre d'action européen sont mobilisées pour l'atteinte des objectifs de transition énergétique à long terme :

- La fiscalité : garantir une tarification efficace des effets extrêmes et une répartition équitable des coûts de transition ;

- L'Union de l'énergie pour le climat : adapter les règles commerciales pour permettre le déploiement des nouvelles technologies dans les secteurs de l'énergie, du bâtiment et de la mobilité ;

- Le budget de l'Union : préparer la mise en place des infrastructures clés et encourager les investissements dans des modèles d'entreprise durables ;

- L'action locale : accompagner la transformation des régions et des secteurs de l'économie ;

- La recherche et l'innovation : recenser les technologies clés pour la transition et accélérer la démonstration ;

- La stratégie industrielle et l'économie circulaire : déploiement des technologies, chaîne de valeur et circularité accrue ;

- Le commerce ouvert mais équitable : œuvrer pour des conditions de concurrence équitables à l'échelle mondiale ;

- Le pilier social : permettre aux citoyens d'acquérir les compétences nécessaires pour de nouveaux modèles d'entreprise ;

- Le marché unique numérique : créer le système d'exploitation numérique pour permettre l'intégration des systèmes et la mise en œuvre de nouveaux modèles d'entreprise ;

- La politique de la concurrence et les aides d'État : garantir la cohérence avec les objectifs de l'Union européenne en matière de climat et d'environnement.

La communication, *Une énergie propre pour tous les Européens*, présentée le 30 novembre 2016, précise le cadre juridique sur lequel s'appuie la feuille de route de 2050

Dans sa communication, *Une énergie propre pour tous les Européens* ⁽¹⁾, présentée le 30 novembre 2016, la Commission européenne rappelle que **l'Union de l'énergie correspond à l'une des dix priorités de la Commission Juncker**.

Le paquet de mesures présenté dans la communication s'articule autour de trois grands objectifs :

- Privilégier l'efficacité énergétique ;

- **Parvenir au premier rang mondial dans le domaine des énergies renouvelables ;**

- Adopter des mesures équitables pour le consommateur.

Pour atteindre ces objectifs, la Commission européenne a revu l'objectif en termes d'efficacité énergétique, estimant qu'il faudrait fixer un objectif contraignant à l'échelle de l'Union européenne de 30 % d'ici 2030.

Le Conseil européen a également relevé l'objectif d'au moins 27 % en ce qui concerne la part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie de l'Union européenne à l'horizon 2030. Objectif contraignant au niveau de l'Union européenne mais qui ne se traduira pas par des objectifs contraignants au niveau national.

(1) http://europa.eu/rapid/press-release_IP-16-4009_fr.htm

4. La présidence finlandaise : une ambition renforcée pour la lutte contre le changement climatique

La présidence finlandaise de l'Union européenne qui sera effective du 1^{er} juillet 2019 au 31 décembre 2019 a fait part de ses quatre priorités au nombre desquelles figure « *consolider la position de l'Union européenne comme le leader mondial en matière de climat* ».

À ce titre, la présidence a choisi **somme slogan** « *Europe durable – Avenir durable* » afin de symboliser la force de son engagement en la matière.

C. LA CONSTRUCTION DE L'UNION DE L'ÉNERGIE : UN PAQUET « ÉNERGIE-CLIMAT » FAVORABLE AUX ÉNERGIES RENOUVELABLES

1. Le traité de Lisbonne pose une base légale en termes de compétence communautaire dans le domaine de l'énergie

L'article 194 du Traité de fonctionnement de l'Union européenne (TFUE), du traité de Lisbonne, est la base légale en matière de compétence communautaire dans le domaine de l'énergie.

Il stipule que :

« *la politique de l'Union dans le domaine de l'énergie vise, dans un esprit de solidarité entre les États membres :*

- a) à assurer le fonctionnement du marché de l'énergie ;*
- b) à assurer la sécurité de l'approvisionnement énergétique dans l'Union ;*
- c) à promouvoir l'efficacité énergétique et les économies d'énergie ainsi que le développement des énergies nouvelles et renouvelables ;*
- d) à promouvoir l'interconnexion des réseaux énergétiques. » ⁽¹⁾*

Cette compétence communautaire est néanmoins sans incidence sur le fait **qu'un État membre a le droit** « *de déterminer les conditions d'exploitation de ses ressources énergétiques, son choix entre différentes sources d'énergie et la structure générale de son approvisionnement énergétique* », même si, en vertu du droit dérivé, et plus précisément de la **directive sur les énergies renouvelables (RED I)**, issue du paquet Climat-Energie, a été rendue contraignante **l'adoption d'objectifs nationaux de 20 % de la part d'énergies renouvelables dans la consommation finale brute de l'Union européenne d'ici 2020 ainsi que l'objectif de 10 % d'énergies renouvelables dans le domaine des transports.**

(1) Article 194 du TFUE.

2. Le quatrième rapport sur l'état de l'Union de l'énergie, adopté le 9 avril 2019, précise les progrès accomplis dans le secteur des énergies renouvelables

Dans son quatrième rapport sur l'état de l'Union de l'énergie, la Commission européenne rappelle que « *les énergies renouvelables sont au cœur des priorités de l'union de l'énergie* ».

À ce titre, il importe de rappeler quels sont les actes dérivés qui promeuvent les énergies renouvelables et dans quelles proportions.

La directive 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (RED I) précise que l'Union européenne doit atteindre un objectif de 20 % d'énergies renouvelables dans sa consommation finale brute d'énergie.

La directive (UE) 2018/2001/ relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (RED II), en cours d'adoption, fixe un nouveau cadre afin que l'Union européenne puisse atteindre **au moins 32 % d'énergies renouvelables dans sa consommation finale brute d'énergie d'ici 2030**. Les États membres devront reprendre les objectifs de 2020 comme niveau de référence de leur trajectoire respective pour 2030.

Si l'Union européenne est proche d'atteindre son objectif en matière d'énergies renouvelables pour 2020, soit 20 % – en 2017 elle avait atteint 17,52 % – force est de constater que le rythme d'accroissement de la part des énergies renouvelables a baissé depuis 2014. **Toutefois sept États membres dont la France devront faire des efforts supplémentaires pour se conformer à leur trajectoire indicative en vue d'atteindre l'objectif de 20 % en 2020.**

Concernant les biocarburants, la directive RED II adopte une approche prudente afin de préserver l'affectation des sols quant à la production de biocarburants.

3. La communication du 18 juin 2019 renforce les obligations des États membres afin d'atteindre les objectifs de l'Union de l'énergie et de l'action pour le climat

Dans sa communication du 18 juin 2019, intitulée, « *Ensemble pour atteindre les objectifs de l'union de l'énergie et de l'action pour le climat. – Jeter les bases pour réussir la transition vers une énergie propre* », la Commission européenne dresse un constat quant à l'efficacité des plans nationaux intégrés en matière d'énergie et de climat.

Comme le requiert l'article 9 **du règlement (UE) 2018/1999 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 sur la gouvernance de l'union de l'énergie et de l'action pour le climat**, tous les États membres ont dû élaborer des plans nationaux intégrés en matière d'énergie et de climat (PNEC).

Ce processus est un processus itératif qui devra amener chaque État membre à relever son niveau d'ambition dans les six prochains mois pour l'adoption des PNEC définitifs.

La Commission européenne a adressé une recommandation, le 18 juin 2019, *sur le projet de plan national intégré en matière d'énergie et de climat de la France couvrant la période 2021-2030*.

La Commission européenne recommande **notamment** à la France :

– de relever « *son niveau d'ambition pour 2030 à au moins 33 % d'énergies renouvelables en tant que contribution de la France à l'objectif de l'Union en la matière à l'horizon 2030.* »

– de « *revoir les efforts de réduction de la consommation d'énergie primaire afin de contribuer à la réalisation de l'objectif collectif de l'Union en matière d'efficacité énergétique à l'horizon 2030.* »

D. LA CONVERGENCE DES CHOIX POLITIQUES EN MATIÈRE DE BOUQUET ÉNERGÉTIQUE

1. L'exemple allemand : un choix ambitieux en termes d'énergies renouvelables... financé *in fine* par le consommateur

L'Allemagne, pour répondre à ses obligations européennes, mais également par choix politique assumé, a décidé de privilégier une production énergétique essentiellement fondée sur la production des énergies renouvelables.

C'est pourquoi une analyse du choix politique allemand revêt, pour votre Rapporteuse, un double intérêt : son mix énergétique évolue dans les années 2000 avec l'adoption du plan dit « *consensus nucléaire* » qui fait le choix de privilégier les énergies renouvelables au détriment du nucléaire et la transition énergétique est essentiellement financée par le consommateur allemand, du fait d'un consensus politique et citoyen.

Cette transition énergétique, « *Energiewende* », si elle fait consensus en Allemagne, n'est pas exempte de critiques, en raison de son coût, tant pour les finances publiques que pour les consommateurs. Selon l'institut économique de Düsseldorf (*Institute for Competition economics*), le coût estimé serait de 520 milliards d'euros jusqu'en 2025. Quant au tarif de l'électricité, il aurait non seulement plus que doublé pour les consommateurs entre 2000 et 2013, mais il continuerait d'augmenter.

a. *Energiewende, le choix assumé des énergies renouvelables*

La sortie programmée du nucléaire a été décidée en 2000, dans ce qu'il est convenu d'appeler le « consensus nucléaire » et la sortie définitive, actée en 2011,

après l'accident de Fukushima. Il s'agissait du retour à un plan de sortie précédemment adopté par la coalition entre les Verts et les Sociaux-démocrates.

Les thèmes relatifs à la sécurité ainsi qu'à la problématique du stockage des déchets nucléaires expliquent le choix d'une transition énergétique largement fondée sur les énergies renouvelables.

Ce choix politique a également été renforcé par l'adoption du *Klimaschutzplan 2050* (Plan Climat 2050), en novembre 2016, traduction de l'Accord de Paris et de ses objectifs européens, **qui conduit à un objectif général de réduction des émissions de gaz à effet de serre de l'ordre de 80 à 95 % en 2050 par rapport à 1990.**

Le plan indique le niveau de contribution de chaque secteur à la réduction des émissions de gaz à effet de serre :

Secteurs	Émissions en 1990 (en Mt)	Émissions en 2014 (en Mt)	Objectif d'émissions en 2030 (en Mt)	Objectifs de réduction (en % par rapport à 1990)
Énergie	466	358	175-183	62-61
Bâtiments	209	119	70-72	67-66
Transports	163	160	95-98	42-40
Industrie	283	181	140-143	51-49
Agriculture	88	72	58-61	34-31
Autres	39	12	5	87
Total :	1248	902	543-562	56-55

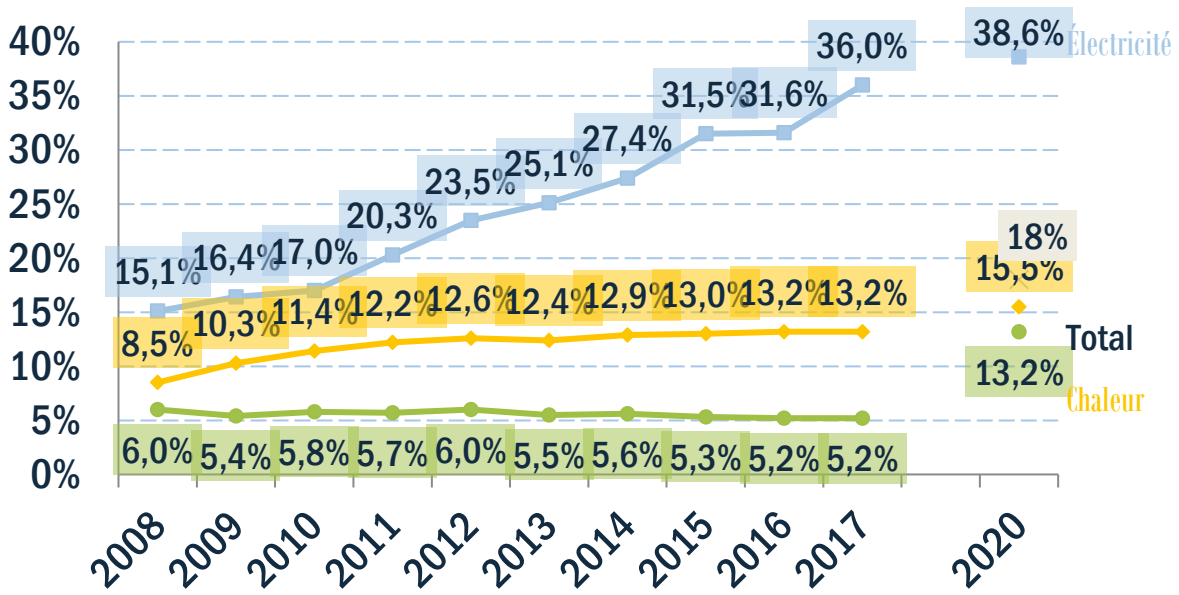
Source : Direction du Trésor, *Financement public de la transition énergétique dans huit pays de l'Union européenne*, juin 2018

Si le bouquet énergétique n'est pas détaillé dans le plan climat 2050, il reprend les grandes tendances de l'*Energiewende*, à savoir faire porter la part des énergies renouvelables dans la consommation brute d'électricité à au moins 80 % en 2050 telle qu'inscrite dans la loi sur les énergies renouvelables *Erneuerbare Energiens Gesetz (EEG)*, réaffirmer la sortie du nucléaire en 2022 ainsi que la fin de la consommation des énergies fossiles comme le charbon.

L'audition de M. Antoine Chapon⁽¹⁾, directeur adjoint de l'Office franco-allemand pour la transition énergétique (OFATE), par la commission d'enquête, **a confirmé que le choix du bouquet énergétique reposait clairement sur une pénétration importante des énergies renouvelables dans les différents secteurs de l'énergie, même si c'est dans le secteur électrique que cette pénétration est la plus importante.**

(1) Audition du 16 juillet 2019.

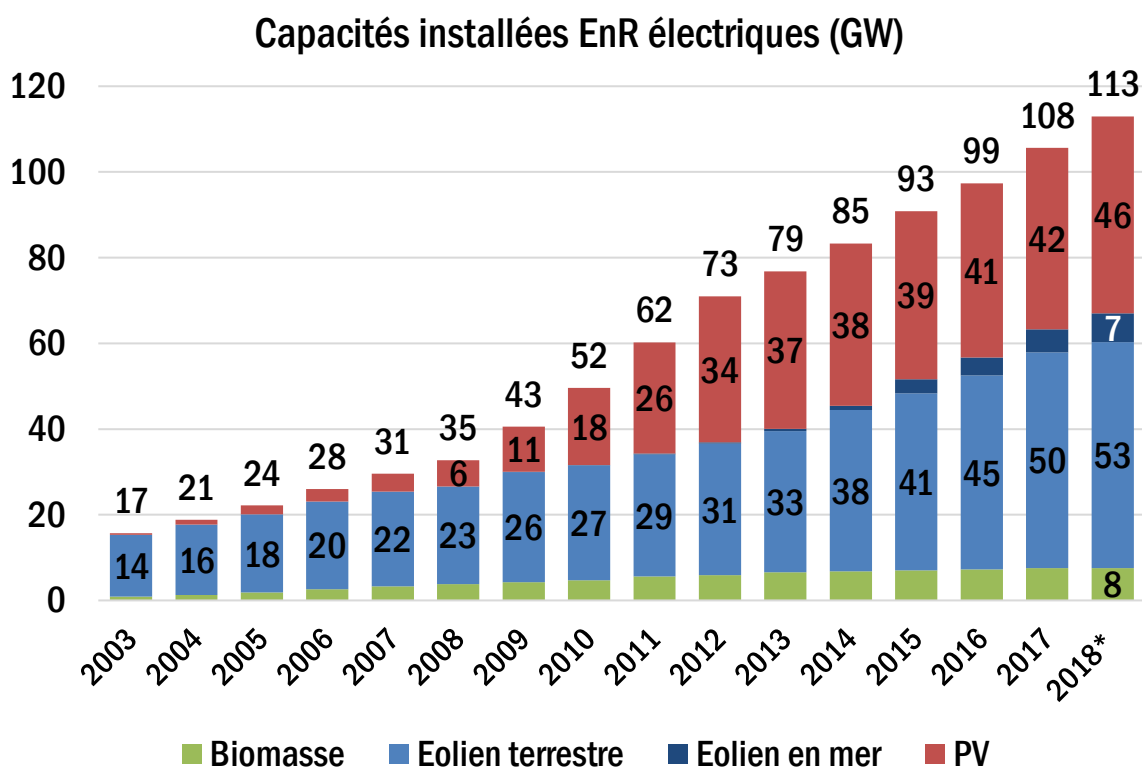
**PÉNÉTRATION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES EN ALLEMAGNE
CONSOMMATION D'ÉNERGIE BRUTE FINALE.**



Source OFATE

2018 représente ainsi une année charnière : pour la première fois, la part des énergies renouvelables atteint 35 % du bouquet électrique, soit la part d'énergie issue du charbon. En 1990, la part du charbon atteignait 60 %. Le nucléaire ne représente plus que 12 % en 2018, alors qu'il représentait 40 % en 1985 et 28 % en 1990.

Le gouvernement allemand fait reposer sa stratégie de décarbonation du bouquet électrique **sur la prépondérance de l'éolien et du photovoltaïque afin qu'ils en représentent 65 % en 2030 et au moins 80 % en 2050.**



Source : OFATE – Les filières d’EnR électriques – un développement axé sur l’éolien et le photovoltaïque

b. Un financement de la transition énergétique innovant : le Fonds spécial « Energie-Climat » (EKF)

Créé en 2010, le Fonds spécial Energie-Climat (EKF) a pour objectif de soutenir la transition énergétique et la lutte contre le changement climatique. Abondé par des ressources privées, puis depuis 2012 par l’ensemble des recettes de la mise aux enchères des certificats CO₂, il reste sous-financé eu égard à la teneur de ses objectifs. Le fonds est destiné au financement d’actions relatives à la recherche dans le domaine des énergies renouvelables, au stockage d’énergie et aux technologies de réseau, à l’efficacité énergétique, aux émissions de CO₂ des bâtiments, à l’électromobilité et à la compensation des prix de l’électricité pour l’industrie à forte intensité d’électricité.

c. Le choix d’une fiscalité verte assumée in fine par le consommateur

Une réforme fiscale entreprise en 1999 a permis de mettre en place une véritable fiscalité écologique qui représente **environ 58,9 milliards d’euros en janvier 2019** ⁽¹⁾, soit **1,9 % du PIB**, un niveau inférieur à la moyenne européenne, qui est de 2,44 % en 2016 ⁽²⁾, ainsi qu’à sa part dans le PIB suédois équivalente, elle, à 5 %.

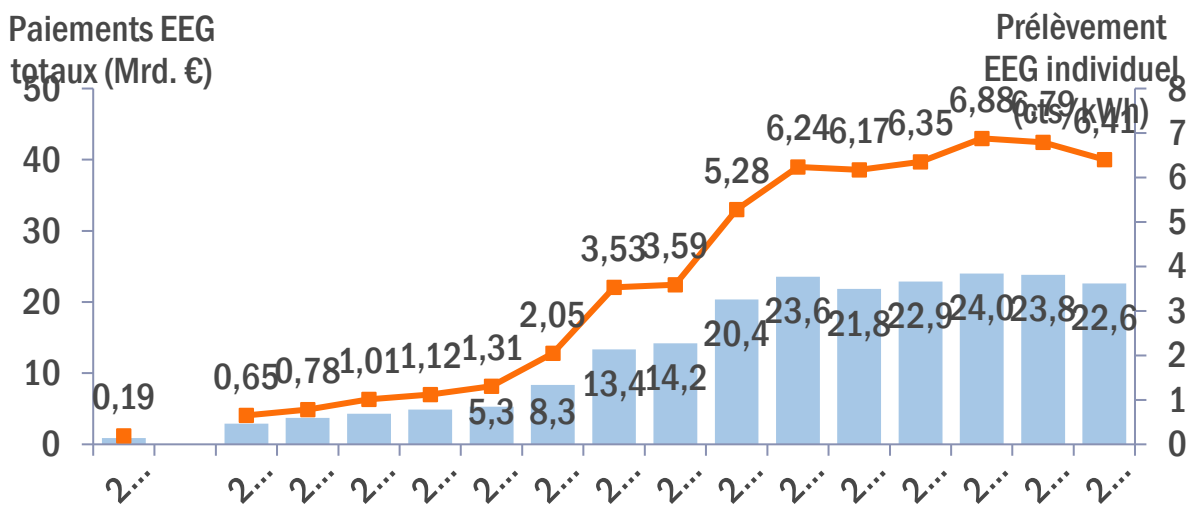
(1) Note du Trésor, Fiscalité environnementale, février 2019.

(2) Source Eurostat 2016.

La loi *Erneuerbare Energiens Gesetz*, dite loi **EEG**, votée en 2000, a introduit un mécanisme d'achat des énergies renouvelables garanti pendant vingt ans. Ce sont les consommateurs privés qui en assument la charge financière.

Ainsi « *le soutien aux EnR passe par le prélèvement EEG, pris directement sur le prix de l'électricité du consommateur final. L'élaboration de ce prélèvement, réalisé par les quatre gestionnaires de réseaux de transport d'électricité, est très transparente : tous les calculs sont en ligne. On observe une phase d'évolution assez importante de ce prélèvement : en 2010, il était à 0,5 centime par kWh ; et en 2014, il a quasiment triplé. Plusieurs facteurs l'expliquent : un certain nombre de volumes photovoltaïques et de biomasse, notamment, à des tarifs d'achat assez élevés ; mais aussi des facteurs externes, notamment – ce qui a beaucoup pesé – la chute des prix de l'électricité à la Bourse ; enfin, l'allègement de ce prélèvement dont bénéficient certains industriels très énergivores, qui pèse sur la facture finale pour le consommateur. Depuis 2017, on observe plutôt une stabilisation, et même, en 2019, pour la première fois, une baisse de ce taux, à 6,41 centimes par kWh. Le coût total du soutien a ainsi été, cette année-là, de 22,6 milliards d'euros : rapporté à la consommation moyenne d'un client résidentiel, cela correspond à 90 euros par an sur la facture d'électricité.* »

ÉVOLUTION DES TARIFS MOYENS – ÉOLIEN TERRESTRE 88,72 VS. 54,79 €/MWH // EN MER: 187,46 VS. 181,55 €/MWH- PV: 273,55 VS. 79,03 €/MWH - BIOMASSE : 192,4 VS. 119,37 €/MWH



Source OFATE

En 2017, la loi EEG a été révisée en introduisant deux innovations : **le prix payé aux producteurs d'électricité renouvelable est déterminé par voie d'appels d'offres et le montant de la subvention, initialement fixé par l'État, l'est maintenant par le marché.**

Les tarifs d'achat garantis par l'État n'existent plus que pour les petites installations ainsi que pour les installations autorisées avant la fin de l'année 2016 et entrées en service jusqu'à la fin de l'année 2018. **L'éolien en mer, contrairement à l'éolien terrestre et à la biomasse, bénéficie d'une phase de**

transition plus longue puisque ce changement législatif ne s'appliquera qu'aux parcs qui entreront en activité à partir de 2021.

Cette modification explique la baisse des coûts induits pour le consommateur, même si ceux-ci restent très élevés.

d. Malgré les coûts induits pour le consommateur, une forte acceptabilité

Malgré ses coûts, qui reposent *in fine* sur le consommateur, l'acceptabilité de la transition énergétique reste très élevée. Selon un sondage évoqué par M. Antoine Chapon, **93 % des Allemands sont très favorables à la transition énergétique.**⁽¹⁾

Selon lui, l'explication en réside dans le fait que *« cela tient pour une large part au concept d'énergie citoyenne : en 2016, 42 % de la puissance installée renouvelable était entre les mains, soit de personnes privées, notamment sous la forme de coopératives citoyennes, soit d'agriculteurs ayant des installations pour le gaz. L'autoconsommation est très fréquente avec le photovoltaïque. Cette énergie citoyenne, qui décline mais reste néanmoins très forte, est importante pour comprendre la transition énergétique allemande : elle trouve aussi son origine dans ces communautés citoyennes qui se sont constituées dès les années 1990 dans les villes et les villages pour développer ce genre de projets. Le marché de l'électricité allemand est structuré de façon très différente du marché français, et il faut peut-être y voir une raison du développement des EnR. »*

2. L'exemple de la Suède : un modèle à suivre ?

Dès la fin des années 90, la Suède a opéré un choix radical : une transition énergétique qui favorise les énergies renouvelables. Aujourd'hui, **avec un taux de 55 % de la consommation énergétique totale, la Suède est l'État membre dans lequel la part d'énergies renouvelables est la plus élevée de l'Union européenne.** À titre comparatif, la transition énergétique a été, en Suède, trois fois plus rapide qu'en France au cours des dernières années.

Ce succès s'explique par un choix politique : la mise en œuvre d'une fiscalité environnementale ambitieuse et innovante et, ce, dès les années 1990. En effet, la Suède est le premier pays, avec la Finlande, à introduire **une taxe carbone** en 1991.

La mise en place d'un marché suédois des certificats verts d'électricité renouvelable, en 2003, est également une innovation dans la mesure où il est devenu le premier mécanisme bilatéral de soutien aux énergies renouvelables. Ce mécanisme a été élargi à la Norvège en 2012.

La nouvelle coalition au pouvoir vient d'ailleurs de décider d'un nouveau programme de « verdissement fiscal » à hauteur d'1,5 milliard d'euros en

(1) Audition du 16 juillet 2019.

augmentant notamment la taxe carbone sur les installations industrielles de production de chaleur.

L'intérêt du modèle suédois est double : outre un choix historique en faveur des énergies renouvelables et une fiscalité environnementale d'ampleur, **il traduit l'acceptabilité sociale d'un modèle de transition énergétique radical, par rapport aux choix politiques français et allemand que vient confirmer la politique portée par la nouvelle coalition au pouvoir.**

À titre d'exemple, **la part des taxes environnementales est de 5 % du PIB suédois ⁽¹⁾, à comparer aux 2,44 % de la moyenne de l'Union européenne à en 2016. ⁽²⁾**

a. La taxe carbone, un modèle d'acceptabilité sociale

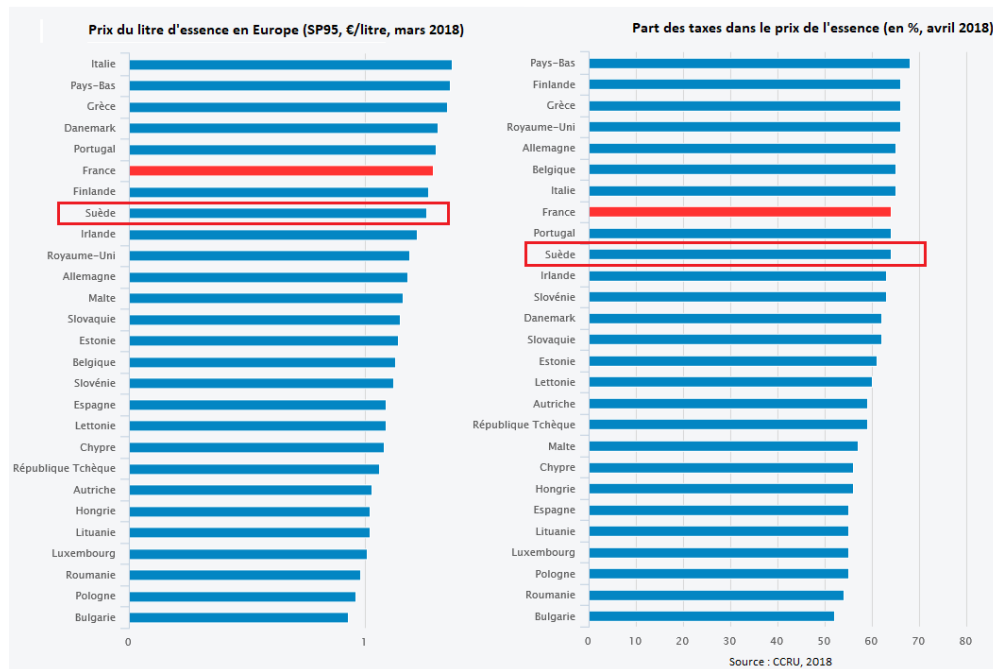
La mise en place d'une taxe carbone dès 1991 a rencontré, pour des taux sont similaires à ceux de la France, une large acceptabilité sociale, laquelle trouve une double justification : **des effets redistributifs maîtrisés ainsi qu'une protection de la compétitivité des entreprises par l'introduction de nombreuses niches fiscales et exonérations.**

La Suède a pu augmenter le taux nominal de sa taxe carbone de 40 à 90 euros/tonne CO₂ entre 2000 et 2004, soit une hausse similaire à celle prévue en France, sans pour autant que cela ne se soit manifesté par des réactions hostiles de la part des ménages les plus modestes. En effet, cette hausse a eu un faible impact sur le prix du carburant, en raison d'une baisse de la taxe énergie sur les carburants, proportionnelle à la hausse de la taxe carbone. En outre, l'impact sur les consommateurs les plus fragiles a été maîtrisé, notamment par un relèvement du seuil minimum d'imposition à l'impôt sur le revenu qui s'est traduit par une hausse du pouvoir d'achat.

(1) *Note du Trésor, Fiscalité environnementale, février 2019.*

(2) *Source Eurostat 2016*

COMPARAISON ENTRE LE PRIX DU LITRE D'ESSENCE EN EUROPE ET LA PART DES TAXES DANS LE PRIX DU LITRE D'ESSENCE



Source : Note du Trésor, Fiscalité environnementale, février 2019.

Cette hausse a également été possible du fait d'un large éventail de mesures fiscales prises par le gouvernement social-démocrate entre 2001 et 2003, permettant une neutralité budgétaire de la réforme. Le produit des « taxes vertes » suédoises alimente le budget général, sans affectation au financement de mesures « vertes ».

Mesures réalisées dans la réforme fiscale verte (green tax shift) en Suède entre 2001 et 2003		
Mesure	Changement	Effet net en MdSEK - année 1
<i>2001</i>		
- Hausse de l'abattement fiscal de base de l'impôt sur le Revenu (IR)	1200 kr	2,80
- Réduction des cotisations patronales	0,1 %	0,49
- Hausse de la taxe carbone (25%), baisse de la taxe énergie (8%)	Neutre	0
- Hausse supplémentaire de la taxe carbone	+7 öre/kg CO ₂	0,99
- Hausse de la taxe énergie sur l'électricité	+1,8 öre/kWh	2,05
- Hausse des taxes sur le diesel	+10 öre/liter	0,26
Shift / montant total transféré		3,3
<i>2002</i>		
Hausse de l'abattement fiscal de base de l'impôt sur le Revenu (IR)	900 kr	2,00
- Hausse de la taxe carbone	+8 öre/kg CO ₂	0,93
- Hausse de la taxe énergie sur l'électricité	+1,2 öre/kWh	0,91
- Hausse de la taxe sur les déchets	+38 kr/ton déchets	0,16
Shift / montant total transféré		2,0
<i>2003</i>		
Hausse de l'abattement fiscal de base de l'impôt sur le Revenu (IR)	variable selon le revenu	3,00
- Hausse de la taxe carbone	+12 öre/kg CO ₂	0,88
- Hausse de la taxe énergie sur l'électricité	+2,5 öre/kWh	1,73
- Hausse de la taxe sur les déchets	+82 kr/ton déchets	0,28
- Hausse de la taxe sur l'extraction du gravier naturel	+5 kr per ton	0,09
Shift / montant total transféré		3,0
Shift / Montant total transféré 2001-2003		8,3

Source : Projet suédois de Loi de Finances PLF 2004 - Pages 231-238

La taxe carbone, en 2019, est particulièrement élevée, avec un taux de 120 euros/tonne de CO₂. À titre de comparaison, en France, le prix de la tonne s'élevait à 30,5 euros en 2017. Ce taux élevé a également largement contribué à une décarbonation de l'industrie suédoise. En 2015, la taxe carbone suédoise couvrait 99 % des émissions CO₂ hors ETS.

Il importe également de noter que l'acceptabilité sociale repose sur le fait que les consommateurs n'ont pas, *in fine*, supporté le coût de la transition énergétique, les fournisseurs ayant fait le choix d'autres sources d'approvisionnement avec des bioénergies devenues moins chères du fait de l'exonération de la taxe carbone et de la taxe d'énergie.

De facto, le prix des carburants n'a pas augmenté, ce qui explique très largement l'acceptabilité sociale de la taxe carbone suédoise.

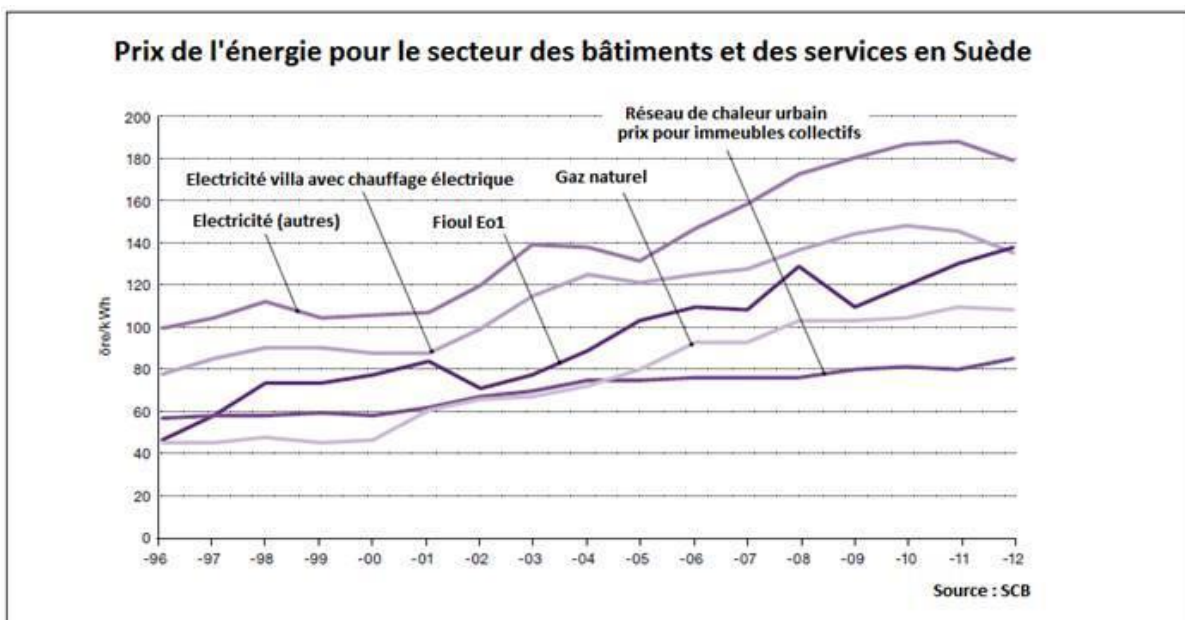
La réussite de l'approche fiscale suédoise s'explique également par la prise en compte de la situation de chaque secteur d'activité, afin de préserver leur compétitivité ainsi qu'en raison de la redistribution aux ménages et aux entreprises des gains des taxes énergie et carbone. Leurs recettes représentent plus de 50 % du total des taxes vertes même si les nombreuses exonérations, tant du montant que de l'assiette, ont été progressivement réduites pour aller vers un taux plus uniforme. Une suppression progressive des exonérations a permis à chaque secteur de s'adapter sans que pour autant sa compétitivité ne soit remise en cause.

b. Une transition énergétique réussie grâce à une réforme fiscale d'ampleur

La politique fiscale volontariste suédoise s'est traduite par une exonération de la taxe carbone et de la taxe énergie sur les bioénergies.

En 1990, la Suède avait une part de combustible fossile de 60 % pour le chauffage des logements, équivalente à celle de la France aujourd'hui. En 2019, la part de ce combustible pour le logement est passée à moins de 2 %, les bioénergies étant devenues une réelle alternative, notamment grâce à l'exonération de la taxe énergétique et de la taxe carbone.

ÉVOLUTION DU COÛT DU CHAUFFAGE EN SUÈDE ET IMPACT DE LA TAXE CARBONE SUR LE RÉSEAU DE CHALEUR URBAIN DEPUIS 1991



Source : Direction du Trésor, Fiscalité environnementale, février 2019

Pour autant, cette politique fiscale volontariste s'est heurtée aux règles européennes relatives aux aides d'État, la Suède ne pouvant exonérer, comme elle le souhaitait, certains biocarburants à 100 %. Le gouvernement suédois a, dès lors, choisi de remplacer les exonérations de taxe carbone et de taxe énergie sur les biocarburants par des taux de réduction de l'empreinte carbone des carburants vendus par les fournisseurs.

Du fait de la taxe carbone, la Suède affiche la part d'énergies renouvelables dans les transports la plus élevée d'Europe, avec un taux de 33 %. À titre de comparaison, la France affiche un taux de seulement 9 %.

c. Le marché des certificats verts d'électricité renouvelable, un modèle à étudier

La Suède a pour objectif national une production électrique intégralement d'origine renouvelable en 2040 selon l'Accord transpartisan sur l'énergie de

juin 2016, lequel entérine une sortie définitive de l'énergie nucléaire. La part de l'énergie nucléaire dans le bouquet électrique représente 40 % de la production.

Grâce à la promotion des certificats verts, introduits en 2003, le gouvernement espère atteindre, d'ici 2030, une production électrique renouvelable de 48 TWh/an, c'est-à-dire l'équivalent d'un tiers de la production nationale.

Le choix opéré par la Suède de promouvoir des certificats verts au lieu de soutenir les énergies renouvelables par des tarifs d'achats garantis – comme en Allemagne, même si la situation a partiellement évolué, ou en France – se traduit par un coût minime pour les finances publiques, en termes de soutien à la transition énergétique.

Tous les producteurs d'énergies renouvelables reçoivent un certificat vert par MWh produit pour une durée de quinze ans, auquel s'applique le principe de la neutralité technologique.

Par neutralité technologique, il faut comprendre que **toutes les énergies renouvelables sont subventionnées au même niveau**. Cette neutralité technologique implique que seuls les projets d'énergies renouvelables les plus rentables sont construits, ainsi il n'y a pas eu de construction éolienne off-shore en Suède.

Les consommateurs doivent acheter ces certificats à leurs fournisseurs *via* une bourse spécialisée. En 2018, le montant des achats de certificats verts devait correspondre à 30 % de leur consommation. Les quotas d'obligations d'achat afin d'atteindre l'objectif fixé en 2030 sont fixés annuellement par le Parlement.

Selon les projections faites par la Direction du Trésor ⁽¹⁾, entre 2013 et 2017, *« le soutien public aurait été de 1,5 milliard d'euros pour un productible EnR annuel installé de 10 TWh. En France, le coût des tarifs garantis a été de 38 milliards d'euros pour 4 TWh pour le solaire et devrait être de 41 milliards d'euros pour 11 TWh pour l'éolien en mer. »*

Cette bourse des certificats d'énergie renouvelables permet donc de favoriser la transition énergétique en faveur des énergies renouvelables à un coût moindre pour les finances publiques tout en assurant une neutralité technologique quant au choix des énergies en cause. Elle permet également de développer un marché intégré de production d'énergie renouvelable avec ses voisins puisque la Norvège en fait partie depuis 2012.

(1) Note du Trésor, Fiscalité environnementale, février 2019.

VI. ... ET DÉCENTRALISATION DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE : DE LA NATION, AUX TERRITOIRES, AUX CITOYENS

Pour atteindre les objectifs qu'elle a fixés afin de diminuer les émissions de gaz à effet de serre (GES), réduire la consommation énergétique, diversifier le bouquet électrique et développer les énergies renouvelables, la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (dite loi « LTECV » n° 2015-992 du 17 août 2015), a prévu l'élaboration d'une trajectoire garante de la cohérence des objectifs poursuivis et des moyens mis en œuvre.

À cette fin, la LTECV a rénové les outils de pilotage de cette trajectoire, qu'il s'agisse des instruments de planification à l'échelle nationale ou territoriale. Cependant, la définition de la trajectoire de transition énergétique s'appuie aujourd'hui sur des outils de planification à l'articulation complexe et aux portées juridiques relativement faibles, ce qui peut nuire à l'atteinte des objectifs visés.

A. LES OUTILS DE PLANIFICATION DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

La trajectoire de transition repose sur de nombreux documents de planification. La LTECV a réformé la gouvernance de la transition énergétique. Alors que la loi fixe les objectifs et les principales orientations générales, il revient au pouvoir réglementaire de les décliner à travers deux principaux outils de planification. La stratégie nationale bas-carbone (SNBC) et la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) sont les outils de planification de la transition à l'échelle nationale. Au niveau local, la planification de la transition énergétique s'appuie notamment sur le schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET) et sur les plans climat-air-énergie territoriaux (PCAET).

1. La SNBC

La **stratégie nationale bas-carbone** (SNBC), ou stratégie bas-carbone, fixée par décret, est un document de programmation qui vise à définir « *la marche à suivre pour conduire la politique d'atténuation des émissions de gaz à effet de serre dans des conditions soutenables sur le plan économique à moyen et long termes* »⁽¹⁾. Elle **fixe ainsi la trajectoire de réduction des émissions de GES** en répartissant les **budgets-carbone**⁽²⁾ par grands secteurs et catégories de GES et en tranches indicatives d'émissions annuelles. La SNBC permet au pouvoir réglementaire de planifier la trajectoire nécessaire pour atteindre les objectifs définis par le législateur.

(1) Article L. 222-1 B du code de l'environnement.

(2) Article L. 222-1 A du code de l'environnement. Les budgets-carbone sont des plafonds d'émissions de GES à ne pas dépasser au niveau national sur des périodes de cinq ans.

C'est ainsi que la première SNBC publiée, en 2015, a fixé trois budgets-carbone jusqu'en 2028 ⁽¹⁾. Ils portent l'objectif de réduction d'émissions de GES de - 27 % à l'horizon du troisième budget-carbone par rapport à 2013, afin de s'inscrire dans l'objectif de long terme qui était celui de la France avant le plan climat de juillet 2017 : l'atteinte du « facteur 4 » en 2050, c'est-à-dire la division par quatre des émissions de GES par rapport à 1990.

Pour rester en phase avec les objectifs et dans une logique d'efficacité, **la stratégie doit être révisée tous les cinq ans** et son suivi est réalisé sur la base d'indicateurs actualisés régulièrement. Elle est **actuellement en cours de révision** ⁽²⁾. La deuxième stratégie dessine en effet une trajectoire devant conduire à la **neutralité carbone** ⁽³⁾ **d'ici 2050, nouvel objectif de la France depuis l'engagement pris dans le plan climat de juillet 2017.**

Adoptée par le Gouvernement, la SNBC est le résultat d'une large concertation avec des représentants de la société civile (entreprises, ONG, représentants de consommateurs, syndicats, etc.) mais aussi avec le public afin de mieux appréhender les enjeux et problématiques des différents secteurs et également faciliter l'appropriation de la future stratégie par le plus grand nombre. C'est ainsi que la SNBC actuellement en cours de révision est notamment le fruit de la « concertation préalable à la révision de la stratégie nationale bas-carbone » organisée aux mois de novembre et décembre 2017. La révision de la stratégie doit prendre en compte l'avis du Comité d'experts de la transition énergétique ⁽⁴⁾ sur la mise en œuvre de la SNBC adoptée en 2015 et le respect du premier budget-carbone. Les avis d'autres institutions sont également pris en compte.

M. Laurent Michel, directeur général de l'énergie et du climat au ministère de la transition écologique et solidaire, auditionné par la commission d'enquête, a souligné que la future SNBC repose « *sur le triptyque suivant : une réduction forte des consommations d'énergie, la décarbonation totale des consommations et productions d'énergie, et une forte baisse des émissions industrielles et agricoles de gaz à effet de serre. Les émissions résiduelles, très réduites, devraient être couvertes par une croissance réaliste du puits naturel* » ⁽⁵⁾.

(1) Décret n°2015-1491 du 18 novembre 2015.

(2) Le Gouvernement a présenté le projet de révision le 6 décembre 2018. L'Autorité environnementale a rendu un avis sur cette dernière le 6 mars 2019.

(3) L'accord de Paris définit la neutralité carbone comme « un équilibre entre les émissions anthropiques par les sources et les absorptions anthropiques par les puits de gaz à effet de serre ». Cela signifie que les absorptions par les écosystèmes tels que forêts, sols et zones humides ainsi que, dans une moindre mesure certains procédés industriels comme la capture et le stockage de carbone équilibrent les émissions de gaz à effet de serre.

(4) La loi relative à l'énergie et au climat prévoit de remplacer le Comité d'experts de la transition énergétique par le Haut Conseil pour le climat.

(5) Audition du 26 mars 2019.

2. La PPE

La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) est un document de planification, pris par décret, qui **organise la politique énergétique de la France**. Plus précisément, elle vise à établir « *les priorités d'action des pouvoirs publics pour la gestion de l'ensemble des formes d'énergie sur le territoire métropolitain continental, afin d'atteindre les objectifs (...)»*⁽¹⁾ fixés par la LTECV. La programmation repose sur des scénarios de besoins énergétiques et planifie deux périodes de cinq années⁽²⁾, la deuxième devant présenter des options hautes et basses pour chaque énergie afin de prendre en compte les incertitudes liées à la réalisation d'un document de planification de long terme. Contrairement à la SNBC qui porte sur l'ensemble du territoire national, **la PPE ne concerne que la France métropolitaine continentale. Des programmations spécifiques sont appliquées en Outre-mer et en Corse.**

La PPE est le pilier énergétique de planification de la trajectoire de transition. Elle comporte les mesures opérationnelles permettant de respecter la trajectoire carbone de la SNBC. Elle traite de tous les domaines en lien avec l'enjeu énergétique autour de six volets qui correspondent à ses différents objectifs : la sécurité d'approvisionnement ; l'amélioration de l'efficacité énergétique ; le développement des énergies renouvelables ; le développement des réseaux ; la compétitivité des prix de l'énergie ; l'emploi.

De nombreux avis et consultations sont requis avant l'élaboration du projet de programmation : les parties prenantes sont associées, tout comme le grand public, dans le cadre d'un débat public. En 2016, la première PPE a été adoptée⁽³⁾ et fixait à 2023⁽⁴⁾ des objectifs ambitieux d'efficacité énergétique et de développement des énergies renouvelables respectant les objectifs de la loi pour la transition énergétique. **Elle est, elle aussi, actuellement en révision.** Un projet de PPE a été élaboré pour les périodes 2019-2023 et 2024-2028⁽⁵⁾.

M. Laurent Michel, directeur général de l'énergie et du climat au ministère de la transition écologique et solidaire, toujours lors de son audition devant la commission d'enquête, a précisé que la prochaine PPE « *fixe un objectif global de baisse de consommation de 14 % d'ici 2028 et prévoit un effort accentué sur la baisse des consommations d'énergies fossiles : moins 40 % en 2030* » et que cette programmation prévoit que « *les énergies renouvelables progressent (...) [et que] nous serions ainsi à 36 % d'énergies renouvelables dans le mix électrique en 2028, et à 45 % à l'horizon 2035* »⁽⁶⁾.

(1) Article L. 141-1 du code de l'énergie.

(2) La première PPE avait exceptionnellement une durée de trois ans.

(3) Décret n°2016-1442 du 27 octobre 2016.

(4) Comme déjà indiqué, la première PPE, adoptée en 2016 portait sur la période 2015-2023

(5) Le Gouvernement a présenté le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie le 25 janvier 2019. L'Autorité environnementale a rendu un avis sur ce projet le 24 avril 2019.

(6) Audition du 26 mars 2019.

Jusqu'à l'adoption de la loi relative à l'énergie et au climat, le Parlement n'était pas saisi au fond de la PPE, qui intervenait par décret. Une telle saisine avait été notamment suggérée par Mme Catherine de Kersauson, présidente de la deuxième chambre de la Cour des comptes, lors de son audition devant la commission d'enquête : « *Dans notre rapport, nous soulignons que la PPE était adoptée par décret et était trop imprécise en matière d'impact sur les soutiens par les finances publiques. Nous n'en avons pas fait une recommandation, mais il ressort clairement du rapport que l'une des solutions pourrait être que le Parlement puisse se prononcer sur les éléments de programmation contenus dans la PPE et que cette dernière soit plus précise s'agissant des soutiens publics liés aux objectifs affichés* »⁽¹⁾. Cette proposition avait été également portée par notre collègue Bruno Duvergé, dans son rapport d'information déposé par la mission d'information sur les freins à la transition énergétique⁽²⁾.

Le nouvel article L. 100-1 A du code de l'énergie résultant de la loi relative à l'énergie et au climat confie à la loi la fixation des objectifs et des priorités d'action de la politique énergétique nationale, la PPE ayant pour objet de définir les modalités d'action des pouvoirs pour atteindre ces objectifs et ces priorités.

Dans son premier rapport⁽³⁾, publié en juin 2019, **le Haut Conseil pour le climat préconise quant à lui d'inscrire le niveau des budgets-carbone dans la loi. Votre Rapporteur l'estime également nécessaire.**

Ainsi, la SNBC est un document de planification à vocation stratégique, couvrant un domaine plus large que celui de l'énergie et comportant une trajectoire plus longue que la PPE. Cette dernière ne concerne quant à elle que l'énergie et comporte des mesures opérationnelles qui sont nécessaires au respect de la trajectoire carbone définie dans la SNBC. C'est à ce titre que **la programmation pluriannuelle de l'énergie doit être compatible avec la SNBC et les budgets-carbone. Cette exigence est développée plus loin.**

Ces deux documents sont la base de l'élaboration du plan national énergie climat que l'ensemble des États membres de l'Union européenne doivent soumettre à la Commission européenne en application du Règlement européen sur la gouvernance de l'Union de l'énergie⁽⁴⁾.

(1) Audition du 9 avril 2019.

(2) Rapport d'information n°2068 déposé par la mission d'information sur les freins à la transition énergétique, présidée par M. Julien Dive, enregistré à la Présidence de l'Assemblée nationale le 25 juin 2019.

(3) Haut Conseil pour le climat, premier rapport annuel neutralité carbone : « Agir en cohérence avec les ambitions », juin 2019.

(4) Ces plans doivent porter sur les cinq thématiques de l'Union de l'énergie (décarbonation, sécurité énergétique, efficacité énergétique, marché intérieur de l'énergie et recherche, innovation et compétitivité). Des points réguliers d'avancement des trajectoires pour les énergies renouvelables sont prévus afin d'atteindre l'objectif des 32% d'énergies renouvelables en 2030.

3. Le SRADDET

À l'échelle locale, la LTECV a renforcé la mission des collectivités territoriales et réaffirmé **le rôle de chef de file de la région en ce qui concerne la compétence relative à la transition énergétique.**

La loi Grenelle II ⁽¹⁾ de juillet 2010 a prévu l'élaboration conjointe, entre l'État et chaque région, d'un schéma régional climat-air-énergie (SRCAE) réalisant un état des lieux de la consommation énergétique, de la production d'énergies renouvelables et des émissions de GES au niveau régional. Ces SRCAE ont une vision prospective puisqu'ils déterminent des orientations pour les horizons 2020 et 2050.

La loi NOTRe d'août 2015 ⁽²⁾ a créé le **schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET)** en y intégrant les SRCAE. Chaque région française ⁽³⁾ doit donc élaborer un SRADDET qui rassemble des schémas régionaux dans plusieurs domaines ⁽⁴⁾ et qui constitue donc l'outil de la planification de long terme à l'échelle territoriale. Le SRADDET « *fixe les objectifs de moyen et long termes sur le territoire de la région* » notamment en matière de « *maîtrise et de valorisation de l'énergie, de lutte contre le changement climatique, de pollution de l'air, de protection et de restauration de la biodiversité, de prévention et de gestion des déchets* » ⁽⁵⁾.

4. Le PCAET

Le plan climat-air-énergie territorial (PCAET) constitue un second document de planification, rendu obligatoire pour l'ensemble des intercommunalités de plus de 20 000 habitants ⁽⁶⁾, qui a notamment pour objectif de maîtriser la consommation d'énergie et surtout de développer les énergies renouvelables.

De manière opérationnelle, **le déploiement des énergies renouvelables s'effectue selon des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR)**, prévus par la loi Grenelle II ⁽⁷⁾. Il s'agit de documents établis par le Réseau de Transport d'électricité (RTE) qui définissent notamment :

– pour chaque ouvrage, les travaux de développement nécessaires à l'atteinte des objectifs des SRCAE – et donc demain des SRADDET – ;

(1) Loi n°2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement.

(2) Loi n°2015-991 du 7 août 2015 portant nouvelle organisation territoriale de la République.

(3) L'Île-de-France, la Corse et les Outre-mer sont toutefois régis par des dispositions spécifiques.

(4) Outre les SRCAE, on citera, par exemple, les anciens schéma de cohérence régionale pour l'aménagement numérique ; schéma d'intermodalité ; plan régional déchets ; schéma régional de transport, etc.

(5) Article L. 4251-1 du code général des collectivités territoriales.

(6) Article L. 229-26 du code de l'environnement.

(7) Loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement.

- la capacité d’accueil globale du schéma, ainsi que la capacité par poste ;
- le coût prévisionnel de chaque ouvrage à créer ;
- le calendrier prévisionnel des études et des procédures nécessaires à la réalisation des travaux ⁽¹⁾.

La portée juridique ainsi que l’articulation de ces différents documents sont complexes et parfois même sujettes à débat.

B. UNE TELLE PLURALITÉ DE DOCUMENTS DE PLANIFICATION APPARAÎT SOURCE D’INCERTITUDES QUANT À LEUR PORTÉE JURIDIQUE ET D’UNE INSUFFISANTE CLARTÉ QUANT À LEUR ARTICULATION

1. La portée juridique des différents documents de planification, parfois complexe à saisir, se révèle souvent très faible

La portée juridique de la SNBC se limite, pour la plupart des plans et programmes, à une simple « prise en compte » : « L’État, les collectivités territoriales et leurs établissements publics respectifs prennent en compte la stratégie bas-carbone dans leurs documents de planification et de programmation qui ont des incidences significatives sur les émissions de gaz à effet de serre » ⁽²⁾. Il découle de ce lien de prise en compte ⁽³⁾ que la SNBC ne peut être ignorée par ces institutions et que les éventuels écarts doivent être argumentés. Cela **restreint toutefois fortement la portée normative de la SNBC, le Haut Conseil pour le climat la qualifiant, dans son dernier rapport, d’« isolée et peu opérationnelle ».**

Seule la PPE, en ce qu’elle constitue sa déclinaison opérationnelle sur le plan de l’énergie, **doit être « compatible avec les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre fixés dans le budget-carbone (...), ainsi qu’avec la stratégie bas-carbone (...) » ⁽⁴⁾.** Le lien de compatibilité est plus strict que celui de la seule prise en compte. S’il n’exclut par une marge d’appréciation pour préciser le contenu de la stratégie, il interdit de prendre des mesures directement contraires à ses dispositions.

Aussi la PPE a-t-elle une portée normative plus importante, notamment en ce qui concerne :

- la fixation des objectifs quantitatifs pour le lancement d’appels d’offres concernant des installations de production d’électricité par exemple ;

(1) Ces quatre éléments sont ceux mis en avant par RTE sur son site internet.

(2) Article L. 222-1 B du code de l’environnement.

(3) Pour une définition juridique du lien de prise en compte, voir Conseil d’État, 17 mars 2010, n° 311443 : l’obligation de prendre en compte impose de « ne pas s’écarter des orientations fondamentales sauf, sous le contrôle du juge, pour un motif tiré de l’intérêt de l’opération et dans la mesure où cet intérêt le justifie ».

(4) Article L. 141-1 du code de l’énergie.

– la définition des orientations avec lesquelles doivent être compatibles l'autorisation d'exploiter des nouvelles installations de production électrique ainsi que le plan stratégique d'EDF ;

– la définition du niveau de sécurité d'approvisionnement du système énergétique français ⁽¹⁾.

Mais, tout comme pour la SNBC, de nombreux plans et programmes doivent seulement prendre en compte la PPE. Cette absence de lien juridique entre cette programmation et les schémas locaux rend leur articulation complexe à saisir.

Au niveau local, le **SRADDET se situe tout en haut de la hiérarchie des documents de planification**, puisque les schémas de cohérence territoriale (SCOT), les plans locaux d'urbanisme (PLU) et les plans climat-air-énergie territoriaux (PCAET) notamment **doivent prendre en compte ses objectifs et sont soumis à une obligation de compatibilité avec les règles générales du fascicule de ce schéma** ⁽²⁾. Il y a donc une réelle opposabilité du SRADDET si les règles qu'il édicte, en termes de territorialisation, par exemple, sont prescriptives. M. François Brottes, Président du directoire de Réseau de Transport d'électricité (RTE) a ainsi souligné, lors de son audition devant la commission d'enquête, que « *lorsqu'un SRADDET ne prévoit pas de possibilité d'installation à tel endroit, alors l'installation n'est pas possible. Certes, le SRADDET ne prescrit ni le nombre de gigawatts ni la localisation exacte des installations, mais il identifie dans le territoire des endroits où l'implantation d'unités de production d'énergies renouvelables est possible et d'autres où elle ne l'est pas* » ⁽³⁾. Toutefois en ce qui concerne cette question précise de l'implantation d'éoliennes et donc, plus largement, de la territorialisation, **le caractère prescriptif du SRADDET, et donc sa portée juridique, dépendent de ses dispositions**. Ainsi, M. Jacques Regad, directeur régional adjoint de l'environnement, de l'aménagement et du logement (DREAL) de Nouvelle Aquitaine, a-t-il précisé, lors de son audition par la commission d'enquête, que, pour ce qui concerne le territoire d'exercice de ses fonctions, « *le SRADDET de la Nouvelle-Aquitaine n'est pas encore approuvé mais, comme je l'ai dit, il n'est pas précis en matière de territorialisation. Il fixe des objectifs par filière énergétique sans aller jusqu'à prévoir les implantations. En application du principe de subsidiarité, il laisse l'objet du développement aux territoires infra* » ⁽⁴⁾.

Le PCAET, quant à lui, n'a pas de caractère réellement normatif, il est avant tout un document d'orientation. M. Jacques Regad l'a également précisé, lors de son audition, en ces termes : « *les PCAET (...) sont plutôt des documents d'orientation stratégique et politique ayant d'abord vocation à fournir aux*

(1) Ces trois exemples sont mis en avant en annexe à la programmation pluriannuelle de l'énergie actuellement en vigueur.

(2) Article L. 4251-3 du code général des collectivités territoriales.

(3) Audition du 9 avril 2019.

(4) Audition du 11 juin 2019.

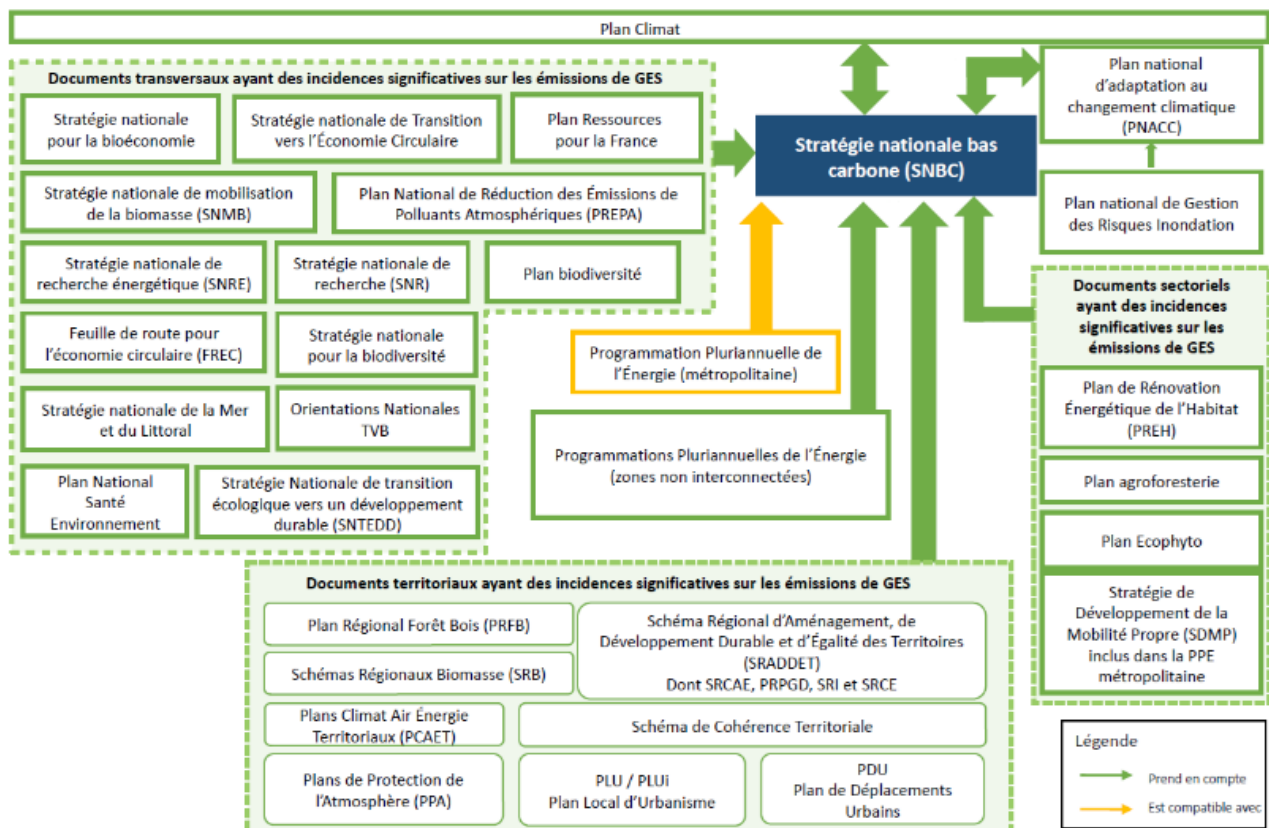
collectivités un diagnostic sur leur situation et leur potentiel en matière d'EnR, ainsi que sur leur consommation énergétique », « (...) un document d'orientation qui n'a pas de caractère prescriptif par rapport au PLU ».

2. Le grand nombre de documents et leur manque d'articulation rendent complexes l'appropriation de la planification tout comme la réalisation des objectifs de la transition énergétique

L'articulation des documents de planification est extrêmement complexe : trop grand nombre de documents, différences de liens juridiques entre ces derniers ou encore manque de clarté de ces liens juridiques dans certains cas. Toutes ces raisons nuisent à l'appropriation de la trajectoire de transition énergétique et la rendent illisible.

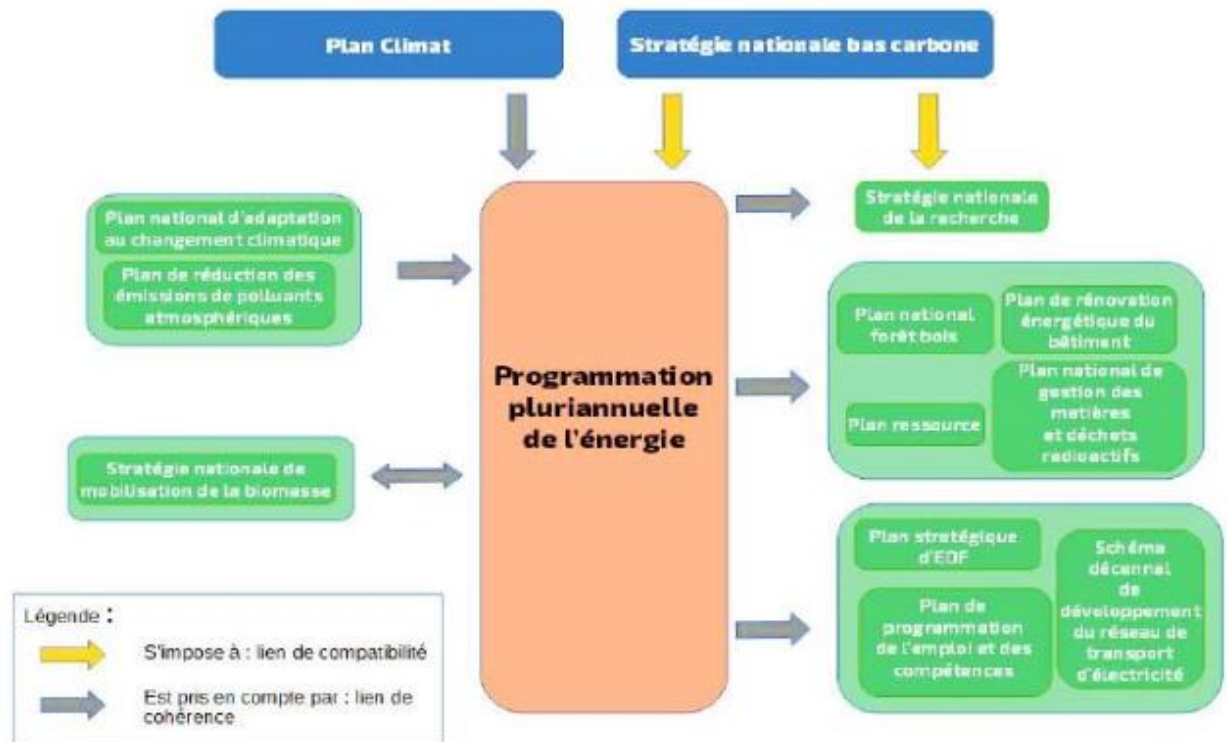
Puisque la trajectoire se définit avant tout au niveau national, c'est l'articulation de la SNBC et de la PPE avec les autres plans et programmes qui importe le plus. Les schémas réalisés par l'Autorité environnementale dans ses avis sont éclairants sur la complexité de cette articulation.

Ainsi, en ce qui concerne l'articulation de la SNBC avec les autres plans ou programmes :



Source : Avis délibéré de l'Autorité environnementale sur la deuxième stratégie nationale bas-carbone.

De même, en ce qui concerne l'articulation de la PPE avec les autres plans ou programmes :



Source : *Projet de programmation pluriannuelle de l'énergie.*

Au-delà de l'opacité résultant de la complexité, **l'Autorité environnementale a, dans son avis, alerté sur le risque que présente une SNBC peu normative quant aux objectifs à atteindre.** Seule la PPE doit en effet être compatible avec cette dernière. Les autres plans et programmes, nationaux comme locaux – notamment les SRADDET et les PCAET –, doivent seulement la prendre en compte. L'Autorité environnementale observe ainsi « *que la plupart des orientations de la SNBC s'appuient pour leur mise en œuvre sur des plans et programmes dont un seul est tenu à la compatibilité* », qu'« *il existe un risque élevé que la prise en compte de la SNBC par ces plans ne présente pas de garantie de respecter la trajectoire prévue* »⁽¹⁾.

L'Autorité environnementale fait exactement le même constat concernant la programmation pluriannuelle de l'énergie, affirmant, à nouveau, que « *la PPE repose pour sa mise en œuvre sur des documents dont aucun n'est tenu à la compatibilité* », « *de même aucun des plans régionaux et locaux (...) SRADDET, PCAET n'a d'obligation de compatibilité avec la PPE alors que cela faciliterait une appropriation des objectifs de la PPE par les documents de planification régionale* »⁽²⁾.

Les modalités d'articulation, tout comme les processus d'élaboration, des différentes planifications nationales et locales ne paraissent donc pas aujourd'hui garantir que les programmations régionales additionnées concordent nécessairement avec la programmation nationale. Cette concordance est pourtant fondamentale car elle conditionne l'efficacité de la planification et donc l'effectivité

(1) *Avis de l'Autorité environnementale délibéré n°2019-01 adopté lors de la séance du 6 mars 2019.*

(2) *Avis de l'Autorité environnementale délibéré n°2019-28 adopté lors de la séance du 24 avril 2019.*

de la transition énergétique. Cette inquiétude se retrouve dans l'avis précité de l'Autorité environnementale sur le projet de PPE, qui recommande de préciser les mesures prises pour s'assurer de la compatibilité des objectifs des différents SRADDET et de la PPE, mais également dans un avis récent du Conseil économique, social et environnemental (CESE) ⁽¹⁾. **Les acteurs locaux eux-mêmes relayent cet enjeu.** C'est ainsi que M. Jacques Regad, directeur régional adjoint de l'environnement, de l'aménagement et du logement (DREAL) de Nouvelle Aquitaine, a souligné, lors de son audition devant la commission d'enquête, qu'« *il y aura pour l'État un réel intérêt à analyser la qualité et le contenu des PCAET pour vérifier que leurs trajectoires sont conformes à la PPE* » ⁽²⁾. Le Haut Conseil pour le climat alerte également sur l'absence d'harmonisation des objectifs territoriaux : « *La réglementation actuelle ne prévoit pas d'harmonisation des objectifs territoriaux. Même si des initiatives ad hoc ont été lancées pour engager l'harmonisation des données, elles ne sont pas encore capitalisées. Une comparaison, une évaluation et un suivi d'ensemble sont donc très difficiles - ce qui était déjà le cas avec la précédente génération de plans climat-énergie* » ⁽³⁾.

Ces préoccupations sont d'autant plus justifiées que les SRADDET et PCAET étant actuellement en cours de finalisation, ils ne prendront pas en compte la SNBC et la PPE révisées jusqu'au moment de leur propre révision. Cette situation a notamment été soulevée, là encore par le Haut Conseil pour le climat dans son rapport précité : « *Le fonctionnement actuel ne permet pas aux territoires d'intégrer les évolutions de la SNBC dans la mise à jour de leurs plans territoriaux : les schémas régionaux doivent à la fois prendre en compte la SNBC2 et être adoptés pour juillet 2019, alors même que le projet de SNBC2 n'est pas encore adopté* ».

Votre Rapporteur insiste sur cette nécessité de clarifier l'articulation des planifications nationales et locales, recommandation également mise en avant par notre collègue Bruno Duvergé dans son rapport déjà cité ⁽⁴⁾. **Votre Rapporteur est par ailleurs convaincue que cette mise en cohérence doit se faire dans le cadre d'une décentralisation renforcée.** Les collectivités sont en effet les mieux à même de connaître les spécificités de leur territoire et donc de planifier leur programmation énergétique, sous le contrôle de l'État, qui s'appuierait sur les projets de planifications territoriales pour élaborer la planification nationale.

L'articulation des planifications locales entre elles n'est pas plus claire. Cette problématique a notamment été soulevée, là encore, par M. Jacques Regad lors de son audition devant la commission d'enquête : « *(...) il faudra en effet (...)*

(1) Avis du Conseil économique, social et environnemental sur les projets de stratégie nationale bas-carbone et de programmation pluriannuelle de l'énergie, avril 2019.

(2) Audition du 11 juin 2019.

(3) Haut Conseil pour le climat, premier rapport annuel neutralité carbone : « Agir en cohérence avec les ambitions », juin 2019.

(4) Rapport d'information n°2068 déposé par la mission d'information sur les freins à la transition énergétique, présidé par M. Julien Dive, enregistré à la Présidence de l'Assemblée nationale le 25 juin 2019.

« additionner [les PCAET] et confronter ces programmations locales avec les objectifs régionaux »⁽¹⁾.

Ce manque de lisibilité de l'articulation des différentes planifications territoriales entre elles peut, là encore, se constater dans le schéma suivant :

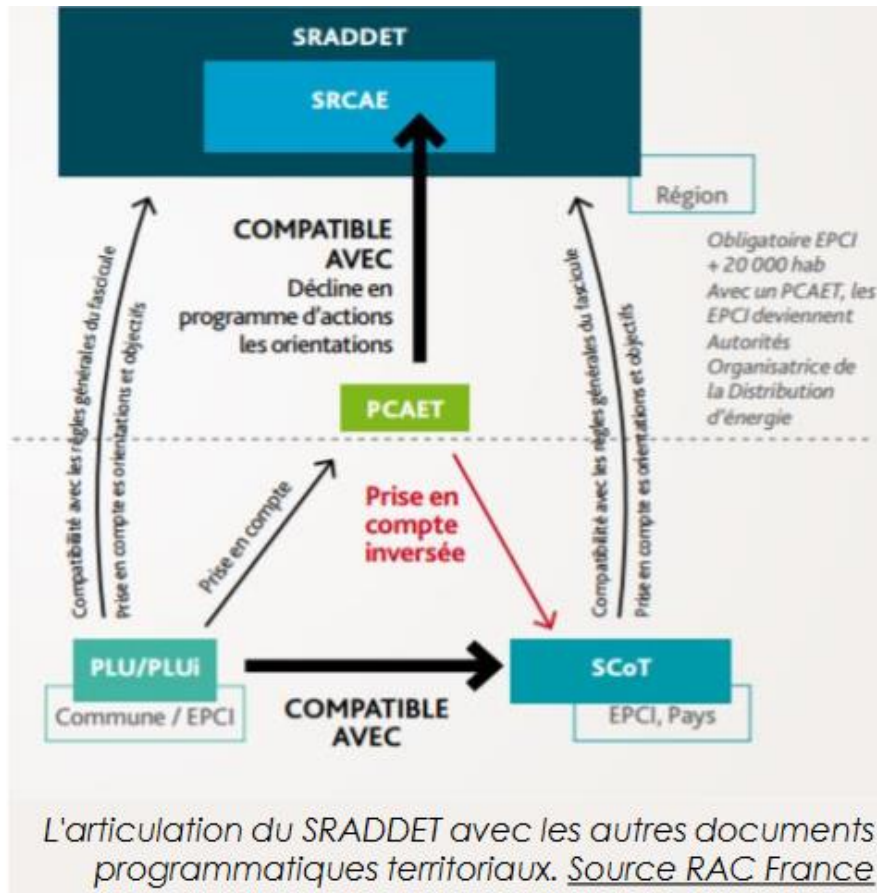


Schéma réalisé par le cabinet de conseil « B&L évolution ».

La question de l'articulation des différents documents de planification à l'échelle locale prend une dimension plus fondamentale lorsqu'il s'agit de la mise en cohérence du S3REnR et des SRADDET. **Le S3REnR vise en effet à planifier l'atteinte des objectifs nationaux et locaux en organisant le développement des énergies renouvelables.** Son articulation avec les SRCAE – et demain les SRADDET – est donc essentielle. L'importance de cette coordination a été mise en avant par M. François Brottes lors de son audition devant la commission d'enquête où il a affirmé qu'il « *serait bon d'accorder le temps d'élaboration du SRADDET avec celui du S3REnR. Ce dernier schéma apporte du rationnel à la réflexion. En prévoyant ce qui est possible à une échéance de quatre ou cinq ans, il peut apporter aux élus qui bâtissent le SRADDET des éléments concrets et accessibles au débat* », regrettant qu'aujourd'hui « *le SRADDET est élaboré avant le S3REnR ; cela ne me semble pas pertinent* »⁽²⁾ et **formulant la proposition, que votre Rapporteur**

(1) Audition du 11 juin 2019.

(2) Audition du 9 avril 2019.

approuve, de mieux accorder le temps d'élaboration du SRADDET avec celui du S3REnR.

L'exemple de l'éolien terrestre illustre parfaitement les limites de la planification territoriale actuelle, notamment sa complexité et les difficultés d'articulation. La loi de programmation du 13 juillet 2005 ⁽¹⁾ inscrivait l'installation d'éoliennes dans le cadre réglementaire des **zones de développement de l'éolien (ZDE)** qui avaient pour objectif de concentrer l'implantation des éoliennes dans des secteurs proposés par la ou les commune(s) concernée(s). Elles laissaient ainsi une grande place aux volontés des collectivités territoriales mais étaient toutefois contraignantes dans la mesure où les éoliennes devaient être situées exclusivement sur ces zones. Ce cadre réglementaire des ZDE a un temps cohabité avec le **schéma régional éolien**, qui, constituant une annexe des SRCAE ⁽²⁾, définit pour chaque région les zones favorables au développement de l'énergie éolienne en tenant compte des servitudes, du potentiel de vent, des règles de protection des espaces naturels ainsi que du patrimoine culturel et naturel, des contraintes techniques mais aussi des orientations régionales. Toute installation terrestre de production d'électricité est soumise à une autorisation d'exploiter qui doit tenir compte des « *parties du territoire régional favorables au développement de l'énergie éolienne définies par le schéma régional éolien* » ⁽³⁾. **La loi dite Brottes ⁽⁴⁾ supprime en 2013 les ZDE pour simplifier la construction et mettre fin à l'empilement des réglementations.** Reste donc le schéma régional éolien, qui est avant tout un document de cadrage, **moins contraignant et élaboré à un niveau plus large.** De surcroît, nombre de ces schémas ont été annulés par la juridiction administrative pour défaut d'évaluation environnementale. La plupart n'ont pas été repris par les régions dans l'attente de leur absorption au sein des SRADDET. **Cette situation est pour le moins illisible et alimente un flou autour de la planification territoriale de l'éolien terrestre.**

3. Une planification peu lisible et des résultats décevants

a. Le suivi des objectifs et indicateurs est complexe, fragilisant encore l'appropriation, notamment par le grand public, de la planification en matière de transition énergétique,

Les documents de planification manquent souvent de clarté et d'exemples concrets qui soient facilement lisibles par le grand public. Ce constat également réalisé par notre collègue Bruno Duvergé dans son rapport, pousse **votre Rapporteuse à suivre sa recommandation et considérer que les objectifs et les indicateurs des différents documents de planification doivent être simplifiés**, et vulgarisés à l'aide d'exemples simples et courts.

(1) Loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique.

(2) Article L. 222-1 du code de l'environnement.

(3) Article L. 515-44 du code de l'environnement.

(4) Loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes.

Par ailleurs, la complémentarité de la SNBC et de la PPE, induite notamment par le lien de compatibilité, conduit votre Rapporteuse à penser que **leur fusion pourrait représenter un élément de simplification bienvenu.**

b. Les écarts constatés entre les objectifs et la réalité poussent à la prudence dans l'élaboration des prochaines programmations

Des écarts significatifs apparaissent entre les objectifs fixés et les résultats obtenus.

En ce qui concerne la SNBC, l'Autorité environnementale, dans son avis sur la proposition de révision, affirme que **la France a dévié de sa trajectoire dès le premier budget carbone**, avec un dépassement estimé à 18 millions de tonnes de CO₂-équivalent (MtCO₂e) par an. Elle assure que la tendance fait présager un dépassement de 25 Mt en 2018, et **72 MtCO₂e sur l'ensemble de la période**. Le Haut Conseil pour le climat, dans son rapport rendu en juin 2019 ⁽¹⁾, parle, quant à lui, d'un **dépassement du premier budget de 62 MtCO₂e** – soit moins que les 72 MtCO₂e anticipés – selon les données préliminaires produites par le Centre interprofessionnel technique d'études de la pollution atmosphérique (CITEPA), et affirme que **la réduction des émissions de GES est deux fois plus lente par rapport au rythme nécessaire à la réalisation des objectifs**. En conséquence, le Haut Conseil recommande de réviser le deuxième budget-carbone mais aussi d'inscrire ces budgets dans la loi et les figer une fois leur niveau fixé, proposition reprise précédemment par votre Rapporteuse.

Pour la programmation énergétique, l'Autorité environnementale regrette enfin l'absence de bilan formalisé de la première PPE mais **indique que plusieurs écarts à la trajectoire apparaissent.**

Cette disparité entre objectifs fixés et résultats atteints nous invite à concentrer nos efforts pour que la définition de la trajectoire soit mise au service de l'atteinte des ambitions fixées. La planification doit ainsi être simplifiée, démocratisée, territorialisée, harmonisée et mieux articulée afin de gagner en force juridique et donc en efficacité.

C. L'APPROPRIATION LOCALE DES PROJETS D'INSTALLATIONS TEND À CONFORTER LEUR RÉALISATION ET CONDITIONNE UNE ADHÉSION DURABLE À LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

1. L'association des territoires facilite l'appropriation locale des objectifs nationaux du développement des énergies renouvelables

L'importance du rôle d'élus locaux se considérant (ou non) comme des médiateurs de l'acceptation des projets dans les territoires est bien apparue au fil des auditions de la commission d'enquête. Pour le bon aboutissement d'un projet,

(1) Haut Conseil pour le climat, premier rapport annuel neutralité carbone : « Agir en cohérence avec les ambitions », juin 2019.

tant la population que ses élus doivent devenir parties prenantes, le plus en amont possible, du processus devant aboutir à l'implantation des installations de production d'énergie renouvelable.

Bien sûr, les auditions ont également été l'occasion de mettre en évidence, par une forme de pédagogie paradoxale, ce qu'il convient de ne pas faire : des situations manifestes de carence ou d'échec du processus d'association des territoires. Le manque de transparence, s'agissant d'un projet dont la réalisation, par la dimension même de l'installation en cause, ne pourra voir son impact limité à la seule propriété sur laquelle celle-ci sera implantée, se traduira inévitablement par un climat délétère de soupçon.

Cela a été exprimé par les représentants des collectifs opposés à l'implantation de parcs éoliens dans des zones paysagères et touristiques : « *Par son comportement, le promoteur a l'avantage ou l'inconvénient d'exciter énormément nos habitants. Il fait voter au conseil municipal une autorisation d'étude qu'il mène dans le plus grand secret, et la plupart des élus ont l'impression d'avoir été floués. Il fait également signer une promesse de bail emphytéotique aux propriétaires terriens. Si ces baux sont bien connus dans nos territoires, ils visent à embellir les biens, avant d'être récupérés par les propriétaires ; ce type de bail n'est donc pas adapté. Pourquoi les promoteurs n'achètent-ils par le terrain – comme les personnes qui souhaitent construire une usine, par exemple ? Que cela cache-t-il ? Pourquoi proposer une location qui est cent fois supérieure au prix moyen agricole ? Le promoteur essaie-t-il d'acheter la population ? Cela crée des conflits insupportables. Par ailleurs, il propose une participation réduite au projet ; une participation dans laquelle nous serons floués, le projet étant limité dans le temps – aucune valeur rémunératrice par rapport à la réalité de la rémunération. Une atmosphère de suspicion s'est installée, qui engendre des mouvements sociaux importants : une chapelle est restaurée, un bout de route est construit, une rue est électrifiée... Le promoteur est-il en train de nous acheter ?* » ⁽¹⁾

Cela a également été exprimé à propos des grands projets de méthanisation « *lorsque les projets sont de plus en plus cachés et imposés contre l'avis de la population, parfois contre l'avis des maires et des communautés de communes, lorsque ces usines s'installent à cinquante mètres des habitations et des édifices publics comme les écoles, sur des zones karstiques et aquifères comme les nappes phréatiques, à trente-cinq mètres des zones de captage d'eau potable et des cours d'eau allant jusqu'à cent tonnes de déchets par jour avant que les enquêtes publiques et les études d'impact de sol ne surviennent.* » ⁽²⁾

Les auditions ont également démontré qu'il n'existe pas fatalement d'incompréhension entre les populations locales et les développeurs, et d'autant moins lorsque les représentants élus de la population conservent la maîtrise du

(1) M. Jean-Marc Virely, enseignant chercheur à l'École normale supérieure de Cachan, audition du 20 juin 2019.

(2) M. Freddy Garcia, Collectif national Vigilance Méthanisation, audition du 20 juin 2019.

processus d’implantation. Il se peut même que la transition énergétique donne en quelque sorte l’opportunité, aux élus locaux, au-delà de la stricte implication dans le choix des solutions techniques adaptées, d’assumer une responsabilité d’ambassadeurs de la transition énergétique auprès de la population qu’ils représentent. Cela peut même aboutir, dans certaines circonstances, à donner à la démarche de transition énergétique une manière d’identité propre de la collectivité territoriale.

Ainsi, dans le cas du solaire thermique, la commune de Montmélian, en Savoie, ville d’un peu plus de 4 000 habitats au cœur d’une communauté de quarante-et-une communes, rassemblant 37 000 habitants, se conçoit-elle et se présente-t-elle comme : « Montmélian la Solaire » ⁽¹⁾. Il est ici question d’une action de long terme, engagée en 1983, et poursuivie depuis, en prenant de l’ampleur : l’installation de capteurs solaires sur des bâtiments municipaux, 220 m² sur un centre nautique, produisant plus de 130 000 kWh par an pour l’eau chaude sanitaire et le chauffage de la piscine, 400 m² sur l’hôpital local devenu Ephad, cette démarche étant relayée par l’office public en charge du logement social – Montmélian compte près de 50 % de logements sociaux – pour la production d’eau chaude sanitaire, puis l’installation de capteurs photovoltaïques sur les toits des bâtiments des services techniques. L’attribution en 2007, 2011 et 2015 du label européen Citergie, label décerné tous les quatre ans, après évaluation des performances obtenues au regard des conditions de production d’énergie et de diminution des rejets de CO₂, témoigne d’une implication collective forte. La commune s’est engagée dans une démarche de rénovation énergétique des bâtiments communaux, qui ont permis des économies dans la consommation de gaz, de diminuer les factures d’électricité et d’éclairage public ainsi que celles de carburant.

Le constat identique du rôle primordial tenu par les élus locaux et par la communauté de communes, comme échelle adaptée à la prise de décision, vaut pour l’éolien. Les élus locaux ont été les acteurs d’une telle démarche pour les communes du canton de Fruges dans le Pas-de-Calais ⁽²⁾, qui regroupe vingt-cinq villages et représente 7 500 habitants. Il s’est d’abord agi d’un parc de soixante-dix aérogénérateurs, pour la réalisation duquel la société gestionnaire s’est engagée à apporter une aide aux associations et à participer au financement d’un bâtiment public. En outre, les recettes fiscales, liées au fonctionnement du parc éolien, ont permis le financement, sans augmentation de la fiscalité des ménages, d’une maison pour personnes âgées, d’une maison des jeunes, d’une maison de santé pluridisciplinaire, d’une maison des associations comprenant un centre intercommunal d’action sociale ainsi que le financement du système périscolaire et celui de l’aide aux communes au travers de la dotation de solidarité et de fonds de concours. Les résultats déjà atteints ne peuvent manquer de faire surgir une préoccupation de réappropriation de la production d’énergie par les collectivités territoriales, au travers d’une société mixte multi-énergies, non seulement pour des

(1) Mme Brigitte Santais, maire de Montmelian, audition du 24 juillet 2019.

(2) M. Jean-Jacques Hilmoine, ancien maire de Fruges, audition du 24 juillet 2019.

projets éoliens à venir, mais, en outre, pour la construction d'un méthaniseur territorial, et, au moyen du solaire photovoltaïque, pour une mise en réseau des bâtiments publics de la collectivité, des bâtiments communaux et de bâtiments industriels.

L'exemple de la communauté de communes de la Haute-Somme ⁽¹⁾ est celui d'un territoire sur lequel se trouvent soixante-dix-huit mâts éoliens répartis sur neuf parcs. La communauté de communes a été partie prenante du processus de développement, dans son entier. La communauté de communes fonctionne sous le régime de la fiscalité éolienne unique, versant 35 % du produit de la contribution foncière des entreprises et de l'imposition forfaitaire unique des entreprises de réseaux aux communes d'implantation des éoliennes et 15 % de ce produit aux autres communes lorsqu'elles se trouvent à moins de 500 mètres d'une éolienne. Plus d'une vingtaine de communes membres de la communauté de communes bénéficient des retombées fiscales. Désormais, la communauté de communes souhaiterait se lancer dans l'autoconsommation.

(1) *M. Jean-Marie Blondelle, premier vice-président de la communauté de communes de Haute-Somme, audition du 24 juillet 2019.*

Dans plus des deux tiers des départements français, un syndicat intercommunal ou mixte d'énergie regroupe toutes les communes du département desservies par Enedis (qui assure 95 % de la distribution d'électricité en France). Ces syndicats d'énergie (qui ont constitué entre eux le réseau national « territoire d'énergie »), regroupant ainsi les grandes agglomérations et les communes rurales de leurs départements respectifs, non seulement sont les autorités organisatrices de la distribution d'électricité, de gaz et de chaleur (dans le cadre de laquelle ils développent les « smart grids » ou réseaux intelligents en lien avec les concessionnaires), mais ils investissent également massivement dans toutes les activités énergétiques : production d'énergies renouvelables (dans le cadre de sociétés d'économie mixte) faisant une place importante à l'économie circulaire (organisation du développement de la méthanisation), coordination de groupements d'achat d'électricité ou de gaz ouverts au secteur privé, mise en place des services mutualisés d'efficacité énergétique (qui assurent des audits énergétiques sur le patrimoine des communes membres en faisant réaliser de substantielles économies aux budgets communaux et intercommunaux) et d'éclairage public (les syndicats d'énergie sont les principaux maîtres d'ouvrage de la grande migration de l'éclairage public vers l'efficacité énergétique, grâce au remplacement des sources lumineuses traditionnelles par des LEDs). Les syndicats d'énergie sont par ailleurs, de loin, les principaux acteurs du déploiement en cours des infrastructures de recharge de véhicules décarbonés (électriques, au bioGNV ou, à titre encore expérimental, à hydrogène).

En réalisant, par leur action aussi pragmatique que discrète, une synthèse réussie entre la décentralisation, la proximité de terrain, la mutualisation et les économies d'échelle, ces syndicats d'énergie de grande taille cochent toutes les cases des requis de la transition énergétique. Les régions, chefs de file de la transition énergétique, ne s'y sont d'ailleurs pas trompé en mettant en place des conventions de partenariat avec les pôles régionaux de ces « territoires d'énergie ».

Source : Fédération nationale des collectivités concédantes et régies, mai 2019.

2. L'adhésion citoyenne

Le choix d'une énergie renouvelable possède une triple dimension d'efficacité énergétique, de compréhension des déterminants de sa consommation personnelle et de rapport à la collectivité, au travers du réseau énergétique. Ces trois dimensions sont liées : une installation individuelle de panneaux photovoltaïques destinée à l'autoconsommation s'accompagne d'efficacité énergétique, d'adaptation de la consommation individuelle, et de relation au réseau ⁽¹⁾. Le raccordement des énergies renouvelables au réseau, de manière directe, par revente totale et rachat, ou indirecte, par l'autoconsommation, n'entraîne pas les mêmes représentations et les mêmes usages de l'énergie. Les choix techniques jouent donc un rôle non négligeable dans les consommations finales d'énergie. Choisir une technique plutôt qu'une autre n'a pas les mêmes implications sociales, symboliques et politiques ⁽²⁾.

(1) M. Gilles Vermot Desroches, directeur du développement de Schneider Electric, audition du 28 mai 2019.

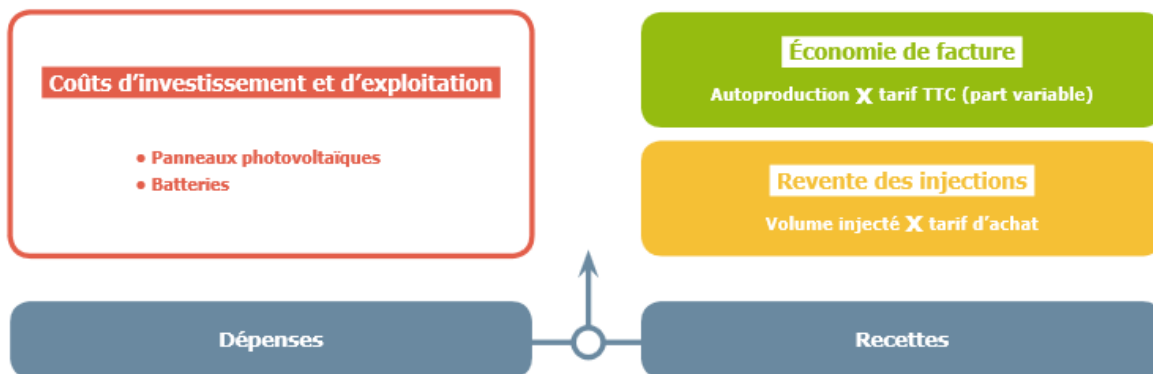
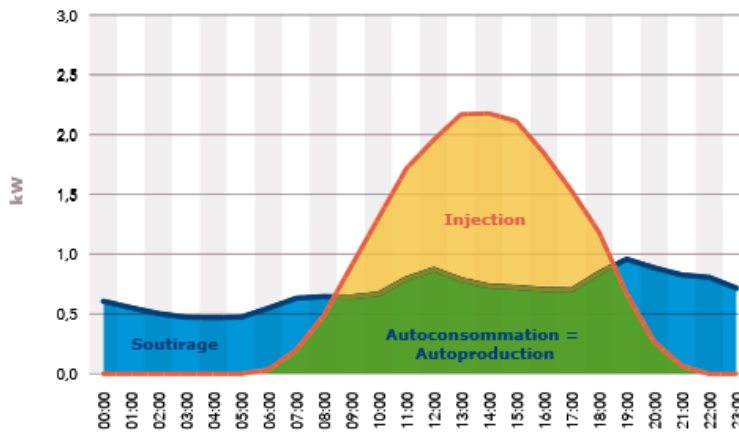
(2) Mme Laure Dobigny, docteure en sociologie, audition du 17 juillet 2019.

D'ailleurs, les élus locaux auditionnés par la commission d'enquête, engagés dans la mise en œuvre de plans d'installations d'énergie renouvelables sur le territoire des collectivités locales qu'ils administrent, ont exprimé leur intention de pouvoir passer à une nouvelle étape de la transition énergétique, aboutissant à repenser la relation au réseau dans une logique de circuit court.

Le gestionnaire du réseau de transport, RTE reconnaît lui-même que le choix des particuliers visant à s'approprier plus largement les moyens de production photovoltaïques, conjugués à des batteries, infléchirait sensiblement, dans cette logique de circuits courts, la production et l'approvisionnement en électricité. Dans les scénarios qu'il a élaborés pour le bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité de 2017, la diminution du coût des panneaux photovoltaïques conduit naturellement l'autoconsommation à s'imposer comme une solution rentable pour le consommateur. Il existe ainsi un espace économique pour un développement significatif de l'autoconsommation individuelle pour 3,8 millions de foyers pouvant trouver un intérêt économique à s'équiper en panneaux photovoltaïques, aux fins d'autoconsommation d'une partie de leur production. Techniquement, le stockage diffus, sous forme de batteries électriques domestiques, apparaît susceptible d'accompagner le développement de l'autoconsommation à l'horizon des années 2030, pour un volume total de 10 GW de panneaux à l'horizon 2035 et quelques gigawattheures de batteries domestiques. Cette dynamique peut être accentuée par la mise en œuvre d'opérations d'autoproduction à l'échelle de quartiers ou de zones industrielles. En cas d'engouement sociétal pour l'autoconsommation, les capacités associées pourraient être doublées et atteindre 18 GW de panneaux photovoltaïques et 10GW de batteries en 2035.

Les petites installations d'autoconsommation photovoltaïque bénéficient d'ores et déjà d'un soutien matérialisé par une prime à l'investissement et un tarif de rachat des surplus de production d'un niveau de 100 euros/MWh, niveau très supérieur aux actuels prix « spot » de l'électricité.

INTÉRÊT ÉCONOMIQUE VU DU CONSOMMATEUR/PRODUCTEUR



Source : RTE, Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France, édition 2017.

En effet, pour être rentable pour celui qui la pratique, l'autoconsommation suppose que le coût de production du kilowattheure autoproduit ne soit pas supérieur au coût total du kilowattheure soutiré du réseau. Si tel n'est pas le cas, les autoproducteurs ont intérêt à vendre leur production aux prix d'achat garantis, sensiblement supérieurs aux prix du marché de gros.

Pour le professeur Jacques Percebois ⁽¹⁾, même si la France compte relativement peu d'autoconsommateurs par rapport à l'Italie ou l'Allemagne, il convient de développer l'autoconsommation en demeurant attentif à ne pas lui accorder une aide excessive. Dès lors qu'ils ne pourront pas, sauf exception, toujours utiliser l'électricité qu'ils produisent, les autoconsommateurs ont besoin du réseau. Si les aider à y rester connectés apparaît cohérent avec l'objectif de développement de l'autoconsommation, il ne faut pas sous-estimer le fait que ces aides sont financées par d'autres consommateurs d'électricité, en particulier tous ceux qui ne peuvent pas recourir à l'autoconsommation. En outre, lorsque l'autoconsommation se fera à grande échelle, il faudra que l'autoconsommateur, qui sera aussi autoproducteur, reste connecté au réseau, donc le finance de façon correcte.

(1) M. Jacques Percebois, professeur émérite d'économie, audition du 18 avril 2019.

Au-delà de l'approche économique, les approches sociologiques ne manquent pas de mettre en avant le lien entre proximité et acceptabilité. La plus ou moins bonne acceptation des installations d'énergies renouvelables dépend aussi de la façon dont les habitants perçoivent leur signification sociale. Développer des installations d'énergies renouvelables pour une consommation locale de l'énergie produite est un élément fort de leur acceptabilité et de leur appropriation. Si l'énergie produite localement est directement consommée par les habitants, les installations d'énergie renouvelable sont majoritairement plébiscitées, car cette énergie est souvent moins chère, écologique et dynamise l'économie locale. *« L'acceptabilité sociale ne dépend pas seulement de la taille des installations d'énergies renouvelables ou des porteurs de projet, mais bien du sens social que revêtent localement ces installations ».* ⁽¹⁾

L'insuffisante dimension collective d'un projet, lorsque des promoteurs sont trop peu soucieux d'une vision partagée de la transition énergétique dans le territoire où ils interviennent, ne peut que susciter la défiance de la population, qu'il s'agisse de projets d'éoliennes, de centrales solaires ou d'installations de méthanisation.

S'agissant de la méthanisation, la différence d'appréciation de la part des populations riveraines des installations est manifeste selon qu'on se trouve dans un cas de méthanisation « à la ferme », accompagnée de la maîtrise de ses propres déchets, qui ne soulève pas de défiance, et le passage au stade industriel de « méthaniseurs géants », accompagnés d'une recherche des intrants dans un périmètre de plus en plus élargi, et nécessitant des zones de stockage et d'épandage à proportion, changement d'échelle qui fait naître le sentiment d'une dérive et s'enclencher un processus de défiance de la part des riverains ⁽²⁾.

S'agissant de l'acceptabilité de l'éolien, la vision qui prévaut est, de plus en plus, celle d'une difficile acceptabilité, spécifiquement française, dont témoignerait la durée nécessaire au développement des projets. Cette vision est celle que les développeurs auditionnés par la commission d'enquête ont exprimée. De la même façon, dans son bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France 2017, RTE tend à donner une dimension spécifique, en France, à la question de l'acceptabilité de l'éolien terrestre : *« la dynamique de raccordement observée reste néanmoins en deçà du rythme nécessaire à l'atteinte des objectifs de la PPE. Ceci est notamment dû à des difficultés d'acceptabilité sociale importantes en France pour le raccordement de nouvelles installations et à des durées d'autorisation administrative et de recours contentieux qui restent supérieures à celles observées dans les pays voisins de la France. »*

(1) Mme Laure Dobigny, docteure en sociologie, audition du 17 juillet 2019.

(2) Collectif scientifique national Méthanisation raisonnée et Collectif national Vigilance méthanisation, audition du 20 juin 2019.

Telle n'est pourtant pas l'analyse de l'Agence internationale de l'énergie, qui fait le constat d'une résistance à de nouvelles implantations, non seulement en Europe, mais aussi au-delà.

Il sera difficile d'obtenir l'accord de la population à encore plus de projets d'énergie renouvelable.

L'emplacement est potentiellement une contrainte plus importante pour l'électricité éolienne ou solaire que pour l'électricité nucléaire. Les centrales nucléaires sont extrêmement efficaces dans la consommation d'espace, en raison de la densité énergétique de la fission nucléaire. Une installation nucléaire pouvant produire une moyenne de 2 GW à plein rendement occupe normalement une superficie de 200 hectares seulement, en incluant toutes les fonctions supports. Cela est très inférieur à la superficie nécessaire pour obtenir une puissance équivalente d'électricité d'origine éolienne ou solaire. Une ferme solaire de 100 MW située à proximité de l'équateur nécessite 100 hectares, et avec un facteur de charge, au mieux, d'un quart de celui d'un réacteur nucléaire, cela signifie une consommation d'espace d'au moins 40 fois plus pour la même production annuelle. Sous les climats tempérés, où la plupart des installations nucléaires sont situées, 100 fois plus d'espace pourrait être nécessaire. Les fermes éoliennes nécessitent encore plus d'espace, mais à la différence des fermes solaires, l'espace peut être utilisé, dans sa plus grande part, conformément à sa destination originelle, une fois la construction achevée. Dans le cas du solaire photovoltaïque, il existe un important potentiel dans l'utilisation des toits d'immeubles résidentiels ou commerciaux. Mais dans les zones densément peuplées, comme dans la plupart des pays d'Europe de l'Ouest, au Japon et dans les régions côtières d'Amérique du Nord, l'acceptabilité sociale et locale de l'énergie éolienne et solaire apparaît dès à présent comme un obstacle important à l'installation de nouveaux projets dans de nombreuses localisations. Les populations locales, mais également au-delà, s'opposent souvent à de tels projets en raison de l'impact visuel, en particulier dans les espaces naturels de caractère, et, dans le cas de l'éolien, en raison du bruit et du possible impact sur les oiseaux.

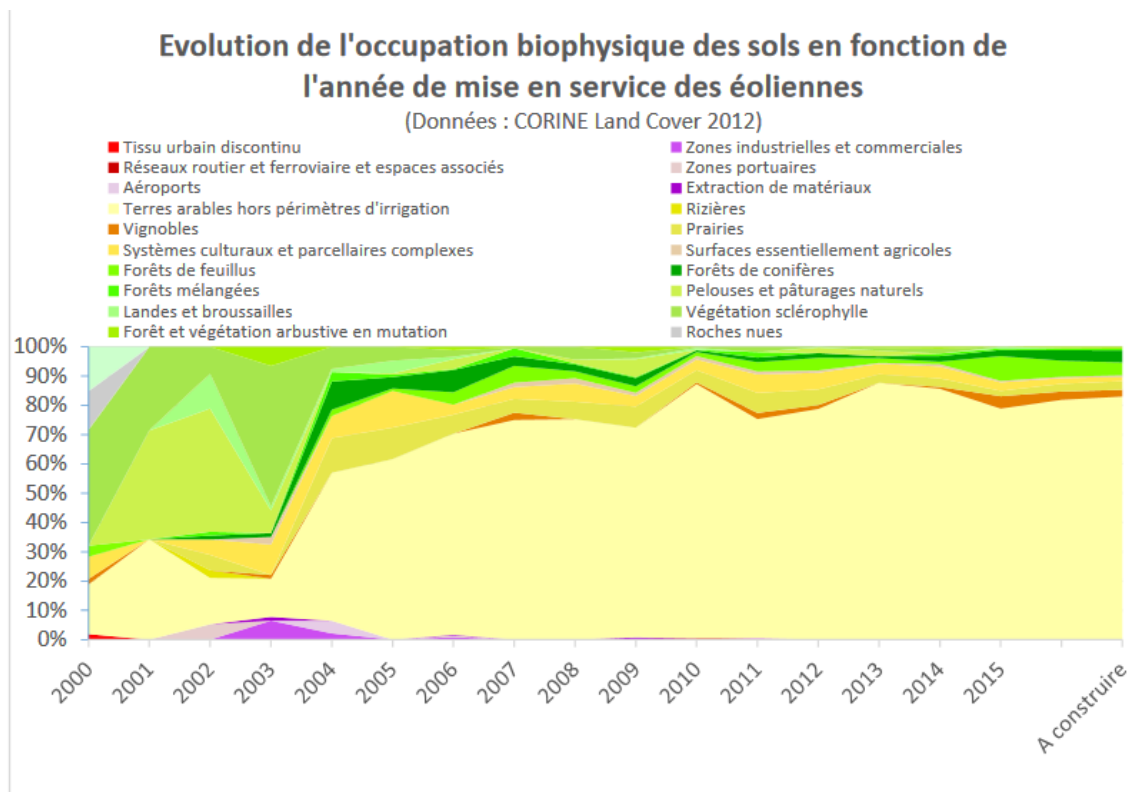
D'ores et déjà le développement des renouvelables à l'échelle prévue impose aux décideurs publics de sévères efforts pour obtenir l'accueil favorable de la population. [...] Une stratégie possible pour surmonter ce problème est de concentrer l'implantation de nouveaux projets dans les zones moins densément peuplées, de préférence avec une ressource naturelle propice en termes de vent et de soleil. [...]

La résistance à l'implantation de fermes éoliennes et, dans une moindre mesure, de fermes solaires est l'obstacle majeur au changement d'échelle de la capacité en renouvelables dans de nombreuses parties de l'Europe. Les meilleurs sites d'éolien terrestres se situent sur les côtes ou à leur proximité, où la densité de la population tend à être élevée et le tourisme une activité majeure sur le plan économique.

Source Agence internationale de l'énergie, L'énergie nucléaire dans un système énergétique propre, mai 2019, pages 68 et 69. Traduction commission d'enquête.

L'expression d'une sensibilité accrue à l'implantation d'éoliennes tient sans doute pour partie au fait qu'à mesure du déploiement de cette source d'énergie, les sites d'implantation sont de plus en plus situés en plaine agricole, ce qui n'était pas le cas au commencement du déploiement. La Ligue pour la protection des oiseaux a fait ainsi le constat d'une implantation en plein champ de 17 % des éoliennes en

2000, ce pourcentage atteignant 79 % pour les éoliennes implantées en 2015 et dépassant 83 % pour les projets alors autorisés mais non encore construits.



Source : Ligue pour la protection des oiseaux, *Le parc éolien français et ses impacts sur l'avifaune*, 2017.

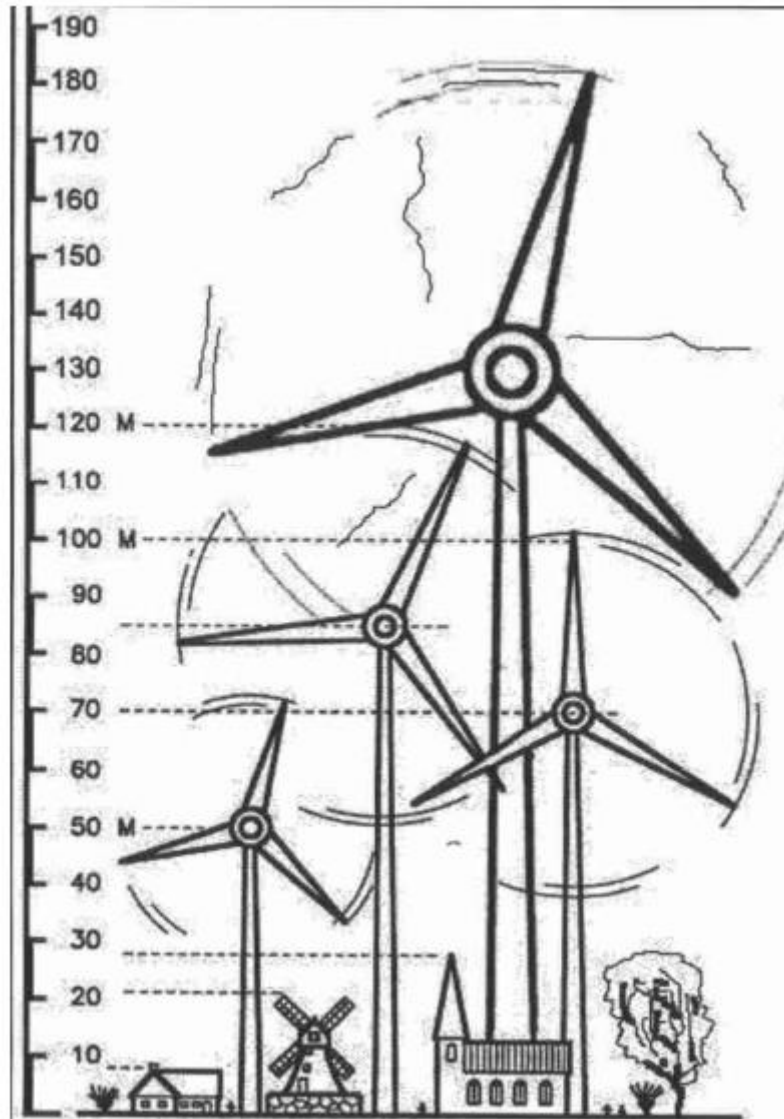
Un troisième facteur à prendre en compte tient à l'impact sur le paysage. L'évaluation environnementale stratégique de la programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2023 et 2024-2028, dont les rédacteurs ne peuvent être soupçonnés de nourrir un rejet phobique de l'éolien, constate que « *les éoliennes modifient le paysage dans lequel elles s'insèrent, par leur hauteur, leur envergure, leur positionnement et leur nombre. Il est donc essentiel de penser l'implantation d'un parc de manière contextualisée dans ce paysage local en tenant compte des perceptions des populations, et des autres parcs existants ou en projets. Un projet ne prenant pas cette dimension en compte ne peut voir le jour. Afin de favoriser l'intégration des installations éoliennes sur le territoire, il est recommandé d'associer les populations dans le processus de sélection des sites d'implantation.*

À long terme, le développement de l'énergie éolienne présente des risques de saturation du territoire. Une fois que les sites les plus propices au développement de l'énergie éolienne auront été exploités, les développeurs de nouveaux projets pourraient se tourner vers des sites moins consensuels. Il est important que la filière se construise sans oublier cet aspect. » ⁽¹⁾

Les représentants des associations de défense des paysages qui ont été auditionnés ont insisté sur l'impact tenant au changement d'échelle des installations

(1) Évaluation environnementale stratégique de la programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2023, 2024-2028, page 116.

en cause, impact que les développeurs relativisent, lorsque les éoliennes sont vues à distance.



Source : Académie des Beaux-Arts, rapport du groupe de travail sur les éoliennes, 2007.

Il n'en demeure pas moins que d'aucuns voient dans le « repowering » une façon de contourner cet obstacle. Tel a été le sentiment exprimé par le président de la CRE : « *l'avenir de l'éolien terrestre est dans le repowering, qui est aux mains des grands groupes rachetant massivement les petits ensembles éoliens de moins de 1,5 MW. Il y aura, à mon sens, très peu d'abandon et de démantèlement de sites. Les machines seront plutôt remplacées, puisque les sites initialement choisis demeurent pertinents. (...) Il est rationnel d'optimiser les parcs existants, en augmentant la puissance des mats des éoliennes arrivées en fin de vie : cela coûtera moins cher et aura des répercussions moindres en matière d'acceptabilité.* » ⁽¹⁾

(1) M. Jean-François Carencio, audition du 4 avril 2019.

Comme pour les choix architecturaux et d'urbanisme, les arbitrages de la politique énergétique reflètent évidemment des représentations générationnelles et de philosophie politique. Devant une même donnée de fait, les appréciations peuvent varier du tout au tout.

Un tel débat avait d'ailleurs eu lieu autour de... la Tour Eiffel à Paris !

« Il suffit d'ailleurs, pour se rendre compte de ce que nous avançons, de se figurer un instant une tour vertigineusement ridicule, dominant Paris, ainsi qu'une gigantesque cheminée d'usine, écrasant de sa masse barbare Notre-Dame, la Sainte-Chapelle, le dôme des Invalides, l'Arc de triomphe, tous nos monuments humiliés, toutes nos architectures rapetissées, qui disparaîtront dans ce rêve stupéfiant. Et pendant vingt ans, nous verrons s'allonger sur la ville entière, frémissante encore du génie de tant de siècles, nous verrons s'allonger comme une tache d'encre l'ombre odieuse de l'odieuse colonne de tôle boulonnée... » extrait de la lettre ouverte adressée à M. Alphand, commissaire de l'Exposition universelle de 1889, par les artistes contre la tour Eiffel. Cette lettre a été publiée dans le journal "Le Temps" le 14 février 1887. Elle est signée de 47 personnes dont Émile Zola, Alexandre Dumas fils, Guy de Maupassant, etc.

« La protestation dit que la tour va écraser de sa grosse masse barbare Notre-Dame, la Sainte-Chapelle, la tour Saint-Jacques, le Louvre, le dôme des Invalides, l'Arc de triomphe, tous nos monuments. Que de choses à la fois ! Cela fait sourire, vraiment. Quand on veut admirer Notre-Dame, on va la voir du parvis. En quoi du Champ-de-Mars la tour gênera-t-elle le curieux placé sur le parvis Notre-Dame, qui ne la verra pas ? C'est d'ailleurs une des idées les plus fausses, quoique des plus répandues, même parmi les artistes, que celle qui consiste à croire qu'un édifice élevé écrase les constructions environnantes. Regardez si l'Opéra ne paraît pas plus écrasé par les maisons du voisinage qu'il ne les écrase lui-même. Allez au rond-point de l'Étoile, et, parce que l'Arc de triomphe est grand, les maisons de la place ne vous en paraîtront pas plus petites. Au contraire, les maisons ont bien l'air d'avoir la hauteur qu'elles ont réellement, c'est-à-dire à peu près quinze mètres, et il faut un effort de l'esprit pour se persuader que l'Arc de triomphe en mesure quarante-cinq, c'est-à-dire trois fois plus. » réponse de Eiffel.

Ainsi dans le cas de l'éolien, là où certains voient une monstruosité, d'autres voient le symbole de la modernité.

De même, pour le Réseau Action climat, il n'existe pas de risque de saturation : les Allemands ayant déjà accepté sans difficulté l'implantation de 26 000 éoliennes, les Français ne peuvent en raison considérer comme insupportable la perspective de 18 000 éoliennes installées en 2050. ⁽¹⁾

Dans le même rapport du groupe de travail sur les éoliennes de l'Académie des Beaux-Arts, coexistent l'appréciation d'un membre de la section d'architecture, M. Claude Parent, pour lequel les éoliennes sont : *« une certitude de pollution*

(1) Réseau Action climat : Transition énergétique. En finir avec les idées reçues, 2017, page 15.

visuelle, pollution confirmée par l'extraordinaire dissémination des éoliennes. On ne parle plus de quelques exemplaires isolés dans des endroits aptes à les recevoir, mais – sans rire – de bouquets d'éoliennes, de champs d'éoliennes là où on ne peut voir qu'épandages industriels en quadrillage régulier sur des milliers d'hectares et ce sur les rivages des océans, les replis d'un alignement de collines, les grandes plaines céréalières ; tout cela s'agite de façon obsédante et vrombissante dans un ronronnement continu » et l'éloge par un membre de la section de photographie, M. Yann Arthus-Bertrand, pour lequel : « c'est un combat vain que de refuser les éoliennes. C'est une beauté utile. C'est cette utilité même qui les rend belles. Dans quelques années, on voudra les garder comme on préserve et on restaure aujourd'hui les moulins à vent. Elles ont aussi cette autre qualité : si on n'en veut pas ou plus, on peut les démonter. »

Il n'existe donc pas d'énergie sans inconvénients. Cela vaut aussi pour les énergies renouvelables. Les rédacteurs de l'Évaluation environnementale stratégique de la programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2023, 2024-2028 le reconnaissent, sans considérer que cela puisse impacter le gisement de développement de ces énergies.

	Enjeu				Gisement restant à développer
	financier ¹⁰⁸	environnemental	Faisabilité	intégration au système électrique	
Hydroélectricité	30 → 130 €/MWh	Préservation des continuités écologiques	Technologie mature	Energie pilotable	limité
Éolien terrestre	50 → 80 €/MWh	Impact paysager et sur la biodiversité	Acceptabilité faible	Production énergétique intermittente	non limitant à moyen terme
Photovoltaïque	45 → 75 €/MWh (sol) 75 → 120 €/MWh (toiture)	Impact sur l'utilisation des sols	Bonne acceptabilité	Production énergétique intermittente	non limitant à moyen terme
Biomasse	Coûts variables selon les filières (déchets, bois-énergie, biogaz)	Gestion de la ressource nécessitant de prioriser les usages de la biomasse)	Contraintes de faisabilité moyennes	énergie pilotable	Limité à moyen terme
Géothermie électrique	170 → 340 €/MWh	Impacts liés au forage	Recherche difficile des gisements	énergie pilotable	limité
Éolien en mer	70 → 150 €/MWh	Impacts sur les milieux marins	Contrainte d'acceptabilité	Production énergétique intermittente	Non limitant

(108) ADEME, Coût des énergies renouvelables, 2016, actualisé avec l'expertise DGEC.

Source : Évaluation environnementale stratégique de la programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2023, 2024-2028, page 145.

La question des effets de l'éolien terrestre sur la santé humaine et animale a également été abordée par la commission d'enquête au travers du cas du parc éolien des Quatre Seigneurs dans la Loire-Atlantique. Le témoignage du couple d'exploitants agricoles dont la ferme se situe à proximité du parc a conduit à soulever la question du niveau de preuves disponibles sur l'impact des émissions sonores des éoliennes. L'Agence nationale de la sécurité sanitaire, de l'alimentation,

de l'environnement et du travail (ANSES) a d'ailleurs été chargée d'une investigation des anomalies observées sur la base des études déjà produites. ⁽¹⁾

Acceptation et rejet de l'énergie éolienne

La commission d'enquête a consacré une part importante de son temps d'audition à la question de l'éolien sous ses différents aspects, en particulier en termes d'acceptabilité sociale.

Elle l'a fait en entendant tous les arguments :

- Le point de vue des développeurs, non seulement l'association professionnelle France Energie éolienne, mais aussi les énergéticiens « historiques » français qui interviennent désormais dans l'éolien (EdF Renouvelables, Engie, Total), de même que les développeurs présents avant eux en ce domaine, représentés par leurs hauts responsables : RES France, Boralex, Groupe VALOREM, H2Air, WPD Offshore ; M. Jérôme Péresse, président-directeur général de General Electric Renewable ;

- Le point de vue des élus locaux, à la fois ceux dont l'expérience les a conduits à critiquer les pratiques auxquelles ils ont été confrontés : M. Hervé Novelli, maire de Richelieu, M. Jean-Luc Dupont, président de la communauté de communes de Chinon, M. Pascal Poncet, maire de Saint-Just-en-Chevalet, de même que ceux qui ont saisi toutes les opportunités offertes par l'éolien pour leur territoire : les représentants de la commune de Fruges : M. Jean-Jacques Hilmoine, Mme Chantal Perdrillat, Mme Stéphanie Daboval, et M. Jean-Marie Blondelle, maire de Guyencourt-Saulcourt, premier vice-président de la communautés de communes de la Haute Somme ;

- Le point de vue des autorités déconcentrées de l'État : M. Jacques Regad, directeur régional adjoint de la DREAL de Nouvelle Aquitaine ;

- Le point de vue des associations de défense des riverains, des activités économiques et touristiques impactées par des projets éoliens, des associations de défense des paysages, des monuments et des sites :

- pour les entrepreneurs : MM. Olivier Becquet, Julien Trehorel et Sylvain Gallais, artisans pêcheurs, M. Philippe Gendreau, entrepreneur en conserverie, M. Frédéric Bouvier, entrepreneur en Indre-et-Loire ;

- pour les associations et collectifs : M. Jean-Luc Grangeon, (collectif Allier Citoyen), Mme Julie Leduc (Collectif pour une transition énergétique profitable à nos territoires), MM. Jean-Marie Virely et François Falconnet (Morvent en colère), M. Daniel Steinbach (Vent de Colère), M. Patrice Lucchini (Vent mauvais), MM. Jacques Biau et Bruno Ladsous (Collectif Toutes nos énergies – Occitanie Environnement), M. Jean-Loup Reverier (Défense des marais de l'estuaire), M. Fabien Bouglé (Touche pas à nos îles), M. Vincent Guichard et Mme Lydiane Estève (Grands sites de France), M. Julien Lacaze et Maître Monamy (Sites et Monuments), M. Luc Fontaine (association des hébergeurs touristiques de l'Indre et des départements environnants) ;

- pour les personnalités qualifiées critiques : MM. Jean-Pierre Riou, M. Jean-Marc Jancovici, Patrice Cahart, Arnaud Casalis, Jean-Louis Butré, Maître Morvan Le Berre, M. François-Marie Bréon,

Bien évidemment, les auditions des responsables de la Commission de régulation de l'énergie, de Réseau de transport d'électricité, d'Enedis ont donné l'occasion d'entendre

(1) M. et Mme Potiron, exploitants agricoles et Mme Aurélie Niaudet, adjointe au chef d'unité d'évaluation des risques liés aux agents physiques de l'ANSES, audition du 17 juillet 2019.

l'appréciation du régulateur et des gestionnaires des réseaux de transport et de distribution dont la responsabilité est éminente dans le développement de l'éolien.

Le compte rendu intégral de chacune d'entre elles figure dans ce rapport.

Ces comptes rendus montrent bien que les points de vue en présence sont tranchés.

Alors que M. Jean-Yves Grandidier, président fondateur de VALOREM explique : « *Aujourd'hui, **nous gâchons nos atouts.** (...) De nombreux territoires français sont propices à l'éolien, à commencer par les grandes plaines qui entourent la capitale. La ceinture de Paris est la zone qui compte le plus d'installations éoliennes terrestres en France. Il n'est pas même nécessaire de développer du réseau pour en tirer profit.* » M. Ludovic Grangeon du Collectif Allier Citoyen fait le constat amer que : « *Les énergies renouvelables sont peut-être, à Paris, un restaurant trois étoiles où tout le monde se presse, mais dans l'Allier, **nous en sommes les cuisines et les poubelles.** J'insisterai donc sur l'impact de ces opérations et sur leurs dégâts collatéraux tels que nous les vivons tous les jours, tout en précisant que, contrairement à certaines rumeurs, nous ne sommes ni anti-ceci ni anti-cela, nous sommes pour le développement durable, mais nous sommes parfois contraints de lutter contre des agressions.* »

À Mme Émilie Thérouin, responsable communication relations publiques de H2Air selon laquelle : « *Les actions des opposants, sur les personnes et sur les biens, sont plus ou moins violentes. Quelques-uns de mes collègues ont fait l'objet de menaces écrites et verbales... (...) Une collègue a été menacée lorsqu'elle assurait une permanence publique ; elle a déposé une main courante. L'individu lui a dit qu'il connaissait son nom, d'un ton très menaçant.* » répond un autre sentiment d'agression exprimé, lui, par M. Jean-Louis Butré du collectif Energie et vérité « *Les associations de riverains se constituent d'elles-mêmes. Nous ne sommes pas les agresseurs ; les agresseurs sont les promoteurs éoliens qui essaient d'implanter de grandes machines de 200 mètres de haut près des habitations.* »

Pour sa part, M. Jean-Yves Grandidier a insisté sur le fait que « *Valorem est un pionnier du financement participatif. Dès 2010, j'ai dédié un ingénieur à ces questions. Cela nous a conduits à étudier plusieurs modèles. Nous avons également participé à la mise en place des mécanismes de bonus que comportent aujourd'hui les appels d'offres, dans l'éolien et surtout dans le solaire. En 2018, nous avons réalisé 15 % des levées de fonds participatives totales dans les énergies renouvelables. Nous étions leader en la matière. Depuis 2010, nous avons levé plus de 10 millions d'euros dans ce cadre. L'idée nous en est venue lors de réunions publiques où les habitants revendiquaient une électricité gratuite en contrepartie de la présence d'éoliennes. Cette solution n'était pas envisageable à l'époque, car nous vendions toute notre électricité à EDF à un tarif d'obligation d'achat. **Nous avons donc imaginé une autre solution grâce à laquelle nos projets profiteraient directement aux habitants.** Désormais, ils peuvent faire des placements dans ce type d'installation presque sans risque, à des rendements bien supérieurs à ceux que propose la Caisse d'épargne.* »

Sur cet aspect, l'appréciation tranchée exprimée par M. Bruno Ladsous du Collectif Toutes nos Energies-Occitanie Environnement est autre : « *Mais il existe un second versant, l'éolien participatif, qui consiste à permettre à des particuliers ou à des collectivités locales de prendre des parts dans le projet. La réalité est très différente de celle qui est présentée, même si elle peut s'apprécier comme étant, a priori, une belle opportunité, notamment pour une commune. **Nous jugeons ces participations malsaines et les habitants ont le sentiment qu'ils se font acheter.*** »

M. Charles Lhermitte, vice-président de France Énergie Éolienne, rappelle, pour sa part, que : « *(...) la plupart des projets présents aujourd'hui dans les mécanismes d'appels*

d'offres prévoient la mise en place de financements participatifs. Plus de 150 sociétés d'économie mixte (SEM) se sont créées en France et les collectivités sont en train de s'accaparer les projets. Parmi les investisseurs de l'industrie éolienne, on compte aujourd'hui au premier rang les collectivités locales. Ces éléments constituent des facteurs d'acceptabilité des projets. »

En ce qui concerne les conséquences de l'éolien en mer sur la ressource halieutique, pour M. Vincent Balès, directeur général de Wpd offshore France: « *Les suivis scientifiques menés démontrent qu'il n'y a pas d'effet négatif sur les populations, au contraire. C'est ce qu'on appelle un « effet de récif », qui crée une dynamique positive pour la biodiversité locale. L'éolien en mer est un moyen de production avec un impact limité sur l'environnement et une occupation limitée de l'espace maritime. En France, l'ambition de la filière à 2035 de 15 GW d'éolien en mer installé représente moins de 1 % de l'espace maritime métropolitain. » ; « le fait de ne pas encore avoir de parc installé en mer génère un peu de spéculation par rapport aux effets que cela pourrait produire sur l'environnement, sur les activités de pêche... »*

Or, M. Julien Trehorel, marin pêcheur en Baie de Saint-Brieuc s'exprime ainsi : « *Nous sommes là aujourd'hui pour vous parler du projet éolien de la baie de Saint-Brieuc. Ce parc éolien a été mis en place en plein milieu de la baie de Saint-Brieuc où 290 bateaux travaillent. Cela représente 236 licences de coquilles Saint-Jacques. La baie de Saint-Brieuc est la plus grande baie de France où se reproduisent naturellement les coquilles Saint-Jacques. Nous avons également énormément d'activités autour du bulot, des araignées et du homard. Lorsque ce parc a été installé à cet endroit-là, ils n'ont pas pensé aux conflits d'usage. C'est de l'éolien posé. Aujourd'hui, on n'a pas de place. On ne peut pas aller ailleurs car la baie de Saint-Brieuc est entièrement exploitée, que ce soit au filet, au chalut ou au casier. Si demain ce parc éolien devait se faire en baie de Saint-Brieuc, où vais-je aller avec mon matériel ? Soit nous allons gêner nos collègues de pêche et on va assister à un appauvrissement rapide des ressources, soit nous allons remettre en question la préservation de notre ressource mise en place depuis 1960 en réévaluant les tailles de capture. Nous savons pertinemment que lors de la phase de travaux tous ces efforts vont disparaître en raison de la mortalité des juvéniles. On se dit que tout ce travail que nous faisons depuis des années, tout ce chiffre d'affaires qu'on remet à l'eau pour pouvoir mieux l'exploiter l'année suivante va nous être enlevé comme cela, d'un claquement de doigts. On aura l'interdiction de travailler dans la zone du parc éolien – la pêche est interdite dans tous les parcs dans le monde – et la courantologie ne nous permettrait pas d'y naviguer. De plus, les crustacés fuiront la zone, avec le forage les coquillages mourront et le juvénile met plusieurs années à se mettre en place. On voit notre gestion « partir en fumée ». On voit une entreprise s'installer et nous dire : « allez, poussez-vous de là, c'est à mon tour ». Or, nous sommes là depuis bien longtemps et personne, hormis un marin, ne connaît aussi bien les fonds marins que nous. »*

M. Lucas Robin-Chevallier, responsable des affaires publiques Europe de Boralex, fait valoir, à propos des incertitudes liées à la baisse de la valeur immobilière de propriétés situées à proximité d'une installation d'éoliennes : « *aucune étude n'a mis en évidence une diminution de la valeur immobilière. »*. Pour sa part, M. Jean-Pierre Riou, mentionne « **une étude réalisée par Steve Gibbons pour la London School of Economics [qui] atteste une dévalorisation immobilière.** Intitulée « *Gone With The Wind* », portant sur des centaines de transactions analysées durant plus de douze ans, avant et après réalisation des projets, elle est de loin la plus complète. Elle comporte une critique de la méthodologie des études qui ne trouvent pas de dévalorisation immobilière. Le principal de la dévalorisation a lieu à l'annonce du projet. Celle-ci est rarement pire une fois les éoliennes en place. Une récente étude allemande va dans le même sens. »

Par ailleurs, Mme Stéphanie Daboval, adjointe au maire de Fruges, dans le département du Pas-de-Calais, explique que « *les éoliennes ont participé à la construction de crèches et de maisons de santé. Cela explique la hausse du prix des terrains.* »

Le sondage réalisé par Harris Interactive pour France Énergie Éolienne en octobre 2018 montre que 80 % des riverains des parcs éoliens ont une bonne image de l'énergie éolienne. Pour M. Olivier Pérot, président de France Énergie Éolienne : « *Nous ne prétendons pas que cela épuise la question, mais le dernier sondage effectué à notre demande par Harris Interactive sur le sujet montre que 73 % des Français ont une bonne ou très bonne image de l'éolien. Il est par ailleurs très intéressant d'observer la dynamique que crée l'implantation : lorsque l'on considère un échantillon de riverains d'éoliennes, le 73 % devient 80 %. Quand on interroge plus en détail ces riverains, il apparaît que 9 % d'entre eux déclarent avoir eu un avis négatif au moment de l'annonce de l'implantation d'un parc éolien et que 50 % d'entre eux ont finalement changé d'avis par la suite. Autrement dit, le fait de connaître, de comprendre et de côtoyer l'éolien contribue à améliorer l'image que l'on peut en avoir. Confrontées à la réalité, les appréhensions à l'égard des éoliennes se dissipent* ».

Pour M. Ludovic Grangeon du Collectif Allier Citoyen, « *ces sondages [favorables à l'éolien] sont réalisés par téléphone, en fonction d'échantillons représentatifs sélectionnés par commune. Or, ils peuvent avoir été réalisés dans une commune de sept kilomètres de long et quatre de large, où l'on peut très bien habiter un endroit préservé. Ces sondages n'ont pas été faits en fonction des coordonnées IGN du domicile des personnes, mais de la domiciliation dans une commune, ce qui introduit des distorsions considérables.* » et M. Jean-Pierre Riou fait le constat suivant : « *Concernant le tourisme, je citerai un sondage fiable. Dans le monde politique, vous savez que la pertinence d'un sondage dépend de la taille de l'échantillon et non pas de la taille de la population. En l'occurrence, l'échantillon est de 1 280 touristes, donc largement supérieur à 1 000, soit un taux de confiance supérieur à 95 %. Ce sondage porte sur un milieu comparable à celui de l'Allier. Il est notamment précisé que la stabilité des formes matérielles et visibles du paysage constitue un élément stratégique très important pour l'industrie touristique. Or il révèle que, dans un environnement proche, de 0 à 2 km, 97 % des touristes changent de destination. Dans un environnement à moyenne distance, de 2 à 10 km, 95 % changent de destination. Je parle de la zone des châteaux de la Loire, à l'impact touristique important.* »

À l'inverse, pour M. Éric Bonnafoux, directeur général délégué développement de Boralex, « *une fois le parc éolien sorti de terre, dans le Pas-de-Calais, sur la commune de Blendecques, nous avons fait du mécénat sur le musée de la Coupole, un mécénat lié aux 75 ans de la libération des camps nazis. C'est un mécénat de petite envergure, auprès d'une collectivité qui l'a demandé. En Haute-Loire, on a participé à la réhabilitation d'une fromagerie, une fois le parc sorti de terre ; une auberge paysanne s'est créée, grâce au tourisme attiré par le parc. Dans cette petite commune de 140 habitants, il y a entre 5 000 et 7 000 visiteurs payants par an, grâce à une association qui fait visiter les éoliennes, une mine d'antimoine ainsi que des moulins qui ont été réhabilités. En Ardèche, on a créé un parc botanique autour d'un parc éolien – on y parle aussi bien de la myrtille que des énergies renouvelables. Ce sont là autant d'exemples de notre participation à l'activité économique, agricole, forestière ou au développement économique des collectivités sur lesquelles nous sommes implantés.* »

Sur les autres aspects de l'éolien, il pourrait être de même fait état d'appréciations tout autant opposées.

Dans ses conclusions publiées le 18 janvier 2018, le Groupe de travail éolien avait relevé qu'« *actuellement 70 % des autorisations délivrées font l'objet de recours devant les tribunaux administratifs.* » et proposé plusieurs objectifs pratiques :

- Gagner du temps en accélérant le contentieux relatif aux parcs éoliens en ayant un contentieux en premier et dernier ressort devant la cour administrative d'appel et en simplifiant ce contentieux en figeant les moyens de légalité externe ou interne au bout de deux mois. Le décret du 28 novembre 2018 a concrétisé cette proposition ;
- Simplifier les procédures en clarifiant les règles pour les projets de renouvellement des parcs en fin de vie (*repowering*). L'instruction du Gouvernement du 11 juillet 2018 relative à l'appréciation des projets de renouvellement des parcs éoliens terrestres tend à fournir des éléments d'appréciation du caractère substantiel de la modification d'un projet, dans le cas du renouvellement d'un parc éolien, au travers de lignes directrices s'appliquant dans une analyse détaillée de chaque cas particulier sans qu'elles puissent posséder la nature de critères à appliquer de façon automatique ;
- Apaiser les relations des projets éoliens avec leur territoire en passant la moitié des mâts d'un parc d'un balisage clignotant à un éclairage fixe, le balisage clignotant étant présenté par les riverains des parcs éoliens comme la principale nuisance bien avant l'impact sur le paysage ou le bruit des éoliennes. L'arrêté du 23 avril 2018, notamment son annexe II, redéfinit le régime du balisage lumineux de jour et de nuit des éoliennes ;
- Mieux intégrer l'éolien dans les paysages, en tenant compte du fait que chaque territoire dispose de ressources naturelles et climatiques spécifiques. Le groupe de travail faisait du défaut d'assistance à maîtrise d'ouvrage un obstacle pour les territoires souhaitant se lancer dans une réflexion sur la transition énergétique et renvoyait à l'ADEME le soin de financer certaines structures aptes à accompagner les territoires et la tâche de relayer les retours d'expérience ;
- Faire évoluer la répartition de l'IFER pour « intéresser » les communes aux projets éoliens en modifiant la répartition du produit de cet impôt pour garantir un minimum de 20 % des retombées fiscales aux communes d'implantation des éoliennes sans modifier le niveau global d'imposition. L'article 178 de la loi de finances pour 2019 garantit aux communes d'implantation, quel que soit le régime fiscal applicable au sein de l'établissement public de coopération intercommunale, l'attribution de 20 % du produit de l'imposition forfaitaire pour les entreprises de réseau (IFER), sans modification du niveau global de l'imposition, en leur laissant la possibilité de délibérer pour limiter cette part au bénéfice de l'intercommunalité.
- Travailler à un guide des bonnes pratiques entre développeur éolien et collectivité en collaboration avec les différentes administrations, les représentants d'élus et les développeurs éoliens ;
- Inciter le financement participatif des projets éoliens en systématisant les bonus dans les appels d'offres pour les projets qui favorisent un tel financement avec des fonds provenant de financeurs locaux.

Pour M. Charles Lhermitte, vice-président de France Énergie Éolienne, « *concernant les relations avec les élus et l'acceptabilité des parcs, FEE s'est aujourd'hui engagée à diffuser auprès de ses adhérents un guide des bonnes pratiques. France énergie éolienne regroupe des développeurs de parcs éoliens qui ne conservent pas forcément les actifs, des turbiniers, des exploitants de parcs éoliens. Ce guide a été diffusé auprès de l'ensemble des adhérents, que nous incitons à développer plus en amont les phases de concertation, afin que riverains et collectivités participent au processus de définition des implantations des parcs éoliens. C'est extrêmement important. Aujourd'hui, les démarches d'opposition aux parcs éoliens sont, d'une certaine manière, héritées des pratiques du passé.* » Ce guide figure en annexe au présent rapport.

Pour sa part, l'association WWF France a publié, au mois de juin dernier, le module éolien terrestre de son guide « démarche Énergies renouvelables et durables ». Selon les termes de la Présidente de l'association, Mme Isabelle Autissier, un tel guide traduit, la volonté de « *développer une démarche qui permette d'allier l'intégration des projets dans leur environnement et la participation des parties prenantes locales dans leur ensemble vers une transition renouvelable, durable et inclusive* ». Le guide identifie, à destination des entreprises, collectivités, citoyens et collectifs, les recommandations à suivre à chaque phase du développement d'un projet éolien terrestre, en particulier :

- Mettre en œuvre une démarche de décision progressive : démarche réfléchie, progressive, itérative et traçable, les collectivités étant moteurs ou associées à chaque étape ;
- Associer les habitants et les autres acteurs du territoire, une démarche volontaire d'information et de concertation, lancée le plus en amont possible, étant indispensable à une telle appropriation ;
- Intégrer l'environnement à toutes les phases, en prenant en compte les sensibilités et opportunités de l'environnement physique, biologique et humain à toutes les étapes de la définition et de la mise en œuvre du projet, afin de garantir son caractère durable ;
- Partager l'espace et favoriser la transition écologique : la participation des acteurs concernés étant nécessaire pour minimiser les conflits d'usage qui peuvent naître de la mobilisation du foncier agricole ou forestier sur la durée de vie du parc éolien ;
- Protéger la biodiversité suivant le triptyque : éviter, réduire, compenser ;
- Accompagner l'évolution des paysages en préservant leur valeur, même si l'incidence paysagère varie selon la subjectivité et la sensibilité de l'observateur et la plus ou moins grande pertinence du choix du site d'implantation ;
- Respecter les voisinages et les ressources du territoire, l'information et la concertation avec les riverains permettant d'expliquer le projet, les enjeux des énergies renouvelables et de la transition énergétique ;
- Favoriser les retombées locales : retombées fiscales, indemnités aux propriétaires fonciers, retombées économiques.

Lors de l'audition des représentants de la commune de Fruges par la commission d'enquête, M. Jean-Jacques Hilmoine, maire honoraire, a insisté : « *une charte que j'avais rédigée, approuvée par les élus et la direction de la société, a constitué l'ossature de nos relations qui inclut la participation et l'information totale de la population. Ce projet devait être celui d'un territoire et prévoyait la possibilité de créer une société d'économie mixte locale.* » Cette charte morale d'engagement figure également en annexe au présent rapport.

3. Des citoyens qui souhaitent s'engager dans la transition : la flexibilité de la demande « à la demande »

Dans le cas de la Bretagne, il a pu être fait état d'une expérience intéressante.

En termes de maîtrise de la demande en électricité, l'objectif est une diminution par deux d'ici 2015, puis par trois d'ici 2020 de la croissance de la consommation électrique de la Bretagne. En 2020, l'économie attendue est de 1 200 GWh, soit l'équivalent de la consommation d'une ville de 180 000 habitants.

Les efforts collectifs sont poursuivis dans de nombreux domaines où des gains sont réalisables comme le bâtiment (isolation, chauffage individuel...), l'industrie ou le secteur tertiaire.

Des initiatives sont également réalisées pour favoriser l'**effacement diffus**, c'est-à-dire l'atténuation des pics de consommation aux heures de pointes en coupant temporairement certains appareils électriques.

Des actions pour favoriser l'évolution des comportements individuels sont aussi menées afin de diminuer la consommation d'électricité, à titre d'exemple :

EcoWatt Bretagne, qui comptait à la veille du lancement de sa 4e édition, pour l'hiver 2011/2012, 30 800 inscrits au système d'alerte, a pour objectif d'inciter les Bretons à modérer leur consommation en énergie, en particulier en période de pointe (le matin et entre 18h et 20 h, pendant les vagues de froid).

L'opération **Trak O'Watts**, dont l'objectif est de comprendre et réduire la consommation électrique spécifique des familles bretonnes. Pendant six mois, 70 familles vont tenter de modifier leurs habitudes de consommation électrique et bénéficieront d'un accompagnement personnalisé d'un conseiller du réseau des **Espaces Info Energie bretons**

http://www.plan-eco-energie-bretagne.fr/jcms/c_7683/pacte-electrique-breton

<https://www.lesechos.fr/2018/01/bretagne-de-la-difficulte-de-sortir-de-lisolement-electrique-981842>

<https://monecowatt.fr/>

CONCLUSION

Après une centaine d'heures d'auditions en commission, force est de constater que ce rapport reste incomplet, tant il est vrai que le sujet ne saurait être épuisé par notre travail, de par sa complexité, sa technicité et ses ramifications étendues.

Les choix d'auditions, qui ont orienté nos investigations, ont fait l'objet de discussions fournies entre le Président de la commission et votre Rapporteur. Notre temps étant limité, toutes les auditions n'ont pu être menées dans le temps dont la commission disposait et ce en dépit d'un volume d'auditions programmées supérieur, semble-t-il, à celui de toute autre commission d'enquête sous cette mandature.

Ainsi, comme il en est l'usage, il a été décidé que le choix du président soit très largement prépondérant face aux demandes du rapporteur pour les auditions officielles de notre commission (qui sont intégralement disponibles), puisque le rapporteur peut pour sa part se nourrir de travaux de recherches et de sources extérieurs aux seules auditions.

Ainsi nos travaux respectifs s'en trouvent-ils complémentaires : votre Rapporteur a favorisé, une approche plus généraliste, couvrant un spectre très large, notamment en traitant des sujets de rénovation énergétique. Sa stratégie était destinée à ne pas surreprésenter une EnR par rapport à une autre et à apporter une vue d'ensemble à la question posée par le Président Aubert. Celui-ci, à l'origine de la résolution de création de la commission, a privilégié une approche ciblée et méthodique pour les auditions, avec une analyse des risques. Il a ainsi décidé de procéder, après un étude « fouillée » des flux financiers liés à l'énergie, à un approfondissement par échantillonnage de la question de la validité des choix technologiques et de l'acceptabilité. Le sujet de l'éolien, particulièrement épidermique, a fait l'objet d'un traitement particulier, du fait que de nombreux membres de la commission ont signalé les problèmes d'acceptabilité sociale dans leurs circonscriptions. Au final, la commission aura ainsi pu donner largement la parole aux détracteurs (scientifiques, citoyens, associations ou élus), des EnR notamment électriques, notamment éoliennes.

Ces différences de choix méthodologiques pourraient donner aux lecteurs des seules auditions l'impression d'une forme de biais, et notamment aux citoyens, élus, associations qui en France sont au contraire de fervents défenseurs de cette énergie. De même, certaines énergies renouvelables pourraient se sentir sous-représentées. A l'inverse, le travail "hors caméra" de votre Rapporteur pour croiser, objectiver, compléter les auditions pourrait sembler s'éloigner d'une logique de simple "compte-rendu" des auditions menées, les membres de la commission n'ayant pas assisté à ces réunions complémentaires. Toutefois cette double méthodologie et cette différence d'approche aura permis, nous l'espérons, d'être au

contraire plus exhaustifs et d'éclairer les aspects sur lesquels le regard de votre Rapporteur n'aurait pu être porté.

Il demeure, malgré ces complémentarités, malgré le temps long pris pour aller au fond du sujet de la transition énergétique, que certains sujets auraient mérités d'être traités « de manière encore plus approfondie ». Il ne saurait en être autrement tant la question est vaste, technique, complexe. Néanmoins, pouvons-nous tirer quelques enseignements et acquérir quelques convictions.

L'impact économique, industriel et environnemental des énergies renouvelables fait l'objet de nombreux rapports (passés et en cours), mais les ramifications sont telles qu'il est impossible de considérer que les recherches et analyses sont aujourd'hui suffisantes. Il ne fait aucun doute, que de nombreux rapports seront encore produits sur le sujet et qu'aucun ne saura synthétiser la question.

Il demeure que les impacts et les enjeux de la transition énergétique nous apparaissent aujourd'hui indissociables de toutes les politiques industrielles, de tous les intérêts économiques et de toute réflexion environnementale. Cela a pour conséquence que la question énergétique est de nature à conditionner, purement et simplement, la stabilité d'une nation. Notre dépendance à l'énergie en générale, et à l'électricité en particulier, est telle que, quelle que soit son origine, elle est devenue indispensable pour assurer la sécurité quotidienne des citoyens français. Il n'existe plus aucune activité humaine en France qui ne soit pas suspendue à ce fil invisible.

Cette dépendance énergétique ne devient visible que lorsque le fil se tend, ce qui est le cas aujourd'hui. Le contrat social énergétique historiquement noué avec la nation est celui d'une énergie sûre, disponible, de qualité, accessible. Et nous ne sommes plus certains, aujourd'hui, d'affirmer avec certitude comment ce contrat peut être demain renouvelé.

Est-il encore possible d'assurer un approvisionnement illimité, en continu, peu cher, d'énergie sûre, propre et durable ? Si oui, au prix de quel investissement et à l'issue de quels choix technologiques ? Est-il possible d'assurer les mutations d'un modèle énergétique carboné vers un modèle énergétique décarboné dans le temps qui nous est imparti par le changement climatique et avec les moyens financiers à notre disposition ? L'urgence et le caractère vital de cette question nécessitent-ils d'en faire une priorité absolue sur toutes les autres politiques publiques ? Doit-on diminuer drastiquement nos autres investissements ou augmenter nos moyens d'action par des taxes et impôts supplémentaires ? Le poids supplémentaire de cette transition est-il soutenable pour nos concitoyens ? A-t-on réellement le choix de ne pas le faire, sachant que le poids de l'inaction sera, lui, quoi qu'il arrive, indubitablement insoutenable ? Pouvons-nous trouver les ressources nécessaires à l'action climatique dans la croissance économique sachant que celle-ci vient souvent alourdir le bilan climatique ?

Ces questions sont véritablement au cœur d'un contrat social à renouer entre la nation et les citoyens. Il n'y aura pas d'acceptabilité sans transparence sur ces questions et il est légitime que les choix qui engageront l'avenir de tous nos concitoyens soient compris et consentis par eux. Ce rapport, ne permettra en aucune façon de clore ce débat qui doit être porté devant la nation. En ce sens, le fait que les choix stratégiques énergétiques puissent être, dès le prochain quinquennat, discutés au sein d'une loi de programmation pluriannuelle de l'énergie est indispensable.

Au-delà de ce rendez-vous déjà fixé, il faut que le débat parlementaire qui aura lieu soit préparé très en amont, afin que son importance ne puisse échapper à aucun citoyen français. En effet, les choix réalisés sont des investissements si lourds et de si long terme, qu'il n'est pas pensable qu'ils puissent être sans cesse corrigés et discutés. Il faudra ainsi décider si au terme de la durée d'exploitation prévue du parc nucléaire celui-ci sera démantelé ou renouvelé, et en quelle proportion. Il faudra expliquer aux Français que d'une manière ou d'une autre, les investissements nécessaires seront très importants. Il faudra objectiver les données échangées, pour que les citoyens perplexes ne soient plus troublés par des débats par tweet interposés sur le nombre d'éoliennes nécessaires au remplacement d'une centrale nucléaire par exemple.



Paul Neau
@PaulNeau



Pour produire 5,7 TWh (la production des deux réacteurs de Fessenheim en 2017), il ne faut pas 7 000 éoliennes, mais ...seulement 900 éoliennes terrestres !
(900 * 3 MW * 2 100 h).

Ou bien ...262 éoliennes en mer (cf. projet de Saint-Nazaire).[#factchecking twitter.com/lemonde_cities...](https://twitter.com/lemonde_cities)

Le Monde Cities @lemonde_cities

"Il faudrait 7 000 éoliennes pour remplacer Fessenheim"

@MartinLeys d'EDF Nouvelle Aquitaine #LeMondeSmartCities

@lemonde_cities



Ce débat anxiogène ne peut être rendu plus anxiogène encore par des inexactitudes, des contre-vérités ou des opinions distribuées à la légère. L'État doit être le garant d'un débat serein et basé sur des faits objectivés et validés scientifiquement et technologiquement, sans quoi, le contrat social énergétique, que nous devons renouveler, ne pourra jamais être considéré comme valide. En ce sens la constitution du Haut Conseil pour le Climat, conseil d'experts indépendants, est une excellente chose. Il doit pouvoir être sollicité pour apporter des réponses solides et indiscutables.

C'est sous le prisme de cette objectivation que votre Rapporteuse a voulu placer ses travaux, mais ce qui apparaît à l'étude, et en dépit de la parfaite bonne foi des interlocuteurs, c'est surtout la diversité des intérêts inévitables (personnels, économiques...), des convictions intimes fortes (tendant à inciter chacun à mettre en lumière les données les plus compatibles avec ces convictions) et la défiance de chaque parti vis à vis des allégations des contradicteurs (aussi sourcées soient-elles).

Ainsi, un des invités auditionnés allait-il jusqu'à dire que l'ADEME était un appareil politique et que donc ses travaux ne pouvaient être reçus comme fiables : *« L'ADEME est une officine des promoteurs éoliens depuis que Jean-Louis Bal, directeur de l'éolien, est devenu président du syndicat des énergies renouvelables. Il existe une collusion entre l'ADEME et les promoteurs éoliens. »*

Dans un tel cadre de défiance, nul rapport ne pourra prétendre être satisfaisant ni faire la pleine lumière sur les questions qui nous occupent. Avec ce préambule conclusif posé, voici néanmoins les conclusions de votre Rapporteuse.

La diversification du mix électrique et la substitution d'électricité de source nucléaire par une électricité de source renouvelable ne répond pas à la problématique du CO2 et du réchauffement climatique induit par les émissions de celui-ci. Il est toutefois indiscutable, que le parc nucléaire existant ne pourra être prolongé indéfiniment et qu'il faudra alors réfléchir à un renouvellement ou à une substitution de la production historique. Les engagements financiers en faveur de la production électrique sont inévitables. Nos choix portent sur les modes de production électrique. Ceux-ci sont plus larges que la simple opposition nucléaire/éolien, or, ce débat occupe une part importante du débat public. Cette opposition frontale tend à faire oublier les atouts et intérêts des autres solutions.

De même, la focalisation des débats sur la production d'électricité, basée sans doute sur une confiance historique de la nation en la "fée électricité", occulte en très grande partie les solutions non électriques. Tout le débat public et politique semble tourner autour de la question : comment produire PLUS, MIEUX, PLUS VERT, MOINS CHER d'électricité ? De plus, la promesse historique d'une électricité peu chère semble vouloir être tenue coûte que coûte, y compris par des aides invisibles pour le consommateur. Tandis que le prix moyen constaté de l'électricité est de 70 euros, la réalité actuelle du prix de l'électricité sur les marchés ne correspond plus à cette promesse du "prix bas". Ainsi, les tarifs régulés de vente envoient à la grande majorité des Français qui souscrivent à ces tarifs que *« l'électricité coûte 42 euros du MWh »* (au 31 mars 2019, 7 % des sites résidentiels et non résidentiels sont au tarif réglementé de vente). Or, en dépit de débats non clos sur le coût de production de l'électricité, il semble qu'aucune forme de production électrique actuelle ne puisse tenir de tels tarifs.

On estime en effet qu'il est désormais plus proche de 49,50 euros du MWh pour le parc nucléaire historique et qu'il se situerait entre 70 et 120 euros du MWh pour les nouveaux équipements. Les centrales thermiques au gaz les plus récentes ont un coût de production moyen du MWh estimé en 2013 par EDF entre 70 euros et 100 euros le MWh. Le coût moyen de l'électricité solaire photovoltaïque, tourne autour de 140 euros le MWh. La CRE note que leur coût a baissé de 65 % entre 2011 et 2016 et que des baisses continues sont à attendre. Le coût moyen de production de l'électricité pour l'éolien terrestre s'établit aux environs de 80 euros le MWh, selon l'avis commun de la CRE et de la Cour des Comptes. L'éolien offshore (en mer) produit en revanche une électricité moins bon marché. On estime ces coûts à 180 euros le MWh. Là encore des baisses semblent prévisibles.

L'énergie hydraulique affiche le prix du kWh d'énergie renouvelable le moins cher. Le coût moyen de l'électricité d'origine hydroélectrique fluctue entre 15 et 20 euros le MWh (source CRE et Cour des Comptes), cependant l'hydroélectricité ne dispose pas de beaucoup de marge de développement. Les énergies fossiles (pétrole, gaz naturel et charbon minéral) non compatibles avec la transition écologique ne seront évoquées ici que pour rappeler qu'elles restent sensiblement moins chères que les autres ce qui explique aussi qu'elles restent les principales sources utilisées au travers du monde.

Ainsi, sauf pour l'hydroélectricité, aucun des moyens de production électriques ne tiennent aujourd'hui la "promesse" d'un coût à 42 euros de MWh pourtant promis dans 75 % des cas. Votre Rapporteur s'interroge sur l'écart entre les prix ainsi pratiqués et les coûts de production susmentionnés. Il semble, que l'écart entre les deux (difficile à calculer) devrait correspondre à la totalité des subventions accordées à l'électricité en France. Paradoxalement, cette subvention à un "prix affiché bas" en faveur du consommateur est également financée pour tout ou partie par ce même consommateur *via* des taxes sur l'énergie (électrique ou non) ou par l'ensemble de la population *via* l'impôt.

Votre Rapporteur s'interroge sur la pertinence d'envoyer au consommateur un signal-prix pour l'électricité qui selon toute évidence ne couvre pas les coûts de production de cette même électricité. Un tel mécanisme de soutien à l'électricité est de nature à fausser la compétitivité des autres énergies renouvelables avec l'électricité, et à freiner l'engagement des Français dans une dynamique de sobriété énergétique pourtant unanimement souhaitée par une diminution des mécanismes de retour sur investissements.

Rapprocher le coût réel de l'électricité produite du prix réel de l'électricité payée semblerait de nature à responsabiliser les Français vis à vis de leurs consommations quotidiennes et de leurs usages énergétiques.

De plus, à l'occasion de cette clarification, il semblerait opportun de rendre plus lisibles les nombreuses taxes prélevées et aides accordées : **une taxe unique corrigée du prix de l'augmentation**, pourrait être mise en place. De même, considérer qu'une **taxe énergétique doit être systématiquement affectée pour trois tiers à la compétitivité économique, à la solidarité énergétique et à l'investissement dans la transition énergétique** pourrait être plus acceptable pour les Français qui sauraient précisément "où vont leurs taxes" au même titre que grâce au projet de loi de finances ils savent "où vont leurs impôts" sans contraindre toutefois de manière trop précise l'affectation de ces taxes énergétiques et écologiques.

Il apparaît que nos politiques notamment de solidarité énergétiques sont particulièrement morcelées, coûteuses et inefficaces. Selon l'ONPE le phénomène de précarité énergétique touche près de 5 millions de ménages. Des aides financières existent au titre du Fonds de Solidarité pour le Logement au niveau des départements, des tarifs sociaux de l'énergie ou pour la rénovation des logements,

des chèques énergie sont délivrés et les Centres communaux d'action sociale (CCAS) dans les territoires sont régulièrement mis à contribution.

Les fournisseurs d'énergie se sont aussi engagés dans la lutte contre la précarité énergétique, au travers d'une offre de tarifs sociaux d'énergie : le Tarif de Première Nécessité électrique (TPN) et le Tarif Spécial de Solidarité gaz naturel (TSS). L'ensemble de ces politiques doivent être améliorées, coordonnées pour faciliter la sortie durable de la précarité. Aider à payer les factures, même si c'est essentiel, ne peut pas être le mode d'action de politiques publiques économiquement et socialement responsables.

Aujourd'hui, le budget dédié aux chèques énergies prévu cette année (840 millions) dépassera presque les budgets attribués à l'ANAH l'année dernière (870 millions). Nos moyens budgétaires devraient principalement être employés à lutter durablement contre la précarité énergétique et non pas à en atténuer momentanément les effets. Votre Rapporteuse recommande ainsi qu'une **mission d'information puisse formuler des recommandations quant à l'élaboration d'une politique coordonnée et efficace de lutte contre la précarité énergétique ainsi que sur les coûts évités qu'une telle politique permettrait (notamment en matière de santé et d'insertion sociale).**

D'autre part, concernant les volumes financiers affectés à l'électricité, il nous semble qu'ils devraient être rééquilibrés de manière très importante vers les sujets énergétiques non électriques. **Ainsi le fonds chaleur pourrait-il être doté entièrement des recettes liées à la fin des remboursements de la dette de l'État à EDF (environ 1 milliard d'euros). Les recettes des quotas carbones pourraient être affectées entièrement à l'efficacité énergétique (environ 900 millions d'euros).** Ces deux mesures substantielles de soutien aux deux premiers outils de décarbonation de l'énergie seraient compatibles et cohérentes avec les objectifs poursuivis de lutte contre les émissions de CO₂.

Au regard de ces réflexions sur le poids réel de l'électricité dans nos budgets, votre Rapporteuse **recommande d'interroger notre stratégie d'électrification de tous nos usages.** En effet, il semble qu'il soit plus économique en réalité de procéder à une approche pragmatique qui consisterait à utiliser l'énergie décarbonée la moins chère pour chaque usage. Ainsi, pour le chauffage, les énergies les plus décarbonées ne sont pas les solutions électriques mais les EnR thermiques (solaire, géothermie, gaz renouvelable, bois) qui n'appellent pas de production carbonée en renfort de la pointe en période de chauffage). En intégrant, les problématiques à venir liées à la climatisation en été, les solutions réversibles chauffage/refroidissement des EnR thermiques sont encore plus compétitives, d'autant que les taux de charge et les problématiques de stockages ne posent pas, dans ce cas, de difficultés.

Concernant l'efficacité énergétique, à propos de laquelle on répète sans cesse « que l'énergie la plus vertueuse est celle qu'on ne consomme pas », il conviendrait de limiter l'usage des CEE aux seules actions d'efficacité énergétique. Tous les leviers qui facilitent l'atteinte des objectifs d'efficacité énergétique (coup de pouce précarité, formation, information...) devraient relever de politiques inscrites au budget de l'État. Ainsi, l'efficacité du dispositif des CEE serait plus facilement évaluée et le principe qui prévalait à sa création de rémunérer l'efficacité énergétique seule serait-il rétabli.

Concernant les travaux de rénovation énergétique, les principaux points identifiés qui freinent les investissements privés et les logiques de prêts remboursables sont : la non-fiabilité des travaux réalisés, l'augmentation éventuelle du prix de l'énergie utilisée pour le chauffage après travaux et les comportements des occupants. Votre Rapporteur recommande donc que les travaux d'efficacité énergétique fassent l'objet d'une couverture assurantielle dans la cadre de la garantie décennale. Le principe d'obligations de résultats doit s'appliquer aux professionnels. Un mécanisme de financement « 100 % » devrait être élaboré afin que le prêt couvre non seulement le prix des travaux d'une rénovation complète mais également la facture énergétique finale.

Pour les mobilités, **l'électrification du parc semble raisonnable, mais elle doit chiffrer de manière exhaustive l'ensemble des coûts nécessaires à l'accueil d'un tel parc** (du même que les services énergétiques, et notamment de stockage qu'il pourra rendre) **afin de les comparer à l'ensemble des coûts et bénéfices indirects de développement du gaz renouvelable dans les territoires**. Il pourrait apparaître, qu'il serait économiquement rentable de recourir prioritairement au gaz vert (dans les limites des possibilités de productions) pour une part des usages liés à la mobilité.

Enfin, la recherche doit continuer d'être une priorité de nos investissements. « En 2018, les dépenses publiques françaises de recherche et développement (R&D) en énergie atteignent 1 098 millions d'euros. Après une baisse continue entre 2013 et 2017, ce montant rebondit de 2 % en 2018. Cette hausse est tirée par le nucléaire et les nouvelles technologies de l'énergie, qui, avec des parts de respectivement 58 % et 31 %, concentrent l'essentiel des financements publics. » (Source : Commissariat général au développement durable).

Actuellement, les sommes engagées en R&D en Énergie (chiffres en 2018) sont distribuées pour 635 millions d'euros à la recherche nucléaire contre par exemple 127 millions d'euros dans l'efficacité énergétique, 51 millions d'euros dans le solaire, 25 millions d'euros dans le stockage, 17 millions d'euros dans l'hydrogène, 11 millions d'euros dans les piles à combustibles, 5 millions d'euros dans l'éolien... Cela ne semble pas cohérent avec les objectifs de transition fixés dans la PPE et avec l'idée d'activer les recherches sur les technologies les plus récentes et où les perspectives d'innovation sont les plus importantes.

Le fait que le stockage conditionne sur le très long terme un taux d'intégration très important d'EnR intermittentes dans le mix électrique nécessiterait par exemple qu'on lève les doutes sur les technologies possibles. De même, dans la mesure où tout semble indiquer que l'hydrogène et la pile à combustible sont des clefs technologiques majeures de l'avenir énergétique et de la décarbonation de nos modes de transport qui représentent plus de 33% de nos émissions de CO₂, il semble totalement disproportionné que ces deux sujets ne recueillent pas plus de 28 millions sur les 1 098 millions disponibles. Une cohérence des budgets recherche doit être établie avec la PPE et la SNBC, afin de soutenir leur structuration en filières industrielles de manière proportionnée, et prioritairement, les technologies les plus **susceptibles de participer à nos objectifs de**

Graphique 2 : dépenses publiques nationales de R&D sur les nouvelles technologies de l'énergie ventilées par sous-domaine en 2018

En M€ courants



décarbonation.

Progressivement, les énergies électriques renouvelables tendent à devenir matures et compétitives sans soutien public. Nous devons étudier les mécanismes les plus à même d'accélérer ce phénomène afin de pouvoir déployer ensuite les soutiens publics en faveur d'autres technologies. Pour partie, les facteurs de baisse des prix sont liés à des innovations technologiques. Mais un facteur de hausse des prix est l'insécurité lié au temps de développement des projets et celui-ci est étroitement lié à l'acceptabilité des projets, qui, elle-même, est directement liée aux nuisances perçues. Il est donc rationnel que les pouvoirs publics investissent plus en amont des projets pour lever les freins éventuels soulevés par les populations locales et les recours liés à d'éventuels rejets. Il est donc important d'orienter les recherches non seulement vers la compétitivité économique mais également vers la bonne intégration des solutions dans leur environnement, de même il importe de

proposer un cadre contractuel clair pour la bonne implantation des EnR dans les territoires.

De la même façon, l'État pourrait trouver un intérêt économique de long terme à financer davantage la médiation et l'accompagnement efficace des territoires et des développeurs dans l'implantation des projets. *A minima* l'État doit fournir un cadre contractuel sous forme d'une charte obligatoire élaborée de manière collaborative par l'ensemble des acteurs concernés.

Par ailleurs, au vu des progrès réalisés dans les différentes technologies EnR, il semble que les contraintes géographiques liées au vent et à l'ensoleillement soient désormais moins essentiels et il importe donc d'élaborer aujourd'hui des nouveaux mécanismes favorisant une répartition équitable sur l'ensemble du territoire. Une meilleure répartition des bénéfices doit avoir lieu avec les territoires concernés par ces productions.

Enfin, sur le volet de l'acceptabilité, il semble que les Français souhaitent majoritairement voir s'accélérer le déploiement des EnR. Un récent sondage *d'opinionway* pour *quali'ENR* publié en février 2019 révèlent les données suivantes :

« Alors que la transition écologique est un des quatre grands thèmes du grand débat national, les Français réaffirment le choix écrasant des énergies renouvelables pour l'avenir énergétique du pays avec un soutien allant de 70 à 89 % selon les différentes filières. Des chiffres largement supérieurs à ceux du gaz naturel (61 %), du nucléaire (46 %) et des énergies fossiles (20 % ou moins). Au total, 97 % de Français encouragent le développement d'au moins une filière d'énergie renouvelable tandis que 1 Français sur 5 se dit clairement opposé au nucléaire (21 %, +1 point), qui fait encore face à une majorité de détracteurs (52 %). L'annonce du Gouvernement pour supprimer le chauffage au fioul d'ici 10 ans semble conforme aux attentes des Français, cette énergie très polluante et coûteuse n'étant encouragée que par 20 % des Français (-2 points).

L'enthousiasme pour les énergies renouvelables repose sur un niveau de confiance important : 97 % des personnes interrogées se fient à au moins une de ces filières et 42 % font même confiance à chacune d'entre elles. En matière d'équipements résidentiels, les Français accordent leur confiance en premier aux pompes à chaleur qui arrivent en tête, puis aux panneaux solaires suivi du bois énergie, avec un renforcement général de la confiance forte dans toutes les filières. »

Toutefois, des oppositions fortes s'organisent aussi. Le cas des éoliennes est emblématique : 70 % des projets éoliens autorisés font l'objet de recours. Pourtant, un chiffre paradoxal issu d'un sondage montre que 80 % des Français vivant à proximité d'une éolienne y sont favorables ! Devons-nous conclure à une résistance minoritaire et à une sur-représentation des opposants dans nos mécanismes décisionnels ? Devons-nous conclure que les résistances de quelques-uns pénalisent

les choix de tous les autres? Le phénomène "not in my backyard" souvent dénoncé joue-t-il en plein ? Devons-nous considérer que les voix favorables en faveur de l'éolien sont celles de Français citoyens, éloignés de la question ? Une manière simple de s'en assurer serait de réaliser un sondage auprès des populations directement concernées. Ce sondage pourrait être financé par les développeurs ou financé par l'État dans le cadre des concertations, mais évidemment réalisé par un organisme indépendant. Ainsi, l'expression locale et la part des pour et des contre ne pourrait-elle plus être contestée. Sans doute les recours sembleraient-ils superflus en cas de large acceptation et les coûts plus élevés liés à l'aboutissement incertain des projets pourraient être évités.

Quelle doit d'ailleurs être la part des territoires et de l'État, du public ou du privé dans le déploiement territorial des énergies renouvelables ? Selon le même sondage précédemment cité : « *L'État est le premier acteur cité pour agir en faveur de la transition écologique (31 %) suivi par les institutions locales (23 %) et les actions individuelles (17 %). 85 % des sondés y voient ainsi un enjeu relevant de l'action publique, devant l'engagement individuel (67 %), l'intervention du secteur privé (66 %) et la mobilisation de la sphère associative et militante (57 %).* »

Malgré l'indication de hiérarchie entre les pouvoirs politiques décisionnels en faveur de l'État, vers lequel semble pointer ce sondage, une dynamique de territorialisation de la décision est portée par les régions, et par les élus locaux. Chaque échelle institutionnelle semble revendiquer être la plus légitime de l'action. Le maire, les EPCI, revendiquent *via* leur PCAET, dans lequel ils sont de plus en plus engagés, être l'échelle de la proximité, du « produit local ». Les régions, par leurs SRADDET, revendiquent leur vision semi territoriale, semi globale. À la fois proche du terrain et néanmoins capables de nourrir une cohérence d'ensemble. L'État revendique être l'échelle des comptes à rendre aux citoyens et aux partenaires européens.

Peut-être est-ce là, de fait, le nœud du problème ? Comment rendre des comptes à des citoyens extrêmement attentifs et exigeants sur une politique sur laquelle on n'a pas (ou pas entièrement) la main?

In fine, ces comptes à rendre sont la problématique de tous les élus de la nation face aux citoyens dont les attentes sont immenses. L'écologie est donc également de plus en plus politisée. Les élus de toutes échelles doivent désormais se positionner et, pour être crédibles, devenir acteurs. Non, seulement commencent-ils à mettre en avant les résultats qu'ils souhaitent atteindre, ce qui accélère la transition, mais ils se positionnent également sur des bases de différenciations stratégiques, ce qui en revanche crée de la dissonance... Nos outils de planification sont-ils adaptés à ces enjeux politiques croissants et suffisants pour créer une cohérence d'action?

Votre Rapporteur pense qu'il est essentiel de créer un consensus État/région/EPCI. La PPE nationale, les SRADDET, et les PCAET sont trois outils qui doivent pouvoir servir à accélérer les voies et moyens d'un objectif partagé. Il

n'est pas rationnel que la somme des objectifs des PCAET ne soit pas équivalente aux SRADDET et que la somme des SRADDET de toutes les régions ne soit pas égale à la PPE. La PPE sera demain votée par le Parlement et donc, à la fois, par les représentants des citoyens et des élus des territoires. Cet objectif ainsi fixé doit ensuite pouvoir se décliner en sous-objectifs clairs et contraignants pour les échelles inférieures. Tant il apparaît raisonnable, que, pour des raisons de cohérence territoriale et de contrainte géographique, les objectifs nationaux puissent être négociés et répartis par les territoires entre eux (sous réserve que l'objectif national soit tenu), tant il paraît impensable qu'un territoire puisse unilatéralement se dégager d'objectifs fixés par la nation. Votre Rapporteuse recommande donc que soient améliorés et rendus plus contraignants les outils de planification.

La délégation, par quelque échelle politique que ce soit, de tout ou partie de la responsabilité de la transition énergétique et écologique ne peut se faire qu'en contrepartie de garanties de résultats et de la possibilité d'assumer cette responsabilité face aux Français dans le cadre des élections.

Votre Rapporteuse recommande qu'un observatoire aux critères uniformes soit rendu obligatoire pour chaque échelle politique dotée de responsabilités écologiques (EPCI, régions, État) qui pourra rendre lisibles, pour les électeurs, les bilans et progressions environnementaux réalisés au cours d'un mandat électif. Les données mettront en évidence de manière transparente les budgets affectés par l'exécutif concerné aux politiques de transition et les résultats obtenus par catégorie (en cohérence avec les catégories listées par la PPE et la SNBC). Les données entre elles pourront être compilées afin de suivre de manière précise et comparative les progressions. Chaque niveau de responsabilité politique doté d'objectifs environnementaux doit être doté d'indicateurs clairs.

En effet, les études réalisées dans le secteur privé sur l'amélioration de la performance tendent à vérifier les points suivants :

– La simple mise en place d'outils de mesure amène des premiers résultats concrets. Le fait de connaître son niveau de performance provoque une remise en question des fonctionnements et processus ;

– Mesurer permet « d'émuler » une équipe autour d'une volonté d'aller plus loin en se comparant aux performances précédentes ;

– Lorsqu'une volonté de faire mieux est partagée et fixée par rapport à un objectif à atteindre, on passe un nouveau seuil de progression. Les équipes engagées re-challengent l'objectif fixé à fréquence régulière pour être plus ambitieux sans être démotivant.

Outre le fait qu'elles doivent pouvoir mener des politiques compatibles, les différentes échelles territoriales doivent être en mesure de revendiquer les résultats qu'elles ont contribué à atteindre.

En dernier lieu, l'engagement des citoyens en faveur de la transition énergétique et écologique doit pouvoir être encouragé.

« Une écrasante majorité de Français (87 %) se disent prêts à engager des actions individuelles pour contribuer à la transition écologique. Les bonnes résolutions concernent avant tout le secteur de la consommation (73 %), suivie par celui de l'énergie domestique (59 %) puis les transports (56 %). Les Français préfèrent agir au niveau de leur logement plutôt que de leurs déplacements (mobilité douce ou partagée, achat d'un véhicule électrique ou hybride, destination des vacances).

1 Français sur 3 se dit prêt à contribuer à la transition écologique en passant aux énergies renouvelables pour son chauffage (35 %) ou en lançant une rénovation énergétique de son logement (33 %). Ces projets sont par ailleurs les plus cités parmi les actions nécessitant un engagement financier important, devant le passage à un véhicule propre électrique ou hybride (30 %). Et pour cause, 4 Français sur 5 considèrent que les énergies renouvelables devraient devenir la norme dans les logements, dont un tiers avec certitude (34 %).

Par ailleurs, une très large majorité de Français (88 %, stable) préféreraient consommer en priorité leur propre électricité plutôt que de la vendre intégralement s'ils avaient des panneaux solaires. Le schéma de la "rente" solaire ne séduit plus que 8 % d'entre eux en 2019 (-2 points). Avec l'autoconsommation photovoltaïque, le partage de l'énergie devient un vecteur de lien social et de solidarité : 23 % des Français choisiraient de vendre ou échanger localement leur surplus d'électricité (+2 points) et 11% de l'offrir à une association ou à des personnes en situation de précarité énergétique (+1 point). »

Afin de s'appropriier la complexité des sujets, de prendre conscience de l'ampleur de la tâche, il est essentiel que les citoyens deviennent de véritables acteurs de la transition, les communautés citoyennes énergétiques qui se développent de manière importante dans le reste de l'Europe sont un bon moyen de les y encourager.

Subir une angoisse telle que les conséquences annoncées du réchauffement climatique peuvent faire naître sans disposer de moyens d'actions clairs ne peut pas se traduire par autre chose que de la révolte et par une pression grandissante sur ceux qui sont réputés être dotés des moyens de faire. Partager la responsabilité de la transition énergétique, non pas pour la diluer mais pour faire émerger une logique de solidarité et de co-responsabilité, peut *a contrario* permettre de renouer les termes d'un nouveau "contrat social énergétique" avec la nation ainsi apaisée.

RECOMMANDATIONS DE LA COMMISSION D'ENQUÊTE

I. RECOMMANDATIONS GÉNÉRALES

Sortir du principe “produire plus, mieux, moins cher” et privilégier chaque fois que c’est possible les politiques visant à consommer moins.

Sortir d’une logique “tout électrique” et utiliser la meilleure énergie pour un usage donné (en pensant aux travaux menés sur l’énergie). *Nos politiques énergétiques devraient tendre à faire coïncider la meilleure énergie décarbonée par rapport à son usage et à son environnement (exemple ENR thermiques pour le chauffage).*

II. ENR ÉLECTRIQUES

Mieux répartir le déploiement des ENR électriques sur tous les territoires

Les ENR doivent être mieux réparties sur le territoire national. Ainsi, il faut moduler les aides et la fiscalité pour mieux répartir les installations ENR (par exemple en adaptant l’IFER pour que son assiette ne repose plus sur la puissance électrique de l’installation solaire ou éolienne, mais sur l’électricité produite par celle-ci, ou en mettant en place un système de bonus pour les régions sous-équipées).

Mieux soutenir pour accélérer la fin des subventions à la compétitivité des ENR électriques. Les ENR électriques dont la compétitivité s’est beaucoup améliorée sont aujourd’hui quasiment matures. Toutefois l’incertitude sur la bonne réalisation des projets (recours, difficultés administratives, investissements à perte...) ralentit le moment où ces énergies seront compétitives sans soutien public. L’Etat doit s’engager aux côtés des territoires et des développeurs dans une logique de réduction des risques et freins en amont afin de pouvoir arrêter à terme les subventions et aides en aval. **À défaut, l’État doit rendre une étude sur les mécanismes qui pourraient permettre aux ENR électriques de devenir matures et compétitives sans soutien public.**

Concernant les **mobilités**, l’électrification du parc semble raisonnable, mais elle doit chiffrer de manière exhaustive l’ensemble des coûts nécessaires à l’accueil d’un tel parc (du même que les services énergétiques, et notamment de stockage qu’il pourra rendre) afin de les comparer à l’ensemble des coûts et bénéfices indirects de développement du gaz renouvelable dans les territoires.

III. ÉOLIEN

Mieux démanteler

- Obligation d’excavation complète des fondations (dérogation possible, sauf avis contraire de l’agriculteur, si une étude environnementale prouve un bilan carbone négatif de l’opération).
- Garanties de démantèlement indexées sur la taille du rotor de l’éolienne. On pourrait passer de 50 000 euros à 75 000 euros.

Mieux associer les territoires

Mise en place d’une charte contraignante de bonnes pratiques sous l’égide du MTES dans la continuité des travaux de M. Sébastien Lecornu et la charte WWF, avec concertation de tous les acteurs concernés (associations, élus, développeurs et citoyens)

Associer les communes limitrophes (même lorsqu’elles dépendent d’une autre communauté de commune ou d’un autre département) et améliorer les retombées fiscales pour celles qui sont à proximité des sites d’implantation.

Mise en place d’une **obligation de communication** du changement d’exploitant et propriétaire aux communes et communautés de communes impactées.

Mieux consulter les citoyens

Encourager la réalisation d’un sondage auprès des populations directement concernées lors de l’installation d’un nouveau projet. Ce sondage, réalisé par un organisme indépendant, concluant la période de concertation, pourrait être rendu obligatoire et financé par les développeurs ou par l’État.

Repowering

Encourager le repowering des parcs les plus anciens.

Le repowering ne peut pas être considéré comme une nouvelle installation dans le cadre de contraintes paysagères sauf avis contraire d’une autorité architecturale compétente.

Éolien en mer

Encourager le développement de l'éolien offshore, tout en prenant mieux en considération les zones de pêche.

IV. RECHERCHE

Mieux répartir les financements de recherche

Les budgets de recherche & développement en matière énergétique doivent être mieux répartis, en cohérence avec la PPE et la SNBC, afin de soutenir de manière proportionnée et prioritaire les technologies les plus susceptibles de participer à nos objectifs de décarbonation. Elles doivent participer à structurer des filières industrielles.

Accentuer la recherche et développement sur le stockage

Accentuer la recherche et développement sur l'hydrogène

Accentuer la recherche et développement sur les ENR thermiques

Accentuer la recherche et développement sur les ENR électriques

V. TRANSPARENCE DES FINANCEMENTS

Rendre le coût réel de l'électricité plus transparent pour le citoyen :

Les **tarifs réglementés de vente doivent être rapproché du coût réel du MWh sur le marché** pour envoyer un signal-prix de l'électricité plus juste et plus transparent. Les taxes sont baissées à proportion pour éviter toute augmentation.

Rendre l'affectation des taxes plus transparente : La facture d'électricité n'est pas lisible pour nos concitoyens, les noms des taxes ne correspondent pas/plus à l'utilisation des recettes dégagées. (exemple CSPE et CTA).

Supprimer toutes les taxes énergétiques existantes et les fusionner dans une taxe énergétique unique dont les recettes seront affectées pour 1/3 au renforcement de la compétitivité des entreprises qui s'impliquent dans la transition énergétique, pour 1/3 à la transition énergétique et à la maintenance des outils existants, et pour 1/3 à la solidarité énergétique.

VI. MIEUX SOUTENIR LES ENR THERMIQUES

Tripler le fonds chaleur et le doter de 1 milliard d'euros grâce aux recettes liées à la fin des remboursements de la dette de l'État à EDF

Améliorer la communication nationale sur les ENR thermiques,

Favoriser l'installation d'ENR thermiques réversibles (chaleur/climatisation) dans les bâtiments neufs.

VII. ÉCONOMIES D'ÉNERGIE

Affecter l'ensemble des quotas carbone (900 000 € environ) à l'accompagnement des mesures d'efficacité énergétique (formation des professionnels, SPPEH, soutien à des politiques solidaires).

Améliorer l'efficacité du dispositif des Certificats d'Économie d'Énergie :

- Les CEE ne doivent être utilisés que pour l'efficacité énergétique.
- Le Conseil supérieur de la construction et de l'efficacité énergétique doit valider les fiches CEE liées à la rénovation énergétique.
- Améliorer la gouvernance du dispositif des CEE en le rendant plus collégial et plus transparent.
- L'État réalise un audit exhaustif et spécifique du mécanisme des CEE.

Renommer les « autorités organisatrices de la distribution d'énergie » en « autorités organisatrices de la distribution d'énergie et de l'efficacité énergétique »

Encourager les syndicats d'énergie à apporter leur appui aux EPCI dans la mise en place de politiques de réduction de la consommation.

En cas de non-utilisation de la totalité des ressources fiscales qui leur sont affectées, les syndicats d'énergie reversent annuellement l'excédent budgétaire aux communautés de communes afin de financer la rénovation énergétique des bâtiments communaux.

VIII. RÉNOVATION ÉNERGÉTIQUE

Les travaux d'efficacité énergétique doivent être couverts par une assurance de responsabilité civile décennale (ou garantie décennale).

Autoriser la déconsolidation de la dette du bilan des collectivités territoriales pour les investissements menés dans le cadre d'un contrat de performance énergétique lié à la rénovation (cf. note d'orientation publiée par Eurostat le 19 septembre 2017).

Fixer les aides à la rénovation énergétique pour une période de 5 ans à l'occasion de chaque loi de programmation pluriannuelle de l'énergie.

Encourager le recours à l'assistance à maîtrise d'ouvrage (AMO) pour piloter les travaux d'efficacité énergétique dans les copropriétés

Créer un modèle de procès-verbal de réception de travaux réglementé. Cet outil indiquerait au particulier pour chaque type de travaux de rénovation énergétique comment doit se dérouler une réception de chantier et ce qu'il doit vérifier en tant que maître d'ouvrage (des vérifications simples ne nécessitant pas de compétences particulières mais permettant d'éliminer les plus grossières malfaçons). Ce document officiel servirait de « tiers de confiance » de la même manière qu'un constat à l'amiable et permettrait de sécuriser le particulier comme le professionnel. En effet, le procès-verbal de réception des travaux éviterait également aux professionnels d'être victimes de recours abusifs effectués par des clients inquiets. En cas de réserves, le chantier est automatiquement signalé à l'organisme qualificateur en charge du label RGE et pourra faire l'objet d'un contrôle.

Créer un espace personnalisé sur la plateforme « FAIRE » permettant aux occupants d'un logement d'accéder à des informations concernant leurs consommations d'énergie, à des conseils spécifiques à leur situation personnelle. Ils pourraient ainsi situer leurs consommations par rapport aux moyennes de consommation d'un ménage identique dans la même zone géographique, être informés sur les dispositifs d'aides qui les concernent selon leur profil (propriétaire, propriétaire bailleur, locataire, en copropriété ou en pavillon...) ou encore sur les programmes spécifiques déployés par leur territoire (epci, département, région). Il pourrait enfin facilement trouver un professionnel RGE pour réaliser des travaux. Cet espace personnalisé serait lié au carnet numérique d'information, de suivi et d'entretien du logement prévu par la loi ELAN.

IX. LUTTE CONTRE LA PRÉCARITÉ ÉNERGÉTIQUE :

La précarité énergétique est financée de manière non-coordonnée par différents mécanismes d'aides publiques (Communes, Département, État). Il faut donc **réunir dans un seul dispositif l'ensemble des financements de lutte contre la précarité énergétique et transformer nos politiques curatives en politiques préventives.**

Création d'une mission d'information sur les politiques de lutte contre la précarité énergétique. Cette mission d'information pourrait formuler des recommandations quant à l'élaboration d'une politique coordonnée et efficace de lutte contre la précarité énergétique ainsi que sur les coûts évités qu'une telle politique permettraient (notamment en matière de santé et d'insertion sociale).

Chèques énergies

- Les chèques énergies doivent contribuer à la lutte contre la précarité énergétique
- Les chèques énergies doivent pouvoir être utilisés pour remplacer des équipements électriques plus efficaces énergiquement (exemple : frigidaire ou congélateur).
- Les chèques énergies doivent permettre un dépistage plus efficace des ménages en précarité et être liés au programme d'aide à la rénovation (ANAH, CEE).

X. MIEUX ASSOCIER LES TERRITOIRES, PARTAGER LES CONTRAINTES ET LES BÉNÉFICES DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Améliorer les retombées fiscales des projets ENR pour les territoires où ils sont implantés.

En cas de non consommation des enveloppes générées par les taxes affectées aux syndicats d'énergie, les excédents sont reversés aux collectivités territoriales pour financer des projets compatibles avec la PPE.

Afin de réussir à atteindre les objectifs de transition énergétique, les liens entre la PPE, les SRADDET et les PCAET doivent être plus contraignants. À partir de la prochaine PPE, les objectifs fixés par l'échelle supérieure doivent pouvoir s'appliquer à l'échelle inférieure, sauf si une négociation est menée entre deux collectivités de cette échelle pour convenir d'une répartition alternative et sous réserve que le total des objectifs soit au minimum équivalent à celui de ceux initialement fixés.

Encourager la signature de conventions de partenariat de transition énergétique entre l'État, les Région et l'ADEME et entre les régions, les ADEME régionales et les EPCI.

Mieux financer la formation des élus, l'accompagnement efficace des territoires et la médiation avec les développeurs lors de l'implantation des projets.

XI. MIEUX ASSOCIER LES CITOYENS:

Organisation d'une grande campagne d'information sous l'autorité du Haut Conseil pour le Climat posant de manière transparente les enjeux de la transition énergétique et écologique, en amont de la loi de programmation pluriannuelle de l'Énergie afin que celle-ci ait valeur de véritable pacte social énergétique avec la nation.

Des observatoires, dont les méthodes sont uniformisées (données compilables et comparables), suivent les objectifs de transition énergétique et climatique fixés pour l'État, les régions et les EPCI et les rendent publics à échéance à minima semestrielle.

Faciliter l'engagement citoyen en matière énergétique en facilitant les projets de type communautés d'énergie. Communiquer de façon plus importante sur les aides européennes disponibles.

Lancement d'une grande campagne d'information liée aux usages et gestes gratuits d'économie d'énergie (façon « chasse au gaspi »)

Clarifier les garanties d'origine afin qu'elles soient plus claires et qu'elles encouragent les gros consommateurs à utiliser l'énergie produite localement.

EXAMEN EN COMMISSION

À la fin de sa réunion du jeudi 25 juillet 2019, la commission d'enquête s'est prononcée sur l'autorisation de publication du rapport de Mme Marjolaine Meynier-Millefert.

Mme Marjolaine Meynier-Millefert, rapporteure. Il convient de distinguer deux sujets : la transition énergétique et la transition climatique. La transition énergétique relève d'un choix politique quant au mix énergétique, avec la sortie du nucléaire. C'est la raison pour laquelle le soutien aux énergies renouvelables électriques doit être considéré à la fois du point de vue du choix du mix électrique et du point de vue écologique, celui de la décarbonation. Il est donc question de deux politiques différentes, qu'il faut envisager de façon rationnelle. Les choix de transition énergétique doivent être viables, les coûts des différentes énergies doivent être comparés, de façon historique et prospective, même si une forte incertitude demeure à cet égard.

Le président Julien Aubert. Il convient de considérer le coût global qui peut conduire à mettre en évidence une autre hiérarchie que celle résultant du simple coût « officiel » de production.

Mme Marjolaine Meynier-Millefert. L'approche doit tenir compte de l'aspect historique, de la question du stockage, du caractère pilotable ou non, du foisonnement selon que l'on considère qu'il est effectif ou non. Ces réflexions sont indispensables pour une transition énergétique qui ait du sens.

M. Vincent Thiébaud. On est en train de fixer une politique énergétique au travers d'une discussion nationale, sans vision ni stratégie au niveau européen, alors que la solution ne peut être qu'européenne. L'audition du professeur Sébastien Schwenen, ce matin, l'a bien montré.

Mme Marjolaine Meynier-Millefert. Cet aspect sera abordé dans le rapport. Quant à la politique de transition énergétique électrique, il convient d'évaluer l'ensemble des coûts pour déterminer si elle fait sens économiquement, au-delà du seul choix politique du mix énergétique. Le remplacement d'une énergie doit être acceptable en termes de coûts. L'aspect politique peut tout simplement tenir au fait que les gens ne veulent plus d'énergie nucléaire en France. Ceci est une question politique. Pour la part non politique, la dimension économique peut être éclairée en comparant l'ensemble des coûts.

En ce qui concerne l'objectif climatique de la transition énergétique, deux angles morts apparaissent dans notre stratégie énergétique globale : la question des énergies renouvelables thermiques et celle de la sobriété énergétique. Notre modèle est schizophrène : il faut à la fois produire plus d'énergie, mieux et moins cher, de l'énergie plus propre ou renouvelable, mais toujours plus, mieux et moins cher, sans

jamais vraiment penser la place de la sobriété énergétique dans ce dispositif. La partie relative aux énergies renouvelables thermiques constitue un énorme angle mort.

Le président Julien Aubert. Il y a aussi la question de la place faite au gaz.

Mme Marjolaine Meynier-Millefert. Au-delà du gaz, j'insiste sur la question du solaire thermique. Il peut encore être reproché au gaz d'être carboné, sauf pour la part du gaz renouvelable. En ce qui concerne le solaire thermique, il faut reconnaître que nous cultivons un très fort prisme électrique en France, qui conduit à faire oublier la question de la chaleur et du froid. J'insisterai sur ce manque, tout en précisant qu'il s'agit du domaine où nous avons le plus intérêt à développer les énergies renouvelables, puisqu'il s'agit du volet le plus carboné.

Ensuite, il faut poser la question de la comparaison des énergies renouvelables entre elles, en regardant s'il existe une difficulté particulière par rapport au photovoltaïque, aux pompes à chaleur, à l'éolien terrestre ou en mer, etc., en insistant sur le volet éolien que la commission d'enquête a beaucoup traité.

Le président Julien Aubert. Je pense vraiment qu'un problème d'éolien se pose dans ce pays et qu'il mérite de s'y attarder.

Mme Marjolaine Meynier-Millefert. Il y aura un point spécifique sur l'éolien. J'envisage de consacrer une sous-partie à chacune des énergies renouvelables pour essayer de voir les risques éventuels. En ce qui concerne le photovoltaïque, il peut y avoir des risques tels qu'un photovoltaïque à bas coût inondant le marché et pouvant conduire à une forme d'éco-délinquance.

Quant à la question de l'intermittence des énergies renouvelables, il convient d'envisager les solutions de stockage et leurs coûts. Sans considérer le stockage, le prisme est incomplet.

Un autre volet doit considérer la question énergétique du point de vue de la centralisation et de la décentralisation. Le réseau constitué à l'échelle nationale est écartelé entre une approche européenne, pour aller vers une plus grande centralisation des réseaux, ce qui vient de nous être expliqué dans l'audition de cet après-midi, d'où ressort le besoin de faire travailler ensemble les différents réseaux en Europe pour garantir leur stabilité. Mais, en même temps, apparaît une tendance à la décentralisation de la consommation et de la production, qui est aussi une demande des citoyens de se rapprocher des sources d'énergie. Il s'agit d'une conséquence imprévue de la décentralisation de l'énergie. Cela n'était pas apparu au moment où l'on a engagé un développement des énergies renouvelables. On n'imaginait pas que les énergies renouvelables amèneraient à une logique de décentralisation aussi forte. Le réseau et les acteurs de l'énergie n'étaient pas prêts à réfléchir à une telle décentralisation.

Le président Julien Aubert. Ce n'est pas nouveau et le lien peut être fait avec l'approche sociologique.

Mme Marjolaine Meynier-Millefert. C'est justement ce que je voulais dire. Il existe à la fois des questions de « risques-réseau » qui s'élèvent, étant entendu que « risques-réseau » peut signifier, en même temps, une inquiétude quant à la perte de maîtrise du réseau, laquelle serait imputée à la volonté historique de centraliser et d'en conserver la maîtrise, mais aussi toutes les réticences face à l'autoconsommation et à sa vision par rapport au réseau. Ici, peuvent être intégrées les questions relatives au TURPE, à la mutualisation des coûts et à la solidarité et celles relatives à l'opportunité d'une appropriation de l'énergie par les citoyens, appropriation qui pourrait, de cette façon, devenir un vecteur d'acceptabilité et de consommation plus responsable. Il y a donc deux volets dans la question de la centralisation et de la décentralisation.

Le président Julien Aubert. Je me permets d'en ajouter une troisième. Je pense qu'on a fait de façon jacobine une révolution girondine : ces grandes énergies sont gérées depuis Paris. Les gens voient arriver des champs d'éoliennes à propos desquels ils n'ont pas été consultés. Cela n'a pas favorisé une véritable appropriation. Après, il est difficile de prétendre relocaliser. Les gens ont tout de même le sentiment qu'on leur impose, depuis Paris, quelque chose qui est censé être à eux.

Mme Marjolaine Meynier-Millefert. Une autre question est le manque de transparence financière et la lecture impossible des dépenses et des recettes par les Français. Il en résulte un prix de l'énergie qui me paraît faussé, d'une façon comme d'une autre, que l'on prenne une énergie ou une autre. Dans tous les cas, l'énergie est indirectement subventionnée et on ajoute des taxes à des taxes. Il en résulte que le coût de l'énergie est, en réalité, plus élevé que ce qu'il paraît être aux Français, ce qui leur interdit une forme d'appropriation des sujets d'énergie et une forme de maturité en ce qui concerne ces sujets. Ils pourraient être plus responsables si on leur permettait d'appréhender ces questions de manière plus transparente. L'acceptabilité des dépenses pourrait en être accrue en ce qui concerne le volet climatique de la transition énergétique. Quant à l'acceptabilité des disparités de soutien financier public, selon qu'il s'agit de transition énergétique ou de transition climatique, il convient de poser ce choix politique en tant que tel. J'insisterai également sur la question des certificats d'économie d'énergie.

Sur la question de savoir si on subventionne de façon excessive les énergies renouvelables, au point d'en faire un business trop lucratif, je m'attacherai à l'histoire des énergies renouvelables, aux nouvelles pratiques et à l'avenir sans subventions.

Le président Julien Aubert. Vous pouvez vous appuyer sur les chiffres du rapport que j'ai présenté à la commission des finances.

Mme Marjolaine Meynier-Millefert. Oui. Plus on rend le système instable et plus on est obligé de subventionner les énergies renouvelables. Il y aurait probablement une capacité de réduire l'insécurité pour les professionnels développeurs, si on s'appropriait la question du développement territorial. Si l'État

ou les territoires s'approprieraient le développement territorial des énergies renouvelables en réalisant les études d'impact, en spécifiant les zones d'implantation, les coûts d'implantation des énergies renouvelables seraient plus faibles et on aurait moins besoin de subventionner ces énergies, tout en améliorant leur acceptabilité.

Quant aux pratiques, il conviendra d'aborder les cas de pratiques abusives dans le domaine de l'éolien, mais je préciserai qu'il ne s'agit pas d'un cas général. S'il s'agit bien de cas observés, tous les développeurs éoliens n'ont cependant pas les mêmes pratiques.

En ce qui concerne l'aspect sociétal et l'acceptation, je soulignerai que l'énergie est un sujet passionnel. Je redirai la violence des auditions et le sentiment, qui est ressenti à la fois par les habitants et par les développeurs, d'une sorte de brutalité, en renvoyant les uns aux autres. Chacun a expliqué que la situation était parfois tendue, avec les confrontations sur le terrain, avec la question de « l'effet nocebo », qui rend les gens malades tellement ils ont le sentiment que ce qu'on implante devant eux est agressif, tout en précisant que « l'effet nocebo » mérite que l'on vérifie qu'il ne s'agit pas d'effets de santé réels méritant d'être étudiés.

Le président Julien Aubert. Avec les cas concrets, tels qu'ils ont été montrés lors de l'audition de M. et Mme Potiron.

Mme Marjolaine Meynier-Millefert. Il existe un problème de confiance entre les acteurs que je voudrais souligner, dont témoignent les relations houleuses, les intimidations réciproques, le sentiment que l'on peut acheter les uns ou les autres. Quand les uns font de l'éducation, les autres pensent qu'il s'agit d'endoctrinement.

Il conviendra également d'introduire des préconisations, parce que les acteurs auditionnés nous ont tous fait des suggestions qu'ils estimaient importantes et souhaitaient voir mises en œuvre pour une meilleure acceptabilité, une réalisation plus facile et plus efficace des projets, notamment le stockage à développer dès à présent pour s'assurer qu'il s'agit d'une option valide, le renforcement des énergies renouvelables thermiques, la nécessité de rendre les politiques et les financements plus transparents afin qu'ils soient mieux acceptés par les citoyens, une meilleure coordination des PPE, SRADDET et PCAET et une réappropriation des énergies renouvelables par les territoires et les citoyens dans une logique de bénéfice partagé. Il faut rapprocher les Français de l'énergie : ils veulent se saisir de ces questions, peut-être pas en ce qui concerne le réseau, mais bien s'agissant de la consommation. Sobriété et efficacité énergétiques d'abord, production ensuite. Notifier les bonnes pratiques sur le développement des énergies renouvelables dans les territoires.

La commission d'enquête autorise la publication d'un rapport ainsi rédigé.

CONTRIBUTIONS ÉCRITES

I. CONTRIBUTION DU GROUPE UDI, AGIR ET INDÉPENDANTS, PORTÉE PAR MMES SOPHIE AUCONIE ET LAURE DE LA RAUDIÈRE

Recommandations pour la commission d'enquête sur la transition énergétique

NÉCESSITÉ ABSOLUE DE PRENDRE EN COMPTE LES VOLONTÉS ET SPÉCIFICITÉS LOCALES POUR ASSURER UNE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE COHÉRENTE ET PROFITABLE

Le développement des énergies renouvelables doit s'inscrire dans une logique de territoire en évitant un développement unilatéral sur l'ensemble du pays.

Actuellement, un nombre important d'associations se bat dans toute la France contre l'implantation d'éoliennes. Pratiquement chaque projet suscite la création d'une association. A ce titre, 70% des projets font l'objet d'un recours. Le discours officiel sur les vertus des énergies renouvelables est balayé lorsque les habitants découvrent les conséquences d'une zone éolienne sur leur territoire : dépréciation immobilière, risques sanitaires, impact négatif sur l'économie locale (tourisme, rénovation du patrimoine), impact sur les paysages. Pour autant ces habitants ne sont pas opposés au développement durable, ils souhaitent simplement du sens dans la politique de transition énergétique. Pourquoi ne pas définir des schémas en fonctions des atouts des territoires : développement de la méthanisation dans les régions très agricoles, développement de l'éolien davantage sur les côtes, développement du photovoltaïque dans les territoires fortement ensoleillés.

Le texte présenté par la rapporteure ne fait aucune mention des vives inquiétudes que les territoires ont exposés lors des auditions. Les représentants des territoires (Maires, Présidents des syndicats d'énergies, intercommunalités) dénoncent l'absence de respect du choix des ENR de leur territoire. Pire, le rapport présenté suggère (p. 298) de limiter la possibilité des acteurs locaux de s'opposer aux projets éoliens. Madame la rapporteure affirme même qu'« il y aurait une possibilité de réduire l'insécurité pour les développeurs » par un meilleur contrôle de l'État. Nous nous inscrivons en faux avec cette démarche, la transition énergétique ne peut se faire uniquement dans l'intérêt des porteurs de projets, sans prendre en compte les aspirations locales.

NÉCESSITÉ ABSOLUE DE MENER DES ÉTUDES APPROFONDIES ET INDÉPENDANTES SUR LES EFFETS SANITAIRES

De nombreuses études menées à l'étranger reconnaissent les risques sanitaires liés au bruit et aux infrasons. En France, les travaux des docteurs Nina Pierpont et Nicole Lachat sur le sujet font référence. De même ceux de Alain Bélimé acousticien. En 2018, l'OMS a lancé une alerte sur la question du bruit. Bien que ces éléments aient été soulevés lors des auditions, le rapport présenté aux membres de la Commission par la rapporteure ne fait aucunement mention de cette importante question de santé publique. L'augmentation du niveau de bruit d'un minimum de 35 décibels pouvant aller à jusqu'à un bruit maximal de 70 dB le jour et 60 dB la nuit pour les éoliennes (à titre de comparaison le bruit d'une autoroute est de 73 dB) est un risque perturbateur pour les populations.

Les troubles sur la santé humaine liés à un environnement sonore altéré (hypertension, maladie cardiovasculaires, trouble d'apprentissage et de concentration, trouble métabolique...) pourtant scientifiquement bien étayés par l'organisation mondiale de la santé ne sont pas développés.

NÉCESSITÉ ABSOLUE DE TENIR COMPTE DE CE QUI SE PASSE EN ALLEMAGNE ET DANS D'AUTRES PAYS D'EUROPE

Le mouvement de contestation qui enfle en France contre ces implantations d'éoliennes n'est pas un fait exclusivement national. Dans d'autres pays, les populations s'élèvent contre ce mode de production d'électricité. Une résistance importante s'est installée en Allemagne contre l'implantation de nouvelles éoliennes, ainsi que contre l'implantation de nouvelles lignes à haute tension pour transporter l'électricité produite dans le nord du pays. De nombreux recours sont déposés et bloquent les projets en cours. Les mêmes éléments cristallisent la contestation des populations : inquiétudes sur la santé, impact sur les paysages, dévalorisation immobilière, inadéquation avec les objectifs de réduction de gaz à effet de serre.

Notre voisin Allemand, jadis figure de proue de l'implantation de l'énergie éolienne fait d'ailleurs machine arrière. Au premier semestre 2019, le nombre d'implantations a reculé de 82% ! Les implantations pour l'année 2018 était déjà en recul de 50% par rapport à 2017.

Évoquons également le phénomène du coût de cette production électrique. Chez notre voisin germanique, le prix de l'électricité a considérablement augmenté, près du double de la France.

En Allemagne également, le cadre de protection des populations s'élargit. Il a été décidé d'éloigner les éoliennes à 1000M minimum des habitations. La Bavière a pour règle : 10 fois la hauteur des éoliennes. La Pologne a par ailleurs, annoncé lors de la COP24 l'arrêt du développement éolien terrestre et un plan de démantèlement des éoliennes en fin de vie. L'Angleterre a décidé, face aux nombreuses externalités négatives observées, de développer l'éolien offshore au détriment du onshore. Enfin, les pays du nord : la Suède et la Norvège s'interrogent sur le développement de l'éolien terrestre face à la résistance des populations.

UN CADRE TRÈS SOUPLE QUI A PERMIS LE DÉVELOPPEMENT DES PROJETS ÉOLIENS TERRESTRES

Le sentiment d'abandon domine dans nos campagnes, les habitants ont l'impression d'être livrés aux promoteurs éoliens grâce aux conditions qui n'existent plus nulle part ailleurs. La création d'un permis unique et d'un droit à des dérogations pour s'implanter dans les espaces protégés, la suppression d'un niveau de recours devant les tribunaux administratifs, la suppression des zones de développement éolien, la non prise en compte du coût réel du démantèlement... Les réglementations ont donc facilité ces projets d'implantation.

CONCLUSION

En conclusion, nous remettons en cause certains éléments de ce rapport qui ne traduit pas la réalité des auditions. Le cadrage conceptuel de la présentation fait un amalgame entre les différentes formes d'énergies et les objectifs de réduction de gaz à effet de serre. A ce titre nous rappelons que l'efficacité de l'éolien terrestre n'est toujours pas prouvée et qu'il ne permet pas non plus une sortie cohérente du nucléaire.

Le gouvernement a le devoir de protéger les citoyens. Il a le devoir d'utiliser l'argent public pour le bien public. Or aujourd'hui, le développement éolien est payé très cher par le contribuable. Les créations d'emplois ne sont en aucun actés. Ceci a été largement dénoncé par le rapport de la Cour des comptes en mars 2018.

De plus, il est prioritaire de définir un plan de transition énergétique prenant en compte les atouts des territoires. Pour la préservation de notre planète, appuyons-nous sur nos forces et évitons de négliger certaines revendications, ce qui aura comme effet de voir le développement durable comme une contrainte et non comme une opportunité.

D'autre part, il est nécessaire de mettre en place des mesures strictes et précises d'éloignement des éoliennes vis-à-vis des habitations afin de limiter au maximum leur impact. Le Gouvernement doit également protéger les campagnes en contraignant le développement aberrant de projets éoliens terrestres.

Si le gouvernement accepte de travailler en transparence et en concertation sur ces questions, les territoires peuvent constituer une force de proposition positive et constructive.

II. CONTRIBUTION VISANT À PROPOSER DES RECOMMANDATIONS COLLECTIVES AU RAPPORT DE LA COMMISSION D'ENQUÊTE

Propositions de recommandations collectives au rapport de la commission d'enquête sur l'impact économique, industriel et environnemental des énergies renouvelables, sur la transparence des financements et sur l'acceptabilité sociale des politiques de transition énergétique

Le Président de la commission d'enquête Julien Aubert, ainsi que huit députés membres de celle-ci, ont décidé de s'associer afin de formuler des propositions de recommandations collectives, pour traiter des problèmes qui ne le sont pas suffisamment par les recommandations du Rapporteur.

Quoiqu'en accord avec certaines recommandations, nous estimons nécessaires de préciser certains points. Cela est le cas notamment pour le subventionnement des énergies renouvelables, pour lequel le Rapporteur préconise de poursuivre les subventions, tout en accentuant le soutien de l'État en amont sur le développement des projets, afin dans un deuxième temps de mettre fin aux subventions d'aval. Il ressort pourtant des auditions que le subventionnement aux énergies renouvelables coûte cher et qu'un grand nombre de filières sont aujourd'hui matures ou presque. Il convient donc d'agir de manière plus volontariste, de cesser toute politique de complément de rémunération pour les énergies renouvelables électriques matures (éolien terrestre et photovoltaïque) tout en rééquilibrant les aides d'amont. Sans cette mesure, le redéploiement des aides vers les autres filières n'est pas possible, sauf à augmenter la taxe carbone, ce qui n'est pas notre approche.

Par ailleurs, le Rapporteur propose de mieux prendre en compte les zones de pêches dans le développement de l'éolien en mer. Si nous considérons préférable le développement de l'éolien en mer, c'est surtout en direction de l'éolien flottant avec une interdiction absolue d'implanter des parcs dans des zones de pêche ou des parcs naturels marins. De plus, cette recommandation qui fait consensus ne se conçoit que dans un plan global visant à établir un moratoire partiel sur le déploiement de l'éolien terrestre ou posé, victime d'un vrai rejet massif des populations concernées.

Sur ce point, le Rapporteur recommande de « mieux répartir le déploiement des ENR électrique sur tous les territoires ». Même si une meilleure répartition est souhaitable pour favoriser l'acceptabilité sociale, nous considérons qu'elle n'est pas suffisante et qu'il faut imposer des limites au développement de l'éolien, notamment en proportionnant la hauteur des éoliennes, pâles comprises, à la distance aux premières habitations (et faire passer cette distance minimale à 1500 mètres, seuil préconisé par l'académie de médecine, pour toute éolienne dépassant 180 mètres pâles comprises). Sur le démantèlement des éoliennes en fin de vie, celui-ci doit être obligatoire avec une remise en l'état des sols (sauf en cas de « repowering »).

Par ailleurs, certaines recommandations formulées par le Rapporteur, méritent selon nous d'être précisées. Ainsi, sur la garantie de démantèlement des éoliennes, nous proposons l'obligation pour le promoteur éolien de provisionner chaque année, sur une période maximale de 15 ans, de quoi atteindre 50 000€ pour chaque MW d'éolien installé sur un compte de la Caisse des Dépôts et Consignations pour financer le démantèlement et le recyclage des éoliennes en fin de vie, et non 75 000 au total, ce qui semble insuffisant.

Le Rapporteur recommande de renforcer les liens entre la PPE, les SRADDET et les PCAET. Nous considérons que la programmation des éoliennes doit revenir dans les documents d'urbanisme au niveau de l'intercommunalité (plan local d'urbanisme) avec la zone de développement éolien (ZDE). De plus, au niveau national, nous pensons que l'ADEME devrait être remplacée par un commissariat de la transition énergétique rattaché au Premier ministre qui pilotera l'aménagement du territoire en matière d'énergie.

Enfin, nous souhaitons faire part de notre scepticisme concernant certaines recommandations proposées par le Rapporteur. Sur le « Repowering » éolien par exemple, nous pensons au contraire que celui-ci doit respecter les documents d'urbanisme et les directives paysagères, tout comme une nouvelle installation. Le Rapporteur propose également de réaliser des sondages pour conclure la période de concertation avant l'implantation de projets éoliens. Nous considérons que cette mesure n'est pas de nature à favoriser l'acceptation d'un projet, et qu'au contraire il faut déclarer un moratoire sur tout projet éolien terrestre ou maritime posé qui ne fait pas l'objet d'un consensus politique local.

Recommandation	Député s'associant à la recommandation
- Mettre en place un moratoire sur l'éolien terrestre et maritime posé quand il n'y a pas de consensus politique local sur la commune impactée ou le territoire impacté.	Julien Aubert ; Sophie Auconie ; Xavier Batut ; Vincent Descoeur ; Laure de La Raudière ; Véronique Louwagie ; Emmanuel Maquet ; Didier Quentin
- Privilégier le développement de l'éolien flottant, hors des zones de pêche et parcs naturels marins.	Julien Aubert ; Sophie Auconie ; Xavier Batut ; Vincent Descoeur ; Laure de La Raudière ; Véronique Louwagie ; Emmanuel Maquet ; Didier Quentin
- Cesser toute politique de complément de rémunération aux énergies renouvelables électriques matures (éolien terrestre et photovoltaïque) et développer les mécanismes de soutien en amont (études, garantie aux investisseurs pendant la phase de faisabilité).	Julien Aubert ; Sophie Auconie ; Xavier Batut ; Vincent Descoeur ; Laure de La Raudière ; Véronique Louwagie ; Emmanuel Maquet ; Didier Quentin
- Rééquilibrer les crédits budgétaires consacrés aujourd'hui aux énergies renouvelables électriques matures vers les nouvelles filières énergétiques (par exemple l'hydrogène), ainsi que vers l'habitat et les transports.	Julien Aubert ; Sophie Auconie ; Xavier Batut ; Vincent Descoeur ; Laure de La Raudière ; Véronique Louwagie ; Emmanuel Maquet ; Didier Quentin
- Proportionner la hauteur des éoliennes, pâles comprises, à la distance aux premières habitations, comme le recommande le rapport de l'Académie de médecine du 3 mai 2017 (faire passer cette distance minimale à 1500 m pour toute éolienne dépassant 180 m pâles comprises ou, à défaut, limiter les éoliennes à 150 m pâles comprises).	Julien Aubert ; Sophie Auconie ; Xavier Batut ; Laure de La Raudière ; Emmanuel Maquet ; Didier Quentin Vincent Descoeur et Véronique Louwagie préconisent une distance par rapport aux habitations à 10 fois la hauteur du mât
- Revenir à la programmation des éoliennes dans les documents d'urbanisme au niveau de l'intercommunalité (plan local d'urbanisme) avec la zone de développement éolien (ZDE).	Julien Aubert ; Sophie Auconie ; Xavier Batut ; Vincent Descoeur ; Laure de La Raudière ; Véronique Louwagie ; Emmanuel Maquet ; Didier Quentin

<p>- Le « Repowering » éolien doit respecter les éventuelles nouvelles contraintes instaurées dans les documents d’urbanisme.</p>	<p>Julien Aubert ; Sophie Auconie ; Xavier Batut ; Vincent Descoeur ; Laure de La Raudière ; Véronique Louwagie ; Emmanuel Maquet ; Didier Quentin</p>
<p>- Prévoir l’obligation pour le promoteur éolien de provisionner chaque année, sur une période maximale de 15 ans, de quoi atteindre 50 000 euros pour chaque MW d’éolien installé sur un compte de la Caisse des Dépôts et Consignations, afin d’être utilisé pour le démantèlement et le recyclage de l’éolienne en fin de vie.</p>	<p>Julien Aubert ; Sophie Auconie ; Vincent Descoeur ; Laure de La Raudière ; Véronique Louwagie ; Emmanuel Maquet ; Didier Quentin</p>
<p>- Prévoir le démantèlement automatique au bout de l’échéance de vie de l’éolienne, même sans changement de document d’urbanisme avec une obligation de remise en état des sols (retour à la terre) au moment du démantèlement (retrait complet des fondations en béton) , sauf en cas de repowering utilisant exactement les mêmes fondations.</p>	<p>Julien Aubert ; Sophie Auconie ; Vincent Descoeur ; Laure de La Raudière ; Véronique Louwagie ; Emmanuel Maquet ; Didier Quentin</p>
<p>- Remplacement de l’ADEME par un commissariat de la transition énergétique rattaché au Premier ministre qui pilotera l’aménagement du territoire en matière d’énergies.</p>	<p>Julien Aubert ; Sophie Auconie ; Vincent Descoeur ; Laure de La Raudière ; Véronique Louwagie ; Emmanuel Maquet ; Didier Quentin</p>
<p>- Réformer le dispositif de l’ARENH en le réservant aux opérateurs disposant de leurs propres capacités de production.</p>	<p>Julien Aubert ; Sophie Auconie ; Vincent Descoeur ; Laure de La Raudière ; Véronique Louwagie ; Emmanuel Maquet ; Didier Quentin</p>
<p>- Pour les propriétaires de terrain : aligner le coût de location du terrain au promoteur éolien au coût de revient de l’hectare exploité dans la Région (ex si dans la Beauce 2000 m2 produit 600 € de revenu (3000 € l’hectare) mais 2000 m2 de terrain loué pour de l’éolien produit 6000 € de revenu pour le propriétaire.</p>	<p>Julien Aubert, Vincent Descoeur ; Sophie Auconie; Emmanuel Maquet; Didier Quentin</p>

III. CONTRIBUTION DE M. XAVIER BATUT

Contributions

Les présentes contributions prennent en compte les inquiétudes des certains citoyens et élus des territoires ruraux.

I- Mieux sécuriser les sites d'implantation de parcs éoliens

- Privilégier le développement de l'éolien flottant, hors des zones de pêche, hors des zones de pollutions pyrotechniques des sables marins.

L'éolien flottant compense les désagréments de l'éolien terrestre, notamment grâce à son absence de fondation : éloignement des côtes, impact visuel amoindri, diminution des conflits d'usage avec les activités maritimes, installation et démantèlement facilités.

- La distance entre les éoliennes et les premières habitations doit être équivalent à dix fois la hauteur, pales comprises, des éoliennes.

- Rendre obligatoire l'implantation des éoliennes à minimum 1 000 mètres des infrastructures types lignes électriques, voies ferrées ou autoroutes.

Un arrêté ministériel du 17 mai 2001 régit les conditions techniques auxquelles doivent satisfaire le transport et la distribution d'énergie. Néanmoins, bien qu'il mentionne les distances de sécurité à adopter entre les éoliennes et les infrastructures, en l'occurrence les lignes électriques, il ne revêt aucun caractère obligatoire. Bien que les chutes d'éoliennes soient rares, certains accidents se sont déjà produits (8 en 2018, 3 en janvier 2019). Aussi, afin d'éviter d'éventuels drames, il semble impératif d'imposer une distance de sécurité éloignant les éoliennes de toute activité humaine.

- Prévoir le démantèlement automatique au bout de l'échéance de vie de l'éolienne, même sans changement de document d'urbanisme avec une obligation de remise en état des sols (retour à la terre) au moment du démantèlement (retrait complet des fondations en béton).

Le parc éolien Français est constitué d'environ 7 000 éoliennes (16 gigawatts) pour la plupart construites au début des années 2000. Or une éolienne a une durée de vie d'environ 25 ans, les prochains démantèlements interviendront donc au cours des années 2020. Le Décret 2011-985 du 23 août 2011 prévoit actuellement le démantèlement des éoliennes uniquement jusqu'au ras du sol, aussi il est nécessaire de rendre obligatoire une remise en état des sols initiaux, et ce afin de respecter les obligations de l'article L162-9 du Code de l'Environnement.

- Prévoir l'obligation pour le promoteur éolien un provisionnement de 6,5% du prix total de l'installation sur un compte de la Caisse des Dépôts et Consignations, afin d'être utilisé pour le démantèlement et le recyclage de l'éolienne en fin de vie.

Actuellement, le droit français (arrêté du 26 août 2011) impose une garantie financière de 50 000€ par éolienne destiné au démantèlement et ce avant la construction du parc. Lors des débats publics sur la programmation pluriannuelle de l'énergie qui se sont déroulés du 19 mars 2018 au 30 juin 2018, il est apparu que le coût réel de démantèlement était bien au-dessus des 50 000€ provisionnés. A titre d'exemple, le démantèlement à l'explosif de l'éolienne E 10 du parc de la Thiérache (Allemagne) a coûté 400 000€, il en va de même pour une éolienne de 3MW dont le démantèlement aurait coûté 900 000€ selon un devis transmis lors des débats au commissaire enquêteur.

II- Replacer le citoyen au centre des étapes d'installation des parcs éoliens

- **Organiser obligatoirement un référendum local dans les communes de moins de 3 500 habitants lors d'un projet d'implantation d'un parc éolien dans une commune. Le résultat sera pris en compte dans le cadre de l'enquête publique.**

- **Mettre en place un moratoire sur l'éolien terrestre et maritime posé quand il n'y a pas de consensus politique local.**

L'argument financier peut pousser un conseil municipal à accepter l'implantation d'éoliennes sur un terrain communal sans prendre en compte l'acceptabilité sociale du projet. Aussi, la consultation citoyenne, notamment dans les communes rurales qui ne peuvent exercer une pression suffisante de par le nombre limité d'habitants, doit être obligatoire pour apaiser les débats lors d'un projet d'implantation d'éoliennes.

III- Développer une meilleure information de l'impact de l'éolien

- **Mettre en place un rapport sur l'impact des éoliennes d'une part sur la sécurité, en particulier sur la sécurité militaire et civile, et son influence sur les radars, et d'autre part sur les zones à risque (centrales nucléaires, installations classées, aéroports, aérodromes).**

La défense nationale est l'un des enjeux du XXI^{ème} siècle qui doit être concilié avec l'impératif écologique. Au vu des contraintes de l'armée (secteur d'entraînement à très basse altitude de la défense, réseau très basse altitude de défense, zones de vols tactiques pour hélicoptères de combat, zones interdites, zones dangereuses...), il semblerait opportun de les analyser précisément pour mieux les combiner avec l'objectif, à l'horizon 2030, de couvrir 32 % des besoins du territoire par les énergies renouvelables.

- **Mettre en place un rapport sur l'impact de l'éolien marin sur la navigation commerciale.**

IV- Responsabiliser les entreprises implantatrices d'éoliennes

- **Le démantèlement doit obligatoirement être à la charge de l'entreprise qui a implanté les éoliennes.**

Cette disposition permettrait de protéger le propriétaire foncier qui, en cas de faillite de l'entreprise, se verrait responsable du démantèlement des éoliennes.

- **Lors d'un projet d'implantation d'un parc éolien, la dévaluation d'un bien immobilier doit être compensée par l'entreprise**

- **Pour chaque éolienne implantée, une somme de 50 000 à 100 000 euros serait mise sur un compte de la Caisse des Dépôts et Consignations, pour constituer un fonds d'indemnisation des riverains en co-visibilité, qui eux ont tous les inconvénients de l'éolienne et aucun avantage pécuniaire comme le propriétaire ou la communauté de commune.**

Trois jurisprudences reconnaissent la dévaluation des biens immobiliers en cas d'installation d'éoliennes à proximité (pollutions visuelles et sonores) : Arrêt de la Cour d'appel d'Angers du 8/06/2010 confirmant le jugement du TGI d'Angers du 9/04/2009, arrêt de la Cour d'appel de Rennes du 20/09/2007 et arrêt de TGI Angers, commune de Tigné du 9/04/2009. Les trois décisions estiment une dévaluation allant de 20 à 40% du bien immobilier. Aussi un système de double peines frappe le particulier : des nuisances qui lui sont imposées et la probable revente de son bien à perte. A ce titre, il

paraît nécessaire que les promoteurs responsables de ces désagréments réparent, ou compensent, les préjudices subis.

V- Autres propositions

- Revenir à la programmation des éoliennes dans les documents d'urbanisme au niveau du département avec la zone de développement éolien (ZDE).

- Le « Repowering » éolien doit respecter les documents d'urbanisme.

- **Aligner le coût de rachat de l'électricité éolienne sur le prix SPOT**

Le prix SPOT est un prix d'échange par les différents producteurs d'électricité dans chaque pays. A ce jour, l'électricité éolienne est exclu de ce marché, ce qui oblige les fournisseurs d'électricité à acheter l'électricité d'origine éolienne à un tarif supérieur à celui fixé par le SPOT. Intégré l'éolien dans le SPOT permettrait d'encadrer l'évolution des tarifs de l'électricité dite "verte". La fourchette moyenne du prix SPOT sur les cinq dernières années est située entre 35 et 45 euros le MW contre 82 euros pour l'électricité éolienne.

IV. CONTRIBUTION DE M. VINCENT DESCOEUR

L'espace rural confronté à un développement anarchique des projets éoliens

Département rural de moyenne montagne, à la nature préservée, dont les paysages ont été façonnés par l'agriculture et l'élevage, le Cantal est riche d'un patrimoine naturel et bâti exceptionnel. Ces paysages et cet environnement constituent des éléments essentiels de son identité, de son attractivité et de la qualité de vie que le département offre à ses habitants comme à ses visiteurs, touristes ou résidents secondaires.

Comme beaucoup d'autres zones rurales, notre territoire se trouve aujourd'hui confronté à une multiplication des projets industriels éoliens qui suscitent le plus souvent une réaction de rejet de la part d'une majorité de la population en raison notamment d'une absence totale de planification et du manque de transparence dans la réalisation des projets.

Inquiet de cette multiplication anarchique des projets, le Conseil départemental du Cantal a organisé un débat sur le sujet en septembre 2018 : les élus ont exprimé leurs réserves sur l'opportunité de développer la production éolienne dans des zones comme le Cantal et se sont unanimement montrés hostiles à l'installation de nouveaux champs éoliens dans le département.

Un département fortement producteur en énergies renouvelables

Sur le territoire du département du Cantal, 46 éoliennes sont actuellement en service sur 12 parcs pour une puissance totale de 107 MW. L'administration identifie aujourd'hui 6 autres projets de parcs éoliens et 4 projets d'extension de champs éoliens existants. La perception des associations de défense contre le développement éolien, regroupées dans un collectif départemental composé d'une quinzaine d'associations revendiquant plus de 3 000 adhérents ou sympathisants, est toute autre : elles identifient quant à elles, sur la base d'un recensement des campagnes de prospection réalisées par les promoteurs éoliens, quelque 30 projets éoliens pour un total de 247 mâts ! Si la totalité de ces projets se réalisait, on recenserait donc à terme près de 300 éoliennes sur le département, soit plus d'une par commune ! Ce qui est totalement surréaliste.

En matière d'énergies renouvelables, le Cantal dispose par ailleurs de 9 parcs photovoltaïques au sol, de plusieurs milliers de mètres carrés de panneaux solaires sur les toits, en particulier des bâtiments agricoles et industriels. Il est surtout marqué par la présence de plusieurs barrages hydroélectriques, construits il y a une cinquantaine d'années, qui produisent 2,5 fois la consommation électrique des habitants du département (avec une énergie décarbonée).

Opacité et manque de concertation

Le développement de l'éolien se heurte à un grave problème d'acceptabilité de la part de populations qui ne comprennent pas le sacrifice de nos paysages et de notre cadre de vie au bénéfice d'une énergie sur laquelle les informations les plus contradictoires circulent, qu'il s'agisse de son utilité dans la décarbonation, de son coût ou des nuisances qu'elle génère. Les projets se heurtent quasi systématiquement à la création de comités de défense. Ils sont toujours générateurs de conflits entre habitants comme avec les élus dans les communes.

Les populations rurales soulignent en particulier l'opacité et le manque de concertation qui entourent les projets éoliens. En effet, leur avis n'est le plus souvent sollicité qu'au moment de l'enquête d'utilité publique, c'est-à-dire en fin de projet, juste avant la décision d'autorisation par le préfet. Elles peuvent être ensuite surprises de constater que, même si les avis recueillis sont majoritairement défavorables, le commissaire enquêteur peut tout à fait rendre un avis favorable si les conditions réglementaires sont satisfaites et que, même s'il y a

manifestement un problème d'acceptabilité du projet par les populations alentours, voire les élus, le préfet peut décider malgré tout de l'autoriser.

La transition énergétique n'est envisageable qu'avec le consentement, l'adhésion et la participation de nos concitoyens. Or, en matière d'énergie éolienne, les populations rurales se sentent dépossédées de tout pouvoir de décision et condamnées à subir les projets au gré des décisions de l'administration d'Etat.

Il est donc nécessaire de revoir le processus d'élaboration des projets afin d'y associer les populations et les impliquer dans leur réalisation, au travers notamment de la consultation des habitants dans les communes d'implantation des éoliennes mais aussi dans les communes limitrophes qui subissent les impacts visuel et sonore. La mesure de l'acceptabilité des projets éoliens par les populations et les élus concernés doit être un élément déterminant dans les décisions d'implantation de champs éoliens.

Des réglementations inadaptées

Cette hostilité et cette incompréhension sont aggravées par le fait que le développement « à tout prix » de l'éolien semble échapper aux règles de droit commun et aux contraintes auxquelles tout un chacun est soumis dans ses projets d'aménagement ou de construction. En particulier, on constate l'émergence de projets éoliens sur le territoire ou à proximité de sites classés ou protégés, qu'il s'agisse de parcs naturels régionaux, de zones Natura 2000, de sites labellisés « Grands Sites de France », voire de sites et monuments historiques.

De même, les réglementations sur les distances d'implantation des éoliennes par rapport aux habitations ne sont plus adaptées. Cette distance minimale est fixée à 500 mètres et n'a pas évolué alors que la taille des éoliennes a considérablement augmenté, avec des machines qui peuvent dépasser les 200 mètres de haut, équipées de rotors de plus de 160 mètres de diamètre. Les promoteurs sont en effet amenés à construire des aérogénérateurs toujours plus imposants afin de capter le vent très haut en altitude, en particulier dans des zones, comme le Sud du département du Cantal, qui ne sont pas connues pour être ventées.

Il conviendrait donc à la fois de mieux définir les zones de développement éolien afin d'exclure le périmètre des zones classées ou protégées et de revoir les distances d'implantation. Dans un rapport de mars 2006, l'Académie nationale de médecine recommandait d'ailleurs, « par précaution », de suspendre dès maintenant « la construction des éoliennes d'une puissance supérieure à 2,5 MW situées à moins de 1.500 mètres des habitations ». Les parlementaires ont proposé en vain, à plusieurs reprises, de revoir ces règles de distance. Nous préconisons pour notre part de les porter à au moins dix fois la hauteur des mâts, comme cela se pratique dans d'autres pays.

Des incidences mal évaluées

Visibles à plusieurs dizaines de kilomètres, les éoliennes ont incontestablement un impact sur l'identité de nos paysages, mais aussi sur l'environnement et le quotidien des populations rurales. Elles peuvent mettre en péril des politiques d'attractivité basées sur la qualité de vie et de l'environnement dans des zones qui n'ont pas d'autres richesses à valoriser. Elles ont forcément une incidence sur la fréquentation touristique (le tourisme constituant dans le Cantal la 2^e source de revenus derrière l'agriculture et l'agro-alimentaire) et peuvent conduire à freiner les investissements dans l'habitat et l'hébergement touristique, alimentant ainsi une spirale de désertification dans des zones rurales qui sont condamnées à renoncer à toute politique d'attractivité en matière d'habitat résidentiel ou de loisirs.

Le développement de l'éolien amène certes des ressources financières aux collectivités, mais il reste difficile d'évaluer leur bénéfice/coût sur les territoires concernés, inquiets par ailleurs de savoir à qui incombera le coût de démantèlement des installations si l'exploitant fait défaut.

D'où la nécessité de prévoir une obligation pour le promoteur éolien d'assurer le démantèlement des éoliennes en fin de vie, en le contraignant à consigner les crédits nécessaires au démantèlement et à l'éventuelle remise en état des parcelles.

Enfin, il apparaît que les nuisances avérées ou supposées liées à la présence de champs éoliens restent mal connues, si bien que l'absence d'informations objectives alimente des polémiques dont on ne sait si elles reposent sur des faits réels ou relèvent dans certains cas du fantasme : outre les nuisances visuelles ou sonores, la dépréciation des biens immobiliers environnants, les observateurs évoquent souvent des incidences sur la santé humaine ou bien mettent en évidence des phénomènes troublants sur la santé animale dans les élevages.

Il convient de prendre en compte ces nuisances et inquiétudes en confiant à des organismes indépendants la réalisation d'études sur ces phénomènes afin d'être en mesure d'informer objectivement les populations concernées par des projets éoliens.

Fait à Aurillac le 20 novembre 2019

Vincent DESCOEUR
Député du Cantal

V. CONTRIBUTION DE MME LAURE DE LA RAUDIÈRE

Recommandations pour la commission d'enquête sur la transition énergétique de Laure de La Raudière, vice-présidente de la Commission d'enquête.

Comme le précise l'introduction du rapport, « l'acceptabilité sociale de la transition écologique et énergétique passera, qu'on le veuille ou non, par le débat dans l'agora » ... « Ils (nos concitoyens) ne peuvent plus accepter que les milliards d'euros investis dans la transition énergétique ne soient pas transparents, justifiés et rationnels ainsi que parfaitement efficaces. ».

C'est loin d'être le cas aujourd'hui : Après les nombreuses auditions de la commission d'enquête, reste le sentiment que le pouvoir politique a dépensé et engagé beaucoup d'argent public (plus de 140 milliards d'euros) dans la transition énergétique depuis 15 ans et qu'il a finalement négligé l'analyse de l'efficacité réelle de certaines énergies subventionnées, leur acceptabilité sociale, leur intérêt stratégique, au profit d'un discours écologique idéalisé et de politiques publiques certes volontaristes, mais inefficaces en ce qui concerne l'objectif de lutte contre le réchauffement climatique.

Alors que de nombreuses auditions soulignaient ces carences, ce constat n'apparaît pas à la lecture du rapport, qui ne remet pas clairement en cause :

- Le choix des politiques publiques en matière de transition énergétique, avec notamment le financement massif des énergies renouvelables, même celles qualifiées de « matures » comme l'éolien terrestre et le photovoltaïque, au détriment du soutien aux secteurs du transport et du bâtiment, pourtant contributeurs majeurs du réchauffement climatique.
- Le choix du mix-énergétique, notamment celui du mix-électrique dans la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie, telle que décidée par le gouvernement récemment.

Nous ne retrouvons pas non plus clairement dans le rapport, le reflet des auditions sur le manque d'acceptabilité sociale de la politique actuelle.

Il a été insupportable pour les Français de voir l'augmentation de la taxe sur les carburants fossiles pour financer le budget général en novembre 2019, (ce plutôt que des mesures d'accompagnement social à la transition énergétique par exemple). Ce fut même le point de départ de la profonde et grave crise sociale des Gilets jaunes. Nous pensons qu'il est inacceptable pour les Français, de subir les nuisances de production d'énergie à proximité de leurs habitations et leur coût sur leur facture d'électricité, si ces énergies renouvelables ne contribuent à l'objectif affiché (et auxquels ils adhèrent) de lutte contre le réchauffement climatique.

C'est notamment le cas de l'éolien terrestre, qui nous semble être un « bon exemple » des erreurs politiques de développement des énergies renouvelables. L'exemple de la gabegie financière de l'Allemagne au vu de ses piètres résultats en termes d'émissions de CO₂ devrait pourtant nous alarmer et nous éclairer.

Pourquoi :

1/ Le développement de l'éolien terrestre ne contribue pas aux objectifs de la lutte contre le réchauffement climatique. Ce fait incontestable est aujourd'hui noyé dans un discours dominant idéaliste, en faveur des énergies renouvelables. Il doit cependant être pris en compte avec pragmatisme. Au-delà d'une « doxa » qui s'éloigne chaque jour un peu plus de la réalité, le rôle des politiques est plus que jamais de partager avec les Français un discours de vérité pour éclairer correctement les choix énergétiques français à l'avenir.

2/ Du fait de son intermittence, l'éolien n'est pas une énergie pilotable et efficace : alors que les besoins électriques exigent un service immédiatement disponible et continu (industrie, transport, habitat), certes avec une saisonnalité ou des heures de pointes, le caractère difficilement prévisible du vent rend intermittente la production des éoliennes terrestres et limite son rendement à 22 %, et pas nécessairement aux moments où le système électrique en a le plus besoin. C'est est un véritable casse-tête pour les gestionnaires de réseaux. La théorie du « foisonnement », défendue par plusieurs acteurs auditionnés, s'avère, éminemment discutable. Il existe en effet des périodes de l'année, où le vent ne souffle ni au Nord, ni au Sud, ni à l'Ouest, ni à l'Est de la France ou de l'Europe... et cette situation n'est pas prévisible de façon fiable, 100% du temps, **mettant ainsi en danger l'approvisionnement en électricité de notre pays.** Les risques de « blackouts » hivernaux doivent désormais être envisagés aux dires mêmes de RTE. L'exemple allemand devrait nous alerter : ayant couvert leur pays d'éoliennes, nos voisins ne peuvent plus survivre sans racheter de l'électricité Française produite à partir de l'énergie nucléaire : un comble pour un pays ayant tiré un trait sur la production d'électricité à partir du nucléaire depuis une dizaine d'années. Rappelons aussi que leur choix énergétique génère un taux d'émission de CO2 cinq fois supérieur au nôtre.

3/ Le coût pour les finances publiques est encore très important (plusieurs dizaines de milliards d'euros publics dépensés ou engagés) pour une énergie que beaucoup qualifient pourtant de « mature ».

Puisque la plupart des personnes auditionnées disent que le prix de production du kW éolien terrestre se rapproche du prix du marché, il conviendrait, en bonne logique, de supprimer le tarif de rachat. Ce sera plus clair pour les Français.

4/ la France n'a pas été capable de développer une filière industrielle de l'éolien terrestre.

L'argent public dépensé est donc attribué à des technologies et des filières industrielles étrangères. Il enrichit des promoteurs internationaux, ainsi que des fonds d'investissement, ce, avec des faibles créations d'emplois en France, qui ne permettent aucunement de justifier les milliards d'euros dépensés depuis 20 ans.

5/ Le bilan écologique des éoliennes terrestres est très discutable. Le démantèlement d'une éolienne, seulement partiellement recyclable, est obligatoire en fin de vie. Il est provisionné seulement 50 000€ alors qu'il coûte plus cher (qui paiera la différence ?). De plus, la plus grande partie de son gigantesque socle de béton de plus de 1000 tonnes, entre 250 à 400 mètres cube, soit l'équivalent en volume d'une maison, restera de façon durable dans le sol, puisque les exploitants d'éoliennes n'ont l'obligation de l'araser que sur une hauteur de 1 mètre seulement.

6/ L'acceptabilité sociale se dégrade très fortement depuis une dizaine d'années.

Il convient de prendre enfin en compte les doléances des riverains et les conséquences des nuisances désormais établies (baisse des prix des maisons, nuisance sonore, conséquences sanitaires...). Il est plus que temps d'améliorer les outils de planification du développement

éolien terrestre en donnant aux territoires les moyens de décider où doit être circonscrit le développement éolien terrestre, et ce en concertation **réelle** avec la population.

Au début de l'implantation des éoliennes dans notre pays, les terrains visés par les promoteurs étaient souvent de grandes plaines très faiblement habitées, fortement ventées, comme en Beauce ou dans la Somme, et les premiers mats de 100m de haut étaient peu nombreux et généralement acceptés. Les rares voisins étaient souvent éloignés et se trouvaient être souvent les propriétaires des terrains, directement bénéficiaires de la « manne » éolienne soit un revenu annuel de 5.000 à 6.000 euros/an, (ce qui était plus rémunérateur que l'exploitation agricole de la parcelle louée).

La contestation a commencé à monter, lorsque l'implantation d'éoliennes s'est intensifiée, saturant les paysages et envahissant de nouveaux territoires plus peuplés, ou des paysages de bocages ou de hameaux.

Dans ce type d'environnement, chaque projet d'implantation d'éoliennes est vivement contesté localement. Partout les riverains et les associations locales de protection des paysages, du patrimoine, de la biodiversité, des oiseaux migrateurs, réclament haut et fort un plus grand encadrement.

Un projet d'implantation d'éoliennes est vécu comme une agression forte et une dégradation considérable du cadre de vie et de la tranquillité. La baisse de valeur des maisons à proximité est ressentie comme une spoliation. Les riverains vivent très mal l'arrivée des éoliennes préparées dans le plus grand secret par quelques-uns, sans consultation préalable. On ne compte plus les concertations « factices », après lesquelles, quel que soit l'avis des riverains, le « rouleau compresseur » du projet éolien se met en marche et ne s'arrête pas.

Les élus locaux des communes directement concernées ou voisines impactées par la co-visibilité sur les éoliennes sont tout aussi démunis face à cette situation, car même lorsqu'ils désirent s'opposer au projet, ils n'ont aucun moyen juridique de le faire.

Aujourd'hui, en effet, il n'existe aucune possibilité de planification urbanistique des zones où l'éolien peut se développer ou non. Seule une distance obligatoire de 500m des habitations est prévue dans la loi. Cette limite est désormais totalement désuète lorsqu'on constate que les éoliennes d'autrefois étaient de 90m de haut et qu'elles atteignent maintenant 240m de haut. Constatant que les machines aujourd'hui n'ont donc rien à voir avec celles d'hier, il est impératif pour des raisons de nuisances et de danger à proximité, d'imposer dans les plus brefs délais une distance minimale de 1000 m pour des éoliennes de 150m pales comprises, et de 1500 m pour les éoliennes de plus grande taille comme le préconise l'Académie médecine

Les SRADDET (Schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires) en cours de finalisation dans beaucoup de régions n'ont pas retenu de mesures prescriptives pour planifier des zones éoliennes, les SCOT (Schéma de cohérence territoriale) et PCAET (Plan climat-air-énergie territorial) ne sont pas prescriptifs non plus, et planifier les zones d'installation et/ou d'interdiction d'éoliennes dans les PLU (Plans Locaux d'Urbanisme) n'est pas autorisé.

C'est pourquoi, en 2010, une loi avait créé les ZDE (Zone de développement éolien), document prescriptif visant à organiser les territoires où l'éolien pouvait se développer, assurant ainsi une plus grande sécurité juridique pour les porteurs de projet et aussi une meilleure prise en compte de l'intérêt général de protection des paysages et du patrimoine français.

Malheureusement, en 2013, la loi sur la transition énergétique a supprimé les ZDE sans les remplacer par un nouvel outil de planification ce qui a généré le développement éolien anarchique que nous connaissons aujourd'hui. **Nous pensons qu'il faut rétablir les ZDE** dans les plans d'urbanisme intercommunaux, afin que la concertation réelle puisse avoir lieu au plus près des populations concernées.

Hormis les auditions des promoteurs et des industriels de l'éolien, celle des représentants associatifs, des spécialistes de l'environnement et des nuisances éoliennes nous ont permis de discerner un malaise croissant dans les territoires ruraux où se développent les projets éoliens.

Les populations confrontées au développement éolien ou les élus souhaitant protéger une certaine harmonie des paysages ou un patrimoine riche pour le tourisme se trouvent démunis pour faire entendre leur voix. Il en résulte un profond sentiment d'injustice dont les conséquences sociales risquent d'être incontrôlables.

Par ailleurs la forte opacité des circuits financiers, la complexité délibérée des montages comptables, l'internationalisation systématiques des participations capitalistiques des projets de promoteurs éoliens ont été maintes fois constatée au cours de ces auditions.

Il convient en effet de rappeler que les sommes considérables générées par cette énergie renouvelable à l'efficacité très discutable proviennent de taxes ponctionnées sur les contribuables *via* le marché captif des carburants et de l'électricité. Il s'agit donc d'argent public dont l'usage doit tout naturellement être contrôlable par les élus et les électeurs. C'est très loin d'être le cas à ce jour.

Propositions de recommandations pour la commission d'enquête sur la transition énergétique :

- Mettre en place un moratoire sur l'éolien terrestre et maritime posé quand il n'y a pas de consensus politique local sur la commune impactée ou le territoire impacté.
- Privilégier le développement de l'éolien flottant, hors des zones de pêche et parcs naturels marins.
- Cesser toute politique de complément de rémunération aux énergies renouvelables électriques matures (éolien terrestre et photovoltaïque) et développer les mécanismes de soutien en amont (études, garantie aux investisseurs pendant la phase de faisabilité).
- Rééquilibrer les crédits budgétaires consacrés aujourd'hui aux énergies renouvelables électriques matures vers les nouvelles filières énergétiques (par exemple l'hydrogène), ainsi que vers l'habitat et les transports.
- Proportionner la hauteur des éoliennes, pâles comprises, à la distance aux premières habitations, comme le recommande le rapport de l'Académie de médecine du 3 mai 2017 (faire passer cette distance minimale à 1500 m pour toute éolienne dépassant 180 m pales comprises ou, à défaut, limiter les éoliennes à 150 m pales comprises).
- Revenir à la programmation des éoliennes dans les documents d'urbanisme au niveau de l'intercommunalité (plan local d'urbanisme) avec la zone de développement éolien (ZDE).

- Le « Repowering » éolien doit respecter les éventuelles nouvelles contraintes instaurées dans documents d'urbanisme.
- Prévoir l'obligation pour le promoteur éolien de provisionner chaque année, sur une période maximale de 15 ans, de quoi atteindre 50 000 euros pour chaque MW d'éolien installé sur un compte de la Caisse des Dépôts et Consignations, afin d'être utilisé pour le démantèlement et le recyclage de l'éolienne en fin de vie.

- Prévoir le démantèlement automatique au bout de l'échéance de vie de l'éolienne, même sans changement de document d'urbanisme avec une obligation de remise en état des sols (retour à la terre) au moment du démantèlement (retrait complet des fondations en béton), sauf en cas de repowering utilisant exactement les mêmes fondations.

- Remplacement de l'ADEME par un commissariat de la transition énergétique rattaché au Premier ministre qui pilotera l'aménagement du territoire en matière d'énergies.

- Réformer le dispositif de l'ARENH en le réservant aux opérateurs disposant de leurs propres capacités de production.

VI. CONTRIBUTION DE MME VÉRONIQUE LOUWAGIE

CONTRIBUTION DE VÉRONIQUE LOUWAGIE, DÉPUTÉE DE L'ORNE, AU RAPPORT DE LA COMMISSION D'ENQUÊTE SUR L'IMPACT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES.

En préambule de cette contribution au rapport, je veux saluer la qualité et l'expertise dont fait état la rapporteure à l'issue des travaux de la Commission.

Certains points mériteraient un développement plus en profondeur. C'est l'objet de cette contribution.

I. L'efficacité énergétique

En premier lieu, il est nécessaire de rappeler un point important sur la transition énergétique : il faut agir non seulement sur la production d'énergie, mais aussi sur la consommation qu'en font les Français. Nous oublions trop souvent, dans les débats, sur les types d'énergie à privilégier en France, de traiter la question de **l'efficacité énergétique**.

L'efficacité énergétique d'un système désigne le rapport énergétique entre la quantité d'énergie délivrée et la quantité d'énergie absorbée. En clair, moins la perte d'énergie d'un système est importante et plus ce système est dit efficace énergétiquement.

Or aujourd'hui, si la volonté de privilégier la production d'énergies renouvelables est affichée, nous avons trop tendance à laisser de côté ce qui touche à la consommation d'énergie. Il semble pourtant nécessaire, avant de songer à bouleverser le système de production d'énergie en France, de limiter au maximum la consommation d'énergie et les pertes d'énergie liées aux systèmes déjà en place. La France a beaucoup d'économies à faire sur ce point.

Comme quelqu'un l'a dit avec humour, la meilleure énergie est celle qu'on ne consomme pas.

II. La question de l'éolien

A. L'éolien terrestre

A.1 La non-adhésion sociale

Pour ce qui est de la production d'énergie, l'une des premières formes d'énergie qui vient en tête lorsque nous parlons d'énergies renouvelables, c'est l'éolien. Présenté comme une source d'énergie électrique flexible, propre et inépuisable, l'éolien se développe à grande vitesse dans le monde, et notamment en Asie, Amérique du Nord et Europe. La France dispose du quatrième parc éolien d'Europe, avec 1 869 sites atteignant une puissance de 15,8 GW.

Pour autant, cette forme d'énergie renouvelable est très loin de faire l'unanimité auprès des citoyens français : l'acceptabilité de l'éolien est très difficile, notamment du fait de la **durée nécessaire au développement des projets ainsi que de la consommation d'espace nécessaire pour obtenir une certaine puissance d'électricité d'origine éolienne**. D'ailleurs, comme il est indiqué dans le rapport, il existe un lien très fort entre proximité et acceptabilité. Ce sont effectivement les populations les plus proches géographiquement des sites éoliens qui les rejettent le plus. Le développement des parcs éoliens est responsable de **préjudices environnementaux** puisque les implantations sont de plus en plus situées à proximité des parcs résidentiels et éparpillés sur les territoires, de **préjudices sanitaires** puisque les éoliennes sont la cause de nuisances sonores et les infrasons générés par les vibrations de l'air peuvent déranger. Les **préjudices au niveau des paysages**, avec des éoliennes développées de plus en plus hautes et imposantes, sont accentués par un véritable mitage de nos campagnes.

Une éolienne a été implantée à 3 km de la cathédrale de Coutances (Manche), joyau du gothique ; il n'a pas été possible de la faire démonter. Des éoliennes défigurent le site de Saint-Jean d'Angély (Charente-Maritime), classé au patrimoine mondial (UNESCO).

Les éoliennes implantées il y a une dizaine d'années mesuraient environ 100 mètres de haut, pale comprise. Aujourd'hui, c'est près du double (soit les deux tiers de la tour Eiffel).

Et il est question de tripler le nombre des éoliennes !

A ce train, les paysages d'une grande partie de la France seront saccagés. Bien des territoires auront un aspect semi-industriel (notamment la nuit, avec la présence de deux feux de position rouges par engin), mais sans les emplois qui vont normalement avec l'industrie, car l'éolien terrestre ne crée aucun emploi sur place, et les grandes éoliennes sont pour l'essentiel fabriquées à l'étranger. Une grave atteinte aura été portée à notre cadre de vie et aux bases de notre tourisme.

A.2 L'irrationalité économique de l'éolien

La France exporte le dixième de sa production électrique. Compte tenu de l'âpreté de la concurrence, elle-même due, pour une bonne part, au développement qu'a connu l'éolien dans des pays comme le Danemark et l'Allemagne, cette exportation s'effectue à des prix de braderie. La perte atteint couramment la moitié de la somme perçue par le producteur éolien. Ce sont les consommateurs français qui financent cette perte, par une taxe qui figure sur leurs factures.

En d'autres termes, la France subventionne les consommateurs des pays voisins.

La multiplication des éoliennes ne ferait qu'aggraver ce gâchis.

A.3 L'impuissance écologique de l'éolien terrestre, en France

Les représentants de la profession éolienne laissent entendre que leurs engins seraient nécessaires à la transition écologique. Rien n'est plus inexact. En période normale, les combustibles fossiles ne fournissent que 4% environ de notre production électrique. Il n'est pas possible d'abaisser encore ce pourcentage, car un minimum de centrales à gaz est nécessaire pour compenser l'intermittence de l'éolien et du solaire.

En effet, dans notre pays, **les éoliennes terrestres ne fonctionnent en moyenne qu'à 21 % de leur puissance** (dernière année connue). Lorsque le vent est faible, elles ne tournent pas. Lorsque le vent est trop fort, il faut les arrêter. Le reste du temps, elles tournent souvent au ralenti. Or les consommateurs ont besoin d'une alimentation régulière.

À ces évidences, il est parfois objecté le phénomène de « foisonnement » évoqué dans le rapport. La France serait divisée en trois zones – Manche, Atlantique, Méditerranée – dont les irrégularités de vent se compenseraient. En réalité, les régimes de vent des deux premières zones sont très proches. Et chaque année, durant les périodes de grand froid sans vent, alors que la consommation est à son maximum, la production éolienne tangente le zéro. Qui prend le relais ? La production des pays voisins ? Quand un grand froid sans vent affecte la France, il affecte aussi ses voisins, le plus souvent. Le relais est donc pris par les énergies fossiles, polluantes.

Ainsi, loin de réduire les émissions de CO₂, la prolifération des éoliennes les accroît.

A.4 Le remplacement impossible du nucléaire par l'éolien

S'agissant du remplacement espéré d'une grande partie du nucléaire par l'éolien, le raisonnement est le même. Le nucléaire fournit une production régulière, l'éolien fournit une

production fortement intermittente. En substituant l'une à l'autre, nous nous condamnerions à faire appel aux énergies fossiles polluantes pour combler les manques.

Une objection commune aux critiques consisterait à soutenir que les moyens de stockage de l'électricité vont progresser, et qu'ils permettront de lisser la production éolienne. Or **à l'heure actuelle, il n'existe aucun moyen de stockage économiquement viable**. Peut-être y en aura-t-il dans vingt ou trente ans ? Mais à cette date, toutes les éoliennes implantées actuellement seront obsolètes. Pendant toute leur durée de vie, elles auront causé les effets pervers indiqués plus haut. Le bon sens commande donc d'attendre de connaître les futures possibilités de stockage avant de se lancer à tout va dans de nouvelles implantations d'éoliennes.

A.5 Des recommandations

Les inconvénients de l'éolien terrestre ont conduit divers pays à une révision drastique de leur politique en ce domaine. En Espagne, les aides à cette forme d'éolien ont cessé depuis plusieurs années. Le Royaume-Uni a pris la même décision, et nous n'y constatons presque plus d'implantations terrestres, l'effort étant reporté sur l'éolien en mer. La Pologne a décidé de faire disparaître ses éoliennes terrestres à horizon 2040. La France ne saurait s'obstiner seule dans une voie extrêmement décevante.

La priorité devrait aller :

- aux économies d'énergie ;
- au solaire thermique (ballons d'eau chaude notamment), excellente formule, car la chaleur, contrairement à l'électricité, se conserve ;
- à un moindre degré, au photovoltaïque, qui présente beaucoup moins d'inconvénients paysagers que l'éolien terrestre, et est devenu nettement moins coûteux ;
- au développement de l'hydrogène ;
- à l'éolien en mer flottant.

Néanmoins, plusieurs mesures relatives à l'éolien terrestre paraissent nécessaires.

1) Cesser tout soutien public

Les représentants de la profession éolienne disent que leur activité est mature. Il n'y a donc plus de raison de les aider aux frais du consommateur.

Actuellement, l'État leur garantit pour vingt ans une recette de 72 euros le mégawattheure (MWh), plus 2,80 euros de « prime de gestion », plus actualisation monétaire : soit au total **74,80 euros**, près du double du prix du marché, avant actualisation monétaire. À titre de comparaison :

- l'adjudicataire du projet d'éolien en mer de Dunkerque se contente **de 50 euros le MWh** ;
- le prix auquel EDF est tenue de livrer une partie de son courant (d'origine nucléaire) aux distributeurs concurrents est de **42 euros le MWh**.

Antérieurement, la situation était encore pire. En application du décret Yves Cochet, les exploitants d'éoliennes décidées avant 2017 bénéficient d'un prix garanti de 82 euros le MWh. Une actualisation monétaire généreuse envers les exploitants a porté cette recette aux environs de 87 euros. Elle leur est garantie jusqu'à la fin de la quinzième année suivant la mise en service des engins. Nous allons donc supporter les conséquences de cette générosité tout à fait excessive jusqu'en 2035.

Bien entendu, la parole de l'Etat étant engagée, les aides aux éoliennes déjà décidées ne peuvent être remises en cause. Pour les autres, **il importe de cesser tout soutien public à l'éolien terrestre**.

2) *Généraliser les appels d'offre*

Actuellement, les projets éoliens terrestres échappent aux appels d'offres lorsqu'ils ne dépassent pas 6 engins d'une puissance unitaire de 3 MW : soit 18 MW au total. En conséquence, **la grande majorité des projets est décidée hors concurrence.**

De surcroît, cette règle française actuelle incite au mitage des paysages. Les promoteurs limitent la taille de leurs projets pour échapper à la discipline des appels d'offres, et se rattrapent en multipliant les projets.

Pour tenter de justifier cette situation aberrante, il a été avancé que les « petits » promoteurs ne seraient pas capables de répondre aux exigences d'un appel d'offres. Cet argument est sans valeur, dès lors que la plupart des « petits » promoteurs sont en réalité des filiales ou sous-filiales de sociétés importantes.

La recette garantie résultant du petit nombre d'appel d'offres pratiqués pour l'éolien terrestre atteint en moyenne **65,40 euros par MWh** (2017). La comparaison de ce chiffre avec les 74,80 euros obtenus hors appels d'offres par les exploitants montre que **la généralisation de ces appels soulagerait les consommateurs de manière appréciable.**

3) *Revenir à la programmation des éoliennes dans les documents d'urbanisme*

Il apparaît nécessaire de lutter également contre le mitage par des moyens juridiques. Pour cela, la programmation locale des éoliennes doit être intégrée aux documents d'urbanisme, afin de la baser sur de véritables études, notamment un diagnostic territorial et une évaluation environnementale. Le Plan Local d'Urbanisme Intercommunal (PLUI) est le document idoine pour une telle programmation.

4) *La nécessité d'un consensus politique local*

Les installations d'éoliennes doivent être soumises à un **consensus politique local** de la commune d'implantation des éoliennes, des communes voisines, des communes impactées par la vue des éoliennes et du département concerné.

5) *Imposer des distances minimales*

Les proches voisins des éoliennes sont pénalisés d'une manière inadmissible. Ils doivent vivre sous la domination de hautes silhouettes, supporter les effets d'ombres portées et, la nuit, les feux rouges, subir parfois le brouillage des ondes de télévision, et même des descentes de foudre.

La loi prévoit que le Préfet fixe, cas par cas, au vu de l'étude d'impact, la distance minimale à respecter entre les habitations et les éoliennes. A défaut de cette fixation, la distance minimale est de 500 mètres et la pratique montre que c'est cette distance qui est retenue, malgré la forte progression de la hauteur des engins.

Cette situation ne saurait perdurer.

Comme en Bavière et en Pologne, il devrait être retenu une distance minimale entre les habitations et les éoliennes **égale à dix fois la hauteur de celles-ci, pales comprises**, ou à défaut, comme en Ecosse et en Irlande du Nord, être mis en place une distance minimale de 1 500 mètres.

La profession objecte à ces deux solutions qu'elles lui laisseraient peu de place pour installer ses engins. Mais les souhaits de cette profession ne sauraient avoir la priorité sur la vie quotidienne des habitants et sur leur santé. En formulant son objection, la profession reconnaît implicitement que l'éolien terrestre est parvenu au maximum de sa diffusion en France, et qu'il faut arrêter d'implanter des engins.

6) *Anticiper le démantèlement de l'éolienne*

Il faudrait enfin prévoir le démantèlement automatique de l'éolienne au bout de son échéance de vie, en imposant une remise en état des sols au moment du démantèlement : les fondations en béton doivent notamment être entièrement retirées. Pour ce faire, et pour assurer également le recyclage de l'éolienne démantelée, le promoteur éolien doit être obligé de provisionner 50 000 euros par mégawattheure d'éolien installé sur un compte de la Caisse des Dépôts et Consignations, et ce pendant une période de quinze ans.

B. L'éolien en mer

B.1 L'éolien posé en mer

Par rapport à l'éolien terrestre, l'éolien posé en mer présente les caractéristiques suivantes :

- une moindre atteinte aux paysages, à condition de respecter une distance suffisante par rapport aux côtes, ce qui n'est pas toujours le cas ;
- le recours à des constructeurs installés en France ;
- et de sérieuses difficultés pour les pêcheurs, car les travaux endommagent les fonds.

Le prix de 50 euros le MWh obtenu à Dunkerque, et déjà mentionné, s'explique en grande partie par la faible profondeur de la mer du Nord. C'est aussi le cas de la mer d'Irlande, où les Britanniques multiplient les implantations. La Manche et l'Atlantique sont plus profonds. La France cherche à imiter ses voisins (Danemark, Allemagne, Grande-Bretagne) alors qu'elle se trouve dans une situation différente.

Une série d'implantations éoliennes en mer a été décidée. Ne serait-il pas plus opportun d'évoluer vers l'éolien flottant ?

B.2 L'éolien flottant

Cette solution échappe aux deux principaux inconvénients de l'éolien posé en mer. L'éolien flottant n'altère pas les paysages et ne gêne pas les pêcheurs à condition d'être judicieusement disposé, c'est-à-dire hors zones de pêches et parcs naturels.

L'éolien flottant, bien que faisant l'objet de plusieurs nouveaux projets, est encore sous-exploité en France (qui ne compte aujourd'hui qu'une seule éolienne flottante, au large du Croisic) alors qu'il est plus avantageux que l'éolien terrestre et que le Royaume-Uni, par exemple, déploie d'importants moyens pour développer cette solution.

Il y a là une véritable mine d'or pour le développement d'une transition énergétique propre en France, qu'il convient d'exploiter au maximum. **Le développement de l'éolien flottant, hors des zones de pêche et des parcs naturels, doit être privilégié.**

Si l'éolien posé en mer suscite des interrogations, l'éolien flottant est porteur d'espoir. Il est indispensable de réviser à la hausse les objectifs de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) concernant l'éolien flottant, afin d'en faire la promotion.

III. Agir sur la « fiscalité verte » en France

Enfin, rappelons que pour mener à bien ses projets de transition énergétique, le Gouvernement français a mis en place une **fiscalité écologique**, qui comprend l'ensemble des impôts, taxes

et redevances dont l'assiette est constituée par un polluant ou, plus généralement, par un produit ou un service qui détériore l'environnement.

Sur le fond, une telle mesure est tout à fait justifiée et nécessaire pour faire participer l'ensemble de la population à l'effort commun de réduction des émissions de CO₂, des pollutions, des déchets, etc.

Sur la forme, la façon dont cette « fiscalité verte » est mise en place est cependant critiquable, en ce qu'elle est **plus punitive qu'incitative**.

En effet, elle est actuellement constituée par la TICPE à près de 60%, dont le prélèvement est proportionnellement beaucoup plus élevé pour les plus modestes que pour les plus aisés. Il n'est d'ailleurs pas tenu compte de la capacité des ménages à financer leur propre transition.

Le Groupe les Républicains avait d'ailleurs saisi le Gouvernement sur cette question par le biais d'un amendement d'appel au Projet de loi de Finances pour 2020 (amendement N° **I-1747**, après article 16), qui proposait d'isoler, dans le taux normal de TVA de 20 %, un *quantum* dit « part verte » compris entre 0 et 2 points affecté à la protection de l'environnement et la transition énergétique. Cet amendement n'a pas été adopté, mais il est le reflet de la **nécessité de modifier en profondeur la façon dont il est demandé aux Français de contribuer à la transition écologique**.

VII. CONTRIBUTION DE M. EMMANUEL MAQUET

CONTRIBUTION AU RAPPORT SUR LES ÉNERGIES RENOUVELABLES

ÉOLIENNES : MIEUX ÉCOUTER LA VOIX LES TERRITOIRES

La popularité des éoliennes dans notre pays est un véritable paradoxe. D'après un sondage commandé par France Énergie Éolienne en 2018, 73 % des Français en auraient une image positive. Pourtant, aucun secteur industriel ne suscite autant de recours devant les tribunaux, ni de contestations sociales qui défraient régulièrement la chronique. La situation est telle que le gouvernement a choisi de supprimer un degré de juridiction pour accélérer la purge des recours contentieux. Il y a donc bien une défiance généralisée à l'égard de cette énergie.

UNE IMPLANTATION INÉGALEMENT RÉPARTIE

Devant l'éolien, tous les territoires ne sont pas logés à la même enseigne. Alors que certains départements n'ont pas encore installé une seule éolienne, comme la Gironde qui jouit pourtant d'un potentiel venteux considérable, d'autres voient leurs paysages ruraux occupés presque totalement par ces turbines industrielles. C'est le cas de la Somme, qui détient le record national avec, à elle seule, 11 % des éoliennes françaises (900 sur 8000) concentrées sur 1 % du territoire national. Dans ce contexte, l'émergence d'oppositions fortes est l'expression d'un sentiment légitime d'inégalité. Ces oppositions, de mieux en mieux organisées contre l'éolien sur terre, peuvent aussi s'avérer particulièrement fortes sur l'éolien en mer.

L'EXEMPLE DU PROJET D'ÉOLIENNES EN MER AU LARGE DU TRÉPORT ET DE MERS-LES-BAINS

En matière de consultations citoyennes, le projet d'éoliennes en mer au large du Tréport et de Mers-les-Bains « montre ce qu'il ne faut pas faire », selon l'expression de M. Jean-Louis Bal, président du Syndicat des énergies renouvelables, devant notre commission d'enquête. À commencer par le non-respect des conclusions des deux débats publics ayant eu lieu en 2010 et en 2014. Ils ont permis de montrer l'opposition de l'immense majorité des acteurs locaux – professionnels de la mer, élus et riverains – à ce projet. Ces débats ont été purement et simplement ignorés par l'État qui a confirmé toutes les autorisations les unes après les autres. Prenant acte de cette neutralisation totale de nos mécanismes de démocratie participative, j'ai déposé une proposition de loi visant à supprimer la commission nationale du débat public, puisqu'elle est déjà inopérante *de facto*.

Les arguments contre ce projet sont nombreux. Il y a d'abord un paradoxe à ce qu'un objectif légitime de transition écologique se réalise par la destruction de 110 kilomètres carrés d'un écosystème fragile protégé. L'implantation de 62 mâts scellés au sol par une structure en acier tubulaire et reliés par des dizaines de kilomètres de câbles enterrés ne laisse en effet aucune chance à ces fonds marins appartenant au périmètre du parc naturel marin des estuaires picards et de la mer d'Opale. Ce dernier avait d'ailleurs émis un avis technique défavorable en 2017.

Il y a ensuite un manque de considération manifeste pour le cadre de vie des habitants, qui verront s'installer à seulement 15 kilomètres de leurs fenêtres – notamment du site patrimonial remarquable de Mers-les-Bains – 62 édifices industriels aussi hauts que la tour Montparnasse, alors que l'ensemble du littoral de la Somme est classé au titre des prestigieux « Grands sites de France ». Il y a enfin un mépris des pêcheurs, dont l'existence même est menacée par ce projet qui s'insère au beau milieu d'une des zones les plus poissonneuses de la Manche, gérée par eux depuis des décennies dans le souci d'un développement durable de leurs activités.

La loi du 10 août 2018 pour un État au service d'une société de confiance a permis d'organiser le débat public en amont du choix de la zone afin que les citoyens puissent contribuer au choix de cette zone. Si cette procédure avait été suivie en 2014, une zone plus consensuelle aurait pu être retenue pour le projet au large du Tréport et de Mers-les-Bains. Cela n'a malheureusement pas été le cas : comme souvent en matière d'éoliennes, les citoyens se sont retrouvés face à un vrai déni de démocratie.

En matière d'éolien en mer, pour éviter que de telles situations ne se reproduisent, nous faisons les propositions suivantes :

- Privilégier partout où cela est possible, l'éolien flottant plutôt que planté, afin de permettre une implantation plus éloignée des côtes et sans impact sur les fonds marins.
- Interdire l'implantation d'éoliennes maritimes dans le périmètre de parcs naturels marins et aires marines protégées.
- Soumettre l'implantation d'éoliennes maritimes à l'avis conforme des comités régionaux des pêches.

VIII. CONTRIBUTION DE M. VINCENT THIÉBAUT

Oui à la transition énergétique !

La lutte contre le changement climatique appelle une réponse éminemment globale. La priorité est d'abord de consommer plus utilement et efficacement l'énergie, car l'énergie la plus verte restera toujours celle que l'on ne produit pas.

La France s'est fixé différents objectifs, à travers la loi de transition énergétique pour la croissance verte de 2015 et, plus récemment, la loi énergie climat. Les objectifs fixés sont ambitieux mais nécessaires pour répondre aux enjeux de la transition énergétique : 32% d'énergie renouvelables, neutralité carbone d'ici 2050, réduction de 50% du parc nucléaire pour 2035, lutte contre les passoires énergétiques, etc.

Le rôle de cette commission d'enquête « *sur l'impact économique, industriel et environnemental des énergies renouvelables, sur la transparence des financements et sur l'acceptabilité sociale des politiques de transition énergétique* » est bien de s'interroger sur le meilleur moyen d'atteindre ses objectifs en apportant de la lisibilité et de la clarté sur nos choix et leur financement.

Le développement logique des énergies renouvelables comme réponse à nos objectifs climatiques

Ne nous trompons pas de sujet, l'enjeu de la réduction de nos émissions de CO₂ aujourd'hui se concentre dans le domaine du bâtiment et des transports.

Les énergies renouvelables possèdent de nombreux avantages, et notamment celui d'offrir une véritable indépendance énergétique : le soleil, l'eau, le vent, la chaleur de la terre, sont des ressources propres, locales et abondantes.

Si nous devons rester vigilants sur la production des ENR pour en assurer une propreté maximale, c'est seulement en nous engageant résolument dans leur production que nous pourrons participer à cette révolution industrielle déjà engagée et ainsi assurer des productions propres, nationales et Européennes.

L'enjeu actuel est celui de la transition des centrales de charbons ou nucléaires existantes qu'il nous faut prévoir très en amont plutôt qu'à remettre en cause l'avènement indispensable de la transition écologique, et que l'on atteigne les objectifs que nous nous sommes fixés.

Le coût, le véritable avantage comparatif

Les coûts des énergies renouvelables sont aujourd'hui en chute libre. Dans le monde, l'ensemble des prix des autres énergies augmente. Les derniers appels d'offre de 2018 ont fixé les prix du photovoltaïque entre 50 et 60 €/MWh, quand les prix moyens de l'éolien terrestre étaient à 65€/MWh. Ces prix sont comparables à ceux de l'électricité sur le marché de gros ! A l'inverse, le prix moyen du nouveau nucléaire constaté à Hinkley Point s'élève à 110€/MWh quand la Cour des comptes (en 2012) prévoyait pour l'EPR de Flamanville des coûts « *entre 70 et 90 euros le MWh* ». A ce jour il y a une réelle incertitude sur les coûts complets futurs du nucléaire, avec les coûts réels de l'EPR de Flamanville, ceux du « grand carénage » ainsi que ceux liés à la sécurité et la sûreté. En plus d'être prédictibles et contrôlables, les énergies renouvelables sont donc aussi compétitives. C'est pour cette raison qu'elles répondent en partie aux enjeux de demain et qu'elles ont inévitablement vocation à se développer.

Des opportunités économiques immenses dans la transition énergétique

Les rapports sont unanimes sur les potentialités économiques de la transition énergétique, notamment en termes d'emplois. La France et l'Europe, en prenant le virage de la transition, construisent les industries et les emplois d'aujourd'hui et de demain. D'autres le feront si nous ne le faisons pas. Sur l'éolien, il y a en France près de 1100 entreprises actives à toutes les étapes de la vie des projets éoliens et la Direction Générale des Entreprises du Ministère de l'Économie et des Finances estime que la part française de la valeur ajoutée de l'énergie éolienne, sur le territoire, est d'environ 65%, sur l'ensemble du cycle de vie d'un parc éolien. Nombreux sont les emplois domestiques à la clé.

Pour y arriver, notre feuille de route est claire sur la sortie des hydrocarbures, sur la mobilité électrique, complémentaire au développement des renouvelables. Notre dépendance au pétrole, au charbon et aux hydrocarbures en dépend. D'ores et déjà, des acteurs nationaux travaillent et développent les solutions de demain. C'est par exemple le cas sur certains modèles de batteries au sodium fabriquées à échelle industrielle aujourd'hui en France et qui s'inscrivent résolument dans la stratégie européenne des batteries.

Un avenir décentralisé : la réappropriation par les citoyens comme réponse à de nombreux défis

L'avenir de l'énergie sera nécessairement décentralisé. Dans tous les domaines, on observe une forte demande des citoyens de se réapproprier leur consommation. L'énergie ne fait pas exception. Pour y répondre, il nous faut aller plus loin dans la décentralisation de l'énergie pour que les citoyens puissent se réapproprier la production et la consommation et ainsi libérer les potentiels énormes d'énergies renouvelables dont nos territoires regorgent : de la géothermie à la méthanisation, en passant par le soleil les forts couloirs d'airs de nos côtes... Les acteurs de cette transition ne pourront plus non plus être monopolistiques et centralisés. La nécessaire diversification des acteurs et des filières est essentielle pour stimuler l'innovation du secteur.

De ces constats naissent des recommandations :

- L'Etat devrait pouvoir s'assurer de la **bonne répartition des moyens de production de la transition énergétique** en associant les collectivités territoriales à travers des contractualisations et en fixant des objectifs de péréquation pour assurer la bonne prise en compte des ressources territoriales et de justes répartitions sur nos territoires.
- Concernant le secteur du bâtiment, **une meilleure visibilité des aides pour les particuliers, un renforcement des moyens et des contrôles sur site accrus** sont des gages de réussite pour la transition de ce secteur. L'objectif doit être de s'insérer dans une logique d'obligation de résultats plus qu'un constat du bon engagement des moyens.
- Les moyens affectés par l'Etat à la transition énergétique devraient pouvoir coller davantage à la **vision stratégique claire et de long terme** de la transition énergétique. Il est nécessaire de s'assurer de la **disponibilité et de la mise en place des moyens nécessaires pour parvenir à l'atteinte** des objectifs fixés en assurant une planification et un suivi continu des moyens liés aux stratégies établies.
- Investir dans les filières industrielles de la transition énergétique est aujourd'hui urgent afin de faire **émerger des acteurs français et européens de premier plan dans la transition énergétique**. Nous avons les objectifs, il nous faut aujourd'hui les moyens et les outils.

IX. CONTRIBUTION DE M. NICOLAS TURQUOIS

Contributions au rapport de la commission d'enquête

Nicolas Turquois - député de la Vienne

Cette commission d'enquête a permis l'audition de très nombreuses personnalités de grande qualité et a abouti à un rapport conséquent et très détaillé.

Si la nécessité d'une transition vers une production énergétique décarbonée y apparaît encore plus comme une urgence, les interrogations sur la structuration du bouquet énergétique, vers lequel nous devons tendre, restent importantes.

Pour le nucléaire, la capacité à renouveler le parc d'un côté et le coût du démantèlement de l'autre, posent énormément de question. Pour les EnR, et en particulier l'éolien et le photovoltaïque, la gestion de l'intermittence de la production se pose toujours.

De façon générale, l'absence de transparence sur les coûts et la complexité de la fiscalité relative à l'énergie contribuent de façon importante à la difficulté d'arriver à un diagnostic partagé. Un tableau récapitulatif indiquant par moyen de production des fourchettes de coût de mise en oeuvre, de fonctionnement et de démantèlement, la fiscalité relative, les gains de productivité possibles... aurait été éclairant. Des éléments qualitatifs (acceptabilité sociale, faisabilité du démantèlement...) auraient pu y être ajoutés.

Pour leur acceptabilité, les éléments de choix doivent être beaucoup plus lisibles et partagés par nos concitoyens.

Donc en l'état, je ne me prononcerai pas sur la pertinence de tel ou tel mode de production énergétique mais je souhaite ardemment la réalisation d'un travail de transparence facilitant les comparaisons.

Pour autant, je veux partager quelques éléments de réflexion :

- les EnR photovoltaïques et éoliennes se caractérisent par de l'intermittence. La batterie est souvent évoquée pour y faire face mais son coût et son impact environnemental sont loin d'être négligeables. Les STEP sont quant à eux très efficaces mais leur développement est déjà très contraint. **Le stockage dans les usages (production d'eau chaude ou de froid) semble très prometteur à la fois dans sa capacité et dans son impact environnemental.**
- l'efficacité énergétique est fondamentale. Or la multiplicité des "petits" consommateurs, c'est à dire les particuliers, est antinomique de l'efficacité. Autant de logements à isoler, de chaudières à entretenir sont contradictoires avec un usage économe de l'énergie. **Les réseaux de chaleur urbain semblent les plus adaptés pour une fourniture d'énergie très efficace tout en permettant en plus l'intégration assez simple de production à partir d'EnR.**
- la nécessité de développer les EnR est assez largement partagée mais l'installation des moyens pour le faire est assez largement... contestée ! Un dialogue local apparaît comme une nécessité pour apaiser la situation. L'échelon communal n'est pas suffisant car l'implantation d'une éolienne ou d'une unité de méthanisation impactera assurément les

communes voisines. Un échelon trop large (la région) conduit de son côté à des tensions entre territoires qui supportent un certain nombre d'équipements et d'autres qui n'en ont pas ou peu (ex de la Nouvelle-Aquitaine). **Tous les territoires devant prendre leur part face à l'urgence climatique, il me semble que l'EPCI est l'échelon le plus pertinent et qu'ainsi chaque EPCI doit avoir une obligation de production en matière d'énergie renouvelable.** Charge à chacun ensuite de définir les moyens de production et les lieux d'implantation les plus appropriés et les plus acceptables pour leur territoire.

- la production éolienne terrestre a concentré à elle seule une bonne part des travaux de la commission. Sans revenir sur la pertinence de cette production, des interrogations légitimes doivent être clairement évoquées :
 - la distance entre l'éolienne et les premières habitations ne peut pas être identique quelque soit la taille de l'équipement. Entre une éolienne de 120 m de haut en bout de pale et une de 180 ou 220 m, l'impact a minima visuel est totalement différent. **Une distance d'exclusion proportionnelle à la taille de l'engin pourrait être proposée (ex : 5 fois la taille)**
 - la somme provisionnée pour le démantèlement ne peut pas être uniforme quelque soit le projet. Intuitivement, le coût unitaire d'un démantèlement d'un champ d'éoliennes de 120 m de hauteur en plaine ne doit pas être le même que celui de 3 éoliennes de 180 m installées sur les hauteurs des Causses. **Un cautionnement adapté à la typologie de l'installation paraît nécessaire, à tout le moins un cautionnement proportionnel à la puissance installée (ex: 50000 € / MWh), quitte à lisser le dépôt du cautionnement sur les premières années de fonctionnement de l'équipement.**
 - **le démantèlement intégral du socle en béton** semble absolument indispensable pour concilier transition énergétique et préservation écologique.

LISTE DES PERSONNES AUDITIONNÉES

(par ordre chronologique)

Union française des industries pétrolières (UFIP) *

M. Francis Duseux, président

Mme Isabelle Muller, déléguée générale

M. Bruno Ageorges, directeur des relations institutionnelles et des affaires juridiques

Fédération française des combustibles, carburants et chauffage (FF3C) *

M. Frédéric Plan, directeur général

M. Eric Layly, président fédéral

EDF *

Mme Magali Viandier, directrice sourcing, économie des offres

M. Patrice Bruel, directeur Régulation

Mme Véronique Loy, directrice adjointe des affaires publiques

ENEDIS *

M. Éric Peltier, membre de la direction financière

M. Antoine Jourdain, directeur technique

M. Pierre Guelman, directeur des affaires publiques

Ministère de l'action et des comptes publics

M. Matthieu Deconinck, chef du bureau D2 à la direction de la législation fiscale

M. Michel Giraudet, adjoint au chef de bureau

M. Sylvain Durand, chef du bureau du développement durable à la direction du budget

M. Olivier Dufreix, adjoint au chef de bureau

Ministère de la transition écologique et solidaire – Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC)

M. Laurent Michel, directeur général

Commission de régulation de l'énergie (CRE)

M. Jean-François Carencu, président

M. Dominique Jamme, directeur adjoint

M. Julien Janes, directeur adjoint à la direction du développement des marchés et de la transition énergétique

Mme Olivia Fritzinger, chargée des relations institutionnelles

Autorité de la concurrence

M. Umberto Berkani, rapporteur général adjoint

Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (ANODE) *

Mme Naima Idir, présidente de l'ANODE, directrice des affaires réglementaires et institutionnelles d'ENI Gas & Power France

M. Emmanuel Soulias, président d'Enercoop

M. Vincent Maillard, directeur général de Plüm Energie

M. Fabien Choné, directeur général délégué de Direct Energie

M. Julien Ballada, chef de projet affaires réglementaires et institutionnelles d'ENI Gas & Power France

Mme Eugénie Bardin, responsable des affaires publiques d'Enercoop

Mme Frédérique Barthelemy, directrice de la communication et des relations institutionnelles de Direct Energie / Total Spring

Table ronde réunissant des économistes de l'énergie

– Mme Anna Creti, professeure à l'Université Paris-Dauphine

– M. Cédric Philibert, analyste expert des énergies renouvelables (Agence internationale de l'énergie – AIE)

– M. Nicolas Berghmans, chercheur à l'Institut du développement durable et des relations internationales (IDDRI)

Réseau transport électricité (RTE) *

M. François Brottes, président du directoire

M. Philippe Pillevesse, directeur des relations institutionnelles

M. Arthur Henriot, chargé de mission au cabinet de M. Brottes

Mme Lola Beauvillain-de-Montreuil, attachée de presse

GRDF *

M. Édouard Sauvage, directeur général de GRDF

M. Bertrand de Singly, délégué stratégie

Mme Muriel Oheix, chargée des relations institutionnelles

GRTgaz

M. Thierry Trouvé, directeur général

Mme Agnès Boulard, responsable relations Institutionnelles

M. Philippe Madiec, directeur stratégie et régulation

M. Anthony Mazzenga, directeur Gaz renouvelables

Cour des comptes

Mme Catherine de Kersauson, présidente de la deuxième chambre

M. Eric Allain, président de section

Mme Isabelle Vincent, rapporteure

ENGIE *

M. Pierre Mongin, directeur général adjoint et secrétaire général

Mme Valérie Alain, directeur institutions France et territoires auprès du directeur général

M. Jean-Baptiste Séjourné, directeur régulation

Mme Gwenaëlle Huet, directeur général de la Business Unit France Renouvelables

M. Damien de Gaulejac, attaché de presse

LSF Energie

M. Jonathan Lumbroso, directeur

Mme Salomé Chelli, directrice du Cabinet RPP

Mme Claire Richaud, consultante du Cabinet RPP

Mme Juliette Boillet, policy researcher chez RPP

ENR’CERT *

M. Gaëtan Thoraval, directeur général

M. Bastien Resse, Responsable des affaires publiques

Fédération des Services Énergies Environnement (FEDENE) *

M. Pascal Roger, président fédéral

M. Dominique Kieffer, membre du comité exécutif de la FEDENE, directeur des affaires publiques de Dalkia

M. Frédéric Gharbi-Mazieux, responsable des affaires institutionnelles, juridiques et territoriales de la FEDENE

M. Nicolas Trouvé, associé cofondateur de CiLab

GEO PLC

M. Hugues Sartre, porte-parole

Mme Marina Offel de Villaucourt, responsable affaires publiques

Union des métiers du génie climatique, de la couverture et de la plomberie (UMGCCP)

M. Jean-Luc Wiedemann, président

M. Pascal Housset, premier vice-président

Personnalité qualifiée :

– Professeur Jacques Percebois, économiste

Total *

M. Philippe Sauquet, directeur général Strategy-Innovation, directeur général de la branche Gas, Renewables and Power (GRP) et membre du Comité exécutif

M. Damien Steffan, directeur délégué relations institutionnelles

Mme Evgeniya Mazalova, attachée de presse

Groupe VALOREM *

M. Jean-Yves Grandidier, président

Mme Marie Bové, opérateur en énergie verte

ENERPLAN *

M. Daniel Bour, président

M. Richard Loyen, délégué général

M. Antoine Huard, président du *think tank* France Territoire Solaire

M. David Gréau, responsable des relations institutionnelles

Syndicat des énergies renouvelables (SER) *

M. Jean-Louis Bal, président

M. Alexandre Roesch, délégué général

Mme Marion Lettry, déléguée générale adjointe

Mme Delphine Lequatre, responsable du service juridique

M. Alexandre de Montesquiou, consultant

Personnalités qualifiées :

– M. Patrice Cahart membre du Groupe indépendant de réflexion sur l'énergie

– M. Arnaud Casalis, expert financier membre du collectif d'experts « Énergie et vérité »

– M. Jean-Louis Butré, membres du collectif d'experts « Énergie et vérité »

France Énergie Éolienne (FEE)

M. Olivier Perot, président

M. Charles Lhermitte, vice-président

Mme Pauline Le Bertre, déléguée générale

M. Laurent Cayrel, directeur des relations institutionnelles

Personnalités qualifiées :

– Maître Anne Lapiere, avocate associée au bureau de Paris du cabinet Norton Rose Fulbright, expert du marché de l'énergie

– M. Jean-Marc Jancovici, ingénieur, consultant en énergie

EDF Renouvelables

M. Bruno Bensasson, président-directeur général

M. Bertrand Le Thiec, directeur des affaires publiques

Pôle national des économies d'énergie

M. Olivier David, chef du service climat et efficacité énergétique à la direction générale de l'énergie et du climat

M. Alexandre Dozieres, chef du bureau des économies d'énergie et de la chaleur renouvelable

Mme Nolwenn Briand, responsable du pôle national

France gaz renouvelables *

M. Olivier Dauger, co-président

M. Jean Lemaistre, secrétaire général

Mme Cécile Fredericq, déléguée générale

Schneider Electric *

M. Gilles Vermot Desroches, directeur du développement durable

Mme Aurélie Jardin, directeur des affaires publiques et partenariats

WPD Offshore *

M. Vincent Balès, directeur général

M. Brice Cousin, directeur du développement offshore

Mme Alison Aguilé, responsable communication et affaires publiques

Association Française du Gaz *

M. Patrick Corbin, président

M. Grégoire du Guerny, responsable affaires publiques

Association Coenove *

M. Bernard Aulagne, président

General Electric France

M. Jérôme Péresse, président-directeur général de General Electric Renewable Energy

M. Sebastien Duchamp, directeur des relations publiques

IFP énergies nouvelles *

M. François Kalaydjian, directeur économie et veille

M. Jean-Christophe Viguié, responsable de programme, centre de résultat Procédés

Mme Anne-Laure de Marignan, responsable presse et relations institutionnelles

Mme Amani Fares, stagiaire en relations institutionnelles

Wattway

M. Étienne Gaudin, directeur développement et mobilités en charge de Wattway

M. Emmanuel Rollin, directeur juridique de Colas

M. Serge Kehyayan, directeur du développement public

Mme Caroline Millan, chargée de mission relations publiques

Mme Maeva Malbrancke, juriste à la direction juridique de Colas

Groupe Coriance *

M. Yves Lederer, président

M. Geoffrey Missy, energy manager

Personnalités qualifiées :

– M. Ludovic Grangeon, collectif Allier Citoyen

– M. Jean-Pierre Riou, éditorialiste en matière de questions énergétiques

Direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement (DREAL) de Nouvelle Aquitaine

M. Jacques Regad, directeur régional adjoint, Transition écologique et énergétique, nouvelle économie

Audition commune sur la dimension infrarégionale des choix de transition énergétique

– M. Hervé Novelli, maire de Richelieu

– M. Jean-Luc Dupont, président de la communauté de communes Chinon, Vienne et Loire et président d'Enercentre Val-de-Loire

– Mme Julie Leduc, rédactrice de la demande de moratoire « Collectif pour une transition énergétique profitable à nos territoires »

– M. Frédéric Bouvier, porte-parole du collectif « Agir pour le Développement Durable et Économique : la préservation de nos territoires ruraux ! » Indre-et-Loire

Bureau de recherches géologiques et minières (BRGM)

Mme Michèle Rousseau, présidente-directrice générale

M. Philippe Rocher, responsable de la division géothermie

M. Patrick d'Hugues, responsable de l'unité déchets, matières premières, secondaires et recyclage

RES France

M. Jean-François Petit, directeur général

M. Sébastien Dubois, directeur général

M. Pascal Craplet, directeur des affaires publiques

Audition commune sur la méthanisation

– Collectif scientifique national méthanisation raisonnée (CSNM)

M. Daniel Chateigner, professeur des universités

Mme Liliane Reveillac, médecin hospitalier

– Collectif national vigilance méthanisation (CNVM)

M. Freddy Garcia, représentant région Nord du Collectif national vigilance méthanisation (CNVM), président de l'association Gouy Quiétude

Mme Anne Danjou

M. Sébastien Almagro, représentant Région EST du Collectif national vigilance méthanisation (CNVM), membre du Collectif scientifique national méthanisation raisonnée (CSNM), président de l'association citoyenne de défense de la nature et des personnes contre les pollutions et les nuisances (ACDPN)

Audition commune sur l'éolien en mer

– MM. Olivier Becquet, Julien Trehorel, Sylvain Gallais, artisans pêcheurs

– M. Philippe Gendreau, entrepreneur en conserverie

– Maître Morvan Le Berre, avocat

Audition commune sur l'éolien terrestre

– Morvent en colère

M. Jean Marie Virely, enseignant chercheur à l'ENS Cachan

M. François Falconnet, secrétaire de « Morvent en colère »

M. Adrien Normier, pilote de ligne

– Vent de Colère ! Fédération Nationale

M. Daniel Steinbach, président

– Vent mauvais

M. Patrice Lucchini, président

– Collectif Toutes Nos Énergies - Occitanie Environnement

M. Jacques Biau, M. Bruno Ladsous, membres du co-secrétariat

– **Association pour La Défense Des Marais de l’Estuaire (DDME)**

M. Jean Loup Reverier, membre du bureau

Personnalité qualifiée :

M. Pascal Poncet, responsable du service construction à la métropole de Lyon, maire de Saint-Just-en-Chevalet (Loire)

Audition commune sur l’éolien terrestre

– **Réseau des Grands sites de France**

M. Vincent Guichard, directeur du Grand Site de France Bibracte Mont-Beuvray

Mme Lydiane Estève, chargée de mission réseau des Grands Sites de France

– **Sites et Monuments**

M. Julien Lacaze, vice-président de l’association

Maître Francis Monamy, avocat à la Cour et conseil de l’association pour les dossiers éoliens

– **Association des hébergeurs touristiques de l’Indre et des départements environnants**

M. Luc Fontaine

Personnalités qualifiées :

– M. François-Marie Bréon, chercheur au Laboratoire des Sciences du climat et de l’environnement de l’Institut Pierre-Simon Laplace

– M. Patrice Geoffron, professeur d’économie à l’Université Paris-Dauphine

I4CE, Institue for climate economics

M. Benoît Leguet, directeur général

M. Damien Demailly, directeur de la stratégie et de la communication

M. Hadrien Hainaut, chef de projet Finances, investissement et climat

M. Sébastien Postic, chef de projet Industrie, énergie et climat

Audition commune sur les scénarios de transition énergétique

– **Association négaWatt ***

M. Yves Marignac, porte-parole

– **Association Sauvons le climat**

M. Jean-Pierre Perves

Caisse des dépôts et consignations *

M. Antoine Troesch, directeur des investissements, Banque des territoires

M. Emmanuel Legrand, directeur des investissements « transition énergétique et écologique »

M. Philippe Blanchot, directeur des relations institutionnelles

Touche pas à nos îles

M. Fabien Bouglé, lanceur d’alerte, porte-parole

Tracfin

M. Albert Allo, directeur adjoint

H2Air

M. Roy Mahfouz, président de H2air

Mme Émilie Therouin, responsable communication relations publiques

Ilek

M. Julien Chardon, président

Office franco-allemand pour la transition énergétique (OFATE)

M. Antoine Chapon, directeur adjoint

Centre d’Études des Techniques, des connaissances et des Pratiques (CETCOPRA)

Mme Laurence Raineau, maître de conférences en sociologie, Université de Paris 1 Panthéon-Sorbonne, chercheur au CETCOPRA

Mme Laure Dobigny, docteure en sociologie, Université Paris 1 Panthéon-Sorbonne, collaboratrice de recherche au CETCOPRA

Carbonex *

M. Pierre Soler-My, président

Mme Anne-Mette Soler-My, responsable des relations publiques

Sabella

M. Jean-Christophe Allo, responsable du département commercial

Personnalités qualifiées

M. André Merlin, fondateur et ancien président de Réseau de transport d'électricité (RTE)

M. Henri Granger, ancien directeur régional Rhône-Alpes-Auvergne de RTE

Audition commune sur les aspects sanitaires de l'éolien terrestre

– Agence Nationale de Sécurité Sanitaire (ANSES)

Mme Aurélie Niaudet, adjointe au chef d'unité d'évaluation des risques liés aux agents physiques

Mme Sarah Aubertie, chargée des relations institutionnelles

– **M. Didier Potiron et Mme Murielle Potiron**, exploitants agricoles

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

Mme Florence Lambert, directrice du CEA/Liten

M. Jean-Pierre Vigouroux, chef du service des affaires publiques

Boralex *

M. Nicolas Wolff, vice-président et directeur-général, Europe

M. Eric Bonnaffoux, directeur général délégué développement

M. Lucas Robin-Chevallier, responsable des affaires publiques, Europe

Solisart

M. Olivier Godin, président, vice-président d'Enerplan en charge de la chaleur solaire

M. David Gréau, Enerplan, responsable des relations institutionnelles

Plan Bâtiment Durable

Mme Anne-Lise Deloron Rocard, directrice-adjointe

Mme Marie Gracia, chargée de mission

Audition commune sur l'implication des collectivités territoriales dans le déploiement des énergies renouvelables

– M. Jean-Jacques Hilmoine, conseiller municipal et maire honoraire de Fruges

– Mme Chantal Perdrillat – Rémond, conseillère municipale de Fruges

– Mme Stéphanie Daboval, adjointe au maire de Fruges

– Mme Béatrice Santais, Maire de Montmélian

– Mme Pascale Troncy, Directrice Générale des Services de Montmélian

– M. Jean-Marie Blondelle, maire de Guyencourt-Saulcourt, premier vice-président de la communauté de communes de la Haute-Somme

Personnalités qualifiées :

– M. Sébastien Schwenen, professeur assistant au Centre sur les marchés de l'énergie de l'Université de Munich

– Mme Chloé Le Coq, professeur associé à la Stockholm School of Economics

– M. Jorge Vasconcelos, docteur en ingénierie électrique, président de NEWES (New Energy Solutions), membre du conseil d'administration de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER)

– Mme Carole Mathieu, responsable des politiques européennes de l'énergie et du climat à l'Institut français des relations internationales (IFRI)

– M. Jan Horst Keppler, économiste à l'Agence de l'énergie nucléaire de l'Organisation de coopération et de développement économique (OCDE)

** Ces représentants d'intérêts ont procédé à leur inscription sur le répertoire des représentants d'intérêts de la Haute Autorité pour la transparence de la vie publique (HATVP), qui vise à fournir une information aux citoyens sur les relations entre les représentants d'intérêts et les responsables publics lorsque sont prises des décisions publiques.*

ANNEXES

I. ANNEXE I : CHARTE MORALE D'ENGAGEMENT DANS LE CADRE D'UN PROJET DE DÉVELOPPEMENT DE PARCS ÉOLIENS À FURNES

*Charte morale d'engagement dans le cadre d'un
projet de développement de parcs éoliens*

ENTRE LES SOUSSIGNES :

La Communauté de Communes du Canton de Fruges représentée par son président en exercice M. HILMOINE et dûment habilitée, aux termes de la délibération en date 3 juillet 2012, à procéder à la signature des présentes, domiciliée en cette qualité au siège de la communauté fixé : 15 Rue du Marais - BP 72 - 62310 Fruges

D'UNE PART,

ET :

La société OSTWIND International SAS, entreprise de développement de parcs éoliens

Représentée par son Président Directeur Général, M. Fabien KAYSER, , ayant son siège à l'Espace Européen de l'Entreprise « Les Terrasses de l'Europe », 1 rue de Berne, 67300 Schiltigheim, tél : 03.90.22.73.40, fax : 03.90.20.09.48, Email : info@wanadoo.fr

Ci-après dénommée Ostwind

D'AUTRE PART

IL A ETE TOUT D'ABORD EXPOSE CE QUI SUIT :

Le législateur français, dans un souci de préservation de l'environnement, a souhaité favoriser le développement d'énergies dites « propres » et renouvelables, dont notamment l'énergie éolienne.

A cette fin a été édictée la loi du 13 juillet 2005 dite POPE ainsi que les lois Grenelle 1 et Grenelle 2, aux termes de laquelle le législateur a exposé que les énergies renouvelables doivent participer à la production nationale d'électricité à hauteur de 21 %.

En application de ces textes et afin de permettre le développement de ces énergies, les Régions intéressées, parmi lesquelles la Région Picardie, ont chacune élaboré un atlas éolien.

Connaissance prise de cet atlas et du souhait affiché par la Communauté de Communes du Canton de Fruges du développement éolien de son territoire, la société OSTWIND International, développeur de parcs éoliens, devait prendre attache avec ladite communauté, afin d'évoquer les modalités et conditions de mise en œuvre d'un tel parc.

Après en avoir délibéré le 3 juillet 2012, la Communauté de Communes du Canton de Fruges devait décider de s'adjoindre les connaissances et les compétences de la société OSTWIND International dans le cadre de la réalisation d'une étude de faisabilité relative à l'implantation d'un parc éolien sur son territoire.

Les parties devaient par suite décider de formaliser leur accord aux termes d'une charte morale ayant pour objet de définir plus précisément les modalités et conditions de leur partenariat.

C'est dans ce contexte et après y avoir été dûment habilitée par une décision en date du 3 juillet 2012, que la Communauté de Communes du Canton de Fruges a conclu la présente charte morale avec la société OSTWIND International :

Article 1 : Objet

La présente charte a pour objet de définir les conditions de la collaboration entre la société OSTWIND International et la Communauté de Communes du Canton de Fruges.

Elle précise les conditions et modalités selon lesquelles les deux parties conviennent de collaborer afin de mener à son terme et dans les meilleurs délais le projet d'implantation de parcs éoliens sur le territoire de la Communauté de Communes du Canton de Fruges.

La présente charte constitue uniquement un engagement moral et réciproque pris par la société OSTWIND International et la Communauté de Communes du Canton de Fruges.

Article 2 : Information des parties

Dans le cadre de l'exécution de la présente charte et dans un souci d'efficacité, les parties s'engagent à se communiquer réciproquement toutes les informations relatives au projet d'implantation de parcs éoliens sur le territoire de la Communauté de Commune du Canton de Fruges (avancement du projet, problèmes rencontrés, etc.).

Article 3 : Clause de confidentialité

Dans les limites légales, les parties, ainsi que leurs collaborateurs, s'engagent à conserver le secret sur l'intégralité des informations susvisées et à prendre les mesures adéquates afin d'en interdire la diffusion et/ou toute utilisation, sans autorisation préalable et expresse, y compris par des tiers.

Article 4 : Communication

Dans un souci de transparence, de concertation et de communication, et conformément à la réglementation applicable en pareille matière, la Communauté de Communes du Canton de Fruges et la société OSTWIND International s'engagent à organiser régulièrement des réunions de travail avec les associations, les administrations, les professionnels et les propriétaires terriens afin de faire le point sur le projet et de travailler ensemble à son avancement.

Dans le même souci de transparence et de communication, les parties organiseront de manière régulière des réunions publiques pour informer les habitants de l'évolution du projet.

Il est également expressément rappelé que l'intervention de la société OSTWIND International dans le cadre de la présente charte ne pourra faire l'objet d'une rémunération quelconque de la part de la Communauté de Communes du Canton de Fruges ou de l'un des élus la composant, de manière directe ou indirecte.

De même, la Communauté de Communes du Canton de Fruges ne percevra de la part de OSTWIND International aucune somme pour sa coopération avec OSTWIND International au titre de la présente charte.

Article 5 : Engagements de la société OSTWIND International

5.1.1 Investissement des collectivités

La société OSTWIND encourage l'investissement des collectivités territoriales qui souhaitent devenir producteur d'électricité, pour une nouvelle approche du développement durable, et afin d'amplifier les retombées économiques profitant au territoire.

La société OSTWIND, dans la mesure où la Communauté de Communes du Canton de Fruges en ferait la demande, s'engage à donner priorité à toute proposition d'investissement de la part des collectivités locales.

Les formes juridiques et fiscales, ainsi que les modalités d'investissement de la collectivité restent à définir. Cette tâche sera du ressort de la Communauté de Communes du Canton de Fruges. Néanmoins la société OSTWIND s'engage à accompagner la Communauté de Communes du Canton de Fruges (sous la forme d'un accompagnement juridique), le cas échéant et à sa demande, dans ce type de démarche

5.1.2 Mesures compensatoires et mesures d'accompagnement du projet éolien

Les mesures dites compensatoires sont celle évaluées par les experts indépendants ayant réalisés le dossier d'Etude d'Impact sur l'Environnement. Ces mesures seront listées dans un chapitre spécifique de l'Etude d'Impact sur l'Environnement.

Les mesures dites d'accompagnement directement liées au projet éolien concernent principalement les communes d'accueil et adjacentes. A titre d'exemple, elles peuvent consister en des actions de signalétique, d'amélioration de circuit pédestre ou de cyclotourisme,... Ces mesures seront également listées dans un chapitre spécifique de l'Etude d'Impact sur l'Environnement.

D'autre part, et conformément à sa vision de l'éolien « catalyseur du développement local », la société OSTWIND participera financièrement aux projets d'intérêt général de la Communauté de Communes du Canton de Fruges. Ces projets devront s'inscrire dans une logique de développement durable. La participation financière représentera 1% de l'investissement réalisé par la société OSTWIND pour le projet éolien. Les modalités de versement de cette participation seront établies ultérieurement par une convention spécifique.

Cette participation s'entend dans l'hypothèse où la Communauté de Communes du Canton de Fruges renoncerait à investir dans le parc éolien comme indiqué au paragraphe 5.1.1.

5.2 Prise en charge des dépenses

La société OSTWIND International s'engage à prendre à sa charge toute dépense directement liée à la mise en œuvre du projet d'implantation de parcs éoliens sur le territoire de la Communauté de Communes du Canton de Fruges et lui incombant, de sorte que la Communauté de Communes du Canton de Fruges n'ait aucun frais à supporter en relation avec la conduite de ce projet ne lui incombant pas.

Cet engagement ne concerne que les dépenses acceptées au préalable et par écrit par la société OSTWIND International.

Dans le cadre de la réalisation des études et autres prestations à faire réaliser dans le cadre de la mise en œuvre du projet, OSTWIND International s'engage, à chaque fois que cela sera possible, à solliciter des entreprises et bureaux d'études locaux ou régionaux.

5.3 Prise en compte des exigences locales

La société OSTWIND s'engage à prendre en compte dans l'aménagement des futurs parcs éoliens, les exigences locales d'aménagements liées aux contraintes techniques, environnementales et sociales du territoire intercommunal. Ces exigences pouvant être, en partie, issues d'une demande directe, du conseil communautaire, après délibération de ce dernier.

5.4 Prestations locales de services

La société OSTWIND International s'engage à utiliser les services des communes sur lesquelles seront implantées les éoliennes tels qu'assurer l'accès au site, déneigement, ..., sous la forme d'une convention d'offre de concours pour l'entretien des chemins et des aires de manœuvre.

A compter de l'entrée en exploitation des éoliennes, la société OSTWIND International versera aux communes, sur lesquelles seront implantées les éoliennes, un montant annuel estimé à 762 Euros par Mégawatt installé pour l'exécution de cette prestation.

5.5 Chantier Environnemental

La société OSTWIND s'engage à réaliser un chantier dans le respect de l'environnement. Cela correspond à une conception durable : limitation des pistes et aires de montage au minimum, réutilisation des chemins et accès existants, optimisation des mouvements de terre, et réutilisation des matériaux issus du site dès que possible.

De plus, la société OSTWIND s'engage dans une gestion optimale du chantier : respect des règles de bonne conduite environnementale (prévention des risques de pollution accidentelle, respect des emprises pour l'évolution des engins, bruit, émissions de poussières, gestion des déchets) dans une optique de réduction des nuisances.

5.6 Démantèlement

Les garanties de démantèlement sont inscrites dans le code de l'environnement ET dans la promesse de bail signée par le propriétaire foncier.

Article L 553-3 du Code de l'Environnement modifié par la loi 2010-788 du 12 juillet 2010 (Grenelle 2)

« L'exploitant d'une installation produisant de l'électricité à partir de l'énergie mécanique du vent ou, en cas de défaillance, la société mère est responsable de son démantèlement et de la remise en état du site, dès qu'il est mis fin à l'exploitation, quelque soit le motif de la cessation d'activité. Dès le début de la production, puis au titre des exercices comptables suivants, l'exploitant ou la société propriétaire constitue les garanties financières nécessaires.

Pour les installations produisant de l'électricité à partir de l'énergie mécanique du vent, classées au titre de l'article L 511-2, les manquements aux obligations de garanties financières donnent lieu à l'application de la procédure de consignation prévue à l'article L 514-1, indépendamment des poursuites pénales qui peuvent être exercées.

Un décret en conseil d'état détermine, avant le 31 décembre 2010, les prescriptions générales régissant les opérations de démantèlement et de remise en état d'un site ainsi que les conditions de constitution et de mobilisation des garanties financières mentionnées au premier alinéa du présent article. Il détermine également les conditions de constatation par le préfet du département de la carence d'un exploitant ou d'une société propriétaire pour conduire ces opérations et les formes dans lesquelles s'exerce dans cette situation l'appel aux garanties financières. »

Promesse de bail

« 10.7.1 La remise en état des accès après travaux, ainsi que la remise en état des lieux et l'évacuation des œuvres hors sol de l'installation à l'expiration du bail, sont à la charge du Preneur. A l'expiration du bail, les ancrages profonds sont décapés à au moins 1,20 m du sol naturel avant travaux, de façon à restituer l'environnement original du terrain sur les plans agricole et paysager.

10.7.2 Le Preneur s'engage à constituer des garanties financières dès la mise en service de l'éolienne puis au titre des exercices comptables suivants. Leur montant est établi conformément aux dispositions légales et compte tenu du coût de la remise en état du site après exploitation. »

Article 6 : Engagements de la Communauté de Communes du Canton de Fruges

La Communauté de Communes du Canton de Fruges réaffirme sa confiance envers OSTWIND International et qu'elle voit en OSTWIND International un partenaire.

Il est par ailleurs précisé que l'intervention de la société OSTWIND International se faisant à titre purement gratuit, celle-ci échappe à l'application des règles du code des marchés publics.

Ceci exclut notamment toute mise en concurrence des entreprises amenées à travailler sur le projet, dès que l'intervention des dites entreprises n'engendre aucun frais direct ou indirect pour la Communauté de Communes du Canton de Fruges, ou pour l'un de ses éléments constitutifs.

Dans le cadre de ce projet, la Communauté de Communes du Canton de Fruges s'engage à coopérer efficacement avec la société OSTWIND International dans l'élaboration du projet d'implantation de parcs éoliens afin que ce dernier se réalise dans les meilleurs délais.

Notamment, la Communauté de Communes du Canton de Fruges participera à une bonne communication sur le projet, permettant la concertation indispensable à tout projet éolien.

Article 7 : Durée

La présente charte est conclue pour une durée de huit (8) ans à partir de sa date de signature. Si OSTWIND International renonce au projet la présente charte deviendra automatiquement caduque.

Article 8 : Responsabilité

La présente charte constitue un uniquement engagement moral des parties. En aucun cas OSTWIND International ne pourra voir sa responsabilité engagée pour les études ou les prestations produites ou dans l'hypothèse où le projet ne devait pas aboutir, pour quelque cause que ce soit.

Article 9 : Mise en œuvre de la convention

La présente charte morale pourra être mise en œuvre par une ou plusieurs conventions conclues entre les parties.

Fait à Fruges, le 27/09/2012.

En 2 exemplaires originaux

Pour la Communauté de Communes



OSTWIND International

OSTWIND INTERNATIONAL

Z.A.L. de la Retire Dimerle

F - 52310 FRUGES

Tel. : 03 21 41 19 40 - Fax : 03 21 41 05 23

Siret 426 604 218 00005 - Code APE 743 B

II. ANNEXE II : CHARTE ÉTHIQUE DE FRANCE ÉNERGIE ÉOLIENNE



France Energie Eolienne

Association Loi 1901

CHARTRE ETHIQUE

version du 15 mai 2017

Préambule

Les professionnels de l'éolien rassemblés au sein de France Energie Eolienne s'engagent sur la présente Charte, afin de promouvoir et de défendre l'esprit d'excellence qui les anime, qu'il s'agisse du développement des projets, de leur construction, de leur exploitation ou de leur démantèlement, sur terre comme en mer.

A l'heure où cette filière est en voie d'occuper 10% du futur mix électrique français, il semble important d'exprimer le souci d'exemplarité des professionnels, conscients de leurs responsabilités environnementales et sociétales.

Notre but est d'accompagner, voire de devancer le degré d'exigence croissant de nos concitoyens vis-à-vis des projets de territoires et des questions liées à la transition énergétique qui concernent leur environnement et déchaînent parfois les passions.

Afin de porter haut les qualités inhérentes à cette énergie renouvelable et propre, France Energie Eolienne a décidé de s'engager sur la présente Charte et de se doter d'un Comité d'éthique. Celui-ci aura pour mission de traiter tout comportement de nature contraire aux engagements de cette Charte.

La qualité d'adhérent à France Energie Eolienne implique donc le partage de ces valeurs au sein de notre profession et le respect de la lettre et de l'esprit de la présente Charte vis-à-vis de l'ensemble de nos partenaires prenant part à l'essor de l'éolien dans notre pays. Cette Charte engage donc tous les adhérents, quel que soit leur niveau d'intervention et de responsabilité.

France Energie Eolienne

Nos engagements

Par notre adhésion à France Energie Eolienne, nous nous engageons à respecter et à faire connaître la Charte éthique suivante qui contribue à préserver l'image d'excellence dont se prévaut notre association, sur terre comme en mer :

I. Engagement de présentation et de coordination

A – Nous nous engageons avant toute autre démarche à nous faire connaître auprès des maires et des collectivités ou autorités compétentes, à recueillir leurs avis et à les tenir informés de nos projets.

B – Lorsque plusieurs opérateurs ont des projets qui concernent un même territoire où il n'existe aucun parc éolien et pour lequel aucune demande d'autorisation n'a été déposée, ces opérateurs font en sorte d'éviter tout comportement qui porterait atteinte à l'image de la profession. Ils s'abstiennent de mettre en cause auprès des tiers le projet et les démarches d'un autre opérateur et de tenter de faire retirer ou dénoncer les décisions ou accords déjà obtenus par celui-ci. Ils s'efforcent, lorsque la situation le permet, de présenter des projets compatibles, d'un point de vue technique, économique et environnemental. Ils mettent en place à cet effet entre eux la concertation nécessaire et s'engagent à examiner loyalement les demandes et les propositions qui leur seront faites.

C – Lorsqu'un opérateur envisage d'étudier ou de développer un projet sur un territoire où existe déjà un parc éolien, il veille pareillement à éviter tout comportement qui porterait atteinte à l'image de la profession. Par suite, il informe l'opérateur du parc existant ou en cours d'instruction et, en concertation avec lui, il s'efforce de mettre au point un projet compatible avec la situation existante ou à venir. Les opérateurs concernés mettent en place à cet effet entre eux la concertation nécessaire et s'engagent à examiner loyalement les demandes et les propositions qui leur seront faites en vue d'assurer ou d'améliorer cette compatibilité.

II. Engagement de concertation, de dialogue et de sécurité juridique

Nous nous engageons à concevoir, construire et exploiter nos parcs éoliens en concertation avec l'ensemble des acteurs locaux concernés par nos projets : élus, administrations, associations, propriétaires et exploitants agricoles, riverains, autres usagers de la zone etc.

Nous nous efforçons à parfaire la sécurité juridique de nos projets. Nous nous engageons notamment à toujours informer nos partenaires (élus, propriétaires, exploitants, usagers ou sous-traitants...) de leurs droits et obligations afin qu'ils ne prennent aucun risque dans le cadre de nos projets.

III. Engagement d'information et de communication

Nous nous engageons à organiser, dès le début et tout au long du projet, une communication régulière auprès des élus locaux, des associations et des riverains concernés par nos projets éoliens.

Une consultation du public - sous la forme de réunion publique, d'exposition, d'animation de comité de suivi par exemple - sera systématiquement organisée préalablement au dépôt de la demande des autorisations administratives relatives au projet éolien.

IV. Engagement de participation et de transparence

Nous nous engageons à encourager et accompagner les temps de concertation légaux - réunions et enquêtes publiques - en mettant à disposition les données utiles et en participant activement par notre présence à ces différents rendez-vous.

V. Engagement de qualité paysagère

Lors de la conception du projet, nous conduisons avec des paysagistes et des architectes des études et simulations visuelles permettant d'évaluer l'insertion des éoliennes dans le paysage. Nous mettons en œuvre

France Energie Eolienne

notre savoir-faire afin de développer des projets intégrant les dimensions paysagères et architecturales du patrimoine, en prenant notamment en compte les sites emblématiques. Nous nous engageons à partager ces informations avec les collectivités publiques et les autorités.

Nous nous engageons à enfouir la totalité des lignes électriques nécessaires au raccordement des éoliennes, avec l'accord du gestionnaire du réseau de distribution ou à prendre toutes mesures de nature à limiter les impacts pour les usagers si l'enfouissement devait se révéler techniquement impossible, en offshore par exemple.

VI. Engagement de sincérité, d'indépendance et de respect des études environnementales

Lors de la conception de tout nouveau projet, nous réalisons en partenariat avec des experts indépendants une étude d'impact très détaillée portant sur le patrimoine naturel. Nous mettons ces résultats à disposition des parties prenantes du projet de parc éolien dans le cadre de l'enquête publique. Nous nous engageons à intégrer les résultats de ces études dans la conception de nos projets et le choix d'implantation des éoliennes.

Nous nous engageons à planifier la phase de construction du parc en concertation avec les naturalistes ou biologistes marins et les administrations compétentes afin de prendre en compte les enjeux des périodes de reproduction ou de nidification des espèces, quand cela est prévu par l'étude d'impact.

Nous nous engageons à mettre en œuvre les mesures nécessaires pour tenir compte de la biodiversité et à communiquer aux administrations concernées les conclusions de nos suivis environnementaux.

Nous nous engageons à encourager et à accompagner les initiatives de protection de la biodiversité – sentier botanique, réhabilitation de mares, plantations, récifs... – sur la zone où le projet est développé.

VII. Engagement de préservation de la qualité de vie des riverains

Lors de la conception de tout nouveau projet, nous nous engageons à anticiper les impacts éventuels des éoliennes pour les riverains. Nous établissons notamment des simulations préalables au choix d'implantation du parc, afin de prévenir d'éventuelles émissions sonores des éoliennes par un choix de matériel et une implantation adéquats.

Nous nous engageons à respecter les mesures visant à éviter, réduire, compenser et accompagner les impacts liés à nos projets éoliens, tels que déterminés par les études d'impact et conformément aux prescriptions de l'arrêté préfectoral.

En cas de perturbations hertziennes, des mesures appropriées seront prises dans les meilleurs délais afin de supprimer tout impact. Notamment, dès la construction du parc, nous conviendrons avec le maire d'un processus de traitement des éventuelles gênes télévisuelles. Toute requête devra être traitée, sauf cas exceptionnel, dans un délai n'excédant pas un mois.

VIII. Engagement de qualité et de sécurité sur les chantiers

Nous nous engageons à ce que les chantiers de construction soient des « chantiers propres », par exemple en assurant une gestion des déchets induits, en respectant les accès mis en place en concertation avec les propriétaires, les exploitants agricoles ou les autres usagers et en mettant à disposition le contact du responsable du chantier.

Nous nous engageons dans une démarche visant à ce que nos chantiers soient sûrs, en organisant la gestion des accès et des mesures de protection collective, en assurant un balisage lumineux adapté, en informant en amont tous les partenaires et usagers par une réunion préalable au démarrage du chantier.

Nous nous engageons à prévenir les services de secours avant le démarrage des travaux pour définir les accès, les moyens de secours, les points de rassemblement.

France Energie Eolienne

IX. Engagement de suivi et de qualité dans l'exploitation

Nous nous engageons à superviser l'exploitation des éoliennes pendant toute la durée de vie du parc pour en assurer le bon fonctionnement. Nous veillons à la sécurité de nos installations et de nos équipes, et adoptons une démarche de prévention, tout au long de la durée d'exploitation des parcs éoliens.

Nous nous engageons à rester à l'écoute et à poursuivre le dialogue, par exemple par l'organisation de réunions, pendant toute la durée de l'exploitation des fermes éoliennes. Nous nous engageons à prendre en considération les éventuelles requêtes des riverains dans un délai maximum d'un mois.

Nous nous engageons à tenir à disposition des gestionnaires de réseau les données de production électrique de nos parcs, dans le respect de la confidentialité de ces données.

Nous nous engageons à déclarer tout incident qui pourrait survenir durant la construction et l'exploitation du parc éolien, ainsi qu'à promouvoir les exercices préventifs d'évacuation avec les services de secours.

X. Engagement de retour à l'état initial

Nous anticipons le futur démantèlement du parc éolien dès la réalisation du projet, en mettant en place les garanties financières visant à financer les opérations de démantèlement des installations et la réhabilitation du site à la fin de l'exploitation du parc, conformément à la loi.

Nous nous engageons à recycler autant que possible les matériaux récupérés, en particulier les parties métalliques.

XI. Engagement de démarche énergétique globale

Nous nous engageons à promouvoir, encourager et favoriser les actions locales et nationales de sobriété et d'efficacité énergétiques. Le développement des énergies renouvelables en général - et de la production d'électricité éolienne en particulier - doit en effet s'inscrire dans une démarche plus globale de maîtrise des consommations d'énergies.