

# 2

Marcenat (Cantal)

## LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE DANS LES TERRITOIRES : NOUVEAUX RÔLES, NOUVEAUX MODÈLES

### CO-PRÉSIDENTS :

M. Frédéric Gonand (Professeur d'économie à l'Université Paris-Dauphine)  
M. Bernard Boucault (Préfet de région honoraire)

### RAPPORTEUR :

Mme Laure Durand-Viel (Auditrice au Conseil d'État)

### GRUPE DE TRAVAIL 2

du Comité de prospective de la CRE

#éclairerlavenir  
@CRE\_Propective

[www.eclairerlavenir.fr](http://www.eclairerlavenir.fr)



Comité  
de prospective  
de la CRE

ÉCLAIRER  
L'AVENIR

Octobre 2019





# MOT DU PRÉSIDENT

Le Comité de prospective de la Commission de régulation de l'énergie s'est installé dans le paysage public et énergétique français. Après une première saison consacrée à la mobilité électrique, au stockage de l'énergie et au numérique, le voilà lancé, pour sa deuxième saison, partout sur le territoire national, là où les citoyens et les consommateurs vivent, là où ils consomment leur énergie, là où ils inventent l'avenir. Deux mois après la restitution des travaux de son premier groupe de travail consacré au gaz vert, le Comité présente ce 8 octobre la conclusion de travaux rigoureux sur les grands enjeux de la transition énergétique, notamment son influence dans les territoires, ses conséquences en matière de rôles des acteurs, de modèles d'organisation et de coopération.

Je remercie les deux Présidents du groupe, le Professeur Frédéric GONAND et le Préfet Bernard BOUCAULT, d'avoir accepté la grande responsabilité d'animer les passionnants débats des nombreuses séances de travail qui ont rassemblé tous les acteurs intéressés par l'avenir de nos nouvelles dynamiques énergétiques locales, qu'ils soient ingénieurs, juristes, militants associatifs, producteurs, distributeurs, transporteurs, fournisseurs, élus, ou simplement citoyens soucieux de la capacité française à réussir la transition énergétique et la révolution digitale sans remettre en cause notre pacte républicain.

Car c'est bien de cela qu'il s'agit : la République française n'est pas un concept abstrait, mais une réalisation concrète de chaque instant, promesse de solidarité, de cohésion et d'un mode de vie digne. La Commission de régulation de l'énergie, comme, j'en suis sûr, tous ses partenaires et interlocuteurs, seront toujours là pour réussir la transition énergétique tout en préservant nos principes d'organisation collective : partout en France, les habitants de notre pays doivent bénéficier des innovations et des excellences françaises, et les services publics doivent être assurés.

Je remercie les participants à ce groupe de travail, dynamiques et disponibles, car ils n'ont jamais oublié les principes auxquels nous sommes si attachés : assurer la fiabilité des réseaux régulés et une égalité des territoires au travers du mécanisme solidaire de la péréquation tarifaire offrant le droit à un prix de l'énergie modéré et unique partout en France. Le développement des productions énergétiques intermittentes,

certaines tentations contemporaines contraires à l'esprit de solidarité auraient pu les conduire à s'inspirer d'autres modèles qui auraient fragmenté nos territoires. De même, les légitimes intérêts pour les nouvelles possibilités d'autoconsommation peuvent aboutir au meilleur (un engagement du consommateur à la lutte pour le climat) comme au pire (construire son île en abandonnant les solidarités).

Le présent rapport est précieux en ce qu'il n'éluide aucune des transformations possibles en fonction des innovations technologiques et des impératifs de notre politique environnementale. Le groupe de travail a écouté tous les acteurs, associations ou institutions, producteurs comme gestionnaires de réseaux, intellectuels comme consommateurs, élus comme citoyens ; il a pris conscience des transformations et propose un renforcement des coopérations entre collectivités locales et gestionnaires des réseaux. En effet, la réconciliation de l'énergie et du climat est réclamée par nos opinions publiques qui savent le faire entendre. La moindre des qualités de ce rapport n'est pas de rappeler que le défi climatique sera réussi par l'association de tous, citoyens et producteurs, gestionnaires de réseaux et édiles locaux, dont l'engagement et la volonté ne manquent guère.

*« Il n'y a rien de négatif dans le changement, si c'est dans la bonne direction »* disait Winston CHURCHILL. République et transition énergétique, voilà la feuille de route éclairée par un rapport clair, pédagogique et ambitieux, dont les recommandations et les raisonnements seront vite repris, j'en suis sûr, par tous les décideurs de l'avenir.

**Jean-François CARENCO**

# MESSAGE DU COLLÈGE DE LA CRE

Le Collège de la Commission de régulation de l'énergie a, bien évidemment, pris connaissance du rapport du Comité de prospective intitulé « *La transition énergétique dans les territoires : nouveaux rôles, nouveaux modèles* ».

Il salue le travail réalisé et se félicite que soient clairement posées les questions de la contribution des réseaux (concessionnaires et concédants) à la transition énergétique.

Le Collège tient à préciser que ce texte ne saurait présumer des délibérations qu'il serait amené à prendre sur ces sujets (TURPE notamment).

En outre, le Collège rappelle que c'est au Gouvernement et au Parlement qu'il appartient de répondre aux questions légitimement et clairement posées. Le poids de l'Histoire, la réalité de notre organisation institutionnelle, et notre mix énergétique sont des données fortes qui font de la France un cas spécifique en Europe et qui doivent être prises en considération.



# AVANT-PROPOS

Le Président de la Commission de régulation de l'énergie, Monsieur Jean-François CARENCO, a créé à l'automne 2017 un Comité de prospective qui rassemble les grands acteurs du secteur afin d'éclairer le régulateur français sur les perspectives à moyen terme du secteur de l'énergie en France.

Trois groupes de travail ont été mis en place à cette occasion, chargés de rédiger des rapports publics.

Pour la saison 2, le groupe de travail n° 2 a été chargé de travailler sur la transition énergétique dans les territoires et a rassemblé une trentaine de représentants de haut niveau d'acteurs industriels, associatifs ou institutionnels. Il s'est réuni une fois par mois, sous la coprésidence de Monsieur Frédéric GONAND (Professeur d'économie, Université Paris-Dauphine) et Monsieur Bernard BOUCAULT (Préfet de région honoraire).

Le groupe de travail a bénéficié du concours efficace de son rapporteur, Madame Laure DURAND-VIEL (Auditrice au Conseil d'Etat), qu'il remercie.

La composition du groupe et la liste des interventions lors des séances sont présentées en annexe. Le groupe de travail s'est également déplacé à plusieurs reprises en région à la rencontre des acteurs locaux. La liste des personnes rencontrées lors de ces déplacements est présentée en annexe.

**C'EST DANS CE CADRE QUE LE PRÉSENT RAPPORT A ÉTÉ ÉTABLI ; QUELQUES GRANDS PRINCIPES ONT GUIDÉ CES TRAVAUX :**

- Ce rapport reflète les analyses des principaux acteurs privés ou publics du secteur de l'énergie en France. Il ne résulte pas d'une analyse réalisée d'un seul point de vue par un seul acteur. Ce rapport prend en compte la diversité des approches et des sensibilités de la trentaine de ses membres. L'une des principales missions et richesses du groupe a été de réunir et de faire échanger des responsables aux horizons et aux intérêts variés, de façon constructive.



- Ce rapport est rédigé sous la seule responsabilité des deux co-présidents, Frédéric GONAND et Bernard BOUCAULT. Lors de vues divergentes au sein du groupe, ils ont rédigé le rapport en faisant des choix qui respectent tous les points de vue, mais qui n'en retiennent pas moins des options claires, utilisables pour un décideur. Ils ont tenu compte au maximum des remarques des membres du groupe de travail sur ce rapport. Ils demeurent seuls responsables des erreurs et omissions qui pourraient figurer dans ce rapport.
- Conformément à l'esprit du Comité de prospective de la Commission de régulation de l'énergie, l'ambition de ce rapport n'est pas tant d'apporter des réponses précises à toutes les questions – complexes techniquement et délicates politiquement – que de dresser la liste des principales interrogations à aborder et des difficultés associées.
- Ce rapport est rédigé de manière à être compris par des personnes qui ne sont pas des spécialistes du secteur de l'énergie. Certaines caractéristiques économiques du secteur de l'énergie en général et de l'électricité en particulier sont rappelées, alors qu'elles sont bien connues des spécialistes. Ce rapport a l'ambition d'influencer et de nourrir le débat public le plus large, en fournissant notamment l'analyse de la quasi-totalité des principaux acteurs privés et parapublics de l'énergie en France.

# RÉSUMÉ

## LA TRANSITION ÉNERGETIQUE EST ÉTROITEMENT ASSOCIÉE À UNE DISPERSION CROISSANTE DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE QUI MET EN AVANT LE RÔLE DES TERRITOIRES :

- Le développement des énergies renouvelables (EnR) intermittentes – éolien terrestre et maritime, photovoltaïque, gaz renouvelable – **modifient les conditions d'exploitation et les équilibres financiers des réseaux d'énergie**. Les réseaux de distribution sont notamment appelés à devenir en partie des réseaux de collecte et d'acheminement des excédents de production non soutirés localement vers d'autres pôles de consommation.
- Le développement des EnR entraîne une **nouvelle répartition géographique de la production d'énergie**. Elle implique d'arbitrer entre produire là où les conditions sont les plus favorables, et privilégier des sites proches des centres de consommation pour minimiser les coûts de réseau.
- Pour faire bénéficier les territoires qui favorisent davantage la production d'énergies renouvelables de coûts plus faibles, à terme, de l'énergie, il faudrait remettre en cause le dispositif actuel de péréquation nationale et ses prix nationaux.
- Le rapport passe en revue de façon synthétique le **déploiement protéiforme de la transition énergétique au niveau local** :
  - Les régions sont, depuis la loi de 2014 dite MAPTAM, chefs de file en matière de protection du climat, d'énergie et de développement durable. Elles élaborent des Schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité du territoire (SRADDET). Leur articulation en amont avec les objectifs nationaux n'est pas évidente. L'articulation en aval avec les outils de planification des collectivités, notamment en matière d'urbanisme, est elle aussi très complexe.
  - Les communes et intercommunalités rédigent aujourd'hui leurs Plans climat air énergie territoriaux (PCAET). Le rapport présente les PCAET de Paris, Bordeaux et Nantes.
  - Le rapport présente les Territoires à énergie positive (TEPOS), les Territoires à énergie positive pour la croissance verte (TEPCV) et les Contrats de transition écologique (CTE).



**Dans ce contexte en pleine mutation, le rapport estime que des choix structurants vont devenir incontournables dans la prochaine décennie pour rendre pleinement efficace la transition énergétique et sa déclinaison territoriale.**

Au préalable, le rapport rappelle que l'autonomie énergétique au niveau local ne peut pas être comprise comme une autosuffisance et encore moins une autarcie, ni techniquement, ni économiquement. La notion d'énergie « produite localement et consommée localement » est trompeuse, car elle masque la réalité des flux d'énergie et des interdépendances économiques entre territoires.

● **La transition énergétique locale soulève des questions de péréquation tarifaire.** Est-il pertinent de faire coexister un système où les coûts de production et de distribution de l'énergie seront de plus en plus différents entre les territoires, mais les recettes et les prix mutualisés ou homogénéisés au niveau national ? Et si oui, comment l'organiser ? La question est économique, mais aussi extrêmement politique.

- Le rapport souligne l'accroissement de la fonction assurantielle du réseau national dans le contexte d'une transition énergétique territoriale. Le réseau national continuera plus que jamais de garantir de disposer à tout instant de la puissance souhaitée. Ce service assurantiel est déjà pris en compte dans les tarifs, car il correspond à un coût supporté par les gestionnaires de réseaux. C'est la question de la répartition entre la part « énergie » et les parts « puissance » et « fixe » des tarifs de réseau.
- **L'application d'un tarif de réseau unique à la maille nationale ne s'impose pas d'un strict point de vue économique ; il relève plutôt d'un choix politique.** En France, le prix de l'énergie payé par le consommateur final est déconnecté des conditions économiques locales aussi bien de production que de distribution de l'énergie (voir en particulier nos territoires d'outre-mer). En Grande-Bretagne, les tarifs de réseaux sont régulés séparément pour chacun des grands opérateurs régionaux.
- Le rapport émet globalement une **opinion défavorable quant au développement possible de marchés locaux de l'énergie** qui soulèveraient de nombreuses difficultés.
- En ce qui concerne **l'autoconsommation collective**, il est pertinent que la tarification des réseaux reflète l'économie pour le réseau qu'elle implique. Il convient toutefois de mesurer le risque associé de « mitage » du territoire par des poches tarifaires locales.
- Sur la question difficile de l'échelle **géographique pertinente en cas de choix d'une péréquation à un échelon infranational**, différents

niveaux sont possibles sans qu'aucun n'apparaisse sans inconvénient. Pour mémoire, le rapport rappelle que pour les réseaux de chaleur, qui font chacun l'objet d'une tarification distincte, il n'y a pas de péréquation.

- Le rapport souligne la **complémentarité spécifique entre métropoles et zones péri-urbaines ou rurales environnantes**, en termes de besoins et de ressources. Une expression de la solidarité entre ces territoires rend légitime des tarifs d'acheminement communs entre ces territoires.
- Reprenant une thèse ancienne, le rapport rappelle qu'il pourrait être pertinent de **distinguer les prix de l'électricité selon ses usages**, en conservant une péréquation nationale des tarifs d'utilisation des réseaux pour les usages spécifiques de l'électricité, non substituables, mais en introduisant une composante spécifique pour le chauffage ou la climatisation.
- Sur l'avenir du modèle français de gouvernance avec des collectivités possédant les réseaux et deux opérateurs nationaux concessionnaires très dominants (Enedis et GRDF) :
  - Globalement, **le rapport considère que le modèle historique français est relativement plastique** et peut s'adapter sans avoir à être radicalement remis en cause. La perspective d'une mise en concurrence des concessions d'électricité et de gaz ne semble pas d'actualité.

La généralisation de la gestion de la distribution d'énergie par des opérateurs locaux ne semble pas nécessaire. Dans leur rôle de facilitateur de la transition énergétique locale, les Entreprises locales de distribution (ELD) interviennent surtout en tant que producteur d'énergies renouvelables : en cela, toute collectivité peut créer un tel outil dans le cadre de gouvernance existant. Au-delà, une gestion municipale généralisée des services de distribution soulèverait de nombreuses contraintes et des questions nouvelles en matière de péréquation. Les communautés énergétiques, promues au niveau européen, font déjà l'objet de multiples initiatives sans remise en cause du modèle concessionnaire actuel.

- Le pouvoir de négociation des collectivités dans leurs relations avec les gestionnaires de réseaux s'est renforcé au cours des dernières années. Le regroupement des autorités concédantes a permis l'émergence en leur sein d'équipes expertes et dédiées à l'énergie.

Dans ce contexte, des évolutions majeures ont déjà été apportées aux équilibres entre concédants et concessionnaires. Un enjeu demeure, relatif à l'accès aux données, avec des demandes accrues de

transparence de la part des autorités concédantes. Pour les gestionnaires de réseaux, l'extraction massive des données et leur hébergement sont toutefois coûteux, et il faudra identifier pragmatiquement les vraies utilités et les points d'équilibre en ce domaine.

NB1 : ce rapport a fait le choix de ne pas aborder la question de la transition énergétique locale dans les Zones non interconnectées (ZNI), dont la problématique est très spécifique et distincte de la réalité métropolitaine continentale.

NB2 : ce rapport traite essentiellement des évolutions des réseaux d'électricité et de gaz, et non des réseaux de chaleur. Il est rappelé ici que la décarbonation des usages et le développement de l'utilisation de ressources renouvelables peuvent tirer un grand profit de la valorisation directe de la biomasse solide sous forme de chaleur, notamment via des réseaux de chaleur.

Frédéric Gonand

Bernard Boucault

# LISTE DES PERSONNES AYANT PARTICIPÉ AUX RÉUNIONS DU GROUPE DE TRAVAIL

David Marchal, ADEME	Alexis Gellé, FNCCR
Patricia Sidat, ADEME	Nadi Assaf, Gimélec
Alix Mornet, ADF	Rodolphe de Beaufort, Gimélec
Thierry Chapuis, AFG	Antoine de Fleurieu, Gimélec
François Berthelémy, AFIEG	Joël Vormus, Gimélec
Robin Plasseraud, AMF	Marie-Françoise L'Huby, GRDF
Clément Molizon, Avere France	Laurent Renat, GRDF
Boris Cambazard, Bordeaux Métropole	Céline Heidrecheid, GRTgaz
Christian Guillaume, Bordeaux Métropole	Bettina Hortal, GRTgaz
Franck Al Shakarchi, CEA	Morgan Baillet, Mairie de Paris
Marie-Solange Tissier, CGE	Jean Gaubert, MNE
Anne Delaroche, CRE	Marc Jedliczka, Négawatt
Vincent Harrop, CRE	Karim Lapp, Région Île-de-France
Jonathan Poisson, CRE	Olivia de Maleville, Régions de France
Emmanuel Rodriguez, CRE	Marion Lettry, SER
Pierre Le Romancer, EDF	Sean Vavasseur, SER
Jacques Merley, EDF	Franck Ferré, SPEGNN
Yves Barlier, Enedis	Aurélie Le Maître, Storengy
Christophe Gros, Enedis	Marion Manhes, Storengy
Pierre Guelman, Enedis	Marie-Claire Aoun, Teréga
Stéphane Jamet, Enedis	Mathilde Woringer, Teréga
Stéphane Pagès, Enedis	Luc de Marliave, Total
Thierry Sudret, Enedis	Cyril Voirin, Total Direct Énergie
Nicolas Wojnarowski, Enedis	Alexandre Barré, UFE
Justine Peullemeulle, Énergie partagée	Stéphane Andrieu, UNELEG
Jean-Baptiste Séjourné, Engie	Marion Fournier, UNELEG
Daniel Villefailleau, Engie	Marc Platon, UNELEG
Isabelle Hoyaux, FFIE	Didier Rebischung, UNELEG
Jean Facon, FNCCR	Raphaëlle Imbault, UNIDEN
Charles-Antoine Gautier, FNCCR	Bertrand Walle, UNIDEN

## AINSI QUE LES MEMBRES DU COMITÉ DE PROSPECTIVE :

Monsieur Jean-Laurent Lastelle, Commissaire référent

Monsieur Didier Laffaille, Secrétaire général

Monsieur Matthieu Morin, Conseiller du Président

Madame Hélène Gassin, Ancienne membre du Collège de la CRE

# LISTE DES INTERVENANTS

---

Boris Cambazard, Bordeaux Métropole, Vers un territoire à énergie positive

---

Christian Guillaume, Bordeaux Métropole, Vers un territoire à énergie positive

---

Philippe Vié, Capgemini, Les réponses innovantes des acteurs des *Smart grids* aux territoires engagés dans la transition énergétique locale

---

Marie-Solange Tissier, CGE, Le global et/ou local

---

Esther Bailleul, CLER, Les territoires à énergie positive

---

Pierre Guelman, Enedis, Le réseau de distribution permet les transitions énergétiques locales

---

Stéphane Pagès, Enedis, Le réseau de distribution permet les transitions énergétiques locales

---

Nicolas Wojnarowski, Enedis, Le réseau public de distribution d'électricité au service de la transition énergétique dans les territoires

---

Jean Lemaistre, Les transitions énergétiques locales et aménagement du territoire

---

Fabien Roques, FTI Compass Lexecon, Les enjeux de la tarification des réseaux électriques dans le cadre de la transition énergétique

---

Frédéric Fructus, GIE Osiris, La présentation de la plateforme chimique Les Roches-Roussillon

---

Frédéric Martin, Les transitions énergétiques locales et aménagement du territoire

---

Bertrand de Singly, GRDF, Les transitions énergétiques locales et aménagement du territoire

---

Morgan Baillet, Mairie de Paris, La valorisation des projets de la Ville de Paris liés à la transition énergétique

---

Aurélie Le Maître, Storengy, Des *hubs* énergétiques au service des territoires

---

Marion Manhes, Storengy, Des *hubs* énergétiques au service des territoires

---

Valérie-Anne Lencznar, Think Smartgrids, Les réponses innovantes des acteurs des *Smart grids* aux territoires engagés dans la transition énergétique locale

---

Marc Platon, UNELEG, Les ELD : des acteurs locaux au service de la transition énergétique de leur territoire

---

Didier Rebischung, UNELEG, Les ELD : des acteurs locaux au service de la transition énergétique de leur territoire

---

Pierre Blanchet, Vinci Énergies, La rénovation énergétique des bâtiments

---

# LISTE DES PERSONNES RENCONTRÉES LORS DES DÉPLACEMENTS EN RÉGION

---

Philippe Marest, Nantes Métropole, Directeur général

---

Virginie Thune, Nantes Métropole, Directrice

---

Serge Boulanger, Préfecture de la Loire-Atlantique, Secrétaire général

---

Anne-France Brunet, Députée de la 3<sup>ème</sup> circonscription de la Loire-Atlantique

---

Florence Daubrée, Collaboratrice parlementaire

---

Mohammed Saadallah, Sous-préfecture de Châteaubriant Ancenis, Sous-préfet

---

Yvon Lerat, CCEG, Président

---

Patrick Lamiable, CCEG, Vice-président

---

Jean-Yves Henry, CCEG, Vice-président

---

Paméla Manard, CCEG, Chargée de mission

---

Claude Labarre, Mairie de Fay de Bretagne, Maire

---

Jean-Louis Roger, Mairie de Sucé sur Erdre, Maire

---

David Hemion, Mairie de Casson, Maire-adjoint

---

Martine Maillard, Mairie de Vigneux de Bretagne, Maire-adjointe

---

Bertrand Hibert, Mairie de Nort sur Erdre, Conseiller municipal

---

Pierre Lecureuil, Mairie de Sucé sur Erdre, Conseiller municipal

---

Rodolphe Fresneau, Mairie de Fay de Bretagne, Directeur des Services techniques

---

Alain Leboeuf, SyDEV, Président du SyDEV

---

Yann Guerrier, SyDEV, Directeur Général

---

Jean-François Cousin, SyDEV, Directeur Général Adjoint

---

François Durand, SyDEV, Directeur Général Adjoint

---

Alexandre Collonnier, SyDEV, Directeur Adjoint

---

Yann Dandeville, SyDEV, Chef de Service

---

Claude Drappier, SyDEV, Chargé de mission

---

Olivier Loizeau, Vendée Énergie, Directeur Général

---

Célia Blauel, Mairie de Paris, Maire-adjointe

---

Morgan Baillet, Mairie de Paris, Conseiller technique

---

Guillaume Cantillon, Mairie de Paris, Conseiller

---

Xavier Pintat, FNCCR, Président

---

Stéphane Oulié, SDEEG, Directeur Général

---

Sophie Labatut, SDEEG, Directrice Générale Adjointe

---

Jacques J.-P. Martin, SIPPAREC, Président

---

Fath Aggoune, SIPPAREC, Vice-président

---

Julien Taris, SIPPAREC, Directeur Général

---

Thomas Basset, SIPPAREC, Directeur Général Adjoint

---

Jacques Bouvard, SEM SIPeNR, Président

---

# TABLE DES MATIÈRES

MOT DU PRÉSIDENT .....	3
AVANT-PROPOS .....	6
RESUMÉ .....	8
LISTE DES PARTICIPANTS .....	12
LISTE DES INTERVENANTS .....	13
TABLE DES MATIÈRES .....	15
<b>PREMIÈRE PARTIE : LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE PERMET AUX COLLECTIVITÉS TERRITORIALES D'AVOIR DE NOUVEAUX LEVIERS D' ACTIONS ET RENFORCE LEUR RÔLE DE PROPRIÉTAIRES DES RÉSEAUX .....</b>	<b>17</b>
<b>1. LA MONTÉE EN CHARGE DES ÉNERGIES RENOUVELABLES CONFÈRE AUX TERRITOIRES UN RÔLE IMPORTANT DANS LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE .....</b>	<b>18</b>
<b>1.1. LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE S' APPUIE SUR UNE DÉCENTRALISATION CROISSANTE DE LA PRODUCTION D' ÉNERGIE QUI MET EN AVANT LE RÔLE DES TERRITOIRES .....</b>	<b>18</b>
<b>1.1.1. LE DÉVELOPPEMENT DE LA PRODUCTION D' ÉNERGIES D' ORIGINE RENOUVELABLE DONNE UNE PLACE NOUVELLE À L' ÉCHELON LOCAL .....</b>	<b>18</b>
<b>1.1.1.1. UN DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES INTERMITTENTES ET DU BIOGAZ QUI DÉPEND BEAUCOUP DES ACTEURS LOCAUX .....</b>	<b>18</b>
<b>1.1.1.2. DES OPPORTUNITÉS ET DES DÉFIS EN MATIÈRE D' ÉGALITÉ ET D' INTERDÉPENDANCE ENTRE LES TERRITOIRES .....</b>	<b>21</b>
<b>1.1.2. LES TERRITOIRES DISPOSENT DE LEVIERS D' ACTION VARIÉS POUR LA MISE EN ŒUVRE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE ..</b>	<b>24</b>
<b>1.1.2.1. LES RÉGIONS .....</b>	<b>24</b>
<b>1.1.2.2. LES COMMUNES ET INTERCOMMUNALITÉS .....</b>	<b>25</b>
<b>1.1.2.3. LES DÉPARTEMENTS .....</b>	<b>26</b>
<b>1.1.2.4. UN RÔLE COMMUN DE PROXIMITÉ POUR L' IMPULSION ET POUR L' ACCOMPAGNEMENT DES INITIATIVES LOCALES .....</b>	<b>26</b>
<b>1.1.2.5. UN RÔLE D' EXPÉRIMENTATION DES INNOVATIONS LÉGISLATIVES OU RÉGLEMENTAIRES .....</b>	<b>27</b>
<b>1.2. L' ÉVOLUTION DU RÔLE DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION DANS LES SYSTÈMES D' ÉNERGIE FOURNIT DES LEVIERS D' ACTION AUX COMMUNES ET INTERCOMMUNALITÉS QUI EN SONT PROPRIÉTAIRES .....</b>	<b>28</b>
<b>1.2.1. DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION D' ÉLECTRICITÉ ET DE GAZ NATUREL EN PROFONDE MUTATION .....</b>	<b>28</b>
<b>1.2.1.1. LES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION D' ÉLECTRICITÉ .....</b>	<b>28</b>
<b>1.2.1.2. LES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL .....</b>	<b>29</b>
<b>1.2.1.3. LES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION DE CHALEUR ET DE FROID (POUR MÉMOIRE) .....</b>	<b>30</b>
<b>1.2.2. UNE PLACE RENOUVELÉE POUR LES AUTORITÉS ORGANISATRICES DE LA DISTRIBUTION .....</b>	<b>30</b>
<b>2. UN DÉPLOIEMENT PROTÉIFORME DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE AU NIVEAU LOCAL QUI SOULIGNE LA DIVERSITÉ DES TERRITOIRES ET LE NOMBRE DES INITIATIVES .....</b>	<b>31</b>
<b>2.1. DES FORMES DE PLANIFICATION ET D' INTERVENTION VARIÉES ... ..</b>	<b>31</b>
<b>2.1.1. AU NIVEAU RÉGIONAL, DES SRADDET ENCORE EN DEVENIR .....</b>	<b>32</b>
<b>2.1.2. AU NIVEAU INTERCOMMUNAL, LES PCAET .....</b>	<b>34</b>
<b>2.2. DES INITIATIVES LOCALES EN QUÊTE DE SOUTIENS .....</b>	<b>37</b>
<b>2.2.1. UNE VISION POLITIQUE, NOTAMMENT EN MILIEU RURAL : LES TEPOS .....</b>	<b>37</b>
<b>2.2.2. DES INITIATIVES LOCALES SÉLECTIONNÉES DANS DES APPELS À PROJET : LES TEPCV .....</b>	<b>39</b>
<b>2.2.3. UN CADRE DE MOBILISATION DES ACTEURS LOCAUX : LES CONTRATS DE TRANSITION ÉCOLOGIQUE .....</b>	<b>39</b>



<b>DEUXIÈME PARTIE : DES CHOIX STRUCTURANTS DEVIENNENT NÉCESSAIRES POUR RENDRE PLUS EFFICACE À LONG TERME LA GOUVERNANCE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE DANS LES TERRITOIRES . . . . .</b>	<b>41</b>
<b>3. “NUL N’EST UNE ÎLE” : LES INTERACTIONS SUR LES RÉSEAUX D’ÉNERGIE ENTRE LE NIVEAU LOCAL ET LE NIVEAU NATIONAL ET LEURS IMPLICATIONS ÉCONOMIQUES . . . . .</b>	<b>42</b>
<b>3.1. LES INTERDÉPENDANCES PHYSIQUES SUR LES RÉSEAUX D’ÉNERGIE IMPLIQUENT D’INCONTOURNABLES INTERDÉPENDANCES ÉCONOMIQUES . . . . .</b>	<b>42</b>
<b>3.1.1. LES INTERDÉPENDANCES PHYSIQUES SUR LES RÉSEAUX D’ÉNERGIE ET LES INTERDÉPENDANCES ÉCONOMIQUES ASSOCIÉES RENDENT INCONCEVABLE UNE STRICTE AUTARCIE ÉNERGÉTIQUE DES TERRITOIRES . . . . .</b>	<b>42</b>
<b>3.1.1.1. L’ESSOR DES ÉNERGIES INTERMITTENTES ACCROÎT LES INTERDÉPENDANCES PHYSIQUES SUR LE RÉSEAU . . . . .</b>	<b>42</b>
<b>3.1.1.2. LES COÛTS ET LES BÉNÉFICES INDUITS PAR DES DÉCISIONS LOCALES NE SONT PAS TOUJOURS RÉPERCUTÉS LOCALEMENT . . . . .</b>	<b>43</b>
<b>3.1.2. L’AUTONOMIE ÉNERGÉTIQUE EST SOUVENT COMPRISE À TORT COMME UNE AUTOSUFFISANCE VOIRE UNE AUTARCIE . . . . .</b>	<b>45</b>
<b>3.1.2.1. DISTINCTION ENTRE LES NOTIONS D’INDÉPENDANCE, D’AUTONOMIE ET D’AUTOSUFFISANCE . . . . .</b>	<b>45</b>
<b>3.1.2.2. UNE NOTION TRÈS LARGEMENT INEXACTE : L’ÉNERGIE « PRODUITE LOCALEMENT ET CONSOMMÉE LOCALEMENT » . . . . .</b>	<b>46</b>
<b>3.1.2.3. L’AUTONOMIE ÉNERGÉTIQUE DES TERRITOIRES N’IMPLIQUE NI AUTARCIE, NI MÊME AUTOSUFFISANCE . . . . .</b>	<b>47</b>
<b>3.1.3. LA FONCTION ASSURANTIELLE DU RÉSEAU NATIONAL POUR LES RÉSEAUX LOCAUX EST DÉJÀ PRISE EN COMPTE . . . . .</b>	<b>48</b>
<b>3.2. LA SOLIDARITÉ ENTRE LES TERRITOIRES : L’AVENIR DES FORMES CONCRÈTES DE LA PÉRÉQUATION . . . . .</b>	<b>51</b>
<b>3.2.1. LA QUESTION DE LA PRISE EN COMPTE DES CONDITIONS LOCALES DE PRODUCTION ET DE DISTRIBUTION DANS LE PRIX PAYÉ PAR LE CONSOMMATEUR FINAL . . . . .</b>	<b>49</b>
<b>3.2.1.1. CONSTAT : UN PRIX DE L’ÉNERGIE PAYÉ PAR LE CONSOMMATEUR FINAL DÉCONNECTÉ DES CONDITIONS ÉCONOMIQUES LOCALES DE PRODUCTION ET DISTRIBUTION DE L’ÉNERGIE . . . . .</b>	<b>49</b>
<b>3.2.1.2. FAUT-IL POUR AUTANT ALLER VERS DES MARCHÉS LOCAUX DE L’ÉNERGIE ? . . . . .</b>	<b>53</b>
<b>3.2.1.3. UNE VOIE MÉDIANE POSSIBLE : L’AUTOCONSOMMATION COLLECTIVE . . . . .</b>	<b>54</b>
<b>3.2.2. PÉRÉQUATION ET MODALITÉS CONCRÈTES DE LA SOLIDARITÉ TERRITORIALE . . . . .</b>	<b>56</b>
<b>3.2.2.1. SOLIDARITÉ ET ÉCHELLE D’APPLICATION DE LA PÉRÉQUATION : LA QUESTION DU PÉRIMÈTRE LE PLUS PERTINENT . . . . .</b>	<b>57</b>
<b>3.2.2.2. LA COMPLÉMENTARITÉ ENTRE MÉTROPOLIS ET ZONES RURALES DANS LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE LOCALE . . . . .</b>	<b>59</b>
<b>3.2.2.3. SOLIDARITÉ ET USAGES SPÉCIFIQUES DE L’ÉNERGIE . . . . .</b>	<b>60</b>
<b>4. NOUVELLE GOUVERNANCE ET NOUVEAUX ACTEURS DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE D’AUJOURD’HUI ET DE DEMAIN DANS LES TERRITOIRES . . . . .</b>	<b>61</b>
<b>4.1. L’AVENIR DU MODÈLE CONCESSIONNAIRE FRANÇAIS : UNE REMISE EN CAUSE DU MONOPOLE DES OPÉRATEURS DE RÉSEAUX HISTORIQUES ? . . . . .</b>	<b>61</b>
<b>4.1.1. À DÉFAUT D’UNE MISE EN CONCURRENCE, LA POSSIBILITÉ POUR LES AODE DE CHOISIR LEUR MODE DE GESTION ? . . . . .</b>	<b>61</b>
<b>4.1.2. VERS L’ÉMERGENCE DES COMMUNAUTÉS ÉNERGÉTIQUES LOCALES ? . . . . .</b>	<b>64</b>
<b>4.1.2.1. COMMUNAUTÉS ÉNERGÉTIQUES RENOUVELABLES ET COMMUNAUTÉS ÉNERGÉTIQUES CITOYENNES : DES CONCEPTS QUI FIGURENT DÉSORMAIS DANS LE DROIT DE L’UNION . . . . .</b>	<b>64</b>
<b>4.1.2.2. VERS UNE REMISE EN CAUSE DES ÉQUILIBRES EXISTANTS DANS LE SYSTÈME CONCESSIONNAIRE FRANÇAIS ? . . . . .</b>	<b>65</b>
<b>4.1.2.3. DES INITIATIVES MULTIPLES DE COMMUNAUTÉS ÉNERGÉTIQUES ÉMERGENT DÉJÀ SANS REMISE EN CAUSE DU MODÈLE CONCESSIONNAIRE ACTUEL . . . . .</b>	<b>65</b>
<b>4.2. LE RENFORCEMENT DU POUVOIR DE NÉGOCIATION DES COLLECTIVITÉS DANS LEURS RELATIONS AVEC LES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX . . . . .</b>	<b>67</b>
<b>4.2.1. UNE CONCENTRATION DES AUTORITÉS CONCÉDANTES QUI RENFORCE LEUR POUVOIR DE NÉGOCIATION . . . . .</b>	<b>67</b>
<b>4.2.1.1. LE POUVOIR CONCÉDANT TEND À SE CONCENTRER AU NIVEAU DES MÉTROPOLIS ET DES SYNDICATS DÉPARTEMENTAUX . . . . .</b>	<b>67</b>
<b>4.2.1.2. LES SYNDICATS D’ÉNERGIE, DES ACTEURS INCONTOURNABLES, MAIS PARFOIS MAL IDENTIFIÉS . . . . .</b>	<b>68</b>
<b>4.2.1.3. LES SYNDICATS D’ÉNERGIE ASSUMENT LE CHOIX DE L’ÉCHELON DÉPARTEMENTAL, TOUT EN DÉVELOPPANT DES UNIONS POUR RENFORCER LEUR POIDS FACE AUX CONCESSIONNAIRES . . . . .</b>	<b>69</b>
<b>4.2.2. DES ATTENTES ACCRUES DES COLLECTIVITÉS DANS LE CADRE DES CONTRATS DE CONCESSION . . . . .</b>	<b>69</b>
<b>4.2.3. UN MODÈLE RENOUVELÉ DE CONTRATS DE CONCESSION . . . . .</b>	<b>70</b>
<b>4.2.3.1. UN NOUVEAU CONTRAT-CADRE À DÉCLINER LORS DU RENOUVELLEMENT DES CONTRATS DE CONCESSION . . . . .</b>	<b>70</b>
<b>4.2.3.2. L’ENJEU CENTRAL DE L’ACCÈS AUX DONNÉES . . . . .</b>	<b>72</b>



## **PREMIÈRE PARTIE :**

**LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE PERMET  
AUX COLLECTIVITÉS TERRITORIALES  
D'AVOIR DE NOUVEAUX LEVIERS  
D'ACTION ET RENFORCE LEUR RÔLE DE  
PROPRIÉTAIRES DES RÉSEAUX**

## **PREMIÈRE PARTIE : LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE PERMET AUX COLLECTIVITÉS TERRITORIALES D'AVOIR DE NOUVEAUX LEVIERS D'ACTION ET RENFORCE LEUR RÔLE DE PROPRIÉTAIRES DES RÉSEAUX**

La transition énergétique implique notamment un développement fort de la production d'énergie d'origine renouvelable. Les technologies associées (photovoltaïque, éolien, biogaz) amènent à construire des unités de production nombreuses et de taille variable, relativement réparties sur le territoire national. La logique centralisée d'hier, avec des unités de production ou des points d'importation importants et peu nombreux, est progressivement combinée avec une organisation nettement plus éclatée géographiquement, au sein de laquelle les collectivités territoriales trouvent naturellement une place importante.

Dans ce contexte nouveau ont émergé de nombreuses initiatives locales de pilotage de la transition énergétique, plus ou moins coordonnées et expérimentales. Ce rapport dresse un bilan synthétique des premières étapes de ce mouvement de fond d'une gouvernance en quête de rationalité et qui répond à des enjeux énergétiques de première importance.

### **1. LA MONTÉE EN CHARGE DES ÉNERGIES RENOUVELABLES CONFÈRE AUX TERRITOIRES UN RÔLE IMPORTANT DANS LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE**

#### **1.1. La transition énergétique s'appuie sur une décentralisation croissante de la production d'énergie qui met en avant le rôle des territoires**

La transition énergétique implique, du côté de la demande, un effort important d'efficacité énergétique, et du côté de l'offre, un essor sensible de la production d'énergie d'origine renouvelable (EnR<sup>1</sup>) : électricité et gaz renouvelables, chaleur renouvelable et de récupération (biomasse, pompes à chaleur), et dans une moindre mesure de carburants liquides renouvelables.

Les technologies de production d'EnR (biomasse, éolien, photovoltaïque, biogaz, biocarburants) amènent à construire des unités de production nombreuses, beaucoup plus petites en puissance que les installations conventionnelles (généralement de l'ordre de quelques MW plutôt que plusieurs centaines de MW), et réparties sur tout le territoire national.

Les logiques centralisées, reposant sur des unités de production ou points d'importation importants et peu nombreux, vont se combiner à des logiques plus décentralisées géographiquement. Dans l'évolution des usages et le développement des moyens de production répartis sur le territoire, les collectivités territoriales trouvent naturellement une place importante.

##### **1.1.1. Le développement de la production d'énergies d'origine renouvelable donne une place nouvelle à l'échelon local**

###### **1.1.1.1. *Un développement des énergies renouvelables intermittentes et du biogaz qui dépend beaucoup des acteurs locaux***

La part de la production des sources d'énergies renouvelables dans le bouquet énergétique de la France métropolitaine a progressé de plus de cinq points sur les douze dernières années, passant de 5,9 % en 2006 à 11,4 % en 2018<sup>2</sup>. Ce chiffre inclut l'hydroélectricité présente

<sup>1</sup> On peut se référer à la définition donnée à l'article 29 de la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique (dite « loi POPE ») : « Les sources d'énergie renouvelables sont les énergies éolienne, solaire, géothermique, houlomotrice, marémotrice et hydraulique ainsi que l'énergie issue de la biomasse, du gaz de décharge, du gaz de stations d'épuration d'eaux usées et du biogaz ».

<sup>2</sup> Source : Commissariat général au développement durable, « Bilan énergétique de la France en 2018 », bouquet énergétique primaire réel en 2018.

depuis des décennies dans notre pays. On rappelle que les produits pétroliers restent prédominants en termes de consommation finale à usage énergétique : pétrole (41 %), électricité (26 %), gaz naturel (20 %), énergies renouvelables et déchets (8 %), chaleur (2 %), charbon (2 %)<sup>3</sup>.

Pour l'avenir, la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (dite « *LTECV* ») a fixé pour objectif que les énergies renouvelables doivent représenter 40 % de la production d'électricité en 2030. Le projet de Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) de 2019 fixe pour 2028 l'objectif d'une accélération significative du rythme de développement des énergies renouvelables. En 2018, les énergies renouvelables ont représenté 20 % de la production électrique nationale<sup>4</sup>. Le projet de décret relatif à la PPE publié en mars 2019 prévoit, en matière d'énergies renouvelables électriques, de doubler d'ici 2028 la capacité installée par rapport à 2017 pour atteindre 102 à 113 GW (dont 26 GW d'hydroélectricité), soit entre 33 et 36 % de la production d'électricité.

Les principales filières qui contribueront à la progression de la production d'EnR seront :

- pour l'électricité, l'éolien terrestre puis maritime, et le solaire photovoltaïque<sup>5</sup> ;
- pour le gaz, la méthanisation, la pyrogazéification et la conversion d'électricité en gaz (*power-to-gas*)<sup>6</sup>.

### *L'éolien terrestre et maritime*

Pour l'éolien terrestre, l'objectif est de passer d'une capacité installée de 15 GW en 2018 à 34 GW en 2028. Le projet de PPE de 2019 prévoit de privilégier les rénovations de parcs existants et l'installation de machines plus puissantes, en limitant l'augmentation du nombre de mâts (de 8 000 à 14 500)<sup>7</sup>. En effet, les projets de nouvelles implantations sont conditionnés par une acceptabilité locale difficile, notamment dans les zones déjà fortement équipées.

L'éolien en mer, posé et flottant, devrait apporter un complément significatif à partir de 2024. L'objectif est d'atteindre une puissance installée d'environ 5 GW en 2028. Toutefois, les critiques de certaines associations sur l'impact paysager des parcs éoliens en mer sont susceptibles de repousser les équipements beaucoup plus loin du rivage, ce qui, en fonction de la technologie employée, pourrait augmenter significativement les coûts de raccordement au réseau terrestre.

---

<sup>3</sup> Source : European Union, « *EU energy in figures. Statistical pocketbook 2018* », Office des publications de l'Union européenne.

<sup>4</sup> Source : RTE, « *Bilan électrique 2018* », p. 29. L'hydraulique représente 12,5 % de la production électrique totale, l'éolien 5,1 %, le solaire 1,9 %, et les bioénergies 1,8 % (dont 0,5 % pour la biomasse et 0,4 % pour le biogaz).

<sup>5</sup> Si l'hydroélectricité représente toujours la première source d'électricité renouvelable, la filière connaît une relative saturation des sites disponibles et à l'exception de la création de Stations de transfert d'électricité par pompage (STEP) pour le stockage d'énergie, le développement de nouvelles retenues d'eau n'est pas envisagé.

<sup>6</sup> Pour la chaleur et le froid, l'utilisation directe de la biomasse et les pompes à chaleur.

<sup>7</sup> En ordre de grandeur, les nouveaux mâts éoliens terrestres installés représentent unitairement une puissance de 3 à 4 MW. Les mâts plus anciens ont une puissance pouvant aller de l'ordre de quelques centaines de kW à 2 MW. La rénovation de parcs permettra ainsi de diminuer dans certains cas le nombre de mâts.

## Le photovoltaïque

La capacité installée (8,5 GW fin décembre 2018)<sup>8</sup>, devrait atteindre, selon le projet de PPE de 2019, 36 à 45 GW en 2028. Elle prend pour l'essentiel la forme de grandes centrales au sol, filière la plus compétitive et *a priori* à même de se développer à terme sans subventions<sup>9</sup>. Ces projets, menés notamment par des opérateurs industriels historiques, ne pourront être installés qu'en collaboration avec les territoires, en identifiant les sites adaptés (parkings, friches industrielles, autres terrains délaissés, etc.) dans le respect du caractère spécifique des zones agricoles ou naturelles<sup>10</sup>.

Les collectivités peuvent par ailleurs prendre l'initiative, par exemple, de projets d'installations au sol ou sur toitures pour valoriser leur propre patrimoine foncier et immobilier, ou soutenir les initiatives locales, notamment en autoconsommation, par des mesures réglementaires, dans le cadre des documents de planification, et avec l'appui de subventions. Elles peuvent en outre être directement productrices.

## Le cas du gaz renouvelable

Le projet de PPE de 2019 prévoit de substituer au gaz fossile du gaz renouvelable issu de différentes filières :

- **la méthanisation**, à partir de matières organiques issues du secteur agricole ou de biodéchets (dégradés par des micro-organismes en l'absence d'oxygène pour produire un fertilisant organique et un gaz composé majoritairement de biométhane) ;
- **la pyrogazéification**, à partir notamment de biomasse sèche (résidus de bois, résidus agricoles ligneux) : un procédé thermo-chimique produit un gaz de synthèse qui est ensuite traité par le procédé de méthanation en vue de produire du biométhane ;
- **le *power-to-gas***, par méthanation catalytique ou biologique d'hydrogène issu d'électricité renouvelable et de gaz carbonique (CO<sub>2</sub>) issu de la purification du biogaz, pour obtenir du méthane de synthèse (CH<sub>4</sub>).

Le projet de décret relatif à la PPE publié en mars 2019 retient l'objectif de « *porter la part des énergies renouvelables à 7 % de la consommation de gaz en 2030 en cas de baisse de coûts de production du biométhane injecté permettant d'atteindre 67 €/MWh PCS en 2023 et 60 €/MWh PCS en 2028 et jusqu'à 10 % en cas de baisses de coûts supérieures* ». Sous l'hypothèse d'une telle baisse des coûts, ceci correspond à une production totale de 24 à 32 TWh en 2028 (vs 5,9 TWh en 2017), dont 14 à 22 TWh injecté dans les réseaux (vs 0,7 TWh en 2018)<sup>11</sup>. Le groupe de travail n° 1 du Comité de prospective de la CRE, dans son rapport de juillet 2019 consacré au « *verdissement du gaz* », considère comme réaliste un scénario de développement à hauteur de 39 à 42 TWh en 2030, soit une production représentant 10 % de la consommation de gaz en 2030.

<sup>8</sup> Source : RTE, « *Bilan électrique 2018* ».

<sup>9</sup> Un hectare de centrale photovoltaïque au sol correspond à environ 1 MWh de puissance, avec des variations selon le terrain d'implantation.

<sup>10</sup> L'article L. 123-1 du code de l'urbanisme prévoit que les équipements collectifs, tels que les centrales photovoltaïques au sol, ne peuvent être autorisés dans les zones naturelles, agricoles ou forestières que s'ils ne sont « *pas incompatibles avec l'exercice d'une activité agricole, pastorale ou forestière du terrain sur lequel elles sont implantées et qu'elles ne portent pas atteinte à la sauvegarde des espaces naturels et des paysages* ». Le juge vérifie concrètement si, compte tenu de l'usage précédent du terrain, le projet permet le maintien d'une activité agricole significative (cf. Conseil d'État, 8 février 2017, n° 395464).

<sup>11</sup> Source : GRDF, GRTgaz, SPEGNN, SER et Teréga, « *Panorama du Gaz Renouvelable 2018* ».

**Le développement attendu de la filière du biométhane** dépendra de son coût de production, qui reste aujourd'hui environ quatre fois supérieur à celui du gaz naturel fossile<sup>12</sup>. Les acteurs de la filière évaluent le potentiel de réduction de ce coût à environ 30 % d'ici 2035, ce qui ne permettra pas de résorber l'écart avec le prix du gaz naturel fossile, qui devrait être de l'ordre de 30 €/MWh en 2030. En revanche, le modèle économique du biométhane s'améliore si l'on tient compte des externalités positives qui lui sont associées, en particulier en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre, de création d'emplois, de traitement des déchets et de soutien au revenu agricole<sup>13</sup>.

Le point essentiel est que l'essor de la filière du biométhane dépendra largement des initiatives du monde agricole, pour qui il représente une source de valeur qui peut modifier le modèle d'affaires des exploitants. Il faudra arbitrer entre le modèle « *à la ferme* », plus proche des attentes de la filière agricole mais qui limite les économies d'échelle, et le modèle reposant sur la centralisation des intrants vers un site plus important, qui minimise les coûts mais peut entraîner des problèmes d'acceptabilité locale.

#### 1.1.1.2. *Des opportunités et des défis en matière d'égalité et d'interdépendance entre les territoires*

Dans le système centralisé de l'énergie mis en place en France dans la seconde moitié du XX<sup>e</sup> siècle, la localisation des grandes unités de production d'électricité a été déterminée par l'État et les opérateurs historiques (EDF, la CNR, SHEM) dans le cadre d'une optimisation à l'échelle nationale. De même, les opérateurs historiques de la production et des infrastructures gazières (Elf-Aquitaine et Gaz de France) ont opéré un développement du gaz dans le cadre d'une optimisation à l'échelle nationale, renforcée par le passage du gaz de ville (production locale de gaz) au gaz naturel (production centralisée et localisée selon les gisements, gestion de l'approvisionnement sur les marchés internationaux).

Le choix d'une régulation nationale s'est accompagné notamment de la mise en place de mécanismes de péréquation qui permettent d'offrir en tout point du territoire un accès à l'électricité dans les mêmes conditions de prix, et dans des conditions très voisines pour le gaz dans les zones desservies.

La part croissante de l'éolien, du photovoltaïque, mais aussi du biogaz dans le bouquet énergétique peut remettre ce modèle en question :

- **Les sites de production des sources d'EnR sont plus diffus du point de vue géographique, et souvent raccordés au réseau de distribution plutôt qu'au réseau de transport<sup>14</sup>.**

**Ces installations doivent être raccordées** en s'appuyant sur des ouvrages existants pour les installations de faible puissance, notamment photovoltaïques, ou en créant des ouvrages nouveaux pour les installations les plus importantes.

**Par ailleurs, en modifiant les transits sur les réseaux, ces unités de production en modifient aussi les conditions d'exploitation physique et le modèle de financement.**

---

<sup>12</sup> Source : Ministère de la transition écologique et solidaire, « *Stratégie française pour l'énergie et le climat. Programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2023 2024-2028* », p. 18.

<sup>13</sup> Selon le rapport de juillet 2019 du groupe de travail n° 1 du Comité de prospective de la CRE consacré au « *verdissement du gaz* », le coût de production du biométhane en France est aujourd'hui de 90 à 100 €/MWh, contre environ 25 €/MWh, hors prix du CO<sub>2</sub>, pour le gaz naturel en 2018. Le rapport retient que les externalités monétisables, selon les évaluations disponibles, pourraient atteindre un montant compris entre 40 et 70 €/MWh de biométhane produit, ce qui le rendrait ainsi compétitif vis-à-vis du gaz naturel si son coût de production est compris entre 70 et 100 €/MWh.

<sup>14</sup> Selon une étude réalisée en 2018 pour la CRE, à l'échelle du système électrique français, la production décentralisée non raccordée au réseau de transport devrait représenter entre 30 et 45 % de la consommation nationale à horizon 2035 (vs. 9 % en 2016), et jusqu'à 50 % à plus long terme (2050). Source : Etude E-Cube, « *Monographie sur la compétitivité des moyens de production renouvelables et les conséquences sur le système électrique* » (mai 2018).



Jusqu'à présent, les flux étaient orientés des grands centres de production ou d'importation vers les sites de consommation, empruntant les réseaux de transport puis de distribution, avec une tarification essentiellement fondée sur les soutirages.

A l'avenir, les réseaux de distribution sont appelés à devenir en partie des réseaux de collecte des excédents de production non soutirés localement, qui seront acheminés vers d'autres pôles de consommation.

Quant aux réseaux de transport, le volume global pris en charge peut baisser substantiellement si l'énergie injectée sur les réseaux de distribution est consommée à proximité. Le réseau de transport pourra également dans certaines zones passer d'un régime de soutirage à un régime d'injection. Il continuera à jouer son rôle central pour garantir la continuité et la sécurité de l'approvisionnement, le foisonnement des volumes de production intermittente et de la demande, ainsi que la formation de prix de marché à maille large.

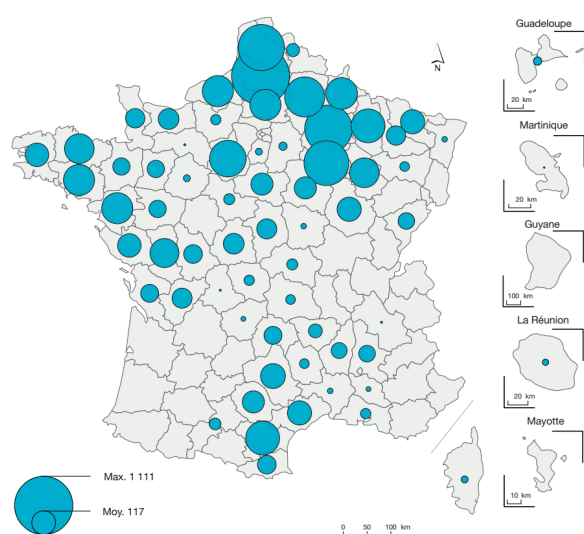
- **Le développement des EnR, qui dépend de l'existence de conditions locales favorables (vent, ensoleillement, présence d'exploitations agricoles, production de déchets), entraîne une nouvelle répartition géographique de la production d'énergie sur le territoire national.**

Les régions Centre-Val de Loire, Occitanie, Grand Est et les Hauts-de-France représentent plus de la moitié du parc éolien terrestre en France métropolitaine. Plus des deux tiers de la progression du parc solaire sur les douze derniers mois sont concentrés sur les régions Nouvelle-Aquitaine, Occitanie et Provence-Alpes-Côte d'Azur<sup>15</sup>.

L'organisation de la production d'EnR ne permet plus d'optimiser à la fois la production et le réseau : il faut arbitrer entre produire là où les conditions sont les plus favorables, et privilégier des sites proches des centres de consommation pour minimiser les coûts liés au réseau.

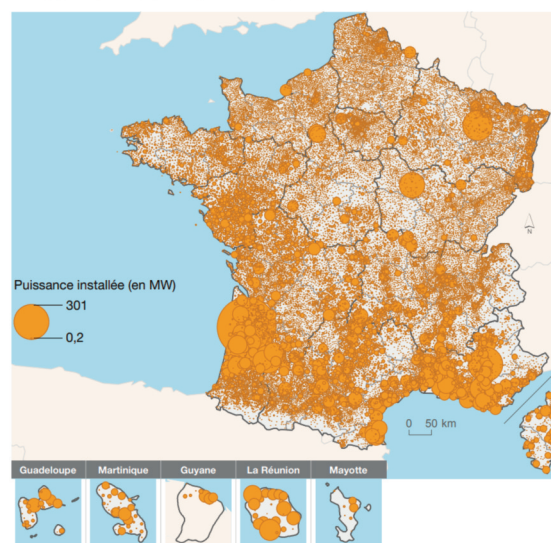
La structure de la production d'EnR fait apparaître une polarisation entre zones de production et zones de consommation qui soulève de nouveaux défis.

PUISSANCE DES INSTALLATIONS ÉOLIENNES PAR DÉPARTEMENT FIN 2016



Sources : SDES, d'après raccordements Enedis, RTE, EDF-SEI, CRE et les principales ELD

PUISSANCE DES INSTALLATIONS SOLAIRES PHOTOVOLTAÏQUES PAR COMMUNE AU 31 DÉCEMBRE 2016

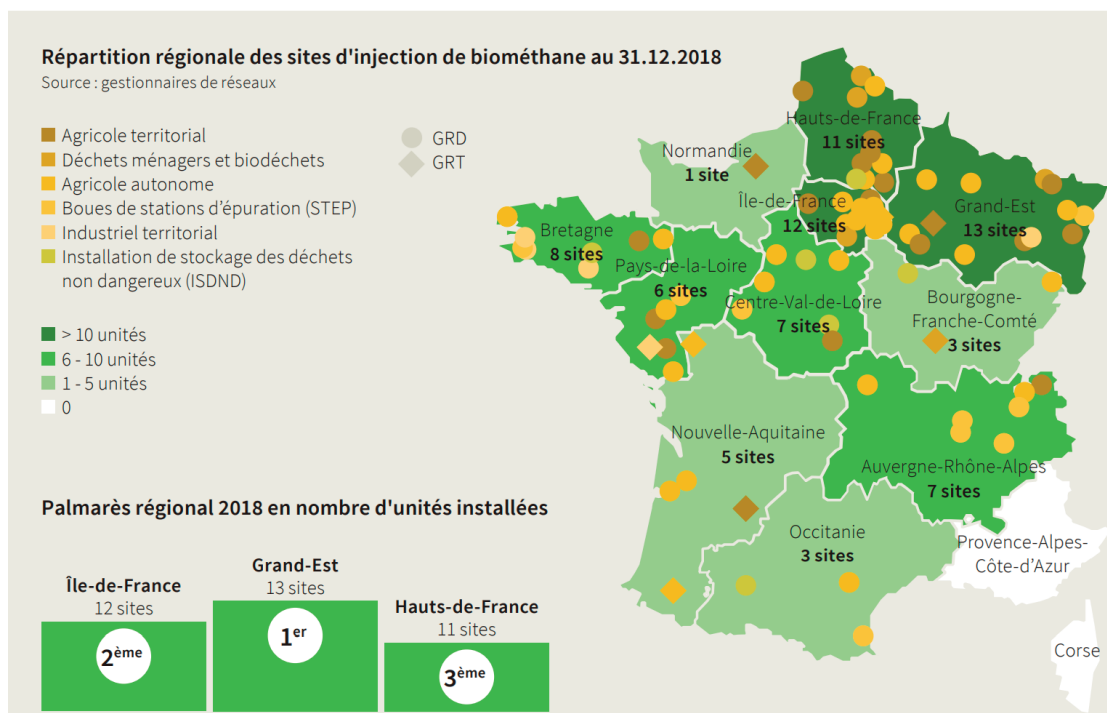


Source : SDES, d'après obligations d'achats, EDF, EDF-SEI et ELD

Source : Ministère de la transition écologique et solidaire, Commissariat général au développement durable « Chiffres clés des énergies renouvelables – Édition 2018 ».

<sup>15</sup> Source : Avis du 3 octobre 2018 présenté par Mme Battistel, députée, au nom de la Commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale sur le projet de loi de finances pour 2019, tome VII, écologie, développement et mobilités durables, énergie.





Source : GRDF, GRTgaz, SPEGNN, SER et Teréga, « *Panorama du Gaz Renouvelable 2018* ».

Cette évolution soulève la question du niveau d'optimisation du système, *i.e.*, de l'échelon auquel les choix sont opérés, quand l'interdépendance énergétique entre les territoires change de nature.

**Le dispositif actuel fondé sur des prix nationaux et des schémas de raccordement régionalisés montre qu'il est possible de tenir compte des caractéristiques naturelles des territoires** (zones ventées, ou ensoleillées) tout en reflétant la variabilité du coût de raccordement. À potentiel d'EnR équivalent, une zone nécessitant de développer les réseaux devient moins attractive qu'une zone où les réseaux sont déjà bien développés. Compte tenu du poids aujourd'hui faible (5 à 10 %) des coûts de raccordement dans le coût total des projets, cette approche a tendu, jusqu'à présent, à favoriser le développement des EnR dans les zones à fort potentiel de production. Ceci pourrait évoluer compte tenu de la conjonction de la baisse du coût de production des EnR et de la relative hausse des coûts du raccordement du fait d'une raréfaction des capacités d'accueil des réseaux dans les zones où elles sont fortement développées<sup>16</sup>.

Ce choix soulève la question de la juste compensation des externalités négatives de ces installations – occupation de l'espace, incompatibilités d'activité, gêne visuelle, bruit – pour garantir l'acceptabilité locale des projets. Une partie de ces compensations, *via* la fiscalité locale et les redevances, est intégrée dans le coût des opérations.

**Toutefois, ce dispositif ne permet pas vraiment de faire bénéficier les territoires qui accueillent davantage la production d'énergies d'origine renouvelable de coûts plus faibles, à terme, de l'énergie.** Ce choix limiterait la solidarité nationale au détriment des territoires moins bien dotés, où le coût de l'énergie augmenterait (au moins en termes relatifs), avec un risque associé de perte d'attractivité.

<sup>16</sup> Le SER indique que dans les Hauts-de-France, région fortement équipée en EnR et où les ouvrages propres à construire sont très longs, le coût du raccordement peut monter à 2 voire 3 M€ pour un projet éolien de 17 MW.

<sup>17</sup> Une Entreprise locale de distribution (ELD), appelée aussi Distributeur non-nationalisé (DNN), en référence à la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz, est une entreprise (société d'économie mixte, société coopérative, société d'intérêt collectif agricole d'électricité ou régie) qui assure la distribution et/ou la fourniture d'électricité ou de gaz sur un territoire déterminé, non desservi par Enedis ou GRDF. Les ELD assurent 5 % de la distribution d'énergie électrique française dans 2 500 communes.

<sup>18</sup> La législation autorise les collectivités à investir dans des sociétés de production d'énergies d'origine renouvelable par des installations

### 1.1.2. Les territoires disposent de leviers d'action variés pour la mise en œuvre de la transition énergétique

Les collectivités territoriales, sauf celles dotées d'Entreprises locales de distribution (ELD)<sup>17</sup>, n'étaient généralement pas, jusqu'à une période très récente, impliquées significativement dans la production d'énergie, ni dans la gestion des réseaux de distribution d'énergie (à l'exception des réseaux de chaleur)<sup>18</sup>.

En revanche, les collectivités territoriales disposent de compétences dans de nombreux domaines directement concernés par la transition énergétique. Les collectivités jouent un rôle important dans le domaine de la mobilité qui sera profondément transformé par l'essor des solutions de mobilité électrique ou hybride ou au gaz, et représente un défi pour les réseaux d'électricité. Les collectivités interviennent directement dans le secteur du bâtiment (efficacité énergétique, décarbonation de leur parc immobilier qui est significatif). Le présent rapport ne porte pas prioritairement sur ces deux questions.

De façon générale, les collectivités en première ligne en matière de transition énergétique sont, d'une part, **les régions** et, d'autre part, **les communes et Établissements publics de coopération intercommunale (EPCI)**, tandis que **les départements** jouent un rôle plus secondaire.

#### 1.1.2.1. Les régions

**Les régions** sont, depuis la loi n° 2014-58 du 27 janvier 2014 de modernisation de l'action publique territoriale et d'affirmation des métropoles (dite « *loi MAPAM* » ou « *loi MAPTAM* »), **chefs de file** en matière de protection du climat, de la qualité de l'air, de la biodiversité, de l'énergie et du développement durable du territoire.

La loi n° 2015-991 du 7 août 2015 portant nouvelle organisation territoriale de la République (dite « *loi NOTRe* »), puis la loi du n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (dite « *LTECV* »), leur ont confié des compétences en matière de **planification** de la transition énergétique : Schéma directeur des réseaux de chaleur et de froid, Schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET, *cf. infra*), Schéma régional biomasse.

Par ailleurs, la LTECV identifie les régions comme l'échelon pertinent de coordination et de promotion d'actions en faveur de **l'efficacité énergétique**, *via* le programme régional pour l'efficacité énergétique des bâtiments. Elles s'appuient, dans le cadre du service public de la performance énergétique de l'habitat, sur diverses structures d'information et de conseil au public : 450 Points rénovation info service (PRIS) animés par l'Agence nationale de l'habitat (Anah), Espaces info énergie (EIE) animés par des associations soutenues par l'ADEME, 250 plateformes territoriales de la rénovation énergétique qui accompagnent les usagers dans la mise en œuvre de leurs travaux et mobilisent les professionnels<sup>19</sup>.

---

<sup>18</sup> La législation autorise les collectivités à investir dans des sociétés de production d'énergies d'origine renouvelable par des installations situées sur leur territoire ou à proximité et participant à son approvisionnement énergétique. *Cf.* articles L. 2253-1, L. 3231-6 et L. 4211-1 du code général des collectivités territoriales, concernant respectivement les communes et leurs groupements, les départements et les régions. Certaines collectivités investissent, dans le cadre de sociétés d'économie mixte ou coopératives, dans des moyens de production d'EnR, qui peuvent représenter pour elles une opportunité intéressante sur le plan financier, notamment grâce aux tarifs d'achat de l'électricité produite. Toutefois leur poids reste limité. Le site Internet de la Fédération des élus des Entreprises publiques locales (EPL) indique qu'en 2019, on compte 106 EPL dont les activités principales sont tournées vers la transition énergétique.

<sup>19</sup> Source : Réponse du ministère de la transition écologique et solidaire à la question écrite n° 09488 de M. François Grosdidier, publiée dans le JO du Sénat du 9 mai 2019.

De façon globale, l'appropriation de ce rôle de chef de file par les régions est inégale, et les montants qu'elles consacrent à la transition énergétique sont contrastés<sup>20</sup>. Par ailleurs il n'y a pas de mécanisme explicite liant les objectifs de la politique nationale relative à l'énergie et au climat aux objectifs retenus à l'échelon régional.

#### 1.1.2.2. Les communes et intercommunalités

L'échelon communal et intercommunal joue désormais un rôle central, notamment en matière de planification énergétique (cf. infra sur les Plans climat-énergie territoriaux ou PCAET). L'échelon intercommunal est proche des bassins de vie, permet de travailler sur des échelles de populations significatives et dispose de compétences en matière de planification de l'habitat, de déplacements, d'aménagement de l'espace et souvent de l'urbanisme. La commune – de manière isolée ou dans le cadre d'un regroupement – est aussi, dans le cas général, l'autorité concédante pour la distribution d'électricité et de gaz<sup>21</sup>. Si les métropoles exercent aujourd'hui cette compétence elles-mêmes, nombre de communes s'appuient sur des syndicats d'énergie départementaux. Ce rôle d'autorité concédante sera développé plus loin dans le rapport.

Les communes et leurs groupements peuvent adopter des orientations en matière de transition énergétique à travers leurs compétences en matière d'urbanisme, qu'il s'agisse de l'élaboration des documents d'urbanisme tels que les Plans locaux d'urbanisme (PLU) communaux ou intercommunaux et les Schémas de cohérence territoriale (SCoT), ou des opérations d'urbanisme comme les Zones d'aménagement concerté (ZAC). Les documents d'urbanisme ont vocation à fournir des orientations générales, et non à imposer des objectifs précis en matière d'énergie. Toutefois, le document d'orientations et d'objectifs du SCoT définit les grands projets d'équipement, y compris en matière d'énergie (ex. réseaux de chaleur)<sup>22</sup>. Les prescriptions du PLU, qui sont opposables aux autorisations d'urbanisme dans un rapport de compatibilité, peuvent porter sur les conditions de desserte par les réseaux d'énergie, ou sur l'implantation des installations de production d'EnR, en identifiant des zones favorables ou non, voire en imposant une production minimale d'énergie renouvelable<sup>23</sup>.

Au-delà des compétences qui leur sont dévolues par la loi, un certain nombre d'intercommunalités prennent l'initiative d'exercices de prospective et de planification à moyen et long terme : c'est le cas de certaines intercommunalités rurales de taille parfois très modeste qui entreprennent une démarche de Territoire à énergie positive (TEPOS, cf. infra), mais aussi de métropoles ou d'intercommunalités de taille intermédiaire qui élaborent leur Schéma directeur de l'énergie (SDE), une démarche non encadrée juridiquement de planification des différents réseaux énergétiques reposant sur une vision de long terme complémentaire des outils réglementaires tels que le PCAET. Par ailleurs, les intercommunalités sont parfois proactives dans le développement des EnR en lançant localement des appels d'offres afin d'identifier un porteur de projet pour valoriser des terrains avec des moyens de production d'origine renouvelable.

Une grande part des compétences des intercommunalités (développement économique, logement, transports, déchets, eau, éclairage public) recoupe les enjeux de transition énergétique. Par ailleurs, ces collectivités détiennent parfois un important domaine foncier, qui peut inclure des réseaux de chaleur. Elles sont compétentes en matière de gestion du

---

<sup>20</sup> Selon une compilation des données publiques effectuée en mai 2018 par le média Contexte, la plupart des régions y consacrent moins de 0,5 % de leur budget, avec de grands écarts entre régions qui seraient le reflet de priorités politiques.

<sup>21</sup> Par exception, sur une partie du territoire du Loiret et la Sarthe, ainsi qu'à Mayotte, cette compétence est dévolue au département.

<sup>22</sup> Article L. 141-20 du code de l'urbanisme.

<sup>23</sup> Article L. 151-21 du code de l'urbanisme : « Le règlement peut définir des secteurs dans lesquels il impose aux constructions, travaux, installations et aménagements de respecter des performances énergétiques et environnementales renforcées qu'il définit. A ce titre, il peut imposer une production minimale d'énergie renouvelable, le cas échéant, en fonction des caractéristiques du projet et de la consommation des sites concernés. Cette production peut être localisée dans le bâtiment, dans le même secteur ou à proximité de celui-ci ».

domaine public, qui abrite la plupart des réseaux d'énergie (autorisations de voirie, redevances d'occupation, fond de plan cartographique), ce qui en fait un levier essentiel au développement de projets énergétiques. Enfin, les communes et EPCI sont habilités à réaliser des installations de production d'électricité de proximité pour éviter des extensions de réseaux, et ont désormais aussi une compétence en matière de production d'énergie d'origine renouvelable<sup>24</sup>.

Il convient de souligner la place particulière qu'occupent dans cet ensemble les métropoles, aujourd'hui au nombre de 22<sup>25</sup> : en vertu de la loi MAPTAM du 27 janvier 2014, ces EPCI à fiscalité propre regroupant plus de 400 000 habitants exercent de plein droit, dans le périmètre métropolitain, un certain nombre de compétences, dont les compétences d'aménagement du territoire métropolitain, de politique locale de l'habitat, de protection de l'environnement et du cadre de vie (contribution à la transition énergétique, soutien aux actions de maîtrise de la demande d'énergie, réseaux de chaleur ou de froid urbains).

### 1.1.2.3. *Les départements*

**Les départements**, quant à eux, ont vocation à assurer principalement des missions de gestion dans le champ des politiques sociales et des actions de solidarité, notamment en matière de lutte contre la précarité énergétique. Certains départements accordent des subventions en matière d'énergie à des particuliers ou soutiennent financièrement des projets communaux ou intercommunaux dans le cadre de contrats de territoires. On peut aussi mentionner plus généralement leurs responsabilités en matière d'aménagement du territoire (équipement rural, aménagement foncier), d'infrastructures (maîtrise d'ouvrage de la voirie) et de transports, de logement et d'habitat, qui en font des acteurs de la transition énergétique « *solidaire* ».

Enfin, pour mémoire, il faut parler **des syndicats d'énergie** qui sont pour la plupart constitués à l'échelle départementale, mais n'ont pas de lien juridique avec la collectivité départementale. Ils sont composés d'élus des communes qui en sont membres et qui leur ont confié leur mission d'Autorité organisatrice de la distribution d'énergie (AODE). On reviendra plus loin sur le rôle central de ces acteurs dans le contrôle des concessionnaires de réseaux de distribution, mais aussi sur leurs autres activités : à l'origine syndicats d'électrification, ils se sont investis depuis la fin des années 1990 dans d'autres domaines tels que le gaz naturel, l'éclairage public, les télécommunications (déploiement de la fibre), l'installation de bornes de recharge de véhicules électriques, la production d'énergies d'origine renouvelable, la rénovation de bâtiments et les actions de maîtrise de la demande d'énergie.

### 1.1.2.4. *Un rôle commun de proximité pour l'impulsion et pour l'accompagnement des initiatives locales*

Les collectivités voient dans la production d'énergies d'origine renouvelable, au-delà de leur valeur environnementale, un **outil de développement économique qu'elles associent à des emplois non délocalisables et des opportunités de dynamisation ou de maintien du tissu économique sur la base de l'exploitation de ressources naturelles locales**. Ces projets peuvent aussi procurer un complément de ressources, notamment *via* les taxes sur les producteurs comme l'Imposition forfaitaire des entreprises de réseaux (IFER)<sup>26</sup>, ou au travers de recettes propres lorsqu'elles sont productrices ou propriétaires de terrains.

---

<sup>24</sup> Article L. 2224-32 du code général des collectivités territoriales.

<sup>25</sup> Bordeaux, Brest, Clermont-Ferrand, Dijon, Grenoble, Lille, Metz, Montpellier, Nancy, Nantes, Nice, Orléans, Rennes, Rouen, Saint-Etienne, Strasbourg, Toulon, Toulouse, Tours, métropoles dites de droit commun, auxquelles s'ajoutent la métropole de Lyon, dotée des compétences d'une métropole et d'un département, et les métropoles à statut particulier d'Aix-Marseille Provence et du Grand Paris.

<sup>26</sup> Selon France Énergie Éolienne, une société de parc éolien verse en moyenne 10 000 euros par MW installé par an en impôts et taxes (IFER, cotisation foncière des entreprises, cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises, hors taxe foncière), en sachant que la majorité des installations a une puissance comprise entre 5 et 12 MW. L'ensemble de impôts et taxes est affecté en moyenne à 70 % au bloc communal (communauté de communes et commune d'implantation), 27 % au département et 3 % à la région. Source : FEE, « *Éolien et fiscalité : comment ça marche ?* » (janvier 2017).

Ainsi, la prise de conscience par les citoyens des enjeux de la transition énergétique s'accompagne d'une aspiration à des modèles de consommation dont ils se sentent proches voire acteurs, ce qui peut prendre la forme d'investissements participatifs dans des projets locaux. L'association *Energie partagée* recense une centaine de projets de production d'EnR portés par des acteurs locaux actuellement en cours d'exploitation. Par ailleurs, certains projets, comme les parcs éoliens ou les unités de méthanisation, nécessitent une acceptation qu'il faut parfois négocier.

Les collectivités jouent d'abord un rôle d'impulsion par une démarche d'exemplarité. C'est notamment le cas en matière de rénovation énergétique du bâti, domaine dans lequel les projets privés rencontrent des difficultés faute de modèle économique rentable. Or, les collectivités détiennent ou gèrent un patrimoine bâti important (bâtiments administratifs, établissements éducatifs ou de soins, etc.). Le contrat stratégique de filière « *Industries des nouveaux systèmes énergétiques 2019-2021* » signé en mai 2019, qui poursuit un objectif de massification des rénovations, met donc l'accent sur le volontarisme des acteurs publics pour la rénovation de leur parc, grâce à des appels à projets pour regrouper des rénovations sur des parcs de bâtiments à fort potentiel de réduction des consommations énergétiques, qui bénéficieront d'un soutien financier pour la préparation d'un contrat de performance énergétique.

En outre, les collectivités sont des tiers de confiance qui peuvent apporter leur expertise et fédérer les acteurs locaux sur des projets liés à la transition énergétique. Elles jouent un rôle important en matière d'information et d'accompagnement, parfois au moyen de structures dédiées comme les espaces info énergie ou les agences locales de l'énergie<sup>27</sup>.

Plus largement, la relation de proximité entre les collectivités et les acteurs de terrain et les porteurs de projets, ainsi que leur bonne connaissance des réalités du terrain – opportunités, priorités, enjeux d'acceptabilité – leur permettent d'impulser une dynamique locale.

#### 1.1.2.5. *Un rôle d'expérimentation des innovations législatives ou réglementaires*

La transition énergétique s'inscrit dans un cadre législatif et réglementaire parfois jugé contraignant pour les porteurs de projets, qui appellent à des simplifications dans divers domaines.<sup>28</sup> Les réformes poursuivant un tel objectif qui peuvent s'avérer complexes pour l'administration, peuvent gagner à faire d'abord l'objet d'une **expérimentation**. Ainsi, l'« *autorisation unique* » regroupant les procédures d'autorisation de certains projets au titre du code de l'environnement et d'autres codes, mise en œuvre à titre expérimental dans plusieurs régions à compter de mai 2014 a été, à la suite de son évaluation, généralisée à l'ensemble du territoire et pérennisée sous la forme d'une « *autorisation environnementale* » en 2017<sup>29</sup>. Les territoires peuvent ainsi être le lieu où sont testées des expérimentations d'initiative centralisée<sup>30</sup>.

---

<sup>27</sup> Ainsi, la Communauté de Communes d'Erdre et Gesvres (Loire-Atlantique) a mis en place une plateforme de rénovation énergétique qui fournit des conseils en matière de travaux, mais aussi de changements des comportements, accessible gratuitement, et dont la neutralité est appréciable s'agissant de questions très techniques face auxquelles les consommateurs ont besoin de confiance ; elle constate un impact très substantiel de cette plateforme sur les initiatives de rénovation.

<sup>28</sup> Engie évoque ainsi l'allongement à 5 ans et l'harmonisation de la durée de validité des différentes autorisations requises pour un projet photovoltaïque (permis de construire, autorisation de défrichement, autorisations loi sur l'eau, etc.), la fusion en un seul arrêté du permis de construire et de l'autorisation d'exploiter pour les installations de méthanisation, à l'instar de ce qui a été fait pour l'éolien terrestre en 2017, ou encore l'adoption d'un régime simplifié d'autorisation pour le renouvellement total des parcs éoliens en fin de vie.

<sup>29</sup> Ordonnance n° 2017-80 du 26 janvier 2017 relative à l'autorisation environnementale.

<sup>30</sup> Le projet de loi relatif à l'énergie et au climat, dont le texte de compromis a été adopté en Commission mixte paritaire en juillet 2019, prévoit que, sous certaines conditions, des dérogations temporaires aux conditions d'accès et d'utilisation des réseaux peuvent être accordées par la CRE ou l'autorité administrative pour une durée maximale de quatre ans pour déployer à titre expérimental des technologies ou des services innovants en faveur de la transition énergétique et des réseaux et infrastructures intelligents (i.e. bac à sable réglementaire). Cette nouvelle disposition permettra, par exemple, de développer l'expérimentation en France des réseaux électriques ou gaziers intelligents et par conséquent d'identifier plus rapidement les freins tant juridiques et techniques qu'économiques à leur déploiement.



Les collectivités territoriales peuvent également être à l'initiative d'expérimentations, même si cette possibilité est aujourd'hui rarement mise en œuvre. Il est déjà possible de ne généraliser les mesures prises à titre expérimental que dans une partie des collectivités territoriales, si les dérogations au principe d'égalité sont justifiées par des différences objectives. Si la réforme constitutionnelle permettant la différenciation territoriale des normes nationales (à l'issue ou non d'une expérimentation) devait être adoptée, outre l'abandon et la généralisation, il existera une troisième issue possible pour les expérimentations fondées sur l'article 72 de la Constitution : la pérennisation des mesures de dérogation à la norme nationale adoptées par les collectivités expérimentatrices dans leur seul territoire, ainsi que dans celui des collectivités qui souhaiteront les appliquer<sup>31</sup>.

## 1.2. L'évolution du rôle des réseaux de distribution dans les systèmes d'énergie fournit des leviers d'action aux communes et intercommunalités qui en sont propriétaires

### 1.2.1. Des réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel en profonde mutation

#### 1.2.1.1. Les réseaux de distribution d'électricité

L'essor de la production par des unités de petite taille et intermittentes induit des changements très importants dans la gestion des réseaux notamment de distribution et dans celle de l'équilibre offre/demande. Le raccordement des installations de production diffuses concerne en très grande majorité le réseau de distribution, en moyenne tension (HTA) pour l'éolien, et en moyenne tension (HTA) ou basse tension (BT) pour le photovoltaïque. Le caractère intermittent de certaines EnR pourra nécessiter le développement de moyens de flexibilité et de stockage à différents horizons temporels.

**Il convient ici de corriger l'idée selon laquelle les installations de production d'EnR favoriseraient toujours une plus grande proximité entre le producteur et le consommateur.** Une partie importante de la production éolienne ou solaire est issue de grands parcs industriels. La filière photovoltaïque en 2016 rassemblait une multitude de très petites installations et un faible nombre d'installations de très grande puissance<sup>32</sup>.

**L'idée que les EnR permettraient de consommer localement l'énergie produite n'est donc pas avérée.** Près du quart de la production EnR injectée sur le réseau de distribution n'est pas consommé localement mais renvoyé sur le réseau de transport pour alimenter d'autres lieux de consommation<sup>33</sup>. Même à une échelle de puissance réduite, dans le cas d'un logement équipé de panneaux solaires, les conditions météorologiques et les comportements humains font que production et consommation ne sont pas simultanées<sup>34</sup>.

Ces évolutions font apparaître d'importants besoins de flexibilité, renforcés par la croissance attendue du parc de véhicules électriques et hybrides rechargeables qui fait l'objet de scénarios très contrastés selon les experts<sup>35</sup>. À horizon 2035, Enedis prévoit un parc de 9 millions de véhicules électriques consommant 25 TWh, et un parc de 1,8 millions de bornes publiques. Ceci représente des nouveaux défis, mais aussi potentiellement de nouvelles solutions, en termes de flexibilité<sup>36</sup>.

<sup>31</sup> cf. Avis du Conseil d'État du 7 décembre 2017 n° 393651 sur la différenciation des compétences des collectivités territoriales relevant d'une même catégorie et des règles relatives à l'exercice de ces compétences, et Avis du 3 mai 2018 n° 394658 sur un projet de loi constitutionnelle pour une démocratie plus représentative, responsable et efficace.

<sup>32</sup> Les installations de 250 kW et plus représentent 1 % des installations mais 50 % de la puissance, tandis qu'à l'inverse, celles de 3 kW et moins représentent 75 % des installations mais environ 10 % de la puissance.

<sup>33</sup> Source : Enedis, « *Bilan électrique* » (mai 2019).

<sup>34</sup> Ainsi, 30 % seulement de la production d'une installation photovoltaïque de 3 kWc est directement utilisée par le logement qui la produit. Source : Office franco-allemand pour les énergies renouvelables, « Le cadre juridique, technique et financier de l'autoconsommation du photovoltaïque. Retour d'expérience allemand » (2014).

<sup>35</sup> Source : Rapport du groupe de travail n° 2 du Comité de prospective de la CRE, F. Gonand et G. Lescuyer, « *La flexibilité et le stockage sur les réseaux d'énergie d'ici les années 2030* » (juillet 2018).

<sup>36</sup> Les pics de recharges en période de pointe pourraient être évités grâce à des systèmes d'optimisation du moment de la recharge du véhicule sur le modèle de ce qui existe pour les ballons d'Eau chaude sanitaire (ECS). Au-delà, l'idée d'utiliser les véhicules électriques comme outil de stockage et déstockage d'électricité (*vehicle-to-grid*) est techniquement faisable, mais son modèle économique n'est, à ce jour, pas complètement établi.

Par ailleurs, pour répondre aux attentes des usagers en matière de maîtrise de leur consommation, les nouvelles technologies offrent des solutions innovantes, par le recours aux compteurs communicants et aux réseaux dits « *intelligents* », qui fournissent un gisement de données à exploiter. L'accès à ces données, détenues pour l'essentiel par les gestionnaires de réseaux, représente un nouvel enjeu.

Au total, les enjeux liés aux investissements dans le réseau, à l'insertion des énergies d'origine renouvelable et à la transparence et l'accès aux données de consommation deviennent centraux, et les collectivités propriétaires de réseaux s'en saisissent tout naturellement.

### 1.2.1.2. Les réseaux de distribution de gaz naturel

La transition énergétique conduit à un tournant majeur pour les opérateurs de gaz naturel traditionnellement issu de sources fossiles, qui se tournent vers le biogaz. En ce qui concerne la filière de méthanisation, à la fin 2018 on comptait 76 sites injectant du biométhane dans les réseaux de gaz naturel pour un volume annuel de 714 GWh<sup>37</sup>, et GRDF indique qu'il existe aujourd'hui plus de 750 projets en attente, représentant une capacité maximale cumulée de 16 TWh/an. En ce qui concerne la pyrogazéification, il n'existe pas encore de filière mature, mais uniquement quelques installations pilotes.

Les zones rurales, sur l'ensemble du territoire métropolitain, concentrent le potentiel de production de biométhane (à plus de 80 %), tout comme celui de la filière de pyrogazéification (à plus de 90 %). L'essentiel de la consommation et des réseaux d'alimentation en gaz naturel est à l'inverse concentré en zone urbaine. Ceci illustre le rôle des réseaux et des stockages pour assurer l'adéquation géographique et temporelle entre zones de production et de consommation<sup>38</sup>.

Le maillage existant des réseaux de gaz naturel permet de relier l'essentiel des ressources situées en zones rurales aux besoins énergétiques situés en zones urbaines ou semi-urbaines. 95 % des exploitations agricoles sont implantées à moins de 20 kilomètres d'un réseau de gaz naturel, et près de la moitié le sont à moins de 5 kilomètres<sup>39</sup> :

**Cartographie des réseaux gaz et du gisement méthanisable à horizon 2030**

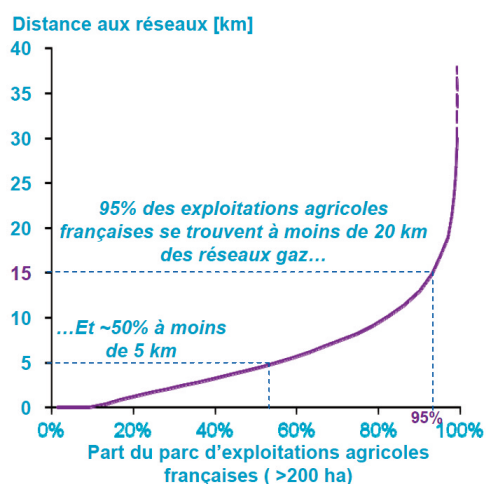


— Réseaux de gaz GRDF — Important  
 — Réseaux de gaz GRT — Moyen  
 — — Faible

Gisement méthanisable

Source: opérateurs d'infrastructures, « Etude ADEME, un mix de gaz 100 % renouvelable en 2050 ? »

**Proximité des exploitations agricoles aux réseaux gaz**



<sup>37</sup> Source : GRDF, GRTgaz, SPEGNN, SER et Teréga, « Panorama du gaz renouvelable 2018 ».

<sup>38</sup> Ceci suppose toutefois d'arbitrer entre les différents usages possibles du biométhane : il peut, dans certaines situations, être plus pertinent de privilégier la combustion en vue de la production de chaleur, dans le cadre d'une valorisation locale, plutôt que l'injection dans le réseau de gaz naturel qui suppose de purifier le gaz.

<sup>39</sup> Trois possibilités d'injection dans le réseau sont envisageables pour une unité de méthanisation : le raccordement sur le réseau de distribution, le raccordement sur le réseau de transport et l'injection portée de gaz. Pour plus de détails, on pourra se référer au rapport de juillet 2019 du groupe de travail n° 1 du Comité de prospective de la CRE consacré au verdissement du gaz. On estime aujourd'hui que près de 90 % des sites de production de biométhane (représentant 80 % des volumes produits) qui injecteront dans les réseaux de gaz naturel le feront dans les réseaux de distribution.



Selon une étude de l'ADEME réalisée en partenariat avec GRTgaz et GRDF<sup>40</sup>, les investissements nécessaires en matière de compression et de renforcement des réseaux, qui correspondent à des technologies matures, représenteraient ainsi un coût limité : le coût marginal du raccordement de ces installations est estimé à 3 €/MWh. Le raccordement des sites de production aux réseaux existants nécessiterait de construire 10 000 km de réseaux (moins de 5 % du réseau actuel), à comparer à un rythme actuel de construction de réseaux de l'ordre de 1 000 km par an, ce qui paraît donc atteignable.

Le contrôle de ces coûts est institué par la loi n° 2018-938 du 30 octobre 2018 pour l'équilibre des relations commerciales dans le secteur agricole et alimentaire et une alimentation saine, durable et accessible à tous (dite « loi EGalim » ou « loi Alimentation ») qui crée un droit à l'injection pour les producteurs de biométhane sous réserve de sa pertinence technico-économique. Le décret d'application publié le 28 juin 2019 prévoit la prise en charge par les tarifs de distribution et/ou de transport des coûts de renforcement des réseaux de gaz naturel nécessaires à l'injection du biométhane sur ces réseaux, sous réserve que ces renforcements répondent à un critère technico-économique<sup>41</sup>.

### 1.2.1.3. Les réseaux de distribution de chaleur et de froid (pour mémoire)

Les réseaux de chaleur et de froid permettent d'alimenter en chaleur ou d'assurer le rafraîchissement d'un quartier ou d'un ensemble de quartiers à partir d'un ou plusieurs moyens de production centralisés. Pour atteindre les objectifs de la LTECV du 17 août 2015, selon l'ADEME, il est nécessaire de multiplier par 5 la production de chaleur renouvelable et de récupération délivrée par ces réseaux.

Les réseaux de chaleur permettent de mobiliser massivement des gisements d'énergie renouvelable et de récupération (EnR&R) locale non distribuables autrement (géothermie profonde, chaufferie bois de forte puissance, récupération de chaleur fatale).

Les collectivités locales détiennent la compétence en matière de réseaux de chaleur et peuvent en piloter la création, l'extension ou la densification afin de créer un « patrimoine énergétique basé sur les énergies locales » d'un territoire.

### 1.2.2. Une place renouvelée pour les autorités organisatrices de la distribution

Les autorités concédantes de la distribution d'électricité et du gaz sont historiquement les communes et leurs syndicats<sup>42</sup>. L'exercice de cette compétence est très encadré dans l'état actuel du droit, puisque ces autorités ne peuvent décider, depuis 1946, ni du mode de gestion, ni, le plus souvent<sup>43</sup>, de l'identité du concessionnaire – qui, en métropole et à l'exception des réseaux exploités par les ELD, est Enedis pour la distribution d'électricité et GRDF pour la distribution de gaz naturel – ni de la tarification de l'utilisation des réseaux (qui est fixée par la Commission de régulation de l'énergie) et de la fourniture d'électricité ou de gaz naturel aux tarifs réglementés (qui sont fixés par l'État sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie).

Les autorités concédantes restent toutefois propriétaires des réseaux et sont en charge d'organiser le service public local, qui recouvre deux missions distinctes : distribution et fourniture

<sup>40</sup> Source : ADEME, « Un mix de gaz 100 % renouvelable en 2050 ? » (2018).

<sup>41</sup> Décret n° 2019-665 du 28 juin 2019 relatif aux renforcements des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel nécessaires pour permettre l'injection du biogaz produit, pris pour l'application de l'article L. 453-9 du code de l'énergie.

<sup>42</sup> La loi municipale du 5 avril 1884 a donné compétence aux communes pour organiser les services publics locaux dont ceux du gaz et de l'électricité et l'article 6 de la loi du 15 juin 1906 sur les distributions d'énergie a conféré aux communes et à leurs syndicats compétence pour délivrer la concession de distribution électrique.

<sup>43</sup> Les nouvelles concessions de gaz naturel font l'objet d'un appel d'offres.

aux tarifs réglementés<sup>44</sup>, auxquelles la LTECV du 17 août 2015 a ajouté une mission de mise en œuvre d'actions d'efficacité énergétique et d'insertion des énergies d'origine renouvelable dans les réseaux<sup>45</sup>. Les autorités concédantes sont ainsi chargées de négocier et conclure les contrats de concession avec le gestionnaire de réseaux<sup>46</sup>. Ces contrats sont conclus pour une durée longue (généralement entre vingt et trente ans), et définissent notamment les investissements prévus pour l'entretien et le développement du réseau, les redevances versées à l'autorité concédante, la répartition de la maîtrise d'ouvrage des travaux, ou encore les exigences de sécurité et de qualité de l'approvisionnement.

Le positionnement des collectivités en tant qu'autorités propriétaires des réseaux publics de distribution d'énergie et autorité concédante de ceux-ci leur permet de jouer un rôle, certes encore contraint mais de moins en moins négligeable, dans la conduite de la transition énergétique au niveau local, en particulier au moment de la renégociation des contrats de concession.

La technicité des sujets nécessite d'y dédier des ressources en interne, d'y consacrer des budgets, de constituer des équipes, de sorte que les métropoles et intercommunalités de grande taille apparaissent comme un échelon plus à même de faire face à ce besoin d'expertise que la plupart des communes, qui sont nombreuses à confier cette compétence à un syndicat d'énergie généralement constitué à l'échelle départementale<sup>47</sup>.

## **2. UN DÉPLOIEMENT PROTÉIFORME DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE AU NIVEAU LOCAL QUI SOULIGNE LA DIVERSITÉ DES TERRITOIRES ET LE NOMBRE DES INITIATIVES**

Dans ce contexte nouveau ont émergé de nombreuses initiatives locales de pilotage de la transition énergétique, qui sont plus ou moins coordonnées et expérimentales. Ce rapport dresse un bilan synthétique des premières étapes de ce mouvement de fond d'une gouvernance en quête de rationalité et qui répond à des enjeux énergétiques de première importance.

### **2.1. Des formes de planification et d'intervention variées ...**

La transition énergétique au niveau local juxtapose des dispositifs à des mailles très diverses :

- maille très locale : autoconsommation collective, centrales villageoises solaires, coopératives locales et collectives de production d'énergie d'origine renouvelable, rénovation énergétique d'un quartier, développement de stockage local ;
- maille plus large : déploiement de parcs de production éoliens de taille importante, projets de territoires à énergie positive, etc.

Elle fait aussi apparaître la **diversité des territoires** tant en termes de ressources que de besoins. Le rythme de déploiement des installations de production d'EnR, ou encore celui des bornes de recharge pour les véhicules électriques, dépend de la géographie, de l'urbanisme, des dynamiques socio-économiques et des choix politiques. La capacité à développer des projets autour de la consommation d'électricité (maîtrise de la demande, autoconsommation) dépend aussi des caractéristiques des territoires, comme la densité démographique.

Il en résulte un **besoin de coordination des visions du développement de chaque territoire**

---

<sup>44</sup> Article L. 121-2 du code de l'énergie.

<sup>45</sup> Article L. 322-8 du code de l'énergie.

<sup>46</sup> Article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales (CGCT).

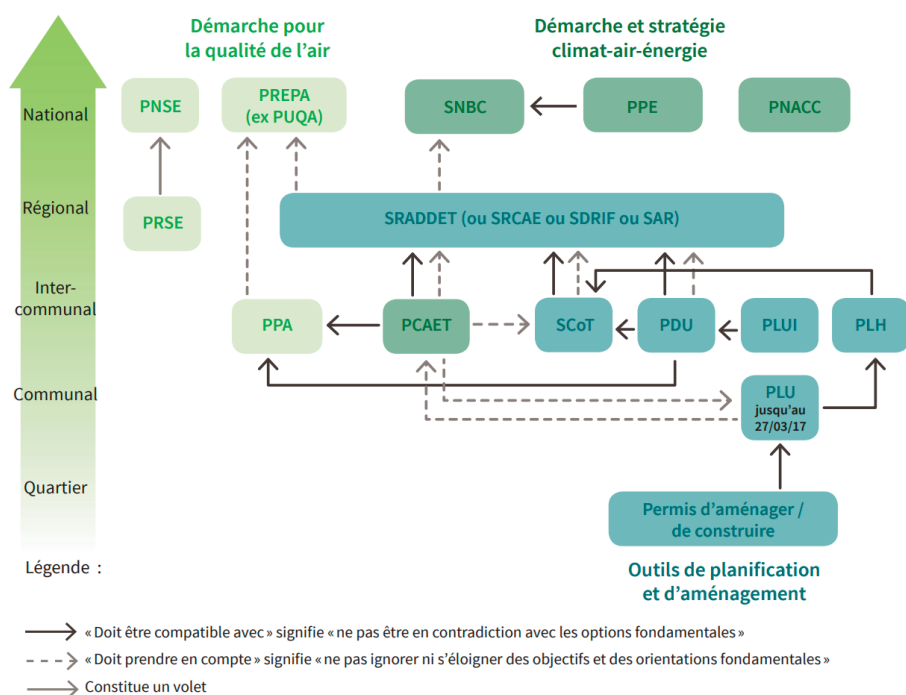
<sup>47</sup> Source : B. Boutaud, Annuaire des collectivités locales, « *Les énergies renouvelables, énergies des collectivités territoriales ?* », pp. 195-204 (2013).

dans sa singularité depuis les régions jusqu'aux initiatives des échelons intercommunal puis local, et enfin aux développements réels. Cette diversité des rôles des acteurs renforce la nécessité de coordonner le développement des infrastructures de réseaux, y compris dans une approche multi-énergies, pour répondre à un coût raisonnable aux différentes demandes.

Aujourd'hui des outils de planification multiples coexistent, qui pour certains fixent des obligations ou des orientations, pour d'autres agissent par des soutiens, financiers ou non, ou encore des mécanismes qui suscitent ou agrègent des initiatives locales portées par les acteurs des territoires. La complexité du dispositif et son instabilité dans le temps peuvent donner l'impression d'un manque de lisibilité.

La loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement (dite « loi Grenelle II ») a introduit des instruments de planification à l'échelle des régions et des structures intercommunales, les SRCAE et les PCET, qui sont à l'origine des actuels SRADDET et PCAET.

Pour autant, l'articulation de ces outils et échelles reste complexe, comme l'illustre le schéma ci-dessous, et leur mise en cohérence devient tout à fait nécessaire. Les liens d'opposabilité entre les documents, aujourd'hui encore assez faibles, ne favorisent pas forcément la correcte déclinaison des objectifs. Par ailleurs, aucun mécanisme n'assure la cohérence entre objectifs nationaux et territoriaux en matière de transition énergétique. Enfin, l'élaboration de ces plans requiert du temps, des moyens financiers et des compétences techniques, si bien que les collectivités ne sont pas toujours en mesure de mener un travail de qualité dans les délais prescrits.



Source : ADEME, « PCAET : comprendre, construire et mettre en œuvre » (2016)

### 2.1.1. Au niveau régional, des SRADDET encore en devenir

Au niveau régional, les enjeux climat, air, énergie sont traités dans des SRADDET. La loi Grenelle II du 12 juillet 2010 avait chargé les régions de l'élaboration des Schémas régionaux climat air énergie (SRCAE). Avec la loi NOTRe du 7 août 2015, en métropole hors Île-de-France et Corse, les thématiques couvertes jusqu'ici par les SRCAE deviennent une composante des **Schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité du territoire (SRADDET)**, renforçant encore l'intégration de la réflexion avec d'autres dimensions

de l'aménagement du territoire<sup>48</sup>. Les SRADDET traitent ainsi d'un champ plus vaste des politiques publiques, parfois à des horizons plus lointains que la PPE.

Chaque SRADDET fixe, d'une part, des objectifs figurant dans son rapport et, d'autre part, des règles générales regroupées par thématiques dans un fascicule, qui doivent contribuer à l'atteinte de ces objectifs. Parmi ces règles doivent notamment figurer des mesures favorables au développement des énergies d'origine renouvelable et de récupération (article R. 4251-10 du code général des collectivités territoriales)<sup>49</sup>.

**L'articulation en amont entre ce schéma et les objectifs nationaux n'est pas évidente.** Il n'existe curieusement pas de lien juridique entre la PPE et les SRADDET : ils ont vocation, selon les documents relatifs à la PPE, à s'alimenter mutuellement dans le cadre de l'élaboration de leurs versions successives<sup>50</sup>. Aucun dispositif ne permet aujourd'hui de s'assurer que l'addition des objectifs régionaux définis dans les SRADDET est conforme aux programmations nationales, ni que la somme des plans d'actions des territoires d'une région permet d'atteindre les objectifs régionaux. Le Conseil économique, social et environnemental (CESE) préconise un processus politique permettant d'harmoniser les planifications de l'État, des régions et des EPCI<sup>51</sup>. Régions de France, dans une feuille de route adoptée en mars 2019, estime que la mise en cohérence des objectifs des planifications nationales et régionales en matière d'énergie sera un enjeu fort des programmations futures<sup>52</sup>.

**L'articulation en aval avec les schémas élaborés par les collectivités,** notamment en matière d'urbanisme, est relativement complexe. **Les règles générales** du fascicule du SRADDET, correspondant aux objectifs énoncés dans son rapport, s'imposent dans un rapport de **compatibilité** aux Schémas de cohérence territoriale s'ils existent ou, à défaut, aux PLU, cartes communales ou documents en tenant lieu, ainsi qu'aux PCAET. **Les objectifs** du SRADDET, quant à eux, doivent seulement être « **pris en compte** » par ces documents.

Le SRADDET est adopté à l'issue d'une concertation qui implique notamment les départements, les métropoles et les intercommunalités compétentes en matière de PLU intercommunal et associe souvent les gestionnaires de réseaux de gaz naturel et d'électricité. Une fois le SRADDET approuvé, les documents auxquels il est opposable devront être mis en compatibilité lors de leur prochaine révision. Néanmoins, les règles générales ne peuvent avoir pour conséquence directe, pour les autres collectivités territoriales et les intercommunalités, la

---

<sup>48</sup> Trois cas sont à distinguer : en métropole hors Île-de-France et Corse, le SRADDET se substitue au SRCAE dès lors qu'il est adopté ; en Île-de-France et en Corse, le SRCAE subsiste, avec l'adjonction du Programme régional d'efficacité énergétique et du Schéma régional biomasse ; outre-mer, le Schéma d'aménagement régional vaut SRCAE.

<sup>49</sup> Ainsi, dans le SRADDET de la région Grand Est, l'énoncé d'une de ces règles est « Favoriser le développement des énergies renouvelables et de récupération en tenant compte du potentiel local des filières existantes, émergentes et d'avenir, dans le respect des usages et des fonctionnalités des milieux forestiers, naturels et agricoles ainsi que des patrimoines et des paysages emblématiques ». Cette règle est déclinée en préconisations par filière, par exemple « *Solaire photovoltaïque (PV) : Mobiliser toutes les surfaces potentielles favorables au développement du PV en privilégiant les surfaces bâties (grandes toitures, bâtiments résidentiels, tertiaires, agricoles, industriels, etc.), les terrains à faible valeur d'usage déjà artificialisés (friches, ombrières de parking, etc.) ou les terrains dits « dégradés » pour les centrales au sol [...] »*. Source : fascicule du SRADDET de la région Grand Est, p. 26, règle n° 5 intitulée « Développer les énergies renouvelables et de récupération ».

<sup>50</sup> Source : Ministère de la transition écologique et solidaire, « *Cadre de mise en œuvre de la programmation pluriannuelle de l'énergie* ».

<sup>51</sup> Avis du CESE du 9 avril 2019 sur les projets de SNBC et de PPE, p. 53.

<sup>52</sup> De fait, les stratégies adoptées par certaines régions ne sont pas toujours alignées avec les objectifs nationaux : ainsi, le projet de SRADDET publié par les Hauts-de-France début 2019 adopte un objectif de réduction de 40 % de la consommation énergétique à l'horizon 2050, alors que la LTECV du 17 août 2015 retient un objectif de 50 % ; en outre, ce schéma régional fixe un objectif de production d'énergie éolienne en stagnation à partir de 2021, malgré la probable mise en service d'un grand nombre de projets déjà autorisés, en demandant à ses collectivités de développer les renouvelables autres que l'éolien. À l'inverse, en matière de biométhane, plusieurs SRADDET fixent des objectifs régionaux plus ambitieux que ceux de la PPE. Voir aussi Régions de France, « *Pour une transition juste et efficace par et avec les régions – propositions* » (mars 2019).

création ou l'aggravation d'une charge d'investissement ou d'une charge de fonctionnement récurrente. Ceci souligne l'importance d'une concertation efficace permettant une vision partagée sur les objectifs et la stratégie<sup>53</sup>.

Les autres observations critiques à l'égard des SRADDET tiennent à l'absence de délai impératif d'élaboration. Les textes d'application ont fixé pour date butoir le 28 août 2019, mais le législateur n'a envisagé aucune sanction à l'encontre des régions qui ne respecteraient pas cette échéance. Cette incertitude ne va pas sans susciter des interrogations.

### 2.1.2. Au niveau intercommunal, les PCAET

Les **Plans climat air énergie territoriaux (PCAET)** sont les lointains héritiers des plans climat territoriaux mis en place dans les années 2000, qui constituaient le volet « *climat* » des Agenda 21 pour les collectivités militantes engagées dans cette démarche. Ces plans, à l'origine volontaires, ont été rendus obligatoires pour certaines collectivités par la loi Grenelle 2 du 12 juillet 2010 sous la forme de Plans climat-énergie territoriaux (PCET)<sup>54</sup>. La création des PCAET s'est inscrite dans une volonté de simplification du « *millefeuille territorial* » : les PCET étaient jusqu'alors obligatoires pour les régions, les départements, les communautés urbaines, les communautés d'agglomération, ainsi que les communes et les communautés de communes de plus de 50 000 habitants, ce qui conduisait à une superposition de documents sur un même territoire. Désormais, **la LTECV du 17 août 2015 rend obligatoire l'élaboration du PCAET à un seul niveau territorial, celui de l'intercommunalité, pour celles de plus de 20 000 habitants.** Les PCAET sont actuellement en cours d'élaboration.

Le PCAET comprend un diagnostic, des objectifs stratégiques et opérationnels, un programme d'actions et un dispositif de suivi. Il vise deux objectifs : l'**atténuation** (limiter les émissions de gaz à effet de serre du territoire), et l'**adaptation** (réduire la vulnérabilité du territoire au changement climatique).

Le PCAET s'inscrit, comme on l'a vu, dans des rapports normatifs avec de nombreux documents de planification :

- le PCAET doit être compatible avec les règles générales du SRADDET, là où il existe, ou avec le SRCAE, et outre-mer avec le Schéma d'aménagement régional ;
- le PCAET doit prendre en compte le SCoT (à l'inverse de ce qui était appliqué jusque-là au titre de la loi Grenelle 2 du 12 juillet 2010), les objectifs du SRADDET, ainsi que la stratégie nationale bas carbone tant que le SRADDET ne l'a pas lui-même prise en compte ;
- le PLU ou PLUi doit quant à lui prendre en compte le PCAET.

L'Assemblée des communautés de France (AdCF) indiquait en février 2019 que 15 % des intercommunalités qui ne sont pas concernées par l'obligation réglementaire, leur population étant inférieure au seuil, ont entrepris une démarche volontaire d'élaboration d'un PCAET.

---

<sup>53</sup> Ainsi, dans la région de Nantes, les auteurs du rapport ont pu constater une différence de perception entre la métropole de Nantes, qui a le sentiment d'être associée à la réalisation du SRADDET par les services de la région, qui la sollicitent sur ses documents de planification – PCAET et PLU métropolitain – dans une démarche montante (*bottom-up*), et de plus petites structures intercommunales, qui perçoivent le SRADDET comme une addition de schémas locaux sans réelle cohérence. Voir Échanges avec la Communauté de Communes d'Erdre et Gesvres.

<sup>54</sup> Créés par le décret n° 2011-829 du 11 juillet 2011 relatif au bilan des émissions de gaz à effet de serre et au plan climat-énergie territorial.



Toutefois, pour de nombreux acteurs locaux, l'exercice s'avère complexe et coûteux<sup>55</sup>. Selon une analyse menée par l'association de collectivités Amorce et l'Assemblée des communautés de France, un PCAET ambitieux qui prévoit à la fois de l'animation, de la coordination d'acteurs, et des investissements représente un coût de l'ordre de 200 €/an/habitant. Pour faire face à ces dépenses, certaines collectivités réclament une territorialisation de la contribution climat énergie, dite « *taxe carbone* ».

### Le cas de Paris

Le PCAET de la ville de Paris, adopté en mars 2018, fixe entre autres pour objectifs, à l'horizon 2050 (avec des objectifs intermédiaires en 2030), la neutralité carbone et une consommation à 100 % d'énergie d'origine renouvelable sur le territoire qu'il couvre. Du fait de leurs densités, les territoires urbains ne peuvent être autonomes en énergie : la ville de Paris compte donc développer les ressources de son territoire en matière de photovoltaïque (équiper 20 % des toits parisiens), de géothermie (330 GWh supplémentaires) et de récupération de chaleur, pour atteindre un objectif de 20 % de production locale d'énergies renouvelables en 2050, et en complément, investir dans des partenariats territoriaux pour développer la production d'énergies renouvelables hors du territoire parisien.

Le PCAET fixe notamment des objectifs ambitieux relatifs à l'éclairage public. Celui-ci représente pour les collectivités françaises 18 % de la consommation d'énergie et 48% de la consommation d'électricité, soit 7 TWh (source ADEME). Il soulève des enjeux environnementaux (pollution lumineuse, biodiversité) et financiers. À Paris, le plan Climat de 2007 visait déjà une baisse de 30 % de cette consommation pour 2020, objectif porté à 50 % par le PCAET adopté en 2018.

Paris compte environ 175 000 points lumineux et 22 000 supports de feux de signalisation. Le marché à performance énergétique de la ville de Paris, en vigueur depuis 2011, a permis d'atteindre dès la fin 2018 l'objectif d'une baisse de 30 % de la consommation (- 42 GWh) à horizon 2021, grâce au remplacement prioritaire des sources lumineuses les plus consommatrices. Ainsi, rue de Rivoli, le remplacement des luminaires équipés de sources à sodium très haute pression de 100 W par des LED à 19 W a permis une économie de consommation de 84 % (274 MWh) et une amélioration de la qualité de l'éclairage. Le rendement énergétique de chaque opération doit respecter une valeur cible annuelle (au moins 0,5 kWh d'économie annuelle pour 1 € investi, en 2015). La démarche vise à trouver un juste équilibre entre les objectifs d'économie d'énergie et de sécurité pour les usagers. L'ampleur des progrès dépendra notamment de la mobilisation des acteurs privés, en particulier sur l'éclairage nocturne. Pour l'avenir, diverses innovations sont envisagées : détecteurs de présence qui font remonter l'intensité lumineuse, mâts autonomes solaires, mâts permettant de recharger des véhicules électriques, mobiliers connectés multi-services.

<sup>55</sup> Dans un avis de 2017 intitulé « *La transition écologique et solidaire à l'échelon local* », le Conseil économique, social et environnemental relevait : « *Sur le plan des compétences techniques, de nombreux acteurs locaux soulignent leurs difficultés à élaborer de tels documents. Pour l'AdCF, « l'exercice est difficile même pour les grandes collectivités et 77 % d'entre elles ont signalé un besoin d'appui technique externe au cours de leur démarche d'élaboration du PCAET ». Pour AMORCE, « la moitié des collectivités de plus de 50 000 habitants n'a pas fait son PCAET – elles devaient l'avoir finalisé au 31 décembre 2016 – et deux tiers des collectivités de 20 000 à 50 000 habitants ne l'auront pas finalisé comme prévu par la loi avant fin 2018 ». Si ce retard témoigne d'un portage politique insuffisant, il n'en demeure pas moins que les acteurs auditionnés soulignent que les collectivités volontaires rencontrent des problèmes dans la maîtrise de l'ingénierie technique et sont confrontées à un manque de ressources humaines disponibles pour réaliser ce type de documents. Le CESE observe que pour répondre à leurs besoins en ingénierie, les élus de ces collectivités ont la plupart du temps recours à des bureaux d'études ou des structures locales telles les agences locales de l'énergie ou des associations spécialisées, mais aussi à des structures publiques locales comme les PNR, les syndicats d'énergie, les Conseil d'architecture, d'urbanisme et de l'environnement (CAUE), ou nationales comme l'ADEME ou le CEREMA ».*

## Le cas de Bordeaux

Adopté en juillet 2017, son PCAET retient l'engagement à devenir une métropole à énergie positive à horizon 2050, avec 3 dimensions : consommation, production et importation d'énergie d'origine renouvelable ; le plan fixe des objectifs élevés notamment en termes de rénovation de logements, d'installation de centrales solaires, de développement de réseaux de chaleur et de parts modales des mobilités décarbonées. En complément, Bordeaux métropole a entrepris l'élaboration d'un **Schéma directeur de l'énergie**, pour établir un état des lieux complet des consommations d'énergie sur son territoire, comprendre les objectifs des autres acteurs et les moyens qu'ils se donnent, puis mesurer le degré d'alignement entre ces stratégies, pour le cas échéant corriger son plan d'action. Estimant qu'il n'existe pas d'espaces de partage d'information adaptés, elle souhaite mettre en place une animation locale sur la thématique de l'énergie, en impliquant les grands consommateurs, les collectivités, etc.

Un des principaux leviers de Bordeaux Métropole pour agir sur la production d'énergie renouvelable est le développement des **réseaux de chaleur**. Ce sujet mature est encadré par une doctrine :

- une mixité énergétique avec au moins 80 % d'EnR (chaleur fatale, géothermie ou biomasse), importation d'électricité verte ou de biogaz ;
- le « *classement* » systématique des réseaux de chaleur : le raccordement est imposé pour tous les bâtiments neufs ou en cas de rénovation importante, le cas échéant en concertation avec les bailleurs sociaux pour s'assurer que cela ne conduira pas à une hausse de tarifs pour les occupants. Une fois que le réseau est classé, celui qui refuse le raccordement doit prouver qu'il dispose d'une meilleure solution ;
- un schéma directeur de 15 ans partagé, avec des limites ou des risques à contrôler : il s'agit d'introduire une intelligence territoriale, par exemple sur la biomasse, en s'interrogeant sur la disponibilité de la ressource en bois, ou encore d'offrir de la visibilité en maintenant une concurrence saine entre les opérateurs.

Bordeaux métropole porte également des initiatives en matière de **rénovation énergétique du bâti** : une plateforme de rénovation énergétique avec un principe de guichet unique à destination des habitants pour rénover l'habitat individuel, une charte pour le tertiaire, la création en 2018 d'une SEM « *Bordeaux métropole énergie* » dans le cadre du tiers financement qui propose une offre d'ingénierie-réalisation-financement de projets de rénovation, le programme ELENA financé par la BEI pour porter une ingénierie technique, sociale et financière sur des chantiers de rénovation de copropriétés.

Bordeaux Métropole estime que les **données** jouent un rôle fondamental pour établir un diagnostic opérationnel et optimiser ses interventions. Dans le prolongement d'une première collaboration fructueuse avec l'opérateur Régaz, elle bâtit une plateforme multi-énergies avec les opérateurs Régaz, Enedis et GRDF pour identifier les bâtiments qui ont des faibles enveloppes thermiques, évaluer la performance de la rénovation énergétique et établir un plan d'action ciblé.

Ces actions, loin d'être exhaustives, sont autant de marques de la volonté politique locale.



## Le cas de Nantes

Le volet « *atténuation* » du PCAET de la métropole nantaise est constitué d'une feuille de route élaborée à la suite d'un **grand débat** sur la transition énergétique lancée en 2016, sur 6 mois, qui a réuni 53 000 participants, avec 11 000 contributions, des séminaires, des ateliers de travail. Le document énumère 15 ambitions et comporte 33 engagements portant sur des projets collectifs. Cette démarche a eu un effet d'accélération, par exemple, sur les questions liées à l'investissement participatif, suite à une émergence de projets citoyens.

Nantes Métropole met l'accent sur les réseaux de chaleur, la production d'électricité photovoltaïque et la mobilité propre.

- sur le volet **chaleur**, l'ambition est d'atteindre une production de chaleur issue à 80 % d'énergies d'origine renouvelable, avec un prix concurrentiel avec celui du gaz naturel. 50 % des logements sociaux sont raccordés à un réseau de chaleur ;
- sur le volet **photovoltaïque**, Nantes Métropole a mis en place un « *Plan Solaire* » : une carte interactive de la métropole nantaise permettant, à partir de son adresse, d'obtenir le potentiel solaire de sa toiture (i.e. la quantité d'énergie que le soleil transmet à la toiture). La plateforme fournit une estimation de la surface de panneaux à installer, le coût d'installation et les gains réalisés sur 20 ans. Ces estimations de rentabilité peuvent être communiquées à des artisans qualifiés, afin d'établir un devis. 14 M€ d'investissements ont été engagés pour le développement du photovoltaïque, et la production a doublé en un an. Par ailleurs, un appel à manifestation d'intérêt a été lancé pour la mise à disposition de toitures, par exemple sur le Marché d'intérêt national (MIN) pour plus de 32 000 m<sup>2</sup> de panneaux solaires ;
- sur le volet **mobilité**, Nantes Métropole souhaite poursuivre le développement du Bus à haut niveau de service sur voie dédiée (5 M€/km au lieu de 25 M€/km pour un tramway), et des bus au gaz naturel avant un passage progressif au biogaz et à l'électricité (en 2020, la flotte devrait compter 380 bus au GNV et bioGNV et 20 bus électriques). Par ailleurs, l'ensemble des bennes à ordures ménagères devraient rouler au gaz naturel d'ici 2030. La métropole va poursuivre le développement des infrastructures de recharge des véhicules électriques dans les parkings situés au terminus des lignes de tramways et tram-trains et non dans l'espace public, avec l'objectif de réduire la part modale de la voiture dans la ville et d'inciter à l'utilisation des transports en commun.

## 2.2. Des initiatives locales en quête de soutiens ...

### 2.1.1. Une vision politique, notamment en milieu rural : les TEPOS

Le concept de **Territoires à énergie positive** (TEPOS) est issu de quelques collectivités majoritairement rurales qui voulaient construire des projets avec des acteurs locaux de la transition énergétique. Un réseau porté à l'origine par le CLER, réseau pour la transition énergétique, s'est structuré à partir de 2010, d'abord à l'échelle régionale avec le soutien de plusieurs régions et de l'ADEME.

L'article 1<sup>er</sup> de la LTECV du 17 août 2015 a fait entrer le territoire à énergie positive dans le code de l'énergie : le 9<sup>o</sup> de son article L. 100-2 dispose désormais que « *Pour concourir à la réalisation de ces objectifs, l'Etat, les collectivités territoriales et leurs groupements, les entreprises, les associations et les citoyens associent leurs efforts pour développer des territoires à énergie positive. Est dénommé " territoire à énergie positive " un territoire qui s'engage dans une démarche permettant d'atteindre l'équilibre entre la consommation et la production d'énergie à l'échelle locale en réduisant autant que possible les besoins énergétiques et dans le respect des équilibres des systèmes énergétiques nationaux. Un territoire à énergie positive doit favoriser l'efficacité énergétique, la réduction des émissions de gaz à effet de serre et la diminution de la consommation des énergies fossiles et viser le déploiement d'énergies renouvelables dans son approvisionnement* ».

**Les TEPOS ambitionnent de devenir à 100 % renouvelables voire plus, par la baisse de consommation et la production d'EnR.** Lorsqu'il s'agit de territoires urbains, où les consommations sont élevées et le foncier contraint, ces deux leviers d'action sont complétés par un import massif d'énergies d'origine renouvelable, à partir de territoires en capacité de développer ces productions.

Cette démarche est perçue comme **un projet politique porté par et pour les acteurs du territoire**, visant à remettre l'énergie au cœur du territoire, par l'intégration de cet enjeu aux différentes actions de développement local et la « *relocalisation* » de la facture énergétique. La démarche suppose une mobilisation des acteurs locaux, mais aussi des capacités d'ingénierie territoriale.

On constate que **ces projets, souvent menés par des petites collectivités en zone rurale**, reflètent les problématiques propres à ces zones : alors qu'en matière de transition énergétique les territoires urbains ont beaucoup de potentiel sur le volet efficacité ou sobriété, mais beaucoup moins sur la production d'EnR, la création d'installations de production peut représenter en zone rurale une opportunité de développement local par la création ou le maintien de l'activité économique<sup>56</sup>.

Les TEPOS sont issus d'initiatives volontaristes locales, et n'ont pas bénéficié à l'origine des financements de la LTECV. Certains ont pu y avoir accès par la suite<sup>57</sup>.

Enfin, on peut citer les démarches de territorialisation à la frontière entre régions et bassins de vie ou intercommunalités, comme la Troisième Révolution Industrielle (REV3) en Hauts-de-France<sup>58</sup>, pour laquelle des scénarios énergétiques régionaux<sup>59</sup> ont été produits en 2018 par l'ADEME, le Conseil régional, la mission REV3, la Chambre de commerce et d'industrie (CCI) et la préfecture de région, ou encore les démarches de planification énergétique déployées par les acteurs publics infra-régionaux (EPCI, syndicats d'énergie, etc.) qui déclinent à une échelle plus opérationnelle cette ambition d'autonomie énergétique locale.

---

<sup>56</sup> On peut ainsi citer, parmi les territoires pilotes, l'expérience de la Communauté de Communes du Mené dans les Côtes d'Armor (7 communes, 6 500 habitants). Ce territoire était très dépendant du principal employeur local, l'abattoir, qui représentait des recettes fiscales importantes. La démarche TEPOS s'est d'abord appuyée sur la création d'une unité de méthanisation pour traiter les déchets organiques des usines et exploitations agricoles, qui couvre aujourd'hui la consommation électrique de 4 000 foyers de la région. Toutefois, faute de réseau de gaz ou d'installation consommatrice de chaleur à proximité, le seul débouché possible est la production d'électricité. D'autres projets ont été engagés, comme la création d'un parc éolien participatif ou de réseaux de chaleur communaux.

<sup>57</sup> C'est le cas de la Communauté de Communes du Thouarsais dans les Deux-Sèvres (31 communes, 36 000 habitants), dont le projet politique a été axé sur la transition énergétique, qui occupe 7 personnes. Elle a reçu 1,5 M€ au titre du fonds TEPCV, et bénéficie d'un soutien de la région, actionnaire d'un projet photovoltaïque privé. Le territoire mène des projets divers : rénovation de bâtiments publics, accompagnement des ménages à la rénovation des logements, accompagnement des entreprises et des agriculteurs sur la réduction des consommations, mise en place d'alternatives à la voiture. Sur le volet lié à la production d'EnR, 90 millions d'euros ont été investis par des acteurs privés dans 7 grands projets qui génèrent 24 millions d'euros annuels de revenus. La collectivité est parvenue à atteindre un taux de 29 % d'autonomie énergétique (50 % pour l'électricité).

<sup>58</sup> Source : E. Vidalenc, Chapter 3 : « *The Third Industrial Revolution in Hauts-de-France: Moving Toward Energy Autonomy?* dans *Local energy autonomy* », coordonné par F. Lopez, M. Pellegrino et O. Coutard (2019).

<sup>59</sup> Source : ADEME, « *Enjeux énergétiques et emplois en Hauts-de-France* » (2018).

## 2.2.2. Des initiatives locales sélectionnées dans des appels à projet : les TEPCV

En septembre 2014, le ministère chargé de l'environnement a lancé l'appel à projets Territoires à énergie positive pour la croissance verte (TEPCV) à destination des collectivités souhaitant s'engager par des actions concrètes dans la transition énergétique. Début 2015, 212 lauréats ont été sélectionnés parmi plus de 500 territoires candidats, puis 143 territoires supplémentaires en 2016. Les lauréats se sont vu attribuer des subventions d'un montant de 500 000 €, et pouvant atteindre jusqu'à 2 millions d'euros en fonction de la qualité des projets, pour une enveloppe globale de 750 millions d'euros.

Si le dispositif a rencontré un succès que reflète le nombre important de territoires engagés, notamment des EPCI, certains y ont vu un effet d'aubaine. En effet, l'effet de levier semble limité : selon une étude menée fin 2016, beaucoup de ces actions étaient déjà planifiées, les projets financés ont été considérés comme peu innovants (5 axes sur 20 ont mobilisé 80 % des financements, avec une majorité de projets liés à la rénovation énergétique), et on constate un déficit de stratégie et de vision systémique. Le CLER souligne que la « *quasi intégralité des territoires qui ont répondu à l'appel à projets TEPCV ont été lauréats ce qui donne plus l'impression d'une volonté de faire du chiffre que de sélectionner des projets solides. Les territoires ont également été pressés de produire des résultats et de consommer les enveloppes budgétaires dans la précipitation* »<sup>60</sup>. Le gouvernement a aujourd'hui mis fin aux financements dédiés au dispositif.

## 2.2.3. Un cadre de mobilisation des acteurs locaux : les contrats de transition écologique

Les Contrats de transition écologique (CTE) reposent sur une approche différente des TEPCV. Il s'agit d'un dispositif centré sur l'échelon intercommunal, basé sur le volontariat, qui ne mobilise pas de financements spécifiques, mais vise à réunir l'ensemble des acteurs publics ou privés autour de projets locaux dans un cadre d'engagements réciproques. Ces contrats sont co-construits entre l'État, les collectivités locales, l'ADEME, les acteurs socio-économiques du territoire publics comme privés, avec un accent sur l'économie et l'emploi local et en particulier dans les situations de reconversion industrielle et la structuration de filières. L'un des principaux facteurs de réussite est la mobilisation des compétences et des ressources locales de tous les acteurs, y compris privés (recherche, données, réseaux de connaissance). Une fois signé, le contrat de transition écologique est suivi et mis en œuvre par l'EPCI avec le soutien de l'État, de la région et du département<sup>61</sup>.

Les CTE reposent essentiellement sur une aide à l'ingénierie de projet et sur des financements de droit commun. Selon une étude du Centre d'études et d'expertise sur les risques, l'environnement, la mobilité et l'aménagement (Cerema), l'absence de financement spécifique n'apparaît pas déterminante *a posteriori* car l'enjeu pour les acteurs se trouve dans la **connaissance des dispositifs existants** et dans la visibilité par les financeurs. Or, ces contrats ont l'avantage de faire du préfet le guichet unique pour les financements relevant de l'État, et de représenter un label gage de crédibilité pour les financeurs privés<sup>62</sup>.

<sup>60</sup> Source : cité dans l'avis du CESE « *La transition écologique et solidaire à l'échelon local* » (2017).

<sup>61</sup> Après 18 mois d'expérimentation et une contractualisation sur 19 territoires pilotes, pour un volume financier de 650 millions d'euros, 61 nouveaux territoires ont été sélectionnés en juillet 2019. On compte parmi eux, à titre d'exemple, le CTE de Pontivy communauté et Centre Morbihan communauté, en Bretagne, qui prévoit un investissement global de 21 millions d'euros, et comporte notamment un volet de production d'EnR avec une centrale solaire au sol et un site d'injection de biométhane.

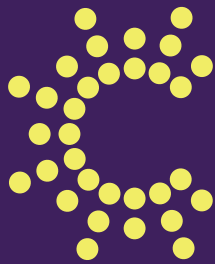
<sup>62</sup> Source : Cerema, « *Contrat de transition écologique : place à la 2<sup>e</sup> phase d'expérimentation* » (février 2019).

La diversité des financements permet des ajustements aux différents cas de figure, mais elle peut complexifier les montages de projets. Par ailleurs, les aides sont parfois versées avec retard, en particulier lorsqu'il s'agit de fonds européens qui transitent par l'Agence de services et de paiement (ASP). Un guichet unique pourrait faciliter l'obtention de différents fonds d'origine autre qu'étatique.

L'association Amorce, qui représente des collectivités, estime que si le dispositif est jugé intéressant par les territoires concernés, il ne peut être généralisé, du fait qu'il suppose une forte implication des services de l'État sur chaque territoire signataire (avec des réunions quasi hebdomadaires pendant plusieurs mois sur chaque contrat), et qu'en facilitant l'accès aux financements existants, il risque d'accentuer la concurrence entre territoires<sup>63</sup>.

---

<sup>63</sup> Source : AMORCE, « Les contrats de transition écologique : un dispositif intéressant mais impossible à généraliser en l'état » (janvier 2019).



## **DEUXIÈME PARTIE :**

**DES CHOIX STRUCTURANTS  
DEVIENNENT NÉCESSAIRES POUR  
RENDRE PLUS EFFICACE À LONG  
TERME LA GOUVERNANCE DE LA  
TRANSITION ÉNERGÉTIQUE DANS  
LES TERRITOIRES**

## DEUXIÈME PARTIE : DES CHOIX STRUCTURANTS DEVIENNENT NÉCESSAIRES POUR RENDRE PLUS EFFICACE À LONG TERME LA GOUVERNANCE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE DANS LES TERRITOIRES

La première partie de ce rapport a montré l'émergence d'une dimension territoriale de la transition énergétique qui est à la fois rapide, sensible mais pas forcément toujours bien articulée à ce jour. La deuxième partie de ce rapport aborde en conséquence deux dimensions structurantes d'une transition énergétique au niveau local. La première, à dominante économique et financière, concerne les questions de péréquation financière et tarifaire. La seconde, à dominante davantage juridique et politique, est relative aux possibles évolutions du modèle concessionnaire pour les réseaux de distribution d'énergie.

Conformément à l'esprit du Comité de prospective de la Commission de régulation de l'énergie, l'ambition de ce rapport n'est pas tant d'apporter des réponses précises à toutes les questions – complexes techniquement et délicates politiquement – que de dresser la liste des principales interrogations à aborder et des difficultés associées, si notre pays veut progresser plus efficacement sur la voie de la transition énergétique.

### 3. “Nul n'est une île” : les interactions sur les réseaux d'énergie entre le niveau local et le niveau national et leurs implications économiques

La logique de la transition énergétique locale soulève la question de la péréquation tarifaire. Il convient en effet d'examiner si et comment il est pertinent d'organiser financièrement la distribution et la fourniture d'énergie avec des investissements et des coûts très variables d'un territoire à l'autre, mais des recettes tarifaires mutualisées ou homogénéisées au niveau national.

La question est économique et financière, mais pas seulement. Elle doit aussi tenir compte des coûts de mise en œuvre de solutions théoriquement optimales mais dont la mise en œuvre peut s'avérer excessivement complexe, comme l'expérience européenne a pu en fournir l'illustration depuis deux décennies dans le secteur de l'énergie. La question est aussi politique puisqu'elle touche à des transferts de richesse entre collectivités ou entre individus et d'une certaine manière à une représentation collective de l'unité nationale.

#### 3.1. Les interdépendances physiques sur les réseaux d'énergie impliquent d'incontournables interdépendances économiques

3.1.1. Les interdépendances physiques sur les réseaux d'énergie et les interdépendances économiques associées rendent inconcevable une stricte autarcie énergétique des territoires

3.1.1.1. *L'essor des énergies intermittentes accroît les interdépendances physiques sur le réseau*

Dans les systèmes d'énergies, les interdépendances résultent des lois physiques qui s'appliquent aux réseaux. Ces lois imposent notamment l'équilibre entre productions et consommations, de façon quasi-instantanée pour l'électricité ou avec une flexibilité saisonnière pour le gaz naturel en lien avec les capacités de stockage. L'interdépendance des différentes zones de réseaux d'électricité est manifeste lors d'incidents localisés qui peuvent perturber le fonctionnement de réseaux pourtant très éloignés<sup>64</sup>. De fait, les choix en matière de production et d'investissement dans les réseaux d'électricité dans une zone ont des répercussions plus ou moins significatives, mais jamais nulles, sur l'ensemble de la « plaque

<sup>64</sup> Ainsi la coupure d'une ligne à haute tension dans le Nord de l'Allemagne survenue le 4 novembre 2006 et le manque de coordination entre les gestionnaires des réseaux de transport ont affecté les équilibres de fonctionnement des systèmes électriques des pays voisins, et l'alimentation de dix millions d'européens.



*interconnectée* » (de l'Espagne à l'Ouest de la Russie). Par ailleurs, sur les réseaux électriques, le trajet des électrons n'est pas contraint par les frontières régionales ou nationales.

Dans ce contexte, le développement massif des énergies intermittentes soulève de nouveaux défis. L'Allemagne en fournit une bonne illustration. Les sites de production éoliens localisés au Nord du pays sont éloignés des grands centres de consommation du Sud, ce qui nécessiterait pour les relier la création de lignes à haute tension, qui fait l'objet de diverses oppositions. **La transition énergétique ne conduit pas automatiquement à une autonomie accrue pour les territoires, au contraire<sup>65</sup>** : en Allemagne, elle rend les Länder plus dépendants les uns des autres et les soumet à davantage de régulation fédérale. Par ailleurs, elle induit des transits physiques sur les réseaux des pays voisins, tels que la Pologne, la République Tchèque et l'Autriche, avec des conséquences sur la programmation de leurs propres équilibres.

**L'interconnexion des réseaux** si elle accroît les interdépendances, correspond aussi à des objectifs d'intérêt général. Elle permet d'améliorer la résilience des réseaux en cas d'incidents ou de pics de consommation. Les réseaux gaziers européens sont historiquement très interconnectés, car la majeure partie du gaz naturel doit être importée de zones extra-européennes et transportée jusqu'aux zones de consommations. En électricité, les interconnexions transfrontalières ont été sensiblement développées au cours des vingt dernières années, notamment sous l'impulsion de l'Union européenne. Ainsi, l'existence de mécanismes pour exporter ou importer de l'électricité en temps réel a notamment permis d'assurer la sauvegarde du système électrique européen lors de l'incident du 4 novembre 2006 en Allemagne par l'activation d'un mécanisme partagé de délestage automatique<sup>66</sup>. Enfin elle permet d'optimiser les investissements sur une zone géographique large, et ainsi de limiter les coûts notamment de production. La France peut ainsi importer lors de ses périodes de forte demande et exporter de l'énergie décarbonée dans ses périodes de plus faible demande.

**Le déploiement des énergies d'origine renouvelable et les objectifs ambitieux de décarbonation amènent aussi à réfléchir à l'interdépendance et aux synergies entre les réseaux électriques et gaziers.** Début 2017, la situation du parc nucléaire français a conduit à accroître la production d'électricité à partir de gaz naturel, en France, mais aussi dans les pays voisins, ce qui a eu un impact notable sur le prix du gaz sur ces marchés, et illustre l'interdépendance des sécurités d'approvisionnement électrique et gazière. Les synergies entre réseaux électrique et gazier constituent un levier pour leur développement optimisé. Elles s'appuient aujourd'hui sur la production d'électricité à partir de centrales au gaz (*gas-to-power*), et pourraient à l'avenir s'appuyer sur le *power-to-gas* ; il existe aussi des synergies en termes d'usages. Ces synergies font l'objet d'un travail important de la Commission européenne, des régulateurs européens et des opérateurs de réseaux de transport électriques et gaziers<sup>67</sup>.

### *3.1.1.2. Les coûts et les bénéfices induits par des décisions locales ne sont pas toujours répercutés localement*

La France expérimente comme ses voisins une évolution de ses modèles d'approvisionnement en énergie. Pour l'électricité, aux moyens de production centralisés (nucléaire et hydraulique) d'une puissance de plusieurs centaines ou dizaines de MW, s'ajoutent des installations de moyens de production d'EnR allant de quelques kW à quelques dizaines de MW représentant aujourd'hui environ une dizaine de pourcents de la production d'énergie.

<sup>65</sup> Source : D. Corbier, F. Gonand et M. Bessec, « *Impacts of decentralised power generation on distribution networks: a statistical typology of European countries* », *Environmental Modelling and Assessment*, vol. 23(5), pp. 471-495 (2018).

<sup>66</sup> Source : A. Merlin, « *La panne électrique du 4 novembre 2006 : un plaidoyer pour une véritable politique européenne de l'énergie* » (novembre 2006), Question d'Europe n° 46, Fondation Robert Schuman, article publié sur le site Internet de la fondation.

<sup>67</sup> Ce sujet, qui est évoqué depuis plusieurs années lors du forum annuel *Energy Infrastructure Forum* à Copenhague, conduit les associations européennes des opérateurs de réseaux de transport électriques et gaziers (ENTSO-E et ENTSO-G) à une concertation accrue dans l'établissement de leurs plans de développement européens.



Pour le gaz, les sites d'injection de gaz renouvelable, qui représentent aujourd'hui moins de 1 % des injections, devraient à terme se substituer largement aux injections de gaz fossile en provenance de l'étranger à partir d'un nombre limité de points d'injection.

Par ailleurs, les conditions locales de consommation vont évoluer sous l'influence des nouveaux usages (ex. mobilité), de la substitution entre usages (fossile vs décarboné), des gains d'efficacité énergétique, du développement de flexibilité et des outils de pilotage des consommations (stockage, pilotage des charges et de l'autoproduction) et enfin des possibles couplages entre systèmes énergétiques (électricité et gaz, électricité et réseaux de chaleur). Dans ce contexte, **des décisions locales affectant la production ou la consommation au niveau local ont des répercussions sur l'ensemble des réseaux d'énergie au niveau national. Or, ces coûts induits ne sont en général pas répercutés localement.** Par exemple, certaines zones sont par choix ou par nécessité peu dotées de sites de production d'énergie<sup>68</sup>. Leur approvisionnement nécessite des adaptations du réseau de transport ou de distribution, dont le coût est mutualisé sur l'ensemble des consommateurs français. À l'inverse, le développement des EnR dans d'autres territoires a été rendu possible grâce des subventions financées au niveau national.

Enfin, **le dispositif actuel fondé sur des prix nationaux et des schémas de raccordement régionalisés ne prévoit pas de faire bénéficier les territoires qui favorisent davantage la production d'énergies d'origine renouvelable de coûts plus faibles de l'énergie<sup>69</sup>.** Ce choix limiterait la solidarité nationale au détriment des territoires moins bien dotés, où le coût de l'énergie augmenterait (au moins en termes relatifs), avec un risque associé de perte d'attractivité.

Il y a donc trois difficultés à percevoir : **faut-il ajuster, et comment, la compensation des externalités – positives ou négatives – des infrastructures auprès de ceux qui les subissent ou en bénéficient ? Faut-il faire bénéficier, et comment, les territoires qui favorisent davantage la production d'énergies d'origine renouvelable de coûts plus faibles, à terme, de l'énergie ? Comment responsabiliser les acteurs décisionnaires sur des décisions qui impactent l'ensemble de la collectivité ?**

Cet enjeu d'articulation entre le local et le national a vocation à devenir plus aigu dans l'avenir si le système actuel de régulation maintient une forme de mutualisation générale à travers des tarifs uniques de transport, de distribution et – dans le cas des tarifs réglementés – de vente de l'énergie sur le territoire est maintenu.

Des questions pourraient alors revenir avec une insistance croissante. Les habitants de certains territoires accepteraient-ils de payer plus cher le coût de l'énergie, parce que leurs voisins auront fait localement certains choix qui impliquent des dépenses globales plus importantes ?

Les habitants des territoires qui contribuent davantage à l'atteinte des objectifs de la transition énergétique, mais supportent les externalités des équipements concernés, s'estimeront-ils correctement compensés de ces gênes ? Lorsqu'ils produisent localement une électricité

---

<sup>68</sup> À l'inverse, certains présidents de Conseil régional ou départemental ont pu dénoncer une implantation jugée excessive d'éoliennes dans leurs collectivités. L'un d'eux relève, par exemple, que les éoliennes en Haut-de-France représentent à elles seules près d'un tiers de la production d'énergie éolienne en France, avec à l'été 2018 plus de 1 500 éoliennes déjà en place, 800 autorisées mais non encore construites, et 733 en cours d'instruction du projet. Source : Région Hauts-de-France, « La région Hauts-de-France lance son observatoire de l'éolien », communiqué publié sur le site Internet de la région (juin 2018).

<sup>69</sup> Il n'est pas certain que ce coût soit toujours plus faible aujourd'hui. Pour les grandes centrales solaires au sol, les coûts de production moyens sur les appels d'offres « CRE4 », en cours, s'échelonnent entre 62 et 99 €/MWh, et s'élèvent à 48 €/MWh pour les 30 % des projets au sol de grande taille les plus compétitifs. Source : CRE, « Coûts et rentabilités du grand photovoltaïque en métropole continentale » (février 2019).

Toutefois, selon les scénarios du World Energy Outlook 2017 de l'AIE, les EnR devraient atteindre à court terme des coûts complets similaires ou inférieurs à ceux des nouvelles capacités fossiles (dès 2020 pour l'éolien et 2025-2030 pour le solaire au sol). La comparaison des coûts trouve ses limites du fait du caractère intermittent des EnR, dont le coût variable de production est très faible, mais qui peuvent devoir être associées à des flexibilités.

moins chère que le prix de marché grâce à des conditions locales favorables et/ou à leurs efforts d'investissement, chercheront-ils à bénéficier directement des rentes ainsi dégagées, alors qu'ils auront pu bénéficier de subventions financées également par d'autres ?

Les habitants des territoires qui n'ont que peu de soleil ou de vent, ou qui accueillent de grandes métropoles et sont donc dépendants d'une production non locale, accepteront-ils de payer plus cher leur énergie alors même qu'ils auront pu contribuer aux subventions des EnR d'autres territoires ?

Au total, le choix fait – très largement – du maintien de l'égalité et de la solidarité, qui se concrétise aujourd'hui par des tarifs d'acheminement et de vente relativement uniformes sur l'ensemble du territoire, peut-il être infléchi par la montée en puissance d'une volonté d'autonomie locale et de différenciation caractéristique de la transition énergétique dans les territoires ? Et au-delà des arbitrages en termes d'incitations et d'efficacité économique, ces interrogations reflètent aussi une question plus politique : celle de savoir à quelle maille géographique doit être organisée la solidarité économique entre territoires, s'il doit y avoir une autre maille de solidarité que le territoire national.

3.1.2. L'autonomie énergétique est souvent comprise à tort comme une autosuffisance voire une autarcie

3.1.2.1. *Distinction entre les notions d'indépendance, d'autonomie et d'autosuffisance*

L'objectif d' « *accroître l'autonomie énergétique des territoires et des installations* », mis en avant dès les engagements du Grenelle I de l'environnement en 2008<sup>70</sup>, figure dans certains schémas actuels de planification régionaux. La transition énergétique est souvent perçue et présentée comme une opportunité pour renforcer l'autonomie des territoires, sans que la signification donnée à ce concept soit toujours claire. Il existe en effet une grande diversité d'interprétations. Il peut être utile de clarifier la portée, en matière de systèmes énergétiques, des termes indépendance, autosuffisance, autonomie et autarcie<sup>71</sup>.

La notion d'**indépendance énergétique** est un concept politique qui renvoie aux répercussions sur la souveraineté d'un État que peut avoir son degré de contrôle sur les ressources qu'il consomme. La France est en ce sens dépendante d'autres États pour son approvisionnement en hydrocarbures, et c'est d'ailleurs ce qui a motivé le développement d'un parc électronucléaire et hydroélectrique. L'indépendance énergétique ne passe pas nécessairement par une localisation de la production sur le territoire national. Elle peut aussi prendre la forme de la propriété de ressources situées à l'étranger ou de l'exploitation de concessions par des entreprises nationales. Le concept d'indépendance énergétique s'accorde mal avec la situation d'une collectivité territoriale, dont les réseaux d'énergie sont enchâssés dans ceux de ses collectivités voisines.

L'**autosuffisance** décrit une égalité mathématique entre la production et la consommation sur un territoire donné. Elle reflète la possibilité de satisfaire les besoins d'énergie d'un territoire par sa propre production locale. La notion peut être ambiguë : un territoire peut produire une quantité équivalente à 100 % de sa consommation sur l'ensemble d'une période, tout en ayant ponctuellement besoin d'importer de l'énergie grâce aux réseaux des territoires voisins : en effet, la production et la consommation locales n'ont pas de raison d'être systématiquement égales à tout instant, et la capacité de stockage d'énergie, notamment pour

<sup>70</sup> Source : Commissariat général au développement durable, « *Les engagements du Grenelle de l'Environnement* », p.6 (novembre 2008).

<sup>71</sup> Pour les développements qui suivent, voir notamment B. Boutaud. « *Un modèle énergétique en transition ? Centralisme et décentralisation dans la régulation du système énergétique* », Études de l'environnement, Université Paris-Est (2016) et B. Boutaud, « *L'autonomie énergétique territoriale : une problématique juridique* » (2019), dans Lopez, Coutard, Pellegrino (ed.), « *Local energy autonomy – Spaces, scales, politics* » (2019), ISTE, London.

l'électricité, peut être insuffisante pour gérer localement ces écarts. En outre, les dispositifs techniques utilisés pour l'atteinte de cette autosuffisance peuvent reposer largement sur des matières et ressources venant de l'extérieur du territoire : « *en matière énergétique, nul n'est une île* ».

L'autarcie correspond à l'idée d'un territoire qui s'appuierait, pour ses besoins énergétiques, sur ses seules ressources, y compris financières. Comme on le verra, cette idée n'est pas réaliste.

L'autonomie est d'abord un concept politique et décisionnel, qui renvoie à la possibilité pour les collectivités territoriales de s'administrer librement pour l'exercice de leurs compétences définies par la loi, sur la base de dotations et de subventions. C'est ainsi plus un processus qu'un état. On peut retenir, comme certains auteurs, que « *l'autonomie énergétique qualifie la faculté d'un groupe à maîtriser plus ou moins son avenir énergétique* »<sup>72</sup>.

### 3.1.2.2. Une notion très largement inexacte : l'énergie « produite localement et consommée localement »

La possibilité de faire converger production locale et consommation locale d'énergie est facilitée, en ce qui concerne l'électricité, par les évolutions technologiques et réglementaires qui permettent l'accès à des dispositifs de production d'électricité de petite taille à un coût abordable pour certains, et autorisent leur connexion au réseau de distribution. En ce qui concerne le gaz, en milieu rural, un nombre croissant d'exploitants agricoles mettent en place, en complément de leur activité agricole, une installation de méthanisation et deviennent ainsi producteurs de biogaz. Dans le secteur du bâtiment, les bâtiments à énergie positive ont l'ambition de pouvoir se passer du réseau, ainsi réduit à un rôle de secours.

Il convient toutefois de garder à l'esprit qu'un réseau d'énergie n'a pas pour seule fonction de fournir de la puissance garantie. Il assure aussi la qualité de fourniture (maintien de la tension et de la fréquence, absence de micro-coupures), permet d'écouler des déséquilibres locaux au-delà du territoire, et sécurise l'approvisionnement en cas d'insuffisance ou de défaillance de la production locale. Il permet également de garantir l'accès universel aux mécanismes de marché à tous les acteurs qui lui sont raccordés. L'idée d'une autarcie énergétique avec refus d'une interconnexion avec le réseau national n'est ni réaliste ni souhaitable, physiquement comme économiquement.

À ce titre, l'appellation de Territoires à énergie positive peut prêter à certaines confusions. Les TEPOS, dans leur communication, font légitimement référence à un équilibre entre production et consommation, et non à une circularité des flux internes au territoire et à une déconnexion du réseau national. La LTECV du 17 août 2015 définit d'ailleurs le territoire à énergie positive comme « *un territoire qui s'engage dans une démarche permettant d'atteindre l'équilibre entre la consommation et la production d'énergie à l'échelle locale en réduisant autant que possible les besoins énergétiques et dans le respect des équilibres des systèmes énergétiques nationaux* ». L'autosuffisance énergétique locale ne remet pas en cause la réalité des interactions physiques entre réseau local et réseau national<sup>73</sup>.

Toutefois, les médias généralistes n'évitent pas toujours les raccourcis ambigus. Ainsi, la régie de Montdidier a fait de l'objectif d'autonomie énergétique un message mobilisateur que les médias reprennent avec des approximations. Quand la municipalité indique dans un entretien radiodiffusé en 2012 : « *Aujourd'hui, la ville produit sur une année 53 % de l'électricité qu'elle consomme. Elle espère d'ici 3 ans, être autonome* », l'idée véhiculée par certains médias est

<sup>72</sup> Source : G. Debizet, S. La Branche et A. Tabourdeau, « *Transition énergétique dans les espaces urbanisés. Composer avec -ou recomposer- les régimes de l'énergie* », pp. 99-101 (2016).

<sup>73</sup> Source : B. Boutaud, *op. cit.*, pp. 354 et suivantes (2016).

celle d'une indépendance technique en ce qui concerne le réseau, qui se limiterait à une boucle locale reliant production et consommation. Bien entendu, tel n'est pas l'objectif poursuivi par la municipalité, la régie et leurs partenaires.

### 3.1.2.3. *L'autonomie énergétique des territoires n'implique ni autarcie, ni même autosuffisance*

De façon générale, la localisation des zones à fort potentiel de production d'énergie renouvelable (zones fortement ensoleillées, zones littorales ou marines pour la production éolienne, zones rurales pour la production de biogaz, etc.) ne correspond pas à la localisation des grands centres de consommations, en particulier dans les zones urbaines. De nouveaux flux conséquents d'énergie au sein du territoire national vont donc se développer dans ce contexte.

**Contredite d'un point de vue technique, l'idée que l'autonomie serait assimilable à l'auto-suffisance voire à l'autarcie l'est aussi d'un point de vue économique.**

Nombreuses sont les initiatives locales actuelles en matière de sites de production d'énergie (électricité ou gaz) qui tirent profit de subventions importantes. Elles reflètent un lien de dépendance financier. Le cas de la commune de Montdidier en fournit une illustration : elle est parvenue à un degré élevé d'autosuffisance grâce à des interactions avec les autres territoires, à l'interconnexion du réseau, à une régulation pilotée au niveau national, mais aussi à des soutiens financiers extérieurs (Union européenne, État, région, département)<sup>74</sup>.

Par ailleurs, si l'autosuffisance locale en matière d'énergie peut être présentée comme un objectif mobilisateur, privilégier systématiquement les sources de production locales n'est pas pertinent du point de vue économique, en particulier dans le cas d'un territoire urbain.

Des partenariats avec des territoires extérieurs peuvent représenter une solution alternative avantageuse. C'est, par exemple, le cas des investissements portés par la Ville de Paris dans la production d'énergies renouvelables hors de son territoire communal : la ville détient des parts dans la SEM Île-de-France Énergies qui participe à des projets de création d'unités de méthanisation ou de biomasse<sup>75</sup>. Elle participe aussi aux réflexions sur le projet de création, avec d'autres collectivités, d'un opérateur qui achèterait l'énergie produite sur place par une collectivité pour le revendre à une autre, même éloignée géographiquement. L'objectif de la Ville de Paris est ainsi de parvenir à un taux de 100 % d'énergie d'origine renouvelable au sens où l'énergie consommée à Paris serait couverte à 100 % par de l'énergie d'origine renouvelable produite pour 20 % dans Paris, et pour 80 % dans le cadre de partenariats urbain/rural ou périurbain.

Ainsi, l'autonomie peut prendre des formes très éloignées de l'autarcie ou même de l'auto-suffisance. Avant tout, l'autonomie implique une appropriation croissante par les collectivités territoriales des outils dont elles disposent pour orienter la transition énergétique à leur échelle – prérogatives en matière de régulation (urbanisme, aménagement du territoire, mobilité), relations contractuelles avec les gestionnaires de réseaux, initiatives directes en matière de production, soutiens financiers à des tiers – tout en s'inscrivant dans un cadre stratégique (tarification, péréquation, mécanismes de soutien aux EnR, etc.) qui reste élaboré principalement à l'échelle nationale, et dans une moindre mesure à l'échelle régionale (SRADDET).

---

<sup>74</sup> Selon B. Boutaud, *op. cit.*, « Dans un contexte de soutien important au développement des EnR, la construction du parc éolien a d'abord bénéficié d'une aide du FEDER (1 million d'euros), d'un prêt à taux zéro de la Région Picardie (1 million d'euros) et d'une subvention du Conseil général de la Somme (120 000 euros) sur un total d'11,1 millions d'investissement. Ensuite, la production est revendue en totalité dans le cadre de l'obligation d'achat, laquelle génère annuellement environ 1,5 millions d'euros (revenus bruts d'exploitation). Ce mécanisme est basé sur la contribution au service public de l'électricité (CSPE) acquittée par l'ensemble des consommateurs français via leurs factures » (2019).

<sup>75</sup> Créée en 2013 à l'initiative de la Région Île-de-France et de ses partenaires, cette société d'économie mixte, qui associe 13 collectivités locales, dont des départements et des syndicats d'énergie, ainsi que la Caisse des dépôts, est notamment active dans la rénovation énergétique de bâtiments, mais prend aussi des participations minoritaires au capital de sociétés de projet, comme Bi-Méthà 77, projet de méthanisation en Seine-et-Marne mobilisant des intrants d'origine agricole ou issus de boues de station d'épuration.



### 3.1.3. La fonction assurantielle du réseau national pour les réseaux locaux est déjà prise en compte

Le réseau dans sa conception globale offre un service d'assurance aux consommateurs. En effet, les consommateurs peuvent devenir de plus en plus autonomes et en théorie au moins, n'avoir besoin des réseaux que pour couvrir leurs besoins aux moments où la production locale est insuffisante (par exemple en soirée ou la nuit lorsque le soleil ne permet plus de production photovoltaïque) ou en cas d'incident grave. Dans un cas extrême, à supposer qu'ils disposent – dans un avenir relativement lointain – de solutions de stockage local permettant de consommer leur énergie accumulée précédemment, le réseau ne leur sera utile qu'en cas de dysfonctionnement de leurs installations. Dans les deux cas, pourtant, l'accès au réseau national reste essentiel en ce qu'il offre la garantie de disposer à tout instant de la puissance et de la qualité souhaitées, ce qui permet d'éviter des investissements coûteux dans des dispositifs de secours ou de stockage de masse<sup>76</sup>.

Avec le développement de la production locale et de l'autoconsommation individuelle ou collective, cette dimension assurantielle des réseaux d'énergie est amenée à jouer un rôle croissant.

Ce service assurantiel doit être pris en compte dans la construction du Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) dans la mesure où il correspond à un coût supporté par les gestionnaires de réseaux. Il est important d'adresser aux acteurs des signaux tarifaires adéquats qui reflètent les coûts induits par leur utilisation du réseau, par exemple pour arbitrer entre soutirer de l'énergie sur le réseau ou utiliser des stockages d'énergie.

Concrètement, le reflet adéquat des coûts induits par le service assurantiel soulève la question de la répartition, dans les tarifs d'utilisation des réseaux, entre la part « **énergie** » (variable selon la consommation d'énergie de l'utilisateur) et les parts « **puissance** » (liée à la puissance maximale souscrite par l'utilisateur) et « **fixe** » (liée au fait d'être connecté à un réseau, d'utiliser un compteur).

- La structure des tarifs d'utilisation des réseaux (notamment dans le cas du TURPE pour l'électricité) repose sur une part « **énergie** » relativement importante par rapport aux parts « **puissance** » et « **fixe** ». Les tarifs historiques étaient le reflet d'une situation où les installations de production étaient presque toutes à puissance garantie, et non intermittente, et où l'on portait plus attention au besoin d'énergie qu'à la garantie de puissance. Le maintien d'une part énergie forte pour l'électricité peut être lié à l'idée que ce type de structure tarifaire peut inciter à des comportements économes en énergie<sup>77</sup>.
- Ainsi, cette structure de tarification est favorable à un profil de consommateurs de plus en plus nombreux qui soutirent sur le réseau par intermittence, et ne consomment le reste du temps qu'une production locale, voire autoconsomment. En d'autres termes, une part « **puissance** » trop faible dans les tarifs d'utilisation des réseaux pourrait conduire à un prix du transport et de la distribution inférieur à son coût pour les clients consommant localement, ce qui pose des problèmes d'efficacité et d'équité (ce qui n'est pas payé par les uns l'étant par les autres consommateurs)<sup>78</sup>.

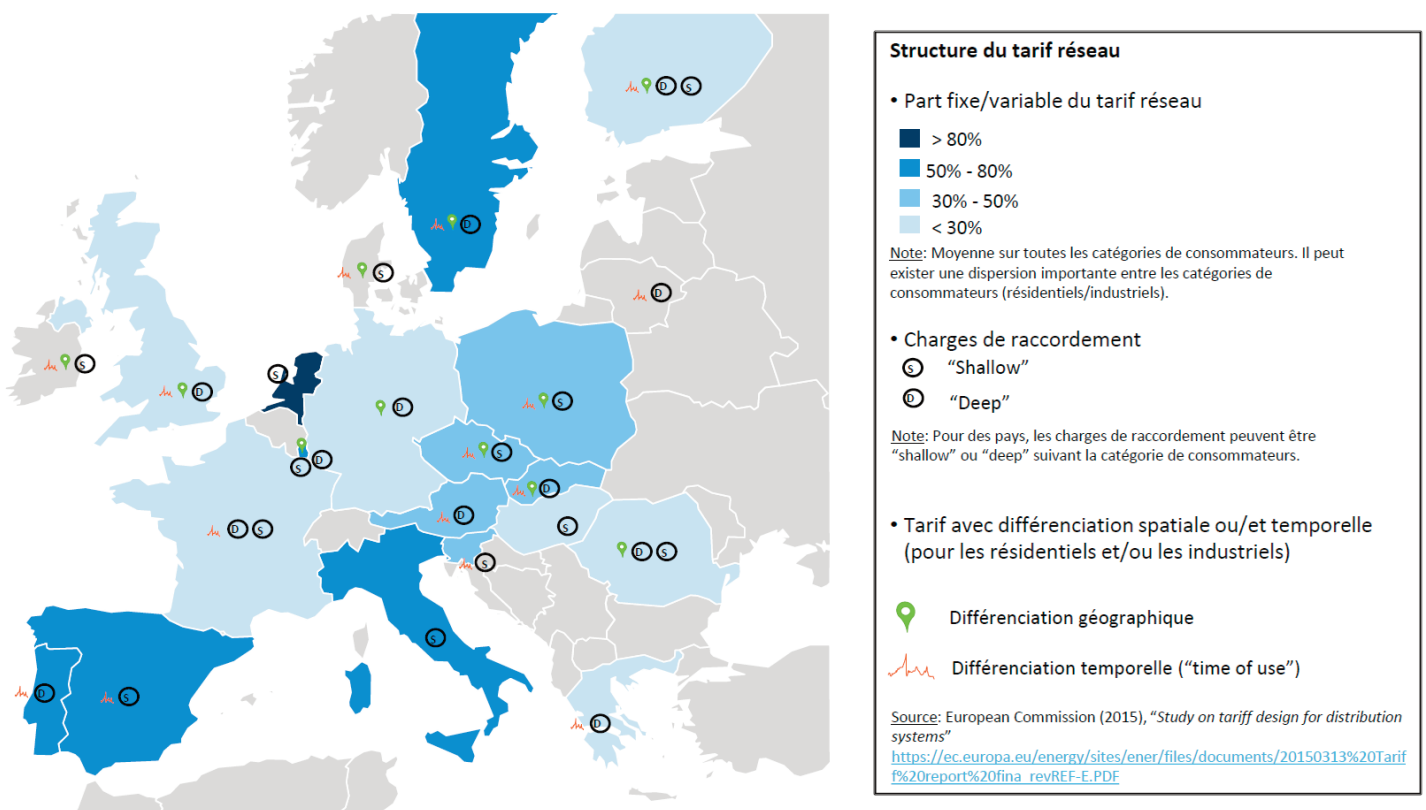
<sup>76</sup> Comme dans le cas par exemple des Zones non-interconnectées, notamment outre-mer.

<sup>77</sup> Cet argument a toutefois des limites. L'essentiel de la consommation découle de choix d'investissements en équipement, et seulement une partie minoritaire dépend du comportement à équipements donnés.

<sup>78</sup> Mais cela peut aussi se résoudre dans la mise en place de structure tarifaire différenciée selon les profils de consommateurs. En effet, une part puissance élevée peut nuire aux petits consommateurs. La tarification à l'énergie, quand elle est horo-saisonnalisée permet d'inciter à limiter la consommation lors des périodes les plus tendues pour le système électrique. Cette problématique est particulièrement présente en France du fait de la part du chauffage électrique (ainsi, dans la plupart des pays européens qui ont des parts puissance et fixe plus importantes, la tarification à l'énergie est moins fine, cette problématique de pointe étant moins prégnante).

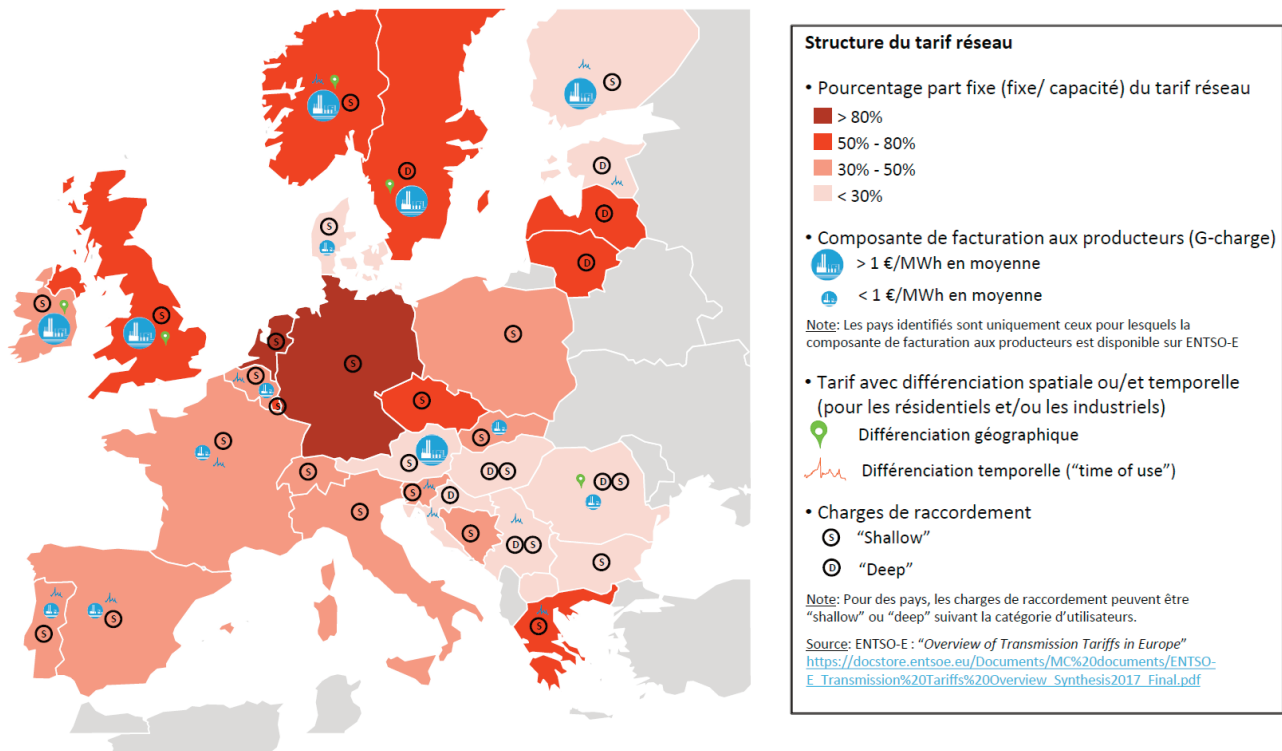
- Une comparaison avec les tarifs d'utilisation des réseaux d'électricité des pays européens fait apparaître que le poids relatif des parts « **puissance** » et « **fixe** » dans le tarif d'utilisation des réseaux de distribution en France (environ 35 % pour les industriels, 30 % pour les clients résidentiels) est proche de la moyenne européenne. Chez nos voisins, la situation varie selon que les clients sont professionnels ou résidentiels : pour les professionnels, la composante puissance représente en moyenne 45 % du tarif d'utilisation des réseaux, tandis que pour les ménages, elle n'en représente en moyenne que 30 %, avec quelques exceptions marquantes que sont les Pays-Bas, la Suède ou l'Espagne où elle dépasse 75 %. Dans certains pays, cette part fixe, notamment liée à la puissance souscrite, tend à augmenter depuis 2009. Ainsi, en Italie, la part fixe a augmenté de 66 % entre 2016 et 2018 pour les clients résidentiels. À l'extrême, les Pays-Bas ont basculé en 2009 sur une logique de tarification purement assurantielle, basée uniquement sur la puissance<sup>79</sup>. En ce qui concerne les tarifs d'utilisation des réseaux de transport, le poids de la part puissance en France (40 % du total) est proche de la moyenne européenne (cf. carte et graphique ci-dessous).

## Structure des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution d'électricité

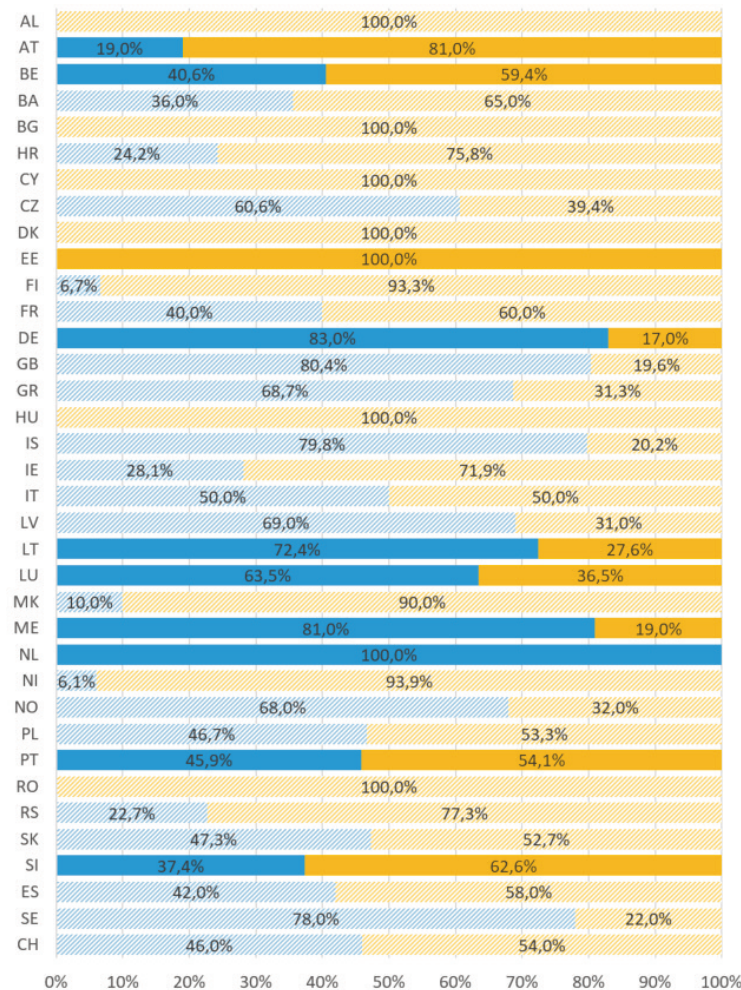


<sup>79</sup> À court terme, ce choix n'incite pas à la maîtrise de la consommation, car la facture devient indépendante de la quantité consommée. Mais à plus long terme, il favorise l'achat d'appareils plus efficaces énergétiquement, car de moindre puissance pour un service inchangé (électroménager, chauffage/isolation, etc.).

## Structure des tarifs d'utilisation des réseaux de transport d'électricité



## Composantes liées à la puissance (en bleu) et à l'énergie (en jaune) dans les tarifs d'utilisation des réseaux de transport d'électricité des opérateurs de réseaux européens



Source : ENTSO-E « Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2018 »



## 3.2. La solidarité entre les territoires : l'avenir des formes concrètes de la péréquation

L'articulation n'est pas aisée entre, d'une part, la pertinence économique d'assurer un lien entre le prix payé pour l'énergie et son coût de production et de distribution et, d'autre part, l'intérêt de préserver une solidarité entre les territoires, sous une forme et à une échelle qui restent à définir.

Conformément à l'esprit du Comité de prospective de la Commission de régulation de l'énergie, l'ambition de ce rapport n'est pas tant d'apporter des réponses précises à toutes les questions – techniquement complexes et politiquement délicates – que de dresser la liste des principales interrogations à aborder dans un futur proche, et des difficultés associées.

### 3.2.1. La question de la prise en compte des conditions locales de production et de distribution dans le prix payé par le consommateur final

#### 3.2.1.1. *Constat : un prix de l'énergie payé par le consommateur final déconnecté des conditions économiques locales de production et de distribution de l'énergie*

Le système de tarification actuel ne reflète pas, dans la facture payée par les consommateurs<sup>80</sup>, les conditions locales de production et de distribution de l'énergie, à l'exception notable du coût de raccordement pour les clients d'une certaine puissance<sup>81</sup>. Il convient, sur ce point, de distinguer le cas des tarifs d'utilisation des réseaux, qui sont réglementés, et celui des prix de l'énergie, qui sont libres même si subsistent des tarifs réglementés de vente pour les clients résidentiels et les petites entreprises.

*Des tarifs de réseaux uniformes à la maille nationale qui ne tiennent pas compte des différences de coûts d'acheminement entre régions*

En matière de tarifs d'utilisation des réseaux d'énergie, et plus particulièrement de l'électricité, la France a choisi de ne pas (ou presque pas)<sup>82</sup> avoir de différenciation géographique. Une différenciation géographique en la matière est d'ailleurs aujourd'hui relativement rare chez nos voisins<sup>83</sup>.

**La Grande-Bretagne représente une exception. Les coûts d'utilisation des réseaux de transport et de distribution y sont régulés séparément pour chacun des grands opérateurs régionaux. Chacun des gestionnaires de réseaux de distribution régionaux – 14 pour l'électricité, 8 pour le gaz – applique un tarif distinct mais unique au sein de sa zone. Ces coûts sont facturés aux fournisseurs qui les répercutent sur la facture des consommateurs, mais aussi aux producteurs. L'un des objectifs est d'inciter les producteurs à s'implanter dans des zones bien desservies par les réseaux pour limiter les développements ou les renforcements de réseaux. Pour les consommateurs, le tarif d'acheminement qui est répercuté dans leur facture d'électricité dépend de la région où ils résident<sup>84</sup>.**

---

<sup>80</sup> Pour les consommateurs résidentiels et les petits professionnels, l'utilisation des réseaux de transport et de distribution est généralement facturée par les gestionnaires de réseaux aux fournisseurs, ces derniers refacturant les montants correspondants à leurs clients dans le cadre du contrat dit « unique ». La part de la facture d'électricité correspondant à l'acheminement (couverte par le TURPE fixé par la Commission de régulation de l'énergie), dont le montant doit apparaître sur la facture, est donc identique quel que soit le fournisseur d'électricité.

<sup>81</sup> Au-delà de 12 kVA par phase, les demandes de raccordement font l'objet d'une étude avec estimation des adaptations de réseau et tarification selon les règles en vigueur. Deux clients présentant des différences de situations recevront des devis différents. Les écarts peuvent être notables.

<sup>82</sup> Pour l'électricité, un tarif spécifique est prévu dans les zones non-interconnectées.

<sup>83</sup> Pour le transport au Royaume-Uni, Irlande, Suède et Norvège et leur mécanisme de différenciation géographique, cf. « *ENTSO-E Overviews of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2018* » (mai 2018).

<sup>84</sup> Toutefois, les zones où les coûts de transport d'électricité sont les plus élevés ne sont pas forcément les mêmes que pour les coûts de distribution. Par exemple, les consommateurs situés en Ecosse paient des coûts de transport plus faibles qu'à Londres, puisqu'ils sont situés près des grandes zones de production éolienne et que l'électricité n'a pas à être acheminée sur une longue distance, mais en revanche, les coûts de distribution y sont beaucoup plus élevés.

Le fait que les coûts de réseaux facturés aux consommateurs diffèrent selon les régions suscite en Grande-Bretagne des interrogations sur le plan de l'équité, mais le régulateur estime que le passage à des tarifs nationaux serait inefficace du point de vue des incitations économiques, et il considère que d'autres outils sont plus adaptés pour traiter des questions de redistribution<sup>85</sup>.

Ainsi, l'application d'un tarif de réseaux unique à la maille nationale ne s'impose pas d'un point de vue économique : il relève plutôt d'un choix politique compte tenu notamment d'enjeux redistributifs et d'une certaine conception de l'unité nationale.

*Des prix de gros de l'énergie à la maille nationale ou supranationale qui ne reflètent pas toujours les contraintes physiques des réseaux*

En ce qui concerne le réseau gazier français, le programme d'investissement mené au cours de la décennie passée a permis la mise en place en octobre 2018 de la zone unique France, qui permet de ne plus avoir qu'une seule place de marché du gaz en France. Les congestions résiduelles, très limitées, sont gérées par des mécanismes de marché. Plus généralement, la convergence des prix de marché à l'échelle du nord-ouest de l'Europe illustre la quasi-absence de congestions sur les réseaux gaziers.

En ce qui concerne l'électricité, le choix de maintenir l'unicité des marchés de gros à la maille d'un pays, ce qui ne répond pas nécessairement à une réalité physique, relève davantage d'un choix politique<sup>86</sup>.

C'est en particulier le cas de l'Allemagne où l'existence d'une zone de prix unique incite à installer les capacités de production dans les zones proches de la mer du Nord plutôt que dans le Sud où se trouve l'essentiel de la demande, quitte à saturer les réseaux de transmission. En outre, l'électricité bon marché produite dans les parcs éoliens du Nord de l'Allemagne et achetée par les consommateurs du Sud du pays et de l'Autriche, qui constituaient une même zone de prix, voit son transit effectif déterminé par les lois de la physique et non par celles du marché : il en résulte des flux de courant substantiels *via* les réseaux des voisins orientaux de l'Allemagne, comme la Pologne et la République tchèque<sup>87</sup>. En 2018, à la suite d'une décision de l'Agence européenne des régulateurs de l'énergie, la zone de prix commune liant l'Allemagne et l'Autriche a été scindée.

Au sein même de l'Allemagne, le coût des congestions sur les réseaux d'électricité a atteint en 2017 plus d'un milliard d'euros, pour financer diverses mesures comme l'écrêtement de la production éolienne en cas de production excessive avec indemnisation des producteurs, la modification des flux physiques sur le réseau de transport (*redispatching*), ou le recours à des capacités conventionnelles de réserve<sup>88</sup>. L'idée de scinder en deux la zone de marché allemande, pour créer une zone Nord et une zone Sud, qui serait plus cohérente avec l'existence de fortes contraintes de transport Nord-Sud, a été envisagée<sup>89</sup>. Toutefois, cette solution n'a pas été retenue, car elle a été estimée trop délicate politiquement<sup>90</sup>. L'État allemand a préféré résoudre ces problématiques par un vaste programme de développement du réseau

---

<sup>85</sup> Source : Ofgem, « *Regional differences in network charges* » (octobre 2015).

<sup>86</sup> Il s'agit aussi d'un choix économique visant à favoriser la concurrence en concentrant la liquidité et la profondeur du marché.

<sup>87</sup> L'ACER estime que 59 % de l'électricité échangée entre l'Allemagne et l'Autriche ne passe pas par la frontière entre ces deux pays. Source : R. Hodgson, « *L'interconnexion électrique à tout prix en question* », article publié sur le site Internet d'Euractiv (mars 2017).

<sup>88</sup> Source : H. Lauer, « *Allemagne : 1,4 milliards d'euros pour stabiliser le réseau électrique en 2017* » (juin 2018), article publié sur le site Internet d'Allemagne Energies.

<sup>89</sup> Source : Voir notamment J. Egerer et al., « *Two price zones for the German electricity market – Market implications and distributional effects* », *Energy Economics*, vol. 59, (septembre 2016), et la bibliographie citée.

<sup>90</sup> Une autre piste de réflexion explorée, en particulier par certains des transporteurs d'électricité et de gaz naturel, est le développement de solutions de *power-to-gas* exploitant la synergie entre réseaux électrique et gazier pour produire du gaz renouvelable qui pourra transiter par le réseau gazier, plutôt que d'écrêter la production sur le réseau électrique.

de transport, incluant notamment plusieurs corridors Nord-Sud en courant continu, pour un coût global évalué à 50 Md€ (70 Md€ en comptant l'offshore)<sup>91</sup>.

*Le poids des taxes sur l'énergie limite le lien entre conditions de production et de distribution de l'énergie et prix final payé par le consommateur*

C'est spécialement le cas en France où le **tarif d'utilisation des réseaux ne représente qu'un tiers de la facture finale** pour l'électricité. Les deux autres tiers du prix final payé par le consommateur moyen sont répartis à part relativement égales entre le prix de production de l'électricité ... et les taxes<sup>92</sup>. Pour le gaz naturel, les coûts de transport et de stockage représentent un tiers du total, et les taxes plus du quart<sup>93</sup>.

La **partie « taxes »** a vu dans le passé son poids augmenter fortement pour les clients résidentiels, non seulement avec les taxes locales et la Taxe sur la valeur ajoutée (TVA) mais surtout avec la Contribution au service public de l'électricité (CSPE)<sup>94</sup>. Depuis 2017, la CSPE vient alimenter le budget général de l'État, sans affectation particulière. Les charges de service public de l'énergie sont désormais couvertes par le budget de l'État<sup>95</sup>. Quant aux charges de soutien aux énergies renouvelables, elles sont financées par un compte d'affectation spéciale alimenté par les taxes sur les énergies fossiles<sup>96</sup> : ce sont donc désormais les consommateurs de produits pétroliers qui financent l'essentiel du soutien public aux EnR.

Toutefois, le taux de la CSPE, qui pèse sur le gaz et l'électricité même décarbonée, a été maintenu, et son produit alimente le budget de l'État au-delà du seul coût des charges de service public de l'énergie. Le poids persistant, dans la facture globale d'électricité ou de gaz des clients résidentiels, des taxes assises sur le volume d'énergie consommé affaiblit les incitations *via* les signaux tarifaires transmis aux consommateurs.

### 3.2.1.2. *Faut-il pour autant aller vers des marchés locaux de l'énergie ?*

La stricte théorie économique pourrait inciter à envisager comme souhaitable un mode de **tarification de l'énergie déterminé sur des marchés de l'énergie au niveau local qui refléteraient les équilibres entre offre et demande sur des marchés locaux et interconnectés**. Des expérimentations existent en ce sens (démonstrateur Enera dans le Nord de l'Allemagne<sup>97</sup>).

---

<sup>91</sup> Voir le « *Netzentwicklungsplan Strom* », plan de développement du réseau élaboré par les quatre gestionnaires de réseau de transport d'électricité allemands.

<sup>92</sup> La facture au tarif réglementé de vente d'électricité pour un client résidentiel au 31 décembre 2018 se répartit entre 34 % de coûts de fourniture d'électricité, 31 % de coûts de réseau et 35 % de taxes (taxe sur la valeur ajoutée, contribution au service public de l'énergie, taxes sur la consommation finale d'électricité perçues par les communes et les départements, et contribution tarifaire d'acheminement destinée à financer le système d'assurance vieillesse du régime des industries électriques et gazières). Source : CRE, « *Observatoire des marchés de détail* » (4<sup>ème</sup> trimestre 2018).

<sup>93</sup> Soit 40 % de coûts de fourniture, 29 % de coûts de transport et distribution, 4 % de coûts de stockage, et 27 % de taxes (taxe sur la valeur ajoutée, taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel qui inclut une composante de soutien au biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel, contribution tarifaire d'acheminement).

<sup>94</sup> Le montant de la CSPE est passé de 4,5 à 22,5 €/MWh entre 2010 et 2016, et n'a pas évolué depuis 2016. Son produit global s'élevait à 7,8 milliards d'euros en 2018. Jusqu'en 2015, la CSPE était notamment destinée à financer la politique de soutien aux énergies renouvelables. Le choix de faire reposer ce coût sur les consommateurs d'électricité et de gaz naturel était discutable d'un point de vue de l'efficacité économique : si le développement de certaines filières technologiques est un objectif d'intérêt général, il peut être préférable de basculer une partie des taxes sur le budget de l'État ou des collectivités locales, et ainsi faire payer l'ensemble des citoyens, en fonction de leur faculté contributive, plutôt que les consommateurs, en fonction des quantités consommées.

<sup>95</sup> Le programme 345 « *Service public de l'énergie* » (3,2 milliards d'euros en 2019) couvre notamment les charges liées à la péréquation tarifaire, à la cogénération et aux tarifs sociaux de l'énergie.

<sup>96</sup> Le Compte d'affectation spéciale (CAS) « *Transition énergétique* » (7,3 milliards d'euros en 2019) finance les aides à l'électricité renouvelable, à l'injection de biométhane et à l'effacement de consommation électrique ainsi que le remboursement du capital de la dette due à EDF. Son financement repose désormais sur une fraction de la Taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (TICPE), qui porte sur les produits pétroliers, et à titre résiduel, de la Taxe intérieure sur la consommation de charbon (TICC). Ces taxes sont recouvrées par les services des Douanes auprès des fournisseurs d'énergie.

<sup>97</sup> En Frise orientale, région allemande concentrant un grand nombre d'éoliennes *offshore* raccordées au réseau électrique allemand, une expérimentation vise à proposer des options de flexibilité locales (déconnexion d'éoliennes, recours à des batteries de stockage, à des unités de méthanisation ou de *power-to-gas*) et à les orienter vers les points du réseau menacés de congestion, par exemple du fait d'un surplus de production éolienne, grâce à des signaux de prix locaux. Source : Office franco-allemand pour la transition énergétique, « *Les options de flexibilisation au service de la transition énergétique : services système, réseaux et gestion de la demande* », synthèse de la conférence du 27 septembre 2018.

Toutefois, la mise en place de marchés locaux est loin de faire l'unanimité et soulèverait de nombreuses difficultés. Elle supposerait d'abord de disposer d'une information détaillée sur les coûts au niveau local pour être en mesure de proposer les ressources en commençant par la moins chère. À l'heure actuelle, disposer de ces informations n'est ni simple ni bon marché. Même à supposer que les innovations technologiques le permettent à l'avenir, d'autres difficultés surviennent comme la nécessité d'un degré de concurrence suffisante. Par ailleurs, le maintien de la péréquation tarifaire supposerait de réinventer les mécanismes redistributifs dans un contexte de marchés locaux de l'énergie. De plus, une telle évolution irait à rebours de la dynamique observée au niveau européen, où l'on cherche aujourd'hui encore à unifier les marchés nationaux en un marché européen de l'énergie. Enfin, d'un point de vue plus politique, les États ne semblent pas enclins à se désengager des choix en matière de mix énergétique pour les laisser déterminer par le marché.

Dans une consultation publique diffusée en juillet 2018, le régulateur britannique de l'énergie Ofgem a rejeté l'idée de marchés locaux : tout en reconnaissant qu'un tel mécanisme pourrait encourager une utilisation efficiente des réseaux et faciliter l'implantation de la production d'EnR sur les réseaux de distribution, il estime que sa mise en œuvre pourrait s'avérer excessivement complexe, et que le risque de fragmentation du marché unique existant sur le territoire de la Grande-Bretagne en une multiplicité de marchés locaux doit conduire à écarter cette approche<sup>98</sup>.

Au total, la démarche conduirait concrètement à dupliquer au niveau local les mécanismes de marchés, de couplage et de sécurité d'approvisionnement déjà laborieusement construits au niveau national et européen depuis deux décennies, avec un système décentralisé impliquant de nombreux d'acteurs, au prix d'une complexité multiforme difficile à gérer dans un secteur qui n'est déjà pas simple.

Pour autant, la prise en compte des conditions locales dans le prix supporté par le consommateur reste une question ouverte.

### 3.2.1.3. Une voie médiane possible : l'autoconsommation collective

La LTECV du 17 août 2015 a établi un cadre juridique pour l'autoconsommation en distinguant les opérations d'autoconsommation individuelles et collectives. L'autoconsommation individuelle est le fait pour un producteur de consommer lui-même et sur un même site tout ou partie de l'électricité produite par son installation, le cas échéant après stockage<sup>99</sup>. L'autoconsommation collective désigne une situation où des utilisateurs raccordés à proximité les uns des autres sur le réseau basse tension<sup>100</sup>, regroupés au sein d'une personne morale, peuvent répartir la production d'énergie sur l'ensemble des consommations<sup>101</sup>.

---

<sup>98</sup> Source : Ofgem, « *Getting more out of our electricity networks by reforming access and forward-looking charging arrangements* », p. 34 (juillet 2018).

<sup>99</sup> L'autoconsommation individuelle de l'électricité d'origine photovoltaïque produite par des producteurs résidentiels ou tertiaires connectés sur le réseau de distribution se développe, notamment en substitution à la vente en totalité (vente de l'énergie produite à EDF ou aux ELD dans le cadre des obligations d'achat) : alors qu'en 2016 près de 99 % des demandes en basse tension portaient sur un projet de vente en totalité, en 2017 elles se répartissaient à parts égales entre vente en totalité et autoconsommation, et fin 2018 près de 90 % des demandes en basse tension portaient sur de l'autoconsommation avec injection des surplus sur le réseau (en autoconsommation).

<sup>100</sup> L'article 126 de la loi du 22 mai 2019 relative à la croissance et à la transformation des entreprises (dite « loi PACTE ») prévoit à titre expérimental, pour une durée de 5 ans, d'élargir le périmètre des opérations d'autoconsommation collective : les consommateurs concernés ne devront plus se situer en aval d'un même poste de transformation d'électricité de moyenne en basse tension, mais seulement sur le réseau basse tension et en respectant des critères, notamment de proximité géographique, qui seront fixés par arrêté ministériel. Par ailleurs, ce même article a supprimé le seuil maximal de puissance installée de 100 kilowatts permettant de bénéficier de tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité spécifiques.

L'article 6 bis A du projet de loi relatif à l'énergie et au climat, élaboré par la Commission mixte paritaire de l'Assemblée nationale et du Sénat, prévoit de distinguer les opérations d'autoconsommation collective à la maille d'un même bâtiment, y compris les immeubles résidentiels, des opérations d'autoconsommation collective étendue à une maille géographique fixée par arrêté du ministre.

<sup>101</sup> La directive européenne 2018/2001 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (RED II) publiée le 24 décembre 2018, qui devra être transposée en droit français d'ici mi-2021, évoque également ces questions d'autoconsommation individuelle ou collective.



Dans les deux cas, ces solutions répondent à des motivations complexes : désir d'engagement personnel, sentiment d'autonomie par rapport aux fournisseurs industriels, mesure d'assurance contre d'éventuelles hausses tarifaires, soutien aux « *circuits courts* » et au « *consommer local* », etc.

L'autoconsommation individuelle (derrière un point de connexion) et l'autoconsommation collective (entre des points de connexions au réseau) ont des conséquences différentes sur l'économie du réseau :

- un autoconsommateur individuel peut en théorie ne pas soutirer ou injecter sur le réseau si sa consommation est parfaitement corrélée à sa production<sup>102</sup>. Toutefois, en pratique, la part d'énergie produite sur place et autoconsommée varie entre 60 et 100 % selon les cas et l'énergie produite couvre de 5 à 40 % de la consommation totale. Il y a donc en général des soutirages significatifs et les injections ne sont pas rares ;
- pour l'autoconsommation collective, en revanche, l'absence de soutirages ou d'injections sur le réseau est impossible puisque l'énergie produite est nécessairement injectée sur le réseau public et soutirée entre les points de connexion impliqués. Les flux réels sur le réseau ne sont d'ailleurs pas déterminés uniquement par le réseau reliant les points de connexion participants, mais par la totalité du réseau et des points de connexion, qu'ils participent ou non à l'opération.

Dans les deux cas, dès lors que les injections et soutirages ne sont pas exactement corrélés, il y a des flux en injection ou en soutirage sur les réseaux amont<sup>103</sup>.

**Le fait de consommer sur place l'électricité produite localement apporte une valeur pour le réseau quand cela diminue la quantité d'énergie à injecter et à acheminer dans la période de contrainte d'un ouvrage, et dans une moindre mesure la distance parcourue par l'électricité, et donc l'utilisation des domaines de tension supérieurs. Pour se concrétiser, ces gains nécessitent de réduire les pointes d'injection et de soutirage grâce à une meilleure synchronisation entre production et consommation locales, qui peut s'appuyer sur des flexibilités ou du stockage.**

Il convient donc d'appliquer une tarification qui reflète à sa juste valeur l'économie pour le réseau résultant de l'impact de ces flux produits et consommés localement. À cette fin, la CRE a introduit en 2018 un nouveau tarif optionnel d'utilisation des réseaux spécifique à l'autoconsommation collective. Ce tarif est fondé sur une distinction entre les flux locaux (auto-produits) et les autres flux, non-locaux ou produits par l'extérieur (allo-produits), ce qui permet de valoriser la réduction de la sollicitation des réseaux amont et d'inciter les autoconsommateurs qui le peuvent à privilégier les flux locaux, en particulier aux heures critiques pour le réseau. Si les effets comportementaux sont avérés, cela pourrait permettre de diminuer les besoins d'investissement et, par conséquent, les coûts d'infrastructure.

**Toutefois, la généralisation de l'autoconsommation collective peut avoir des conséquences significatives, notamment sur la tarification du réseau. En effet, elle pourrait conduire à « miter » le territoire de poches tarifaires locales, en remettant en cause le principe de la tarification « timbre-poste » (cf. infra), puisque la distance parcourue par les flux d'électricité**

---

<sup>102</sup> Il n'utilise alors que l'accès à une référence de tension et de fréquence, et à une puissance de court-circuit qui détermine la qualité de l'onde et le bon fonctionnement de ses protections.

<sup>103</sup> Le pas de temps auquel se fait la mesure est important : s'il n'est pas assez fin, on est conduit à comptabiliser comme de l'autoconsommation des soutirages et injections qui se succèdent au sein d'une même période de mesure, alors qu'ils ont généré des flux physiques sur les réseaux amont.

deviendrait un élément déterminant pour la facturation des coûts de réseaux. Les consommateurs installés dans une poche où il y a une bonne corrélation entre production et consommation pourraient, en autoconsommant, valoriser le fait que les coûts de réseau qu'ils occasionnent sont moindres, et verseraient alors une moindre contribution pour la part d'électricité autoconsommée. Une proportion plus importante des coûts du réseau serait alors mise à la charge des utilisateurs n'ayant pas la possibilité de participer à ces opérations, et notamment des utilisateurs isolés, en particulier en zones rurales.

Un choix politique sera alors sans doute nécessaire à l'avenir, pour arbitrer entre l'intérêt économique et environnemental que les pouvoirs publics peuvent trouver à encourager l'autoconsommation collective, et un objectif de solidarité territoriale qui suggère un certain degré d'égalité et donc de péréquation.

La réflexion sur l'autoconsommation collective amène ainsi naturellement à examiner les modalités concrètes possibles de la solidarité entre les territoires dans le domaine des réseaux d'énergie.

### 3.2.2. Péréquation et modalités concrètes de la solidarité territoriale

Construite au fil du temps, la péréquation tarifaire dans les systèmes d'énergies matérialise le principe de solidarité territoriale. Elle constitue aussi un outil d'aménagement du territoire qui vise à compenser au moins en partie des inégalités structurelles dans le coût d'accès à une énergie, liées à des différences de densité de population et de proximité des sources de production, qu'elles résultent de facteurs naturels ou de choix humains.

La péréquation repose aujourd'hui sur de multiples mécanismes. Elle implique notamment que l'utilisateur paie un même tarif quelle que soit sa localisation, ce qui assure la solidarité territoriale. Il faut en réalité distinguer le prix de détail de l'énergie et celui de l'acheminement :

- en matière de fourniture d'énergie, les tarifs réglementés de vente aux clients particuliers sont identiques sur l'ensemble du territoire, et l'article L. 121-5 du code de l'énergie mentionne explicitement la péréquation nationale des tarifs réglementés de vente de l'électricité. Toutefois, ces tarifs réglementés sont en voie d'extinction pour le gaz, et même pour l'électricité, les clients peuvent s'approvisionner à un tarif libre qui n'a pas, par principe, à être identique sur l'ensemble du territoire, même si c'est le cas en pratique à ce jour ;
- en matière de raccordement au réseau électrique, une partie des coûts fait l'objet d'une péréquation, et cela de trois façons : à travers un taux de réfaction pour la part liée au branchement et à l'extension prise en charge par le tarif d'utilisation des réseaux – de 0 à 40 % selon les cas –, pour la part liée au renforcement intégralement prise en charge par le tarif d'utilisation des réseaux et à travers un barème de raccordement basé sur des coûts moyens et approuvé par la CRE. Pour les producteurs, la part des ouvrages situés en amont des ouvrages propres est mutualisée au niveau régional à travers des Schémas régionaux de raccordement au réseau des EnR (S3REnR) ;
- en matière d'acheminement de l'énergie, les tarifs d'utilisation des réseaux sont régulés selon le **principe du tarif dit « timbre-poste »** (en référence au tarif unique pour les envois postaux, quelle que soit la distance à parcourir et quelles que soient la localisation de l'expéditeur et celle du destinataire), qui rend le tarif d'utilisation des réseaux d'énergie indépendant de la localisation au sein d'une zone géographique, et donc de la distance



entre le site d'injection et le site de soutirage. Principe fondateur du système électrique français, il est aussi repris dans le droit européen (Article 14 du règlement (CE) n° 714/2009), car il est lié à la réalité physique d'un réseau d'électricité où le trajet parcouru par le flux électromagnétique n'est pas mesurable précisément<sup>104</sup>. Il est aussi appliqué, pour l'essentiel, dans les tarifs de transport du gaz naturel.

Par conséquent, l'utilisation des réseaux d'énergie est pour l'essentiel facturée en fonction d'un coût moyen et national. Ainsi, en France où la densité de population est plus faible que dans les pays voisins et le profil rural plus marqué, l'éloignement n'est pas pénalisé dans la tarification supportée par le consommateur. Ceci implique des compensations de différences de coûts sous-jacentes. En milieu rural, le nombre d'abonnés et le volume de consommation rapportés au kilomètre de ligne de réseaux en basse tension sont beaucoup plus faibles : le tarif d'acheminement payé par les clients ne couvre pas les charges dans certains territoires isolés ou de faible densité. **La péréquation implique donc nécessairement des transferts financiers implicites mais importants entre utilisateurs en fonction notamment de leur localisation.**

Concrètement, cette péréquation repose sur **plusieurs mécanismes** de transferts implicites ou explicites, faisant intervenir différents acteurs :

- la globalisation des charges d'exploitation au sein de chaque gestionnaire de réseaux, en particulier d'Enedis en ce qui concerne l'électricité ;
- qui permet de calculer un tarif unique d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) facturé au consommateur ;
- l'accès, pour les autorités concédantes et les entreprises locales de distribution, à des ressources spécifiques issues de deux fonds : le Fonds d'amortissement des charges d'électricité (FACÉ) pour la mutualisation des charges d'investissement des autorités concédantes maîtres d'ouvrages, et le Fonds de péréquation de l'électricité (FPE) qui assure la mutualisation des charges de fonctionnement entre Enedis et des ELD desservant des territoires à dominante rurale ;
- enfin, la mutualisation des charges de service public de l'énergie inclut notamment une péréquation des surcoûts de production dans les zones non-interconnectées<sup>105</sup>.

### 3.2.2.1. *Solidarité et échelle d'application de la péréquation : la question du périmètre le plus pertinent*

La péréquation tarifaire consiste à garantir un service et un prix uniques – pour l'utilisation des réseaux, ou le cas échéant pour les tarifs réglementés de vente de l'énergie – quelle que soit la localisation du consommateur, et ce même si le coût réel du service diffère selon cette localisation. Mais à quelle échelle géographique établir cette péréquation ?

Selon le vecteur d'énergie choisi, la péréquation tarifaire et la solidarité territoriale peuvent prendre différentes formes pour répondre à des problématiques variées.

---

<sup>104</sup> À la différence par exemple de la distribution de produits pétroliers raffinés dans un pipeline, où une tarification à la distance parcourue est possible, car « *le produit pousse le produit* ».

<sup>105</sup> Le montant des charges de service public de l'énergie supportées par les opérateurs au titre de l'année 2018 s'élève à 7 938 M€ dont 69 % pour le soutien aux énergies renouvelables, 18 % pour la péréquation tarifaire dans les zones non-interconnectées (hors EnR), 9 % au soutien à la cogénération, 2 % aux dispositifs sociaux, 1 % au soutien à l'injection de biométhane.

- Dans le secteur de l'électricité, pour les tarifs réglementés de vente aux consommateurs, la loi prévoit une péréquation géographique nationale – mais cette précision est très récente. En effet, la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz ne fait pas référence à la péréquation. C'est en 2000 que la loi transposant la première directive européenne sur la libéralisation du secteur de l'électricité a précisé que la mission de fourniture d'électricité consiste notamment à « *assurer sur l'ensemble du territoire la fourniture d'électricité aux clients bénéficiaires des tarifs réglementés [...] en concourant à la cohésion sociale au moyen de la péréquation géographique nationale des tarifs* »<sup>106</sup>.

En matière d'utilisation des réseaux d'électricité, comme on l'a vu précédemment, la réglementation française fixe également des tarifs uniformes à l'échelle du territoire métropolitain. Par conséquent, du point de vue des consommateurs, le tarif d'utilisation des réseaux est le même en tout point de ce territoire.

Il existe ailleurs des modèles mixtes, comme en Italie, où alors même que le montant perçu par les gestionnaires de réseaux de distribution est différent selon les régions, il fait l'objet d'une péréquation, de sorte que les consommateurs paient le même montant quelle que soit leur localisation.

- Pour le gaz naturel, la péréquation tarifaire repose sur un fonctionnement différent, en partie infranational. La tarification du transport du gaz naturel repose sur un modèle « *entrée-sortie* » : d'une part, à chaque point d'entrée et de sortie du gaz naturel en France, correspond un tarif fixe ; d'autre part, le tarif d'acheminement sur le réseau régional dépend de la localisation du point de livraison, auquel est associé un coefficient multiplicatif dit « *Niveau de tarification régional* » (NTR) allant de 1 à 10<sup>107</sup>. Les tarifs de distribution, quant à eux, font l'objet d'une péréquation à l'intérieur de la zone de desserte de chaque opérateur (tarif spécifique à GRDF, et 10 grilles tarifaires pour les ELD), sauf pour les nouveaux réseaux de distribution concédés après mise en concurrence.
- Pour la distribution de chaleur, le système est entièrement dégrégué. La « *péréquation* » est réduite à l'échelle de chaque réseau de chaleur local avec un tarif unique pour tous les consommateurs desservis par ce réseau local. Néanmoins, certains syndicats d'énergie intercommunaux, comme le SYDED du Lot, ont mis en place une péréquation départementale pour appliquer un tarif unique à tous les réseaux de chaleur communaux.

Pour dresser un parallèle avec l'amont du système électrique, on rappellera qu'aujourd'hui, un producteur d'énergie d'origine renouvelable électrique se raccordant au réseau paie un prix différent selon les régions : dans le cadre des S3REnR, une mutualisation entre producteurs est mise en place à l'échelon régional, pour que chacun paie un même montant de contribution aux coûts de construction des ouvrages électriques à créer, en évitant ainsi de faire peser l'intégralité du coût sur le premier porteur de projet<sup>108</sup>.

**L'échelle d'application de la péréquation tarifaire pourrait théoriquement être définie à partir de zones où existe une forme de solidarité :**

<sup>106</sup> Article 2 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité. Ces dispositions sont aujourd'hui reprises en substance à l'article L. 121-5 du code de l'énergie.

<sup>107</sup> Pour plus de détails, se référer au site Internet de GRTgaz : <http://www.grtgaz.com/acces-direct/clients/fournisseur-trader/tarif.html>.

<sup>108</sup> On rappelle qu'en ce qui concerne le système gazier, comme vu précédemment, le décret du 28 juin 2019, dit « *droit à l'injection* », prévoit la prise en charge par les tarifs de distribution et/ou de transport des coûts de renforcement des réseaux nécessaire à l'injection du biométhane sur ces réseaux, sous réserve que ces renforcements répondent à un critère technico-économique. Ce critère, dont l'application est supervisée par la CRE, vise à favoriser le développement de la production de biométhane dans les zones qui nécessitent les moindres coûts de renforcement des réseaux. Ce décret prévoit également l'établissement d'un zonage indicatif, permettant d'indiquer aux producteurs, selon leur localisation, s'ils relèvent plutôt d'un raccordement au réseau de distribution ou au réseau de transport.

- à ce titre, les départements offrent une possibilité *a priori* intéressante du point de vue social (ils ont en charge l'organisation de nombreux mécanismes de solidarité), mais sans doute moins du point de vue technique et économique (leur taille est probablement inférieure à la taille critique) ;
- les régions actuelles offrent un cadre techniquement et économiquement plus pertinent, mais elles n'ont que peu d'ancienneté et n'expriment pas toujours, dans leurs frontières actuelles, de solidarité réelle entre les territoires qui les composent ;
- les « régions » au sens d'Enedis (dont chacune regroupe quelques départements, et qui sont souvent issues des anciennes régions administratives) pourraient constituer un zonage intéressant, quoique mal connu du grand public, ce qui peut soulever des difficultés.

Des péréquations établies à une échelle infranationale pourraient ainsi répondre d'une manière plus localisée à un principe de solidarité territoriale et d'équité. Le choix d'une péréquation à l'échelle nationale n'est pas absolument indiscutable en soi d'un point de vue économique. Certains de nos voisins ont fait le choix d'une échelle infranationale.

Toutefois le choix de l'échelle infranationale de péréquation doit reposer sur un arbitrage entre taille critique du point de vue technique et économique, et réalité des solidarités au sein de la zone considérée. Il doit également s'accompagner d'une réponse à l'enjeu de la solidarité entre territoires.

### 3.2.2.2. *La complémentarité entre métropoles et zones rurales dans la transition énergétique locale*

Les travaux du groupe et notamment les échanges avec les acteurs des territoires ont souvent mis en évidence une complémentarité forte entre métropoles et zones péri-urbaines ou rurales environnantes<sup>109</sup>.

Ces zones péri-urbaines ou rurales sont fréquemment des lieux de production d'énergies d'origine renouvelable (biogaz, éolien) qui bénéficient au niveau local aux métropoles, ces dernières étant pour l'essentiel des lieux de consommation nette. En revanche, les territoires ruraux sont souvent insuffisamment dotés de ressources humaines et financières leur permettant de s'investir dans la transition énergétique. Les métropoles ont donc intérêt à développer – et, de fait, développent – des PCAET qui tiennent compte de leur environnement rural immédiat<sup>110</sup>, voire y investissent dans des sites de production.

**La complémentarité entre métropoles et zones péri-urbaines ou rurales dans la transition énergétique locale est importante, et des initiatives émergent dans divers domaines<sup>111</sup>.**

<sup>109</sup> Une étude intitulée « *Les coopérations interterritoriales* » réalisée conjointement en mars 2019 par le Commissariat général à l'égalité des territoires (CGET), France urbaine et l'Assemblée des communautés de France (AdCF), montre que sur 21 métropoles, 173 coopérations de toutes sortes ont été passées avec leurs territoires avoisinants. Elles portent principalement sur trois thématiques – la mobilité et les transports, le tourisme et le développement économique – puis sur les thèmes de l'environnement, de la culture et de l'eau/assainissement.

<sup>110</sup> Le Grand Narbonne a ainsi élaboré son PCAET conjointement avec le Parc naturel régional de la Narbonnaise (70 000 ha) qui regroupe 21 communes dont 6 sont hors du périmètre de l'agglomération.

<sup>111</sup> On peut citer la signature en janvier 2018 d'un contrat de réciprocity « *ville-montagne* » sur la filière bois entre la Métropole de Montpellier Méditerranée et la Communauté de Communes Monts de Lacaune et Montagne du Haut-Languedoc, à l'autre bout du département (8 000 habitants, densité 10 habitants/km<sup>2</sup>), visant à systématiser l'intégration du bois-énergie dans les projets de construction de bâtiments publics, ou encore la convention signée en 2011 entre l'agglomération de Montargis et le Pays Gâtinais qui l'entoure, dans le cadre de laquelle sont menés conjointement des projets tels que l'élaboration d'un plan climat, mais aussi la création d'une plateforme territoriale de la rénovation énergétique, la demande de rénovation étant forte en zone urbaine tandis que de nombreux artisans mobilisables sur les chantiers sont installés en zone rurale. Source : CLER, « *Nouvelles solidarités urbain-rural : une condition de la transition énergétique nationale* » (novembre 2018).

Plus généralement, cette coopération urbain-rural existe déjà aujourd'hui sous la forme concrète des actions entreprises par des opérateurs énergétiques territoriaux (SEM, SPL, syndicats, coopératives) ou des structures d'accompagnement, et les échanges sont fréquents au sein de réseaux techniques régionaux animés par l'ADEME ou les services déconcentrés des administrations ; il n'en est pas toujours de même pour les élus, et il semble nécessaire de renforcer la coopération entre les décideurs locaux pour créer une réelle dynamique locale.

Dans ce contexte, une forme d'expression de la solidarité entre les territoires pourrait légitimer des tarifs d'acheminement mutualisés (voir section ci-dessus). Les consommateurs de la métropole paieraient ainsi un prix d'accès aux réseaux plus élevé que son coût réel, prenant ainsi partiellement en charge le surcoût de l'acheminement de l'énergie dans certaines zones rurales relativement isolées, lesquelles vont produire une partie croissante de l'énergie consommée par les métropoles.

### 3.2.2.3. Solidarité et usages spécifiques de l'énergie

L'une des justifications d'une péréquation nationale est le caractère de bien de première nécessité de l'énergie et plus particulièrement, en France, de l'électricité (ou du gaz dans d'autres pays, comme les Pays-Bas, jusqu'à une période récente).

Toutefois, il peut être pertinent de distinguer selon les usages de l'énergie et les possibilités de substitution. Cette idée était avancée dès 1988 dans le rapport Syrota<sup>112</sup> et a été réitérée en 1994 dans le rapport Souviron et sa synthèse du débat national sur l'énergie et l'environnement, ces deux rapports estimant notamment que le mécanisme de péréquation en vigueur conduisait à encourager indûment le recours au chauffage électrique, et spécialement dans les zones où il est très coûteux pour la collectivité. Ce débat est toujours resté d'actualité jusqu'à aujourd'hui<sup>113</sup>.

Le choix d'imposer un coût du chauffage électrique identique sur l'ensemble du territoire, alors que d'autres solutions de chauffage sont possibles, engendre selon ce rapport, d'une part, un coût important pour le réseau car il n'y a pas de « *signal prix* » pour éviter ou limiter cet usage lorsqu'il génère des coûts importants en renforcements du réseau pour couvrir la pointe et, d'autre part, une distorsion de concurrence vis-à-vis des autres énergies de chauffage pour lesquelles les coûts dépendent de la localisation (par exemple, les réseaux de chaleur approvisionnés par biomasse).

L'idée pourrait alors être de conserver une péréquation nationale des tarifs d'utilisation des réseaux d'électricité pour les usages spécifiques de l'électricité, et en revanche, d'introduire une tarification intégrant une composante géographique pour les usages climatiques (chaud/froid), le cas échéant avec une modulation géographique. Un tel mécanisme permettrait de préserver les deux principes de solidarité entre territoires et d'équité entre usagers, tout en y ajoutant celui de l'équité entre énergies et en garantissant le respect d'une tarification reflétant la réalité des coûts, plus vertueuse pour inciter à des investissements efficaces dans les énergies renouvelables. Un tel mécanisme créerait aussi une incitation à l'optimisation des charges en aval du compteur.

---

<sup>112</sup> Source : Direction générale de l'énergie et des matières premières du Ministère de l'industrie, « *Étude historique, technique et économique du chauffage électrique en France* » (1988). On y lit que « *le chauffage électrique bénéficie en France d'une tarification particulièrement attractive [...]. En particulier, EDF a renoncé paradoxalement pour les usagers concernés à l'affichage de tout signal saisonnier, alors même que leur consommation est fortement saisonnière* ».

<sup>113</sup> Dans un rapport prospectif publié en 2013 intitulé « *Approvisionnement et distribution énergétiques : feuille de route pour 2020* », l'AMORCE, association nationale de collectivités territoriales et de professionnels de la gestion locale des déchets et de l'énergie, estimait que : « *l'appel au chauffage électrique entraîne un surenchérissement notable du réseau de distribution, notamment dans les régions à l'habitat dispersé [...]; la péréquation des prix de l'électricité entraîne, sur une portion importante du territoire, une subvention marquée en faveur du chauffage électrique [...]; la satisfaction des besoins pour les usages spécifiques de l'électricité relève du service public au même titre que l'eau, le courrier ou le téléphone. En matière de chauffage, cependant, cette obligation apparaît moins clairement dès lors que les usagers ont le choix entre de multiples possibilités : électricité, fioul, bois, gaz naturel ou GPL, soleil... [...]. Autant la péréquation des prix de l'électricité paraît parfaitement justifiée lorsqu'il s'agit d'éclairage ou d'appareils électroménagers, de téléviseurs, d'ordinateurs domestiques, etc., autant elle mérite discussion lorsqu'elle revient à conférer un traitement spécifique au chauffage électrique par rapport au bois, au gaz de pétrole liquéfié, au charbon, au fuel ou au chauffage solaire ou encore lorsque le chauffage électrique (directe ou pompe à chaleur) devient un concurrence directe du chauffage au gaz ou par réseau de chaleur qui ne bénéficie pas d'une péréquation nationale* ».

Une tarification différenciée sur les usages peut être mise en œuvre de deux manières :

- en s'appuyant uniquement sur la puissance souscrite par les clients, ce qui aurait la vertu de la simplicité<sup>114</sup>. Un tel système – simple et incitatif – supposerait de faciliter et promouvoir l'accès aux dispositifs d'optimisation des charges et aux matériels « *intelligents* » ;
- sinon, en s'appuyant sur une tarification de la consommation liée à ces usages, qui impliquerait un dispositif de sous-comptage,<sup>115</sup> ce qui est plus complexe.

Fixer un tarif à l'usage pour le chauffage électrique soulèverait sans doute des difficultés pratiques non négligeables. Ceci impliquerait de définir ce qu'est une consommation « *normale* » sans chauffage électrique. Cette consommation « *normale* » dépend de critères comme la surface du logement ou du local, du nombre et de l'âge des occupants pour un logement, de l'usage pour un local tertiaire, commercial, industriel, de son exposition géographique pour l'éclairage, *etc.*<sup>116</sup>

#### 4. Nouvelle gouvernance et nouveaux acteurs de la transition énergétique d'aujourd'hui et de demain dans les territoires

Au-delà des aspects strictement économiques et tarifaires, le développement de la transition énergétique au niveau local modifie sensiblement les conditions de gouvernance des réseaux d'énergie. Il conduit à **questionner le modèle français caractérisé par des collectivités propriétaires de réseaux avec deux opérateurs nationaux très dominants (Enedis et GRDF) chargés de l'exploitation de ces réseaux.** L'observation des expériences dans les pays voisins prouve que ce type de gouvernance n'est pas la seule possible.

Toutefois, **le présent rapport – comme les échanges au sein du groupe technique dont il se nourrit – tend à considérer que le modèle historique français est relativement plastique et peut s'adapter** à de nombreuses nouvelles exigences sans avoir à être radicalement remis en cause dans son essence historique.

##### 4.1 L'avenir du modèle concessionnaire français : une remise en cause du monopole des opérateurs de réseaux historiques ?

###### 4.1.1. À défaut d'une mise en concurrence, la possibilité pour les AODE de choisir leur mode de gestion ?

**La perspective d'une possible mise en concurrence des concessions d'électricité et de gaz, dont la compatibilité avec le droit de l'Union a pu faire l'objet de débats, notamment dans le cadre de la négociation de la directive n° 2014/23 sur l'attribution des concessions de services, ne semble plus aujourd'hui d'actualité<sup>117</sup>, et à notre connaissance n'est défendue de façon appuyée par aucun des acteurs du secteur en France.**

<sup>114</sup> Le rapport précité propose « *un système simple basé sur un kW souscrit et kWh consommé plus élevés dans les tranches d'abonnement à partir de 12 kVA [qui] permettrait de s'assurer que les gros consommateurs en chauffage électrique contribuent mieux aux coûts de cet usage, en laissant une certaine marge de manœuvre pour les usagers qui, ayant des besoins de chauffage plus modestes et plus vertueux (délestage, isolation, appoint bois...), pourraient rester sur un tarif « tous usages »* ».

<sup>115</sup> Pour simplifier la mise en œuvre et réduire les coûts associés aux prestations de sous-comptage, une piste serait de permettre aux acteurs de marchés de proposer des dispositifs de sous-comptage certifiés transmettant leurs données au gestionnaires de réseaux (ou à un tiers de confiance qui reprendrait la compétence de gestionnaire de données, comme il est proposé dans le rapport du groupe de travail n° 3 du Comité de prospective de la CRE pour 2019).

<sup>116</sup> Une autre solution pour refléter le coût du chauffage électrique serait de rendre obligatoires les tarifs différenciés entre l'été et l'hiver. Actuellement, les utilisateurs se chauffant à l'électricité ont la possibilité de souscrire un tarif sans différenciation des prix entre l'été et l'hiver. Cette solution aurait le mérite de la simplicité ; en effet, les tarifs (TURPE à quatre plages temporelles) existent déjà, et les compteurs évolués de type *Linky*, dotés de quatre index, seront déployés sur l'ensemble du territoire d'ici 2021.

<sup>117</sup> Dans un arrêt du 5 juillet 2018, la cour administrative d'appel de Lyon a confirmé que les dispositions du droit national (article L. 111-52 du code de l'énergie) qui prévoient que les concessions de distribution d'électricité sont attribuées à titre exclusif à Enedis ou aux entreprises locales de distribution, dans leurs zones de desserte respectives, sont conformes au droit de l'Union. Cf. CAA de Lyon, 5 juillet 2018, Mme Chichereau, n° 16LY00912.



Si l'idée d'une concurrence avec des appels d'offres pour attribuer les concessions de service public, comme pour la distribution d'eau potable, n'est pas envisagée, en revanche, certains préconisent d'ouvrir aux autorités organisatrices de la distribution d'énergie la possibilité de retirer la concession à l'opérateur historique pour l'opérer en régie ou la confier à un distributeur public local. Ainsi, dans son Livre blanc publié en 2011, la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR), qui critiquait la baisse des investissements sur les réseaux de distribution, estimait que cette option fournirait aux collectivités « *un moyen – ultime et majeur – de pression et d'arbitrage en cas de blocage définitif de la dynamique concessive* », en relevant que sur 5 % du territoire, la gestion des services publics de distribution d'électricité est assurée par des ELD<sup>118</sup>. Depuis, tout en maintenant une position de vigilance sur le niveau des investissements d'Enedis sur les réseaux de distribution, elle n'a pas réitéré l'idée d'une reprise en régie dans ses prises de position publiques, préférant concentrer son attention sur la déclinaison locale du modèle de contrat de concession (cf. *infra* 4.2.2.).

**L'idée d'une gestion des services de distribution d'énergie par des opérateurs locaux est parfois présentée comme inspirée du modèle allemand.** Les réseaux de distribution d'électricité outre-Rhin sont gérés par près de 800 entreprises locales de distribution (« *Stadtwerke* »). Cette structuration est un héritage historique, et a connu des évolutions contrastées. Ces entreprises communales créées par les municipalités, qui assuraient aussi la production et la fourniture d'énergie, ont rencontré d'importants problèmes de financement qui ont conduit dans les années 1980 à 1990 au rachat d'une partie de leurs activités par de grands opérateurs (E.On, EnBW, RWE et Vattenfall). Les années récentes ont vu un mouvement inverse avec la remunicipalisation des services de distribution d'électricité dans près de 200 communes depuis 2007<sup>119</sup>. Cette dynamique est souvent associée à des initiatives citoyennes qui revendiquent la reprise du pouvoir par les habitants sur les systèmes d'énergie afin d'en imposer une gouvernance plus démocratique et de réinjecter localement les revenus tirés de ces activités. Un rapport commandité par la CRE en 2016 montrait que l'Allemagne présentait les coûts de distribution les plus élevés des grands pays européens<sup>120</sup>.

**En France, l'exemple des Entreprises locales de distribution (ELD) montre que les opérateurs de réseaux détenus par les collectivités locales représentent un outil à leur disposition pour proposer des solutions adaptées au territoire, facilitées par leur relation de proximité avec l'ensemble des acteurs de terrain, dans une optique de développement local<sup>121</sup>.** Ce rôle de facilitateur de la transition énergétique locale, permis par l'existence d'un opérateur local générant de l'acceptabilité et agrégeant les compétences pour accompagner la politique énergétique et numérique du territoire, vaut d'ailleurs surtout – selon l'UNELEG – pour les métiers de diversification des ELD, en particulier de producteur d'EnR. En cela, la collectivité dispose d'une boîte à outils au service des territoires pour réaliser leurs objectifs en matière de transition énergétique. Toute collectivité peut créer un tel outil, par exemple sous la forme d'une Société d'économie mixte (SEM) ou d'une Société publique locale (SPL) ayant pour objet la production d'EnR, tout en respectant l'organisation actuelle de la distribution de l'électricité.

**Il convient de tenir compte de certains risques associés à une gestion municipale des services de distribution et les contraintes qu'elle impose :**

- les *Stadtwerke* allemands ou les entreprises locales de distribution suisses et autrichiennes s'appuient souvent sur de grands opérateurs industriels privés, ce qui n'est pas le cas en

<sup>118</sup> Source : FNCCR, Livre blanc, « *Quel mode de gestion pour les services publics locaux de l'électricité ?* » (2011).

<sup>119</sup> Source : France Stratégie, « *Transition énergétique allemande : la fin des ambitions ?* », E. Beeker (août 2017).

<sup>120</sup> Source : Schwartz and Co, « *Étude comparative des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution d'électricité en Europe* » (juillet 2016).

<sup>121</sup> On compte 140 entreprises locales de distribution, qui alimentent de 100 à plus de 500 000 clients, pour un volume desservi total de l'ordre de 5 % de la consommation intérieure nationale, soit 3,8 millions d'habitants, répartis dans 2 800 communes.



France. La conduite de projets innovants nécessitant des investissements de grande ampleur requiert des coopérations, comme l'illustre le déploiement des compteurs communicants, pour lequel les ELD s'appuient sur une mutualisation des achats avec Enedis et GRDF ;

- en outre, un tel scénario soulèverait des questions nouvelles et fortes en matière de péréquation. Un morcellement de la gestion des réseaux de distribution en opérateurs hétérogènes pourrait favoriser des inégalités, notamment selon la densité des territoires desservis. Aujourd'hui, ces inégalités entre territoires, dont certains sont structurellement déficitaires parfois à l'échelle d'un département, font l'objet d'une péréquation implicite au sein d'Enedis qui gère 95 % des réseaux de distribution d'électricité et exerce la maîtrise d'ouvrage des travaux de raccordement et d'amélioration en zone urbaine. La péréquation résiduelle, avec les entreprises locales de distribution, est assurée par un fonds dédié, le fonds de péréquation de l'électricité.

Le scénario décrit plus haut conduirait inévitablement à transformer les transferts implicites en transferts financiers explicites, ce qui poserait la question de leur acceptabilité. À défaut, il faudrait renoncer à un degré élevé de solidarité territoriale et accepter que les tarifs diffèrent selon les territoires.

Dans le rapport précité publié en 2011, la FNCCR soulignait que dans un tel scénario, il serait indispensable de veiller à ce que les opérateurs publics locaux respectent des périmètres de desserte suffisamment larges, au moins à l'échelle départementale ou inter-départementale, pour éviter le risque qu'ils se contentent des territoires les plus rentables, entraînant de graves difficultés financières dans les zones les moins rentables<sup>122</sup>.

**En France, la loi interdit d'étendre géographiquement le périmètre des zones de desserte des ELD<sup>123</sup>.**

**La décrystallisation du périmètre des ELD ne semble pas à ce jour être promue par les acteurs du secteur.** Aucun des participants du groupe de travail n° 2 ne s'est prononcé en ce sens.

Ainsi, Bordeaux Métropole déclare être d'accord avec les atouts de la régulation et de la gestion nationale mis en avant par Enedis, en termes de solidarité nationale grâce à la péréquation tarifaire, d'intérêt économique par la mutualisation des achats, ou encore de gestion de crise grâce à la réactivité d'un interlocuteur unique capable d'intervenir partout sur le terrain en cas de défaillances liées par exemples à des aléas climatiques. Enedis soutient en effet que d'un point de vue technique, l'existence d'un réseau national unifié répond mieux aux besoins émergents en matière de flexibilité (foisonnement des consommations et productions<sup>124</sup>) et d'utilisation des données, et que d'un point de vue économique, sa taille lui permet de bénéficier d'économies d'échelle favorables à l'investissement et à l'innovation, en particulier pour le passage à l'échelle industrielle, tout en s'appuyant si nécessaire sur des partenariats avec de multiples acteurs publics ou privés.

<sup>122</sup> En Allemagne, on constate en effet que les écarts de prix entre Länder et même entre Stadtwerke se creusent de manière inégalitaire, au point que le gouvernement a annoncé qu'il allait harmoniser les contributions réseaux à partir de 2019, s'orientant ainsi vers une péréquation à la française. Source : France Stratégie (2017), idem.

<sup>123</sup> La loi ne permet pas de confier à une ELD ou de reprendre en régie un réseau existant exploité par Enedis ou GRDF, mais l'inverse est autorisé. Dans les zones desservies par une ELD, la collectivité a le choix entre les modes de gestion (régie, société d'économie mixte, etc.). Pour la distribution de gaz, la création d'un nouveau réseau donne lieu à un appel d'offres ouvert.

<sup>124</sup> Le foisonnement est le phénomène par lequel le volume global de l'offre ou de la demande est lissé, du fait du caractère non synchronisé des différentes sources de production ou de consommation variant dans le temps.

L'UNELEG a rappelé que dans son rôle de facilitateur de la transition énergétique locale, l'ELD intervient surtout en tant que producteur d'EnR : en cela, toute collectivité peut créer un outil en s'appuyant sur les réseaux et leur organisation existante au niveau national. La réussite de la transition énergétique dans les territoires ne passe donc pas nécessairement par une extension du modèle d'ELD.

#### 4.1.2. Vers l'émergence des communautés énergétiques locales ?

##### 4.1.2.1. *Communautés énergétiques renouvelables et communautés énergétiques citoyennes : des concepts qui figurent désormais dans le droit de l'Union*

Le paquet « *énergie propre* » récemment adopté par le Parlement européen a inscrit les communautés énergétiques dans le droit de l'Union. Il faut en réalité distinguer deux concepts, définis respectivement dans la directive 2018/2001 dite « *énergie renouvelable* »<sup>125</sup> et dans la directive 2019/944 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité<sup>126</sup> :

- **les communautés d'énergie renouvelable** sont des entités juridiques contrôlées par des personnes publiques, des PME ou des autorités locales situées à proximité des projets qu'elles mènent en matière d'énergie renouvelable, dont l'objectif est de fournir à leurs membres ou au territoire des avantages environnementaux, économiques ou sociaux ; la directive prévoit que les États membres mettent en place un cadre réglementaire pour favoriser leur développement ;
- **les communautés énergétiques citoyennes** sont contrôlées par les mêmes acteurs et poursuivent les mêmes objectifs que les communautés d'énergie renouvelable, mais avec deux principales différences par rapport à la définition précédente – d'une part, le critère de proximité n'y figure plus, d'autre part, elles peuvent « *prendre part à la production, y compris à partir de sources renouvelables, à la distribution, à la fourniture, à la consommation, à l'agrégation, au stockage d'énergie, ou fournir des services liés à l'efficacité énergétique, des services de recharge pour les véhicules électriques ou d'autres services énergétiques à [leurs] membres ou actionnaires* ».

Ces deux concepts recouvrent une diversité de modèles économiques. On peut schématiquement distinguer, par degré croissant d'intégration :

- **la détention en commun d'actifs de production** : en général, la production n'est pas consommée localement mais revendue à un fournisseur extérieur, et les membres partagent les profits qui peuvent être réinvestis dans des projets communs. Des initiatives de ce type existent déjà en France<sup>127</sup> ;

---

<sup>125</sup> Directive 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, à transposer au plus tard le 30 juin 2021.

<sup>126</sup> Directive 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, à transposer au plus tard le 31 décembre 2020, dont l'article 2 définit la « *communauté énergétique citoyenne* » comme « *une entité juridique qui : a) repose sur une participation ouverte et volontaire, et qui est effectivement contrôlée par des membres ou des actionnaires qui sont des personnes physiques, des autorités locales, y compris des communes, ou des petites entreprises, b) dont le principal objectif est de proposer des avantages communautaires environnementaux, économiques ou sociaux à ses membres ou actionnaires ou aux territoires locaux où elle exerce ses activités, plutôt que de générer des profits financiers, etc.) peut prendre part à la production, y compris à partir de sources renouvelables, à la distribution, à la fourniture, à la consommation, à l'agrégation, et au stockage d'énergie, ou fournir des services liés à l'efficacité énergétique, des services de recharge pour les véhicules électriques ou d'autres services énergétiques à ses membres ou actionnaires* ».

<sup>127</sup> Voir notamment les projets soutenus par l'association *Energie partagée*, mentionnés plus haut.

- **les échanges d'énergie sur le réseau** : certaines communautés qui détiennent et exploitent des actifs de production partagent aussi l'énergie produite, par exemple par l'intermédiaire d'un fournisseur qui assure l'adéquation entre quantités produites et consommées, en complétant si nécessaire par de l'énergie importée ; il peut s'agir d'autoconsommation collective, mais aussi d'échanges virtuels d'énergie – même entre des acteurs géographiquement éloignés – qui dans certaines configurations peuvent alléger les contraintes physiques sur les réseaux ;
- **le partage local de la production via des réseaux « privés »** : le degré maximal d'intégration est atteint lorsque des communautés créent leur propre réseau local.

#### 4.1.2.2. *Vers une remise en cause des équilibres existants dans le système concessionnaire français ?*

Le cas de la détention en commun d'actifs de production ne soulève pas de questions particulières en termes de régulation. En revanche, les échanges d'énergie au sein d'une communauté et, plus encore, la création de réseaux locaux sont susceptibles de remettre en cause les modèles classiques de fonctionnement des réseaux et d'organisation du marché.

Une étude du Centre européen des régulateurs d'énergie a d'ores et déjà identifié plusieurs initiatives de création de réseaux privés, pour certaines à l'initiative de collectivités locales désireuses de consommer de l'énergie locale, pour d'autres dans le cadre de projets innovants liés aux réseaux intelligents menés par des entreprises du secteur de l'énergie<sup>128</sup>. Dans ce second cas, les projets n'entrent pas dans la définition posée par les directives, puisqu'ils sont menés par de grandes entreprises.

Dans cette étude, les régulateurs estiment que les communautés locales d'énergie sont susceptibles de contribuer positivement à la transition énergétique et à son appropriation par les citoyens. Ils mettent toutefois en garde contre le risque de contourner les principes fondamentaux des marchés de l'énergie tels que la tarification de l'utilisation des réseaux en fonction des coûts, la séparation réseau/fourniture et l'accès non-discriminatoire des tiers au réseau, ou encore le libre choix du fournisseur par les consommateurs<sup>129</sup>.

Plus généralement, ils citent les arguments présentés précédemment au sujet de la décriminalisation du périmètre des ELD.

Il convient de rappeler que si la directive 2019/944 doit obligatoirement être transposée d'ici le 31 décembre 2020, elle laisse aux États membres le choix d'accorder ou non aux communautés énergétiques locales la possibilité d'être propriétaires des réseaux. Il reviendra donc au législateur, au terme d'une concertation avec l'ensemble des parties prenantes concernées, de décider s'il retiendra ou non une telle option.

#### 4.1.2.3. *Des initiatives multiples de communautés énergétiques émergent déjà sans remise en cause du modèle concessionnaire actuel*

<sup>128</sup> Source : CEER, « *Regulatory aspects of Self-Consumption and Energy Communities* » (juin 2019).

<sup>129</sup> Plus particulièrement, s'agissant de la gestion de réseaux privés, ils relèvent que :

- le déploiement de réseaux locaux dans des zones où il existe déjà un réseau installé par un gestionnaire de réseau de distribution peut conduire à des doublons inefficaces ;
- lorsqu'une communauté joue à la fois le rôle de producteur, de fournisseur et de gestionnaire de réseau, le principe de séparation réseau/fournisseur devient difficile à maintenir, alors que le positionnement des gestionnaires de réseaux comme opérateurs neutres assurant aux tiers un accès non-discriminatoire à leurs services est essentiel ;
- les communautés d'énergie pourraient n'avoir pas la taille critique pour soutenir de façon viable sur le long terme les investissements nécessaires au maintien de la qualité de service ou à l'innovation, notamment en matière de systèmes d'information et de cybersécurité, ce qui peut le cas échéant fragiliser l'ensemble des réseaux auxquelles elles sont connectées.

De nombreuses initiatives voient le jour, portées par des collectivités ou par des acteurs privés.

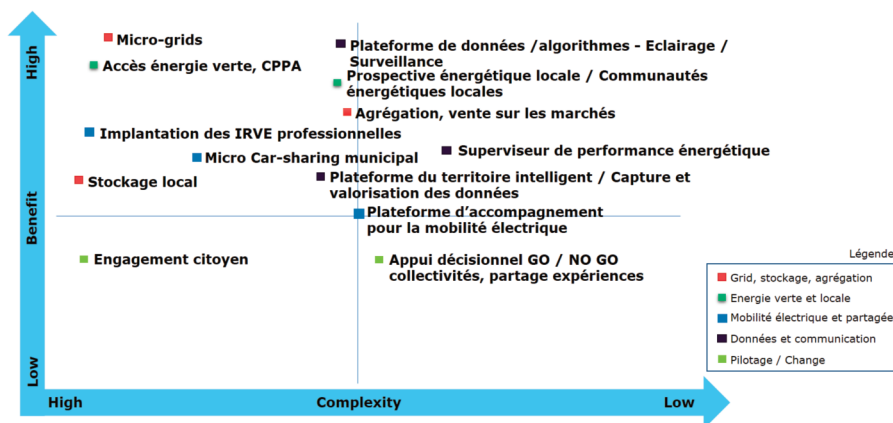
Le cas du GIE Osiris formé par des entreprises de la plateforme chimique Les Roches-Roussillon, près de Valence, illustre la capacité d'acteurs privés à se mobiliser sur un projet rentable et vertueux du point de vue environnemental. Ce projet repose notamment sur la mutualisation des achats d'énergie et la production, la fourniture et l'acheminement d'énergie aux industriels *via* un réseau propre sur le site. La plateforme va atteindre un taux de 70 % de chaleur décarbonée grâce notamment à un contrat signé avec l'incinérateur de déchets voisin pour que la chaleur qu'il produit ne soit pas transformée en électricité, mais redirigée vers la plateforme en substitution de la chaleur produite à partir de charbon ou de gaz. La plateforme envisage également des partenariats avec les territoires voisins pour utiliser l'hydrogène issu des procédés industriels pour la mobilité des véhicules lourds. Des plateformes similaires existent en Allemagne à une échelle beaucoup plus importante : celle de Ludwigshafen a une taille dix fois supérieure.

Le cas de collectivités soutenant des projets s'apparentant à des communautés énergétiques est fréquent. Certaines, comme la Communauté de Communes d'Erdre et Gesvres, font valoir des difficultés liées à des contraintes réglementaires, notamment en matière de développement de la production photovoltaïque (seuil de 100 kWc au-delà duquel on bascule des dispositifs de soutien du système d'obligation d'achat vers les appels d'offres, situation en aval d'un poste de transformation de moyenne en basse tension). Certains freins identifiés ont déjà fait l'objet d'évolutions<sup>130</sup>.

L'essor des communautés énergétiques locales s'appuiera largement sur le développement des réseaux intelligents ou « *Smart grids* »<sup>131</sup>. Si les initiatives expérimentales sont nombreuses, les spécialistes interrogés par l'association Think Smartgrids ne s'attendent pas à une industrialisation à court terme. L'enjeu est à ce stade d'identifier les modèles d'affaires et leur rentabilité, et d'accompagner les porteurs de projet.

## Modèles d'affaires en fonction de la complexité et des bénéfices attendus

### Sélection des offres / Modèles d'affaires



Source : association Think Smartgrids

<sup>130</sup> L'article 43 bis de la loi PACTE du 22 mai 2019 prévoit à titre expérimental, pour une durée de 5 ans, d'élargir le périmètre des opérations d'autoconsommation collective : les consommateurs concernés ne devront plus se situer en aval d'un même poste de transformation d'électricité de moyenne en basse tension, mais seulement sur le réseau basse tension et en respectant des critères, notamment de proximité géographique, qui seront fixés par arrêté ministériel. La loi a aussi supprimé le seuil maximal de puissance installée de 100 kilowatts permettant de bénéficier de tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité spécifiques.

<sup>131</sup> L'association Think Smartgrids, qui regroupe des entreprises, associations et centres de recherche dans ce domaine, relève une multiplication d'expérimentations financées par diverses sources publiques, avec un engagement des élus locaux pour une « *ville intelligente* ». Les cas d'usage sont très variés : garanties d'origine pour l'approvisionnement en énergie renouvelable, autoconsommation à différentes mailles, micro-réseaux ouverts ou fermés, groupements d'achats d'énergie auprès de producteurs renouvelables locaux ou distants, mobilité électrique ou biogaz, etc. Le volontarisme des élus se heurte à des coûts élevés. Le modèle économique devra s'appuyer sur des sources de financement externes, car les territoires ne pourront probablement pas financer seuls ces projets.

## 4.2 Le renforcement du pouvoir de négociation des collectivités dans leurs relations avec les gestionnaires de réseaux

Dans le cadre du maintien du monopole de concession et de la péréquation nationale, l'enjeu majeur pour certaines collectivités – dotées de la compétence d'autorités organisatrices de la distribution d'énergie – consiste à renforcer leurs marges décisionnelles dans le cadre des relations contractuelles avec leurs concessionnaires.

### 4.2.1. Une concentration des autorités concédantes qui renforce leur pouvoir de négociation

#### 4.2.1.1. *Le pouvoir concédant tend à se concentrer au niveau des métropoles et des syndicats départementaux*

Pour l'électricité, le paysage concessif a connu une concentration très importante depuis une vingtaine d'années, avec **10 000 concessions en 1992 mais seulement 475 aujourd'hui**. Le mouvement s'est amplifié avec l'effet de la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie, qui a incité au regroupement à l'échelle départementale de l'exercice de la compétence d'autorité organisatrice de distribution d'électricité, puis de la loi MAPTAM du 27 janvier 2014 qui a confié aux métropoles et aux communautés urbaines de plus de 250 000 habitants la compétence d'autorités concédantes pour la distribution publique d'électricité et de gaz. Ces évolutions législatives, mais aussi l'approche même du modèle de contrat de concession établi entre la FNCCR et EDF en 1992 et actualisé en 2007, qui tend à encourager le transfert du pouvoir concédant à des autorités organisatrices de grande taille, ont favorisé une professionnalisation des autorités concédantes, mais également dans certains cas une séparation entre communes urbaines et communes rurales.

Au-delà des 341 communes isolées qui ont fait le choix d'avoir un contrat en direct avec Enedis, **la majeure partie des collectivités se retrouvent** (hors zones desservies par des ELD) dans l'un des deux cas suivants :

- **soit elles font partie d'une métropole ou communauté qui a choisi d'exercer la compétence énergie**, auquel cas cette dernière s'efforce de reprendre tous les contrats des communes qui la composent. C'est le cas de 22 métropoles et communautés urbaines qui exercent directement le pouvoir concédant sur l'ensemble de leur territoire, comme la métropole de Nice Côte d'Azur, composée de 46 communes qui sont sorties du syndicat départemental d'électricité ;
- **soit les communes sont toutes réunies dans un syndicat d'électricité départemental ou interdépartemental, voire intercommunal**<sup>132</sup>, y compris parfois la métropole ou principale intercommunalité de la zone qui a choisi de s'appuyer sur ce syndicat à travers le principe de la représentation-substitution, comme Nîmes Métropole avec le Syndicat mixte du Gard. On compte 51 syndicats départementaux et 92 syndicats intercommunaux. Certaines communes situées dans une métropole peuvent néanmoins être représentées dans un syndicat : ainsi, la ville de Toulouse a un contrat de concession direct avec Enedis, renouvelé en 2019 pour 20 ans par la métropole de Toulouse pour la seule ville de Toulouse, tandis que les 36 autres communes de la métropole sont représentées dans le syndicat de Haute-Garonne.

---

<sup>132</sup> Par exemple, le Syndicat intercommunal d'énergie des communes de Flandre (SIECF) dans les Hauts-de-France.



Le paysage concessif du gaz naturel est plus atomisé puisque le gaz n'est pas, contrairement à l'électricité, une énergie universelle présente sur tout le territoire. Près de 10 000 communes sont desservies en gaz par GRDF ou par une ELD. Sous l'effet de la loi MAPTAM du 27 janvier 2014 et des regroupement de communes, le nombre de contrats de concessions gaz gérés par GRDF diminue progressivement et s'établit actuellement à 4 700 dans sa zone de desserte exclusive. Un peu plus de la moitié des communes desservies par GRDF sont regroupées dans des structures intercommunales, soit par transfert de la compétence d'autorité concédante à des syndicats d'énergie, soit de droit dans les métropoles et les communautés urbaines. L'autre moitié des communes est en contrat direct avec GRDF. La tendance au regroupement des contrats de concession devrait s'accélérer au cours des prochaines années dans le cadre des renouvellements de contrats à venir.

Les autorités concédantes sont représentées par la FNCCR et par France urbaine. Il n'existe pas systématiquement ou nécessairement d'opposition entre un monde urbain et un monde rural : au sein même des métropoles, comme Nice, des zones très rurales existent. La métropole nantaise souligne que les métropoles ont une vision et des compétences très larges, notamment en matière d'aménagement du territoire, contrairement aux autorités organisatrices rurales, ce qui leur permet d'agir à la fois sur la planification énergétique et la planification urbaine. En outre, elles ont des spécificités, notamment liées à la densité et au nombre d'équipements. Ceci peut justifier la coexistence de deux cadres d'organisation des réseaux publics de distribution, la métropole et le syndicat départemental d'énergie. Depuis que la loi MAPTAM a clarifié les compétences des métropoles, Nantes Métropole indique entretenir des relations constructives avec le Syndicat départemental d'énergie de Loire-Atlantique (SYDELA)<sup>133</sup>. Par ailleurs, au sein même des syndicats d'énergie coexistent des communes urbaines et des communes rurales sans que cela ne soulève d'antagonismes.

#### 4.2.1.2. Les syndicats d'énergie, des acteurs incontournables, mais parfois mal identifiés

Les syndicats d'énergie, à l'origine syndicats d'électrification, étaient historiquement limités à un périmètre cantonal. C'est dans les années 1990 que, sous l'impulsion de l'État mais aussi de la FNCCR et d'EDF, qui ont inclus dans le modèle de contrat de concession de distribution des clauses incitant financièrement à un regroupement, ils ont majoritairement adopté un périmètre départemental. Leurs compétences se sont également élargies.

Si les syndicats d'énergies sont des structures intercommunales ou mixtes composées d'élus, ils ne sont pas toujours identifiés comme des partenaires stratégiques par les collectivités territoriales comme les régions. Ceci a pu les inciter à des regroupements sous la forme souple d'ententes régionales. Une étude parue en 2018 consacrée aux syndicats d'énergie<sup>134</sup> décrit ainsi le rôle de deux ententes constituées en région Occitanie et en région Auvergne-Rhône-Alpes. Ces ententes sont un vecteur d'influence important. Elles permettent de placer face à la région, chef de file en matière de transition énergétique, un interlocuteur unique représentant les syndicats d'énergies dans leur ensemble, notamment pour bénéficier des subventions régionales dans ce domaine, pour participer à l'élaboration du volet énergie du SRADDET, et plus largement pour « *faire exister* » les syndicats d'énergie, partenaires parfois mal identifiés, aux yeux de la région et plus largement des citoyens<sup>135</sup>. En effet, si les

---

<sup>133</sup> Aujourd'hui, il existe cinq Autorités organisatrices de la distribution d'électricité (AODE) en Loire-Atlantique : Syndicat départemental d'énergie de Loire-Atlantique (SYDELA), qui regroupe 186 communes, 11 communautés de communes et 2 communautés d'agglomération ; Nantes Métropole, qui regroupe 24 communes ; Saint Nazaire ; La Baule Escoublac ; Le Croisic.

<sup>134</sup> Source : M. Boyer, Étude pour le Groupement de recherche sur l'administration locale en Europe, « *Les syndicats d'énergie, bras armés des collectivités dans la transition énergétique ?* » (2018).

<sup>135</sup> Quant aux intercommunalités à fiscalité propre, les syndicats d'énergies n'ont que récemment commencé à tisser des liens avec elles. En général, ils connaissent mieux les communes, puisqu'ils sont composés d'élus des communes membres. Ils développent désormais leurs relations avec les EPCI, qui manifestent un intérêt croissant pour les services proposés par les syndicats, notamment en matière de maîtrise des consommations énergétiques (systèmes de suivi des consommation des bâtiments), d'achats groupés d'énergie, ou d'aide à l'élaboration des PCAET (diagnostic énergétique, scénarios prospectifs).



régions ont des missions en matière de programmation, elles ont besoin de relais capables d'intervenir localement, notamment au travers de conventions portant sur des actions concrètes (par exemple, production d'EnR, déploiement de bornes pour la mobilité propre, maîtrise de la demande) pour décliner les objectifs de transition énergétique en conjuguant ambition et pragmatisme afin de promouvoir leur attractivité.

#### *4.2.1.3. Les syndicats d'énergie assument le choix de l'échelon départemental, tout en développant des unions pour renforcer leur poids face aux concessionnaires*

L'équilibre reposant sur des entités de taille substantielle, soit métropoles soit syndicats départementaux, est remis en question par certaines des collectivités urbaines de taille intermédiaire qui souhaitent pouvoir également exercer elles-mêmes la compétence d'autorité organisatrice, en sortant des syndicats d'énergie. Une contribution en ce sens a été fournie par France Urbaine dans le cadre du Grand débat national en 2019. Cette proposition a suscité une vive réaction de la FNCCR, qui a alerté sur le risque de telles sécessions unilatérales, de nature à affaiblir selon elle les collectivités qui resteraient au sein des syndicats d'énergie dans leurs rapports avec les concessionnaires et à accroître la fracture territoriale sur le plan énergétique.

À l'inverse, l'échelon géographique du département peut paraître insuffisant pour assurer aux syndicats d'énergie une taille critique afin d'établir un rapport équilibré avec les distributeurs. Si certains syndicats se sont constitués à l'échelle interdépartementale, la plupart sont de niveau départemental, et on ne constate pas de tendance à la fusion, mais plutôt des démarches de regroupement plus souples telles que les ententes régionales mentionnées précédemment. Ces ententes régionales permettent de renforcer le poids des syndicats d'énergies dans les négociations avec les concessionnaires, en particulier Enedis, en s'adaptant à sa structuration régionale. Les ententes sont un lieu d'échanges sur les conditions proposées par le concessionnaire, et dans certains cas, des groupements d'achats communs sont organisés pour le contrôle du cahier des charges. Pour autant, elles ne donnent pas toujours lieu à la définition d'une position commune dans les négociations, et les contrats de concession ne sont pas rédigés en commun.

Ainsi, il ne s'agit pas pour les syndicats d'énergie d'envisager la régionalisation de la compétence d'autorité concédante, pour laquelle ils sont convaincus qu'elle doit être gérée à l'échelle d'un territoire départemental ou, dans certains cas, supra-départemental. Par ailleurs, si la FNCCR est favorable au maintien de cette compétence à l'échelon départemental, elle estime en revanche qu'il serait inapproprié de confier cette fonction aux départements, et qu'il vaut mieux la laisser aux communes ou intercommunalités, qui sont en mesure de mettre à profit leurs compétences en matière d'urbanisme pour mener des politiques énergétiques tenant compte de la très fine capillarité des réseaux d'énergie.

#### 4.2.2. Des attentes accrues des collectivités dans le cadre des contrats de concession

**Cette tendance au regroupement des autorités concédantes permet l'émergence en leur sein de pôles d'équipes expertes et dédiées à l'énergie.** Le cas échéant, ces compétences peuvent être mutualisées à un échelon géographique supérieur à travers des sociétés d'économie mixte. **Ceci modifie le positionnement des autorités organisatrices dans les négociations avec le concessionnaire.** Le contrat de concession est beaucoup plus souvent perçu comme un outil de pilotage de la politique locale de l'énergie, ce qui conduit à des exigences nouvelles en matière de fourniture de données et de visibilité sur les trajectoires d'investissement.

Certaines collectivités estiment en effet que les relations contractuelles dans le cadre des contrats de concession d'électricité ou de gaz naturel, même si l'autorité concédante n'a pas le choix du concessionnaire, devraient être « *normalisées* » au regard des pratiques de leurs autres délégataires de service public. Elles ont des attentes notamment en matière de transparence sur les données techniques et financières (cf. *infra*), et de capacité de dialogue sur la totalité des investissements réalisés sur leur territoire ainsi que sur la stratégie de planification des investissements pour prendre en compte les priorités locales (renforcement des mesures contre les crues, amélioration de la qualité de service pour les zones économiques, intégration compétitive des renouvelables, etc.).

De récentes décisions du juge administratif ont contribué à l'affirmation du pouvoir de contrôle de l'autorité concédante<sup>136</sup>.

#### 4.2.3. Un modèle renouvelé de contrats de concession

##### 4.2.3.1. *Un nouveau contrat-cadre à décliner lors du renouvellement des contrats de concession*

Le dernier accord régissant les contrats de concession datait de 1992. Il ne pouvait donc tenir compte des évolutions des dernières décennies comme la transition énergétique, la transformation numérique et les évolutions institutionnelles relatives aux autorités concédantes. La FNCCR, France Urbaine, Enedis et le fournisseur d'électricité au tarif réglementé EDF ont souhaité revoir le modèle du contrat de concession, qui a ainsi fait l'objet d'un accord-cadre signé le 21 décembre 2017.

En ce qui concerne la distribution de gaz, des négociations tripartites entre GRDF, France urbaine et la FNCCR sont en cours pour établir un nouveau modèle de contrat de concession des réseaux de distribution de gaz naturel, alors que plusieurs contrats importants arrivent prochainement à échéance (ville de Paris en juillet 2019, métropole de Lyon en 2020).

Le nouveau modèle de contrat de concession des réseaux de distribution d'électricité intègre trois évolutions majeures :

- **mise en œuvre d'une nouvelle logique de programmation**, avec des schémas directeurs de long terme et des programmes pluriannuels et annuels d'investissement, en contrepartie de l'abandon de la constitution pour l'avenir de provisions pour renouvellement des immobilisations ;
- **relèvement du produit des redevances versées à l'autorité concédante**, notamment la redevance de fonctionnement R1, pour mieux intégrer le paramètre « *population* » en particulier pour les métropoles et communautés urbaines ;

---

<sup>136</sup> Dans une décision d'assemblée du 21 décembre 2012 portant sur un contentieux entre la commune de Douai et ERDF (devenu Enedis) concernant la vente d'un immeuble de la concession, le Conseil d'État a considéré que dans le cadre de son pouvoir de contrôle résultant de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales, l'autorité concédante peut demander que lui soit communiquée toute information utile sur les biens de la délégation et notamment « *un inventaire précis des ouvrages de la concession, avec la détermination de leur valeur brute, de leur valeur nette comptable et de leur valeur de remplacement* ». Cette demande peut être formulée à tout moment, et non uniquement au terme de la concession, sous réserve de son utilité qui sera appréciée sous le contrôle du juge du contrat. Par ailleurs, l'arrêt *Sipperec* de la cour administrative d'appel de Paris en date du 25 mars 2013, dans la lignée de la décision *Commune de Douai* du Conseil d'État du 21 décembre 2012, confirme la notion de pouvoir de contrôle utile dévolu par le législateur aux autorités concédantes en matière de distribution et de fourniture d'électricité : les données du compte rendu d'activité du concessionnaire doivent permettre à l'autorité concédante d'avoir une image fidèle de sa concession. La cour a ainsi conclu qu'en vertu du cahier des charges de la concession, le syndicat d'énergie était en droit de demander la communication du compte de résultat détaillé à la maille de la concession, des répartitions intra concessions, du détail de l'actif et du passif et des comptes de résultat prévisionnel à horizon de 3 ans.

- adaptation du contrat aux dispositions de la LTECV du 17 août 2015 et ses textes d'application intégrant ainsi les dimensions **réseaux électriques intelligents, autoconsommation, mobilité ou encore transmission des données**.

Ce contrat-cadre doit être décliné lors des négociations entre le gestionnaire de réseaux de distribution et chacune des autorités concédantes sur le renouvellement des contrat de concession. En effet, un programme d'investissement de nature contractuelle se construit sur la base d'un diagnostic partagé sur la capacité et l'état du réseau, et d'un accord sur les objectifs à atteindre dans le cadre d'un contrat qui engage les deux parties. Un certain nombre de thématiques peuvent être abordées localement, notamment la durée du contrat, les redevances, ou les engagements sur les programmes de travaux à venir.

Au vu des enjeux liés à la transition énergétique, plusieurs autres sujets de négociation paraissent importants :

- la **répartition de la maîtrise d'ouvrage** des travaux à réaliser sur le réseau (développement, raccordement, enfouissement) selon les zones concernées et en tenant compte notamment des évolutions à venir en matière d'usages (développement des énergies renouvelables, déploiement des bornes de recharge des véhicules électriques, etc.) ;
- la **mise à disposition de données** par les concessionnaires à l'autorité concédante : c'est un sujet de négociation fondamental, à l'heure de la transition et de la planification énergétiques et du développement des projets de production d'énergies renouvelables dans les territoires ;
- le **contenu de l'offre de service public local de fourniture d'électricité** aux tarifs réglementés de vente, en termes de niveau de qualité et de prestations incluses visant à la maîtrise des factures (pilotage des usages, traitement de la précarité énergétique).

Par ailleurs, le tarif d'utilisation des réseaux défini par la CRE en 2018 donne la possibilité aux gestionnaires de réseaux de distribution d'obtenir des budgets supplémentaires en cours de période tarifaire pour financer des projets relevant des **réseaux intelligents**, sous réserve que l'analyse coûts/bénéfices soit favorable. Cela pourrait être le cas de programmes de recours à des flexibilités (recours par les gestionnaires de réseaux de distribution à des services d'effacement, de stockage, etc.) notamment dans le cadre de l'article 199 de la LTECV du 17 août 2015, qui donne la possibilité aux collectivités territoriales de regrouper les acteurs d'un même territoire pour offrir des services de flexibilité aux gestionnaires de réseaux de distribution.

Le cas de la renégociation en cours par **Nantes métropole** de son contrat de concession avec Enedis est illustratif. Nantes Métropole estime que les enjeux des territoires urbains ont été longtemps négligés : par exemple, 50 % du patrimoine, comme les colonnes montantes ou les branchements, n'est pas identifié ou localisé. La métropole souhaite mettre à profit son expérience des négociations de délégations de service public dans d'autres secteurs. Les discussions portent en particulier sur la qualité de service (indicateurs minimaux par zone), l'état du patrimoine (le vieillissement du réseau fait peser des risques sur la qualité d'alimentation), le volume des investissements, les provisions pour renouvellement, les redevances.

Le montant de l'enveloppe globale d'investissement est un sujet majeur de négociation. On rappelle ici que cette enveloppe d'investissements possibles au niveau local ne découle pas du TURPE décidé par le régulateur. En effet, si la CRE valide les investissements relatifs au réseau public de transport d'électricité et de gaz naturel, ce n'est pas le cas pour les réseaux publics de distribution, dont le programme prévisionnel d'investissement est élaboré à l'occasion des conférences départementales organisées sous l'égide des préfets, qui réunissent les autorités concédantes et les concessionnaires<sup>137</sup>. Ainsi, en matière d'électricité, ce n'est pas le TURPE qui détermine le niveau des investissements, mais c'est au contraire la trajectoire prévisionnelle des investissements communiquée par Enedis qui sert à déterminer le niveau du tarif ; de surcroît, le cadre tarifaire prévoit la couverture *a posteriori* des éventuels écarts par rapport à ces prévisions<sup>138</sup>. Les conférences départementales revêtent donc une importance essentielle pour l'élaboration et le suivi des programmes prévisionnels d'investissements sur les réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel, dans une logique d'efficacité et d'amélioration de la qualité de service.

L'une des nouveautés de ce contrat-cadre est le schéma directeur des investissements. Il permet d'adapter la stratégie d'investissement en cours de contrat. Certaines collectivités regrettent toutefois l'absence de trajectoire d'investissement minimale sur la durée du contrat et de possibilité d'influer réellement sur les investissements à court terme et de les orienter vers leurs priorités stratégiques. L'enjeu est d'autant plus significatif que le déploiement actuel des contrats sur ce modèle fixe les modalités de dialogue pour les décennies à venir, qui sont celles de la transition énergétique.

#### 4.2.3.2. L'enjeu central de l'accès aux données

Le nouveau modèle de cahier des charges prévoit que le concessionnaire transmet à l'autorité concédante les données issues des dispositifs de comptage utiles à l'exercice de ses compétences, notamment pour l'élaboration des SRCAE ou des PCAET. Il précise que des données complémentaires ou plus détaillées peuvent être fournies à la demande de l'autorité concédante selon des modalités techniques et financières à négocier. Or, la **question de l'accès aux données** est fréquemment relevée comme un point de difficulté dans les relations avec les opérateurs de réseau.

Il faut rappeler que le respect de la confidentialité des données à caractère personnel et des informations commercialement sensibles a conduit à élaborer un cadre réglementaire limitant les marges de manœuvres pour les données relatives aux flux d'énergie. Le code de l'énergie précise par exemple la taille des agrégats à respecter pour les courbes de charge, ce qui est parfois contraignant dans des projets de type écoquartiers.

Toutefois, les difficultés signalées concernent également des données relatives aux caractéristiques physiques du réseau et des ouvrages (section, nature et âge des câbles, type et réglage des postes de transformation, etc.), qui pourtant appartiennent à l'autorité concédante. Or, ces données ont une grande importance en matière de planification non seulement des investissements sur le réseau lui-même mais aussi de maîtrise de la consommation et du développement des énergies renouvelables.

La Ville de Paris souligne ainsi que sa **demande de transparence** sur les flux physiques et financiers (consommations, coûts, recettes) est parfois ressentie par le concessionnaire comme un moyen pour remettre en cause sa contribution à la péréquation en révélant l'ampleur

---

<sup>137</sup> Ces conférences, instituées par l'article 21 de la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (dite « loi NOME »), sont mentionnées à l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales et à l'article L. 111-56-1 du code de l'énergie, tel que modifié par la LTECV du 17 août 2015.

<sup>138</sup> *via* le mécanisme du Compte de régularisation des charges et des produits (CRCP).

des transferts consentis au profit des zones moins denses, alors que sa demande ne s'inscrit pas dans une telle démarche. En effet, comme le relève Bordeaux Métropole, les données énergétiques sont essentielles pour mener des politiques énergétiques locales, or le réseau de distribution joue un rôle central, puisque c'est à ce niveau que toutes ces données sont mesurées.

Il convient de prendre conscience que **la donnée brute n'a pas de valeur en soi en l'absence de modèle économique permettant de la valoriser**. De nombreuses initiatives sont en cours de développement pour élaborer de tels modèles<sup>139</sup>. **L'extraction massive des données et leur hébergement sont coûteux, et il faudra identifier des modèles d'affaires reposant sur une utilisation optimisée des données énergétiques.**

Toutefois, **une grande partie des données techniques relatives aux réseaux demandées par les autorités organisatrices ne relèvent pas systématiquement d'une volumétrie conséquente** (ex : courbes de charge en HTA). La montée en expertise des collectivités offre une opportunité pour mettre leurs compétences transversales au service de nouveaux modèles économiques pour la transition énergétique (flexibilité, production d'EnR, mobilité électrique, etc.). Un partenariat constructif entre collectivités et gestionnaires de réseaux peut favoriser l'innovation à des coûts réduits.

La collecte et la mise à disposition des données énergétiques soulèvent également la question du **positionnement respectif des collectivités territoriales et des opérateurs de réseaux en matière d'accès aux données**.

- Certaines métropoles se positionnent en tiers de confiance pour faciliter l'accès à ces données, notamment pour les citoyens, dans une démarche de service public<sup>140</sup>. À terme, on pourrait imaginer que les collectivités deviennent les gestionnaires de plateformes rassemblant l'intégralité des données d'énergie issues de différents réseaux.
- Cette perspective n'est toutefois susceptible de se concrétiser que pour les plus grandes collectivités, dotées de l'expertise suffisante et animées par une démarche volontariste. **Le rôle des gestionnaires de réseaux restera probablement essentiel en la matière, d'autant qu'outre leur compétence technique, la séparation entre activités de vente d'énergie et gestion des infrastructures confère aux opérateurs de réseaux un statut de neutralité adapté au rôle de plateforme de données<sup>141</sup>.**

---

<sup>139</sup> On peut citer l'exemple du projet *Smarter Together*, d'envergure européenne, a été lancé en 2016 pour une durée de 5 ans dans trois villes (Vienne, Munich et Lyon). Ce projet a consisté à rassembler des données variées relatives à la production et la consommation d'énergie des différents quartiers, grâce à des conventions entre la métropole et plusieurs partenaires (par exemple : Enedis pour l'énergie électrique, Bluely pour la mobilité électrique, Météo France pour les données météorologiques, la production photovoltaïque, etc.). Ces données ont été stockées sur une plateforme, mises à disposition dans des formats standardisés et enrichies grâce à un outil adossé à la plateforme. Les acteurs du projet reconnaissent qu'il est difficile de connaître à l'avance les besoins et attentes des acteurs pour adapter l'enrichissement des données en conséquence, et l'idée du projet est pour commencer de mettre en place une architecture pour remonter la donnée.

<sup>140</sup> C'est le cas de Lyon, qui a lancé le projet *Lyon Living Lab Énergie* consistant à proposer des utilisations des données énergétiques permettant de réaliser les objectifs de réduction d'énergie de son schéma directeur des énergies : par exemple, la fonctionnalité *conso tab* permet la visualisation des consommations dans les logements, et *ecorenov* permet l'analyse des consommations avant et après des travaux de rénovation énergétique.

<sup>141</sup> Des partenariats entre collectivités territoriales et gestionnaires de réseaux devraient se développer, sur le modèle du projet *Smile*, porté par les régions Bretagne et Pays de la Loire, qui comprend la construction d'une plateforme de données relatives à l'énergie, aux transports, ou encore à la qualité de l'air. Les gestionnaires de réseaux y jouent un rôle de facilitateur « neutre » au sein d'un écosystème régional, tandis que le rôle de chef d'orchestre revient aux collectivités territoriales.



# CONCLUSION

Au terme des réflexions de notre groupe de travail, un premier constat s'impose, celui de la grande pertinence du thème de la territorialisation de la transition énergétique. Elle est en effet l'une des clés de la réussite de cette politique majeure.

Les acteurs des territoires, collectivités, entreprises, citoyens se sont emparés du sujet et d'ores et déjà de nombreuses initiatives ont été prises localement pour produire, distribuer et utiliser les énergies renouvelables.

Le système français qui repose sur quelques grands opérateurs nationaux associés aux collectivités territoriales par des contrats de concession a facilité les prises d'initiative locales en assurant sans difficulté, dans le cadre fixé par la Commission de régulation de l'énergie, la distribution de l'énergie nouvellement produite sous le double aspect du soutirage et de l'injection. Et pour l'électricité en particulier, les différents acteurs ont su rénover le cadre de la concession pour s'adapter à ces nouveaux enjeux.

Toutefois cette mobilisation n'est pas la même dans tous les territoires et des facteurs juridiques, économiques ou institutionnels peuvent être des freins à la dynamique de cette transition énergétique.

D'abord, l'articulation des compétences des différents niveaux de collectivité n'est pas toujours optimale. Dans le rôle de planification qui leur est reconnu par la loi en matière de transition énergétique, les régions se sont impliquées de façon variable. Le caractère encore récent de cette nouvelle compétence peut l'expliquer pour une part mais cette prudence peut aussi résulter du caractère relativement complexe de l'articulation des SRADDET avec les documents élaborés par les autres collectivités.

Le premier échelon opérationnel est celui de la commune qui peut s'appuyer sur son rôle d'AODE et qui construit sa politique le plus souvent dans le cadre de l'intercommunalité. Les métropoles d'une part, les communautés de communes ou d'agglomération et les syndicats départementaux d'énergie d'autre part, se sont investis dans ce nouveau domaine. Nous avons également noté la collaboration qui a pu s'instaurer entre des métropoles et les collectivités du monde rural situé à proximité qui est riche de perspectives.

La mise en œuvre de la transition énergétique, compte tenu de l'importance des enjeux, pourrait être encore facilitée par l'ouverture de possibilités de dérogations à la règle de droit strictement encadrées par le représentant de l'État qu'il s'agisse des conditions d'implantation d'éoliennes ou de panneaux photovoltaïques, ou encore de la réglementation sur l'autoconsommation collective.

L'Etat territorial est également acteur de cette transition énergétique notamment dans son rôle de facilitation et d'accompagnement. Peut-être pourrait-il l'être plus encore en s'appuyant sur la fonction qui est confiée par la loi au préfet de présider la commission départementale chargée d'élaborer le programme prévisionnel d'investissement sur les réseaux de l'électricité et du gaz.

La mobilisation des territoires pour la transition énergétique apparaît donc prometteuse. Faut-il aller plus loin par des incitations générales de caractère économique qui dépassent les dispositifs de subvention forcément limités ? Il peut être envisagé, en s'inspirant d'autres modèles

européens, de moduler les tarifs de la distribution de l'énergie en fonction des conditions locales de production et de distribution de l'énergie et d'avoir ainsi plusieurs zones de tarification.

Sur un plan pratique, le choix d'un cadre géographique à la fois techniquement pertinent et légitime politiquement pour établir une forme de péréquation infranationale ne va pas de soi.

Surtout, il pourrait conduire à une remise en cause de l'un des objectifs de la politique énergétique tels qu'ils sont énoncés au début du code de l'énergie : « *garantir la cohésion sociale et territoriale en assurant un droit d'accès de tous les ménages à l'énergie sans coût excessif au regard de leurs ressources* ».

Or, il s'agit là de la mise en œuvre, dans ce domaine de l'énergie, de ce principe républicain d'égalité auquel nos concitoyens sont particulièrement attachés.

# LISTE DES ABRÉVIATIONS

AdCF	Assemblée des communautés de France
ADEME	Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie
Anah	Agence nationale de l'habitat
AODE	Autorité organisatrice de la distribution d'énergie
ASP	Agence de services et de paiement
bioGNV	Biométhane carburant
BT	Basse tension
CAS	Compte d'affectation spéciale
CCEG	Communauté de communes d'Edre et Gesvres
CCI	Chambre de commerce et d'industrie
CEREMA	Centre d'études et d'expertise sur les risques, l'environnement, la mobilité et l'aménagement
CESE	Conseil économique, social et environnemental
CGDD	Commissariat général au développement durable
CGET	Commissariat général à l'égalité des territoires
CRCP	Compte de régularisation des charges et des produits
CRE	Commission de régulation de l'énergie
CSPE	Contribution au service public de l'électricité
CTE	Contrat de transition écologique
DNN	Distribution non-nationalisé
ECS	Eau chaude sanitaire
EDF	Électricité de France
EIE	Espace infos énergie
ELD	Entreprise locale de distribution
EnR	Énergie renouvelable
EnR&R	Énergie renouvelable et de récupération
EPCI	Établissements publics de coopération intercommunale
EPL	Entreprise publique locale
FACÉ	Fonds d'amortissement des charges d'électricité
FEDER	Fonds européen de développement régional
FNCCR	Fédération nationale des collectivités concédantes et régies
FPE	Fonds de péréquation de l'électricité
GNV	Gaz naturel pour véhicules
GRDF	Gaz Réseau Distribution France
HTA	Haute tension du domaine A
IFER	Imposition forfaitaire des entreprises de réseaux
LED	Diode électroluminescente
MIN	Marché d'intérêt national
PCAET	Plan climat air énergie territorial

PLU	Plan local d'urbanisme
PPE	Programmation pluriannuelle de l'énergie
PRIS	Point rénovation info service
REV3	Troisième révolution industrielle
RTE	Réseau de transport d'électricité
SCoT	Schéma de cohérence territorial
SDE	Schéma directeur de l'énergie
SDEEG	Syndicat départemental d'énergie électrique de la Gironde
S3REnR	Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables
SEM	Société d'économie mixte
SER	Syndicat des énergies renouvelables
SIECF	Syndicat intercommunal d'énergie des communes de Flandre
SIPPEREC	Syndicat intercommunal de la périphérie de Paris pour les énergies et les réseaux de communication
SPEGNN	Syndicat professionnel des entreprises gazières non-nationalisées
SPL	Société publique locale
SRADDET	Schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité du territoire
SRCAE	Schémas régionaux climat air énergie
STEP	Station de transfert d'électricité par pompage
SYDED du Lot	Syndicat départemental pour l'élimination des déchets ménagers et assimilés du Lot
SYDELA	Syndicat départemental d'énergie de Loire-Atlantique
SyDEV	Syndicat départemental d'énergie et d'équipement de la Vendée
TEPCV	Territoire à énergie positive pour la croissance verte
TEPOS	Territoire à énergie positive
TICC	Taxe intérieure sur la consommation de charbon
TICPE	Taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques
TURPE	Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité
TVA	Taxe sur la valeur ajoutée
UNELEG	Union nationale des entreprises locales d'électricité et de gaz
ZAC	Zone d'aménagement concerté
ZNI	Zone non-interconnectée



Comité  
de prospective  
de la CRE

**ÉCLAIRER  
L'AVENIR**