

Les énergies renouvelables en France

Analyse d'une planification entravée

Jérôme Dubois



Les énergies renouvelables en France

Analyse d'une planification entravée

Jérôme Dubois

Éditions Quæ

The cover features several thin, light green curved lines that sweep across the page from the left side towards the bottom right, creating a sense of movement and flow.

Dans la collection Matière à débattre et à décider

Protecting crops through plant diversity

A. Tibi, V. Martinet, A. Vialatte (eds), 2024, 128 p.

Le marché alimentaire à horizon 2050 en France.

Du libre-service aux plateformes de e-commerce

B. Ruffieux, A. Level (auteurs), 2024, 186 p.

Trajectoires de transition écologique.

Vers une planification dynamique et adaptative des territoires

É. Briche (coord.), 2023, 312 p.

Artificialized land and land take. Drivers, impacts and potential responses

M. Desrousseaux, B. Béchet, Y. Le Bissonnais, A. Ruas, B. Schmitt (coord.), 2023, 168 p.

Can organic agriculture cope without copper for disease control?

Synthesis of the Collective Scientific Assessment Report

D. Andrivon, I. Savini (coord.), 2023, 120 p.

The forestry & wood sector and climate change mitigation.

From carbon sequestration in forests to the development of the bioeconomy

A. Roux, A. Colin, J.-F. Dhôte, B. Schmitt (coord.), 2023, 150 p.

Impacts of plant protection products on biodiversity and ecosystem services

S. Leenhardt, L. Mamy, S. Pesce, W. Sanchez (coord.), 2023, 174 p.

Pour citer cet ouvrage

Dubois J., 2024. *Les Énergies renouvelables en France. Analyse d'une planification entravée* (collection Matière à débattre et à décider), Versailles, éditions Quæ, 178 p.

M. Jérôme Dubois a déclaré aux éditions Quæ ne pas conseiller, ne pas posséder de parts et ne pas recevoir de fonds d'une entreprise ou d'une structure privée qui pourrait tirer profit de cet ouvrage. Il n'a déclaré aucun autre rattachement que l'université d'Aix-Marseille. Il a par ailleurs exercé plusieurs mandats d'élu local dans les Alpes-de-Haute-Provence depuis 2005.

Les versions numériques de cet ouvrage sont diffusées sous licence CC-by-NC-ND 4.0. Ce livre a bénéficié du soutien financier de l'Europe des projets architecturaux et urbains.

Éditions Quæ

RD 10

78026 Versailles Cedex

www.quae.com / www.quae-open.com

© Éditions Quæ, 2024

ISBN (papier) : 978-2-7592-3937-5

ISBN (Num) : 978-2-7592-3938-2

ISBN (ePub) : 978-2-7592-3939-8

ISSN : 2115-1229

Sommaire

Une planification balbutiante face à des défis considérables	7
Introduction	10
Partie 1. Des directives qui viennent d'en haut : un effort cadré	14
1. Stratégie européenne bas carbone et plans de relance : des États sous contraintes	15
Énergies renouvelables et fonds structurels européens	16
La mise à l'agenda européen des EnR	18
Une accélération récente	19
Le plan <i>REPowerEU</i>	21
Quand l'Europe parle d'espace...	24
2. La transition énergétique en France	29
La Stratégie nationale bas carbone	29
Vers une nouvelle loi de Programmation sur l'énergie et le climat	31
La loi de programmation pluriannuelle de l'énergie	31
Financer le développement des EnR	38
Partie 2. Repenser les solidarités territoriales	41
3. Raccorder les productions et les territoires du nouveau mix énergétique	42
Les réseaux, fragile colonne vertébrale ou handicap ?	43
Organiser le raccordement des EnR, deux exemples régionaux	46
Des bouleversements qui concernent tout autant les réseaux gaziers	46
Un mix énergétique toujours plus intégré	52

4. Vers une spécialisation des territoires interconnectés ?	59
Les régions, de nouveaux entrants dans la planification énergétique	59
Du photovoltaïque au sud...	61
... et de l'éolien au nord	67
Atterrissage des projets d'EnR sur les territoires : le compte n'y est pas	69
Partie 3. Quand l'énergie s'invite dans les collectivités territoriales et le droit des sols	73
5. Définir la compétence énergie des collectivités	74
Une mise à l'agenda récente	74
La reconnaissance de nouvelles fractures sociales	76
La naissance des premières expériences locales	77
Développement des PCET/PCAET et prises de conscience locales	79
6. L'énergie devient une composante du droit des sols	83
La multiplication des petits panneaux bleus	83
L'éolien s'invite aussi dans les politiques locales	88
Les réseaux de chaleur, un enjeu urbain	91
7. Rechercher de l'espace, désespérément	93
Le déploiement des EnR à l'heure du zéro artificialisation nette	93
L'agrivoltaïsme fait son entrée dans le droit français en 2023	95
L'invention des zones d'accélération pour le déploiement des EnR	98
Valoriser les sites construits et les zones anthropisées	100
Rechercher toute forme de terrains disponibles	103
Le bâti existant fait enfin l'objet d'une attention renouvelée	105
Partie 4. L'énergie, une décentralisation en trompe-l'œil	106
8. La multiplication des autorisations administratives	107
Les centrales photovoltaïques au sol	107
Le biogaz et la méthanisation	111
Quelles autorisations pour les éoliennes ?	115
La géothermie	118
L'hydrogène	121

9. Coordonner les différents services de l'État	122
L'autorisation environnementale unique	122
Des projets sous contrôle de l'État	125
Les guichets uniques ou comment coordonner les projets dès l'amont	127
10. Développer les EnR par appel d'offres et politique de prix garantis	131
Des outils incitatifs pour un pilotage à distance	131
Des tarifs de rachat très politiques	134
Partie 5. Ce que le développement des EnR fait aux ressources territoriales	137
11. La multiplication des acteurs de l'énergie dans un marché évolutif et concurrentiel	138
La répartition des tâches	138
La rentabilité des EnR : entre marché et régulation publique	140
12. Comment capter la richesse produite ?	145
La fiscalité des panneaux photovoltaïques	145
La fiscalité des fermes éoliennes	147
Vers de nouvelles modalités du partage de la rente ?	150
Plébisciter la rente foncière	151
13. Vers des stratégies territoriales plus novatrices	153
Mettre les opérateurs en concurrence ?	153
Investir directement ?	158
L'autoconsommation, une autre façon de valoriser son investissement	162
Conclusions	169
Table des sigles	172
Bibliographie sélective	175

À Léo qui découvre ce vaste monde...

Une planification balbutiante face à des défis considérables

Enjeux climatiques, prix de l'énergie, pressions sociales et évolutions réglementaires : tout concourt à l'accélération du déploiement des énergies renouvelables sur le territoire national. Les énergies renouvelables (EnR) s'invitent dans les paysages du quotidien et les politiques d'aménagement de l'État ou des collectivités territoriales. La planification énergétique, balbutiante, est même devenue un marqueur gouvernemental ou une composante des stratégies territoriales.

Entre prises de paroles contradictoires, inventivités ou résistances territoriales, injonctions législatives et multiplication des acteurs dans un contexte concurrentiel, difficile de déterminer la place de chacun, les marges d'action ou le cheminement d'un projet. C'est l'objet de cet ouvrage. Offrir, à partir d'exemples concrets, une analyse du déploiement territorialisé d'énergies renouvelables souvent fortement consommatrices d'espace. Dans un contexte évolutif, l'ouvrage se veut ouvertement exploratoire. S'il s'essaie à un état des lieux des enjeux, des outils et des acteurs en 2024, bien des questions posées restent en suspens.

Cet ouvrage n'a pas vocation à embrasser l'ensemble des réflexions les plus actuelles sur les enjeux et les limites de la transition énergétique. Il n'aborde pas directement les débats sur les sources d'énergie utilisées, la disparition souhaitée des énergies carbonées ou la place du nucléaire par exemple (voir pour cela Chevalier *et al.*, 2013 ; ou plus récemment Cassoret, 2020). La Stratégie française pour l'énergie et le climat réactualisée en novembre 2023 dans un contexte de sortie des hydrocarbures rappelle la nécessité « de reposer sur un mix électrique s'appuyant sur les deux piliers de production bas carbone disponibles : le nucléaire, avec le renforcement de la production du parc existant et la construction de nouveaux réacteurs, et les énergies renouvelables électriques, qui devront être fortement développées¹ ». Nous nous intéressons ici très précisément à ce second point.

De même, l'ambition n'est pas ici de discuter l'ensemble des travaux critiques sur la transition énergétique, que ceux-ci concernent les aspects normatifs d'une transition imposée (Baggioni *et al.*, 2019), la difficulté de nos sociétés à réduire durablement leurs consommations énergétiques (Jancovici, 2023) et à appréhender l'ampleur des changements liés à la transition (Fressoz, 2023), ou encore la question de l'équité entre citoyens ou entre États dans un monde aux ressources finies (Chancel, 2021 ; ou Reghezza-Zitt, 2022). Néanmoins, s'il ne s'inscrit pas directement dans les

1. https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/23242_Strategie-energie-climat.pdf, p. 46 (consulté le 12/05/2024).

réflexions les plus globales sur les limites planétaires portées par les *transitions studies* (Rockström *et al.*, 2009), cet ouvrage les prolonge sur un point bien particulier, celui de la capacité à développer des EnR dans un pays comme la France.

Son parti pris est celui d'une recherche appliquée. Il ne vise pas à étudier l'intérêt et les limites des différents exercices de prospective régulièrement présentés — mais ceux-ci servent de point de départ. Quels que soient les convictions de chacun ou les scénarios envisagés — des préconisations de l'association Négawatt² aux travaux de l'Agence de l'environnement de la maîtrise de l'énergie (Ademe)³, des analyses de l'Agence internationale de l'énergie⁴ à la présentation de la dernière stratégie française en matière de transition énergétique en novembre 2023⁵ — les EnR, toutes les EnR, devront être mobilisées. Selon les points de vue, des plus décroissants aux plus technophiles, seuls changent les niveaux d'ambition — et de productible — ou la composition du mix, mais jamais la nécessité de sortir des hydrocarbures et de produire différemment notre énergie.

Comment se déploient les EnR aujourd'hui en France, avec quelles contraintes et pour quels résultats ? Tel est l'apport de cet ouvrage dans un débat bien plus large. En interrogeant les trajectoires mises en avant par les politiques publiques, il participe néanmoins à une analyse critique d'un point précis de la transition. L'écart entre la réalité et la trajectoire nécessaire pour un monde vivable est plus grand qu'il n'y paraît. Les approches se complètent plus qu'elles ne s'opposent. Que l'on prenne le point de vue des équilibres à l'échelle de l'humanité ou celui du déploiement de projets concrets un peu partout en France en matière de transition énergétique, le compte n'y est pas.

Cet ouvrage comprend donc un très fort volet opérationnel. Il adopte le point de vue des collectivités et des territoires confrontés à ces nouveaux enjeux. Il prend toutefois soin d'intégrer à la réflexion les logiques du contrôle de l'État comme celles, financières et techniques, des opérateurs. Il est écrit par un professeur d'aménagement à Aix-Marseille Université s'appuyant sur vingt ans de mandats politiques locaux et sur une activité régulière de consultant en aménagement. À ce titre, l'auteur accompagne les collectivités territoriales — communes, communautés d'agglomération, métropole — dans leur politique de développement des EnR, tant en matière de

2. <https://negawatt.org/Le-systeme-electrique-peut-il-fonctionner-avec-100-de-renouvelables-replay> (consulté le 31/01/2024).

3. Voir, à ce sujet, l'exercice de prospective « Transition(s) 2050. Choisir maintenant. Agir pour le climat », qui met en évidence quatre chemins pour atteindre la neutralité carbone en France en 2050, dont le cahier Prospectif « Transition(s) 2050 – Feuilleton Adaptation du système électrique au changement climatique, Adaptation du système électrique au changement climatique », <https://bibliothèque.ademe.fr/dechets-economie-circulaire/6268-prospective-transitions-2050-feuilleton-adaptation-du-systeme-electrique-au-changement-climatique.html> (consulté le 23/01/2024).

4. IEA (International Energy Agency), *Renewables 2023, Analysis and forecast to 2028*, version révisée, janv. 2024, <https://www.iea.org/reports/renewables-2023> (consulté le 12/03/2024).

5. https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/23242_Strategie-energie-climat.pdf (consulté le 12/05/2024).

planification que de montage d'opérations. Mais en tout état de cause, les propos et les analyses tenus ici n'engagent que leur auteur.

Table des conversions

Les quantités d'énergie abordées dans cet ouvrage sont mesurées en kW, MW, GW et TW. Le kilowatt (kW) représente mille watts, le mégawatt (MW) représente un million de watts, le gigawatt (GW) représente un milliard de watts et le térawatt (TW) représente mille milliards de watts...

Ces unités de mesure ne concernent pas la seule production d'électricité. Elles sont également utilisées pour les autres énergies par équivalence : hydrocarbures, bois ou autres. On ne s'étonnera donc pas que les économies à réaliser en matière de consommation de charbon ou les ambitions assignées à la filière biogaz soient également évaluées en gigawatts dans les documents officiels.

On peut parler de kilowatt-crête, de mégawatt-crête (kWc ou MWc)... C'est la puissance maximale d'une installation, assez théorique puisqu'il faut que toutes les conditions de production soient optimales. Cette mesure est utilisée pour le photovoltaïque notamment. On peut également parler de kWh pour kilowattheure : c'est la quantité d'énergie produite par une installation en une heure.

Que ce soient les kW, kWc ou kWh, la littérature académique ou les documents officiels, français ou européens, n'emploient pas toujours les mêmes unités. Nous avons pris le parti de respecter les unités utilisées.

Mais ces éléments de mesures ne sont pas fondamentaux dans un ouvrage qui parle d'aménagement et d'urbanisme. L'auteur s'intéresse plutôt à l'espace et donc aux surfaces et aux distances. Il raisonne en mètres carrés ou en hectares, en écart entre zones de production d'EnR et habitations. Ainsi converti, un mégawatt de production d'électricité photovoltaïque se traduit par un hectare de terrain, les premiers parcs éoliens *off-shore* français occupent chacun entre 50 et 80 km², sur terre aucune éolienne ne peut être installée à moins de 500 m d'une habitation, et un particulier qui chercherait une relative autonomie énergétique en produisant 6 kWc aura besoin d'environ 26 m² sur un pan de toiture raisonnablement exposé au sud...

Introduction

Cet ouvrage est né d'une double interrogation après 20 ans d'études et d'accompagnement de projets en matière de développement d'EnR au sein des collectivités territoriales. L'auteur a notamment travaillé au développement de projets photovoltaïques, au sol comme en toiture, de production d'hydrogène ou de biogaz. Plus largement, ce travail a pour ambition d'embrasser l'ensemble des technologies permettant d'exploiter les énergies renouvelables, dont l'éolien, la géothermie ou le bois notamment. Disons-le tout de suite, la question du nucléaire n'est pas abordée.

La première interrogation est descendante. Elle concerne l'appropriation locale des annonces gouvernementales en matière de développement des EnR en vue d'atteindre la neutralité carbone en 2050. Les textes européens et nationaux fixent d'ambitieux objectifs par filière, mais en définitive renvoient à d'autres — essentiellement collectivités territoriales, opérateurs privés, investisseurs et propriétaires fonciers — le soin de réaliser les installations. Or, celles-ci prennent de la place (parcs solaires), sont souvent source de conflit (fermes éoliennes ou unités de biométhanisation), souffrent de rentabilité aléatoire (réseaux de chaud ou de froid), sont difficiles à quantifier (géothermie) ou nécessitent des sauts technologiques et économiques importants (filière hydrogène). Ces handicaps ne sont bien entendu pas exclusifs et peuvent se cumuler selon les projets.

Alors que le développement des EnR dépend d'une multiplicité de projets locaux regroupant des coalitions d'acteurs spécifiques aux trajectoires propres, peut-on réellement planifier la trajectoire énergétique d'un pays comme la France ? Cette première interrogation traverse l'ouvrage : comment l'État français s'organise-t-il pour favoriser le doublement de la production d'électricité photovoltaïque ou l'augmentation de 60 % de l'électricité d'origine éolienne en quelques années, dans un contexte où il confie à d'autres que notre énergéticien historique le soin de développer, financer et construire les projets ? Face à cette stratégie de gouvernement à distance dans un marché de l'énergie libéralisé, l'étude des multiples outils de politiques publiques mobilisés prend une place accrue.

Analyser l'accélération de la transition énergétique en France, c'est aussi interroger les contradictions et les attermoissements de l'action publique face à la multiplication des défis environnementaux. À l'opposé d'un modèle électrique centralisé dans lequel, en aménagement, la seule question à se poser était de savoir où installer un transformateur électrique, le déploiement des EnR prend de la place. En 2023, la France métropolitaine accueillait 2 300 éoliennes terrestres, 830 000 installations photovoltaïques ou encore plus de 1 600 installations de biogaz, toutes puissances confondues il est vrai⁶.

6. Pour une réactualisation effectuée tous les trimestres : <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/energie>.

Sans nécessairement évoquer les projets français les plus consommateurs d'espace⁷, l'implantation des EnR est devenue un nouvel enjeu des politiques d'aménagement. Leur développement entre en confrontation avec d'autres objectifs ou paradigmes de l'action publique comme la sobriété foncière à l'heure du zéro artificialisation nette, des débats sur la souveraineté alimentaire ou la réindustrialisation de la France. La production d'EnR doit ainsi composer avec 40 ans de politique de protection des espaces naturels et agricoles.

La seconde question est ascendante. C'est une préoccupation d'urbaniste et de gestionnaire de collectivités territoriales, au plus près des projets. L'énergie s'invite en effet de plusieurs façons dans le quotidien des collectivités territoriales. D'un point de vue social, les questions de précarité énergétique ou d'organisation des mobilités prennent une place accrue. D'un point de vue spatial, les installations d'EnR sont entrées dans le droit des sols et doivent être autorisées dans les documents d'urbanisme. Enfin, d'un point de vue économique et technique, les collectivités sont désormais invitées à aller plus loin et à devenir elles-mêmes productrices d'énergie. Question transversale, l'énergie suscite localement autant de débats que d'initiatives. La façon dont les collectivités territoriales s'emparent de la question de l'énergie est un champ de recherche d'une grande richesse dans l'analyse des pouvoirs locaux (Dubois, 2022). Face à la multiplication de projets localisés, elles sont en première ligne du déploiement des EnR, d'un point de vue réglementaire comme parfois opérationnel. Lorsque se lèvent des oppositions locales à un projet de ferme photovoltaïque ou des mobilisations habitantes contre un projet éolien, elles se retrouvent souvent au centre des controverses territoriales. Mais leurs marges de manœuvre sont bien plus importantes. Dans un marché de l'énergie à la fois libéralisé et soumis à de multiples innovations technologiques et financières, elles sont parfois amenées à trancher entre les propositions des opérateurs. Valorisation de leur foncier, entrée au capital de sociétés privées portant les projets, expérimentations technologiques... ont progressivement fait naître un nouveau champ de compétence. Il sera beaucoup question de ces expérimentations dans cet ouvrage, à partir d'exemples concrets.

Par le haut et par le bas, l'approche se veut donc systémique. Mais cet ouvrage n'est pas un ouvrage de science politique. En conformité avec la ligne éditoriale de la collection, il décrit très précisément cet assemblage de politiques publiques destinées à promouvoir le développement des EnR. Il ne vise pas à réinterroger les débats sur la gouvernance multiniveau ni l'importante littérature sur la contestation ou les formes d'appropriation sociale de la transition énergétique (voir pour cela Christen et Hamman, 2015 ; Fontaine, 2021 ; ou encore Cacciari *et al.*, 2019). Si ces questions contribuent à organiser le propos en toile de fond, elles ne sont pas abordées en tant que telles. L'analyse est donc plus fondée sur des études de cas *in vivo* destinées à illustrer les enjeux en cours que sur une démarche rigoureusement académique. Ce parti pris se justifie compte tenu de l'actualité depuis quelques années, entre sentiment d'urgence

7. À l'image de la centrale photovoltaïque de Cestas en Gironde, qui s'étend sur 250 ha, ou celle de Marville dans la Meuse, qui occupe 155 ha.

climatique et affolement des marchés de l'énergie depuis l'invasion de l'Ukraine. Si nous disposons d'un peu de recul sur la façon dont les territoires se sont emparés de la transition énergétique face aux mutations imposées par l'Europe (Boutaud, 2016 ; Coutard, 2019), l'histoire récente donne à voir l'accélération et la multiplication des expérimentations. La recherche aime le temps long et il est sans doute un peu tôt pour analyser la cristallisation du nouveau système énergétique européen fondé sur les EnR appelé à se déployer d'ici 2050. Cet ouvrage assume donc ce côté expérimental, fourre-tout, instable. Son ambition reste modeste : offrir un état des lieux illustré des enjeux et des pratiques en 2024, en restant bien conscient que les choses ne sont pas appelées à rester en l'état. Difficile dans ces conditions de parler de planification des EnR en France, pour une raison toute simple : la transition énergétique repose sur trop d'acteurs et trop d'incertitudes pour ne pas fonctionner sur un mode par essai/erreur et ajustements successifs. Nul propos pessimiste, l'analyse des chiffres montre une évolution dans le bon sens, mais elle vient aussi nuancer toute possibilité d'annonce d'une feuille de route prédéterminée.

L'approche se veut enfin résolument opérationnelle et pluridisciplinaire. Nous avons déjà dit que cet ouvrage n'est pas un ouvrage de science politique. Il n'est pas non plus un manuel de droit ou une réflexion mobilisant les seules approches de la géographie. Le point de vue adopté est celui de l'urbaniste qui assemble les différents aspects — sociaux, réglementaires, techniques... — dans une perspective ouvertement opérationnelle. Qu'on nous pardonne néanmoins par avance certains développements techniques ou analyses juridiques. Ils nous semblaient indispensables pour comprendre concrètement les contradictions de l'action publique, les conditions de succès ou de blocage des projets ou les points aveugles de la transition énergétique. Dans un droit de l'énergie balbutiant quant au développement des EnR et de la place de chacun, les aspects réglementaires sont souvent facteurs de frein face aux différentes innovations sociales/territoriales. À ce sujet, le droit évolue très vite, comme en témoigne la dernière loi d'accélération des énergies renouvelables du 10 mars 2023, mais reste encore trop souvent frileux.

En définitive, l'ouvrage rassemble cinq angles d'analyse qui sont autant de facettes différentes d'un même questionnement, celui des conditions de déploiement des EnR en France :

- des collectivités bien contraintes de s'adapter face à ces nouveaux enjeux ;
- la multiplication des résistances locales lors de l'atterrissage des EnR ;
- des injonctions législatives contradictoires ;
- l'énergie, une fausse décentralisation ou l'État à la manœuvre ;
- des réalisations confiées au privé dans un marché libéralisé.

Ces différentes approches sont reprises dans les cinq parties du présent ouvrage.

La première met en évidence la place des initiatives européennes dans les politiques de transition énergétique des États (chapitre 1) et les adaptations successives des

ambitions françaises à l'aune du droit communautaire (2). Il s'agit de montrer comment les différentes initiatives locales — et leur niveau d'ambition — s'inscrivent en définitive dans un sentier balisé.

La deuxième partie interroge les nouvelles solidarités territoriales induites par le développement d'un mix d'EnR mobilisant l'ensemble des ressources disponibles (3). La recherche d'espaces dans les territoires plus ou moins urbanisés ou la mobilisation des potentiels locaux (vent, solaire...) contribuent à réactualiser la place des réseaux de transport d'énergie (4). Dans cette recherche de complémentarité, l'échelle régionale, spatiale comme politique, joue un rôle central (5).

La troisième partie analyse la façon dont les collectivités territoriales — communes et établissements publics de coopération intercommunale (EPCI) principalement — se sont emparées des enjeux énergétiques à travers l'aménagement du territoire et le droit des sols (6 et 7). L'accent est mis sur l'enjeu spatial du développement des EnR, en sites déjà bâtis ou anthropisés comme dans les espaces naturels et agricoles (8).

La quatrième partie s'intéresse aux différents régimes d'autorisation aux mains d'un État qui n'a pas renoncé à contrôler le développement des EnR. Sont étudiés les dispositifs d'accompagnement des projets (9), ainsi que les pouvoirs en matière de protection de l'environnement (10) et sur les différentes autorisations administratives qui se cumulent (11).

La cinquième partie, enfin, s'intéresse aux acteurs privés, les opérateurs, dans le déploiement des EnR (12) et à la façon dont l'action publique oriente leur action par une politique de prix garantis (13). Compte tenu de l'aspect fortement capitalistique de la transition et de la rentabilité des projets, les aspects financiers — financement des opérations, partage territorial des retombées — font l'objet d'un point spécifique (14).

Partie 1

Des directives qui viennent d'en haut : un effort cadré

Le contenu de cette partie introductive pourrait paraître *a priori* éloigné du propos d'un ouvrage étudiant les conditions d'implantation des EnR dans les paysages français. Il semblait néanmoins indispensable de montrer comment les directives et recommandations européennes viennent fortement influencer tout autant le droit national que les politiques des collectivités territoriales ou les stratégies des opérateurs. Les trajectoires territoriales dépendent de fait de niveaux d'ambition fixés ailleurs. Seront successivement présentés ici les ambitions européennes et les engagements de la France en matière d'EnR.

A series of thin, light green curved lines that originate from the left side of the page and sweep downwards and to the right, creating a decorative, flowing border.

1. Stratégie européenne bas carbone et plans de relance : des États sous contraintes

Sans doute à bas bruit, l'Union européenne (UE) joue un rôle majeur dans l'orientation des États. Directives-cadres fixant la feuille de route des États et fonds structurels abondant le financement des projets nationaux se conjuguent pour peser sur les trajectoires nationales. C'est vrai d'une façon générale en matière de développement économique et d'inclusion sociale, mais la transition énergétique fait également partie des attentes des politiques communautaires depuis bien des années. S'agissant de la naissance d'une politique européenne des EnR face aux partisans des énergies fossiles et la construction des premiers arbitrages parfois aux dépens d'États soucieux de leur souveraineté énergétique, on pourra se référer notamment aux travaux de Strunz, Gawel et Lehmann (2016) ; d'Aras (2021) ou encore d'Évrard (2013). Le droit européen a profondément modifié le marché de l'énergie en imposant sa libéralisation progressive au début de la décennie 2000, entraînant la scission entre EDF et GDF et leur transformation en sociétés anonymes. « La nationalisation, qui représente le principal facteur à l'origine de la centralisation, a laissé la place à une libéralisation graduée dès 1992 pour le secteur pétrolier puis à partir des années 2000 pour le gaz et l'électricité » écrit Boutaud (2016), pour qui « les deux directives relatives au marché intérieur de l'électricité et du gaz de 1996 et 1998 puis leur transposition dans le droit français représentent des dates repères à partir desquelles de nombreuses transformations du système énergétique français sont à constater ».

Dans ce cadre de ce travail, nous nous intéresserons aux développements les plus récents. Avant même l'accélération de la crise énergétique, l'élaboration de la contractualisation 2022-2027 et le plan de relance post-covid étaient venus montrer les ambitions — et le rôle — de l'UE dans l'orientation des politiques publiques des différents États. D'ici 2027, en cumulant les moyens récurrents des différents fonds structurels (1 200 milliards d'euros) et la mobilisation exceptionnelle de plus de 800 milliards au titre de la politique de relance *NextGenerationEU*, l'Europe est en mesure de peser de façon substantielle dans les politiques de ses membres⁸. Un tiers de ces sommes viendra alimenter les politiques de solidarité territoriale entre les différents territoires de l'UE (Fonds de cohésion, Fonds européen de développement régional ou

8. Pour un résumé, voir Commission européenne, Direction générale du budget, *The EU's 2021-2027 long-term budget and NextGenerationEU – Facts and figures*, Office des publications de l'Union européenne, 2021, <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/d3e77637-a963-11eb-9585-01aa75ed71a1/language-en> (consulté le 21/05/2024).

Feder, Fonds social européen ou FSE), un tiers servira à financer la politique agricole commune et le dernier tiers sera dédié aux « nouvelles priorités » : politique extérieure, Erasmus, coopération internationale...

Énergies renouvelables et fonds structurels européens

La transition énergétique et la production d'EnR font partie des objectifs de l'EU et mobiliseront une partie de ces financements. C'était déjà le cas dans le cadre des politiques pluriannuelles de l'Union. Le Feder notamment participe de longue date à des investissements verts.

Pour mémoire, durant la période de contractualisation 2007-2013, l'énergie était une des 17 entrées prioritaires du Feder et du FSE. Au cours des 6 ans de la période de programmation, la transition énergétique a été la troisième thématique la plus sollicitée après l'innovation et l'environnement. En France métropolitaine, 4 678 projets ont fait l'objet d'un cofinancement Feder. Si plus de la moitié d'entre eux concernaient l'efficacité énergétique, plusieurs centaines visaient à produire des énergies renouvelables, notamment solaires. La thématique énergie a ainsi mobilisé un peu plus de 530 millions de Feder⁹.

Sur la période 2014-2020, la programmation du Feder en France prévoyait un objectif thématique 4 « Transition vers une économie bas carbone » regroupant 7 priorités d'investissement :

- favoriser la production et la distribution d'énergies renouvelables ;
- soutenir l'efficacité énergétique, la gestion intelligente de l'énergie et l'utilisation des EnR dans le public et dans les logements ;
- favoriser les stratégies de développement à faible émission de carbone pour tous les types de territoire (mobilité urbaine, atténuation/adaptation au changement climatique...) ;
- développer et mettre en œuvre des systèmes intelligents de distribution ;
- favoriser l'efficacité énergétique et l'utilisation des EnR dans les entreprises ;
- favoriser la recherche et l'innovation des technologies bas carbone ;
- favoriser la cogénération à haut rendement de chaleur et d'électricité.

Une analyse à mi-parcours montrait que les trois premières priorités avaient consommé à elles seules 95 % des enveloppes, soit 1,5 milliard d'euros en France métropolitaine et 309 millions pour l'outre-mer, sur plus de 2 000 projets¹⁰. En matière d'EnR,

9. Bilan thématique 2007-2013 de la Programmation Feder-FSE [19-20], <https://www.europe-en-france.gouv.fr/fr/ressources/bilan-bilan-thematique-2007-2013-de-la-programmation-feder-fse> (consulté le 07/02/2024).

10. Analyse du Feder 2014-2020 pour mieux préparer 2021-2027 en France métropolitaine, https://www.europe-en-france.gouv.fr/sites/default/files/etat_des_lieux_feder_14_20_transition_energetique.pdf (consulté le 07/02/2024).

la majorité des projets soutenus ont concerné le bois énergie (49 %) ou la méthanisation (38 %)¹¹.

Plus récemment, le plan de relance *NextGenerationEU* est venu donner une dimension financière nouvelle à la transition. Une grande partie des 800 milliards mobilisés au profit des États membres sont destinés au développement des technologies propres et aux EnR, à l'efficacité énergétique des bâtiments et à la recherche de carburants propres dans les transports. Comme pour l'ensemble des aides, et la transition énergétique n'échappe pas à cette règle, l'UE met à la disposition des États des moyens financiers qu'ils sont libres de mobiliser, ou non. Néanmoins, face à des opinions publiques confrontées à l'explosion du prix de l'énergie et à la nécessité de financer sa décarbonation, on voit mal les États refuser ces subventions. L'État français l'a bien compris, lui qui mobilise aujourd'hui les crédits qui lui sont alloués par *NextGenerationEU* pour mettre en avant sa politique d'appui à la rénovation énergétique des bâtiments publics notamment. Ces deux dernières années, nombre d'écoles ou de mairies ont ainsi été rénovées grâce aux fonds européens distribués par l'État français sans que les bénéficiaires aient vraiment conscience de l'origine européenne de ces fonds.

Le règlement (UE) 2021/241 du Parlement européen et du Conseil du 12 février 2021 établissant la Facilité pour la reprise et la résilience (FRR) précise les conditions d'attribution de ces aides financières. Difficile de résumer l'ensemble de ces initiatives tant le maquis des décisions européennes est dense et sa méconnaissance profonde. Ces lignes ont une autre ambition, celle de montrer aux lecteurs qu'on ne saurait comprendre ce qui se joue à l'échelle des États et des territoires sans se référer à l'influence européenne. Les politiques nationales et locales savent mettre en avant des ambitions fortes : une Cop (Conférence des parties) d'avance pour le schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (sraddet) de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur, une communication gouvernementale baptisée France nation verte, un territoire à énergie positive pour une communauté de communes bretonne, la neutralité carbone dès 2050 pour tel Plan climat air énergie territorial ou métropolitain (PCAET/PCAEM)... Autant de signaux présentés comme le signe d'une ambition politique singulière. Pourtant, il y a peu d'originalité derrière ces effets « waouh ». La plupart de ces objectifs ne font que se caler sur les textes européens qui gardent en matière de transition une longueur d'avance. L'analyse montre des États et des collectivités devant sans cesse réétalonner leurs ambitions pour coller aux injonctions et aux critères de financement de l'UE. De même, elle permet de montrer la porosité entre les textes européens et les évolutions législatives, l'initiative venant presque toujours de Bruxelles.

11. Analyser le Feder 2014-2020 en métropole pour mieux préparer 2021-2027 / Phase 1/3, <https://www.europe-en-france.gouv.fr/fr/ressources/rapport-detude-analyser-le-feder-2014-2020-en-metropole-pour-mieux-preparer-2021-2027> (consulté le 07/02/2024).

La mise à l'agenda européen des EnR

La première directive de l'UE relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables date du 23 avril 2009. Pour la première fois, l'Europe alloue à chaque État, dans son annexe I, des objectifs globaux concernant la part d'énergie produite à partir de sources renouvelables dans la consommation d'énergie finale à l'horizon 2020. Ce premier paquet énergie-climat fixait l'objectif du Triple 20, qui a largement influencé les politiques nationales et locales au cours de la décennie 2010-2020 :

- une réduction de 20 % des émissions de gaz à effet de serre de l'UE par rapport aux niveaux de 1990 ;
- un accroissement de 20 % de l'efficacité énergétique de l'UE ;
- une part de 20 % de sources d'énergie renouvelables dans le bouquet énergétique de l'UE (énergies éolienne et solaire, biomasse, etc.).

Au titre de la directive, le premier objectif (atténuation) et le troisième (énergies renouvelables) étaient juridiquement contraignants, en particulier au travers d'objectifs assignés à chaque pays membre. À l'époque, la France devait atteindre 10,3 % de part d'énergie produite à partir de sources renouvelables dans sa consommation d'énergie finale brute en 2005 et 23 % en 2020. Il revient à Eurostat de rendre publics les efforts de chaque État membre dans une logique comparative. Avec ses presque 20 % en 2023, la France est un élève moyen, loin derrière la Suède, championne d'Europe avec 62,6 %, la Finlande (43 %) ou la Lettonie (42 %). Mais bien meilleure que le Luxembourg (11,7 %), Malte (12,2 %) ou les Pays-Bas et l'Irlande (environ 12,5 %).

Dans la perspective de l'accord de Paris, l'UE a revu ses ambitions à la hausse lors d'un Conseil européen en octobre 2014. L'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) domestiques de l'Union est alors fixé à moins 40 % en 2030 par rapport à 1990. L'UE décide également de porter à 27 % la part des énergies renouvelables dans sa consommation énergétique.

Outre l'augmentation des niveaux d'ambition, la politique européenne de lutte contre le changement climatique s'est progressivement étoffée. Ces différents aspects ne seront pas étudiés ici, mais sont mentionnés pour mémoire. La production d'EnR ne constitue qu'une partie de l'effort à produire. Ainsi, l'UE impose un plafond d'émissions de GES à plus de 11 000 installations industrielles responsables de près de 50 % des émissions de CO₂ sur l'ensemble du territoire européen, soit environ 2 milliards de tonnes de CO₂. C'est le système communautaire d'échange de quotas d'émissions (EU-ETS). Sont concernés principalement les grands énergéticiens, l'aviation et les secteurs de la chimie et de l'aluminium. Outre ces grandes sources de pollution, en matière de décarbonation diffuse, tous les secteurs sont concernés par la diminution de 40 % des GES.

La directive de 2009 sur les EnR a été révisée en 2018. Elle fixe désormais la part des EnR à 32 % de la consommation énergétique globale de l'Europe à l'horizon 2030 et

précise leur utilisation dans le secteur des transports et dans le chauffage et le refroidissement. La directive évoque également des principes et des règles communs pour les régimes de soutien aux énergies renouvelables, les droits de produire et de consommer de l'énergie renouvelable et d'établir des communautés d'énergie renouvelable. Elle invite ainsi les citoyens, les consommateurs et les entreprises à participer à la production d'énergie propre. Nous y reviendrons en dernière partie.

Une accélération récente

L'augmentation des niveaux d'ambition a débuté avant même la guerre ukrainienne. Elle est davantage liée à la prise en compte croissante des enjeux de lutte contre le changement climatique. En décembre 2019, la Commission avait présenté un plan ambitieux, *The European Green Deal*, ou Pacte vert européen, visant à la neutralité carbone de l'UE d'ici 2050. Le Pacte vert décline une série de propositions en matière de verdissement des grandes industries, d'économie circulaire, de protection de la biodiversité et de développement de l'hydrogène¹². Il agrège également des stratégies présentées entre 2021 et 2022, dont :

- le doublement des projets de rénovation énergétique ;
- le développement de la méthanisation ;
- la lutte contre les substances chimiques ;
- le déploiement de l'éolien *off-shore* avec pour objectifs de passer de 12 GW installés à 60 GW en 2030 et 300 GW d'ici 2050 pour l'éolien en mer, et à 40 GW installés en énergie houlomotrice et marémotrice ;
- un plan d'action pour développer les productions biologiques visant notamment à atteindre 25 % des terres agricoles de l'UE en agriculture biologique d'ici 2030 ;
- un plan d'action « zéro pollution » destiné à supprimer la pollution dans l'air, l'eau et les sols *via* l'augmentation des normes de qualité, la réduction de la pollution des sols et leur réhabilitation ou encore la révision de la législation européenne des déchets.

En décembre 2020, les chefs d'États et de gouvernement ont validé ce plan qui prévoit notamment une étape intermédiaire avec une baisse de 55 % des émissions d'ici 2030 comparativement à 1990. La production d'EnR s'inscrit désormais dans ce cadre contraint. Environ un tiers des financements européens pour la période 2022-2027 est consacré à cet objectif.

À la suite du Pacte vert, la directive sur les EnR a fait l'objet d'une seconde révision en juillet 2021. La Commission propose alors de porter la part des EnR à 40 % de la consommation énergétique globale de l'Europe à l'horizon 2030 (contre les 32 %

12. Le site Vie publique, <https://www.vie-publique.fr/eclairage/272297-pacte-vert-et-paquet-climat-lue-vise-la-neutralite-carbone-des-2050>, offre un résumé détaillé de l'ensemble des plans et programmes (consulté le 09/02/2024).

précédents), dans le cadre de l'ensemble *Fit for 55* (« Paré pour 55 »). Il s'agit d'un paquet de 13 propositions législatives pour mettre en œuvre le Pacte vert européen, qui décline les objectifs de l'Union en matière de transition économique et énergétique, d'industrie ou de transports de demain, ou plus largement de protection de l'environnement. L'objectif de ces propositions est de transformer en profondeur le système économique pour qu'à l'horizon 2050 les États membres soient neutres en carbone. Ce paquet législatif « Paré pour 55 » prévoit que les directives et règlements refaçonnent progressivement l'automobile, l'aviation, le transport maritime, les EnR, l'agriculture, l'industrie, la gestion forestière et des sols. Plusieurs textes sont aujourd'hui en discussion :

- la refonte du marché du carbone mis en place en 2005 par une révision du système d'échange de quotas d'émission de l'Union pour 10 000 installations très polluantes ;
- la mise en place d'un mécanisme d'ajustement carbone aux frontières, en complément du système d'échange de quotas d'émission, afin de renchérir le coût des importations de pays moins regardants sur le plan environnemental ;
- la révision de la directive sur les EnR et de la directive sur la taxation de l'énergie ;
- l'actualisation du règlement dit de « répartition de l'effort » avec, pour chaque État, des objectifs renforcés de réduction des émissions pour les bâtiments, le transport routier et le transport maritime intérieur, l'agriculture, les déchets et les petites industries ;
- la nouvelle stratégie européenne pour les forêts, avec comme ambition pour la Commission de planter 3 milliards d'arbres à travers l'Europe d'ici 2030 ;
- la réduction de l'empreinte environnementale de l'aviation et du transport maritime en favorisant les carburants durables, y compris l'instauration d'une taxe sur le kérosène ;
- l'obligation pour le secteur public de rénover 3 % de ses bâtiments chaque année ;
- la révision du règlement fixant des normes de CO₂ pour les nouvelles voitures, ce qui amorce la fin des véhicules essence et diesel d'ici 2035.

Enfin, moins d'un an plus tard, compte tenu de l'invasion russe de l'Ukraine et de la nécessité de renforcer l'indépendance énergétique du vieux continent vis-à-vis des combustibles fossiles, la Commission a proposé que les EnR puissent représenter 45 % de la consommation énergétique globale de l'Europe d'ici 2030. Dans le cadre du Pacte vert, un accord provisoire a été trouvé le 30 mars 2023¹³ entre le Parlement européen et le Conseil, en vue de renforcer la directive de l'UE sur les EnR. L'accord, contraignant, prévoit de porter celles-ci pour 2030 à un minimum de 42,5 % (par rapport à l'objectif actuel de 32 %), doublant presque leur part dans l'UE. Les négociateurs ont également convenu que l'UE s'efforcerait d'aller au-delà et d'atteindre 45 % d'énergies renouvelables d'ici à la même date.

13. Pacte vert pour l'Europe : l'UE convient d'une législation plus stricte pour accélérer le déploiement des énergies renouvelables, <https://ec.europa.eu/commission/presscorner>.

L'accord réaffirme la détermination de l'UE à parvenir à l'indépendance énergétique grâce à un déploiement plus rapide des énergies renouvelables produites localement et à atteindre l'objectif de réduction de 55 % des émissions de gaz à effet de serre de l'UE à l'horizon 2030. Il comprend des objectifs et des mesures visant à soutenir l'adoption des énergies renouvelables dans les différents secteurs de l'économie. La directive révisée accroît les objectifs annuels en matière d'EnR pour le secteur du chauffage et du refroidissement et pour les EnR utilisées dans les systèmes de chauffage urbain. Elle introduit un critère de référence spécifique en matière d'EnR de 49 % pour la consommation d'énergie dans les bâtiments d'ici à 2030, afin de compléter la législation de l'UE sur les bâtiments et d'orienter les efforts des États membres.

Le secteur de l'industrie dans sa globalité est pour la première fois évoqué dans la directive sur les EnR par-delà les 10 000 installations déjà identifiées. L'accord fixe des objectifs indicatifs (1,6 % d'augmentation annuelle de l'utilisation d'EnR), ainsi qu'un objectif contraignant visant à atteindre 42 % d'hydrogène renouvelable sur la consommation totale d'hydrogène dans l'industrie d'ici à 2030. L'accord renforce également le cadre réglementaire pour l'utilisation des EnR dans les transports (réduction de 14,5 % de l'intensité des émissions de gaz à effet de serre ou 29 % d'EnR dans la consommation finale d'énergie), en particulier en introduisant un sous-objectif combiné de 5,5 % pour les biocarburants avancés et les carburants renouvelables d'origine non biologique, dont une part minimale de 1 % pour les carburants renouvelables d'origine non biologique. Ces objectifs servent les ambitions de l'UE en matière de déploiement de l'hydrogène renouvelable.

L'accord contient en outre des dispositions visant à favoriser l'intégration du système énergétique par l'électrification et la récupération de la chaleur fatale¹⁴, ainsi qu'un système amélioré de garanties d'origine, afin de mieux informer les consommateurs. Enfin, il réforme les critères de durabilité des installations utilisant la biomasse, afin de mieux protéger les forêts au titre de leur rôle écologique et productif, notamment à travers la valorisation du bois d'œuvre.

Le plan *REPowerEU*

Dernier grand paquet d'initiatives, la Commission a présenté le 18 mai 2022 le plan *REPowerEU*, qui vise tout autant à réduire la dépendance européenne aux hydrocarbures russes qu'à accélérer la transition écologique. L'ambition est de revoir le règlement Facilité pour la reprise et la résilience régissant l'attribution des financements européens pour y renforcer la part des fonds destinés à la transition énergétique. Ce plan comporte plusieurs volets en matière d'économie d'énergie ou de diversification

14. La chaleur fatale représente la chaleur émise par un procédé industriel, une installation de retraitement de déchets ou un *datacenter* par exemple, et qui n'est pas nécessairement récupérée.

des approvisionnements qui ne seront pas détaillés ici. Ils sont pourtant intéressants en ce qu'ils contribuent à positionner l'UE comme un acteur géostratégique mondial.

REPowerEU met en avant la nécessité d'accélérer le déploiement des EnR. Il prévoit leur place accrue dans la production d'électricité, l'industrie, les bâtiments et les transports. La Commission reprend l'objectif de porter leur part à 45 % pour 2030 dans la consommation finale d'énergie, dans le prolongement du paquet « Ajustement à l'objectif 55 ». Le relèvement de cette ambition permet à la Commission de s'immiscer encore davantage dans le déploiement territorialisé des EnR, à travers notamment¹⁵ :

- la mise en œuvre d'une stratégie spécifique en matière d'énergie solaire visant à doubler la capacité solaire photovoltaïque d'ici à 2025, soit 320 GW, et à installer 600 GW de capacités de production d'ici à 2030. Ces capacités supplémentaires permettront de se désengager de la dépendance au gaz russe notamment ;
- la promotion de l'utilisation des toitures solaires assortie d'une obligation légale progressive d'installer des panneaux solaires sur les nouveaux bâtiments publics et commerciaux et sur les nouveaux bâtiments résidentiels ;
- le doublement du rythme de déploiement des pompes à chaleur et des mesures visant à intégrer l'énergie géothermique et solaire thermique dans des systèmes de chauffages urbains et collectifs modernisés ;
- la multiplication des recommandations visant à lutter contre la lenteur et la complexité des procédures d'octroi de permis pour les grands projets dans le domaine des EnR et une modification ciblée de la directive sur les EnR afin de reconnaître celles-ci comme relevant d'un intérêt public supérieur. Les États membres sont invités à mettre en place des « zones propices au déploiement des énergies renouvelables », bénéficiant de procédures d'octroi de permis raccourcies et simplifiées là où les risques environnementaux sont moindres. Afin d'aider à recenser rapidement ces « zones propices », la Commission met actuellement à disposition des jeux de données concernant les zones sensibles sur le plan environnemental, au moyen de son outil de cartographie numérique pour les données géographiques liées à l'énergie, à l'industrie et aux infrastructures. Signe de la porosité entre les recommandations européennes et le droit français, les zones d'accélération du déploiement des EnR ou la reconnaissance de leur intérêt public majeur ont déjà été intégrées dans le cadre de la loi portant accélération des énergies renouvelables promulguée le 10 mars 2023 ;
- la fixation d'un objectif de 10 millions de tonnes de production interne d'hydrogène renouvelable et de 10 millions de tonnes d'importations d'ici à 2030, afin de remplacer le gaz naturel, le charbon et le pétrole dans les industries difficiles à décarboner et les secteurs des transports. Les législateurs nationaux sont invités à faire montre d'initiative pour développer cette nouvelle énergie décarbonée ;

15. <https://ec.europa.eu/commission/presscorner>.

- la présentation d'un plan d'action proposant de nouveaux partenariats industriels pour le biométhane et des incitations financières visant à porter la production à 35 milliards de mètres cubes d'ici à 2030, y compris dans le cadre de la politique agricole commune.

Le plan prévoit de réduire la consommation de combustibles fossiles dans l'industrie et les transports par des économies d'énergie, l'efficacité énergétique, le remplacement des combustibles, l'électrification et une utilisation accrue de l'hydrogène renouvelable, du biogaz et du biométhane. Il pourrait permettre d'économiser jusqu'à 35 milliards de mètres cubes de gaz naturel d'ici à 2030, en plus de ce qui est prévu dans les propositions du paquet « Ajustement à l'objectif 55 ».

Dans le cadre de cette stratégie, la Commission a avancé plusieurs propositions qui restent à valider. Citons notamment la volonté de mettre en place des contrats d'écart compensatoire appliqués au carbone, afin de soutenir l'adoption de l'hydrogène vert par l'industrie. Il s'agit d'utiliser les recettes du système d'échange de quotas d'émission pour accélérer l'abandon des combustibles fossiles. La Banque européenne d'investissement pourra être sollicitée afin de renforcer le développement technologique et industriel de l'UE dans des domaines de l'énergie solaire et de l'hydrogène. Pour ce faire, la Commission propose d'établir une alliance européenne pour l'industrie solaire et un partenariat européen à grande échelle en matière de compétences. La Commission travaille également sur des mesures visant le secteur de transport de marchandises et à accélérer la transition vers des véhicules à émissions nulles. Elle envisage notamment une initiative législative tendant à augmenter la part de ces véhicules à émissions nulles dans les flottes de véhicules publics et d'entreprises au-delà d'une certaine taille. Les réseaux gaziers transeuropéens sont également concernés pour des investissements d'adaptation estimés à 10 milliards d'euros. Ces investissements viennent compléter la liste existante des projets d'intérêt commun (PIC), afin de compenser intégralement la perte future des importations de gaz russe. Enfin, la Commission a également prévu d'adapter le réseau électrique européen. Le mécanisme pour l'interconnexion en Europe, doté d'un budget de 800 millions d'euros, doit soutenir cette démarche dès 2023.

À ce jour, le plan *REPowerEU* mobilise près de 300 milliards d'euros, dont 72 milliards d'euros sous forme de subventions et 225 milliards d'euros sous forme de prêts. Cette enveloppe financière pourrait croître sous la forme de subventions, tirées de la vente de quotas du système d'échange de quotas d'émission de l'UE. La Facilité pour la reprise et la résilience sera revue en conséquence. Ces sommes viennent s'ajouter au cadre financier pluriannuel en vigueur. Il est déjà prévu que la politique de cohésion soutienne des projets de décarbonation et de transition écologique à hauteur de 100 milliards d'euros par des investissements dans les énergies renouvelables, l'hydrogène et les infrastructures.

Quand l'Europe parle d'espace...

Si bien des propositions, notamment en ce qui concerne l'hydrogène ou la naissance d'une industrie européenne des EnR, restent à transformer en un dialogue avec les États, le développement de certaines technologies matures est bien plus précis. C'est le cas pour le photovoltaïque qui a donné lieu à une communication de la Commission au Parlement et au Conseil en mai 2022. Quoique sans portée réglementaire, ce document européen reste le plus complet à ce jour en matière de stratégie européenne d'implantation des panneaux.

« Dans le cadre du plan *REPowerEU*, cette stratégie vise à mettre sur le réseau plus de 320 GW d'énergie solaire photovoltaïque d'ici à 2025 (soit plus du double par rapport à 2020) et près de 600 GW d'ici à 2030. Ces capacités supplémentaires concentrées en début de période remplaceront la consommation de 9 milliards de mètres cubes de gaz naturel par an d'ici à 2027. Fin 2020, l'UE a atteint 136 GW de capacité installée de production d'électricité solaire photovoltaïque, 18 GW de plus que l'année précédente. Cette capacité a fourni environ 5 % de la production totale d'électricité de l'UE [source : Eurostat]. Pour atteindre l'objectif de 2030 en matière d'énergies renouvelables proposé par la Commission et les objectifs du plan *REPowerEU*, nous devons accélérer radicalement. Au cours de la présente décennie, l'UE devra installer, en moyenne, environ 45 GW par an.

Les systèmes d'énergie solaire constituent depuis longtemps une solution fiable et peu coûteuse pour le chauffage dans de nombreux pays européens¹⁶, mais dans l'ensemble, la chaleur solaire ne couvre qu'environ 1,5 % des besoins de chauffage¹⁷. Pour atteindre les objectifs de la stratégie Europe 2030, la demande d'énergie couverte par la chaleur solaire et la géothermie devrait au moins tripler.¹⁸ »

Trouver suffisamment d'espace pour installer autant de panneaux devient une question centrale. La Commission en a bien conscience. Un chapitre intitulé « Zones propices et utilisation multiple de l'espace » aborde cette question : « L'expansion nécessaire des projets à grande échelle sera de plus en plus confrontée à des utilisations concurrentes des terres et à des problèmes d'acceptation par le public. Les États membres devraient entreprendre un exercice de cartographie afin de déterminer les emplacements appropriés pour les installations d'énergie renouvelable nécessaires pour atteindre collectivement l'objectif révisé de l'UE en matière d'énergies renouvelables à l'horizon 2030. Ils devraient également désigner les zones propices pour l'énergie renouvelable dans lesquelles l'autorisation sera plus simple et plus rapide qu'ailleurs,

16. Compétitivité de l'industrie et des services de chauffage et de refroidissement, Office des publications de l'UE.

17. La chaleur solaire représentait 38 GWth, principalement sous forme de systèmes de production d'eau chaude domestique dans le secteur résidentiel, avec l'ajout de 1,6 GWth en 2019 (source : Eurostat).

18. Commission européenne, 18 mai 2022. Communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des régions : Stratégie de l'UE pour l'énergie solaire.

tout en limitant l'impact sur d'autres utilisations des terres et en préservant la protection de l'environnement. »

Il s'agit, en premier lieu, de promouvoir un déploiement rapide et massif du photovoltaïque, par l'intermédiaire de l'initiative européenne pour les toits solaires évoquée à la page 4 du document : « Selon certaines estimations, le photovoltaïque sur toit pourrait représenter près de 25 % de la consommation d'électricité de l'UE [Bódis *et al.*, 2019, cité dans la communication], soit plus que la part du gaz naturel aujourd'hui. Ces installations, sur des toits résidentiels, publics, commerciaux et industriels, peuvent protéger les consommateurs des prix élevés de l'énergie, contribuant ainsi à l'acceptation des énergies renouvelables par le public. Ils peuvent être déployés très rapidement, car ils utilisent les structures existantes et évitent les conflits avec d'autres biens publics tels que l'environnement. »

Cette initiative européenne pour les toits solaires, annoncée dans la communication *REPowerEU* de la Commission, vient directement éclairer le contenu de la loi n° 2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables et ses modifications des Codes de l'urbanisme et de l'environnement notamment. Développer le contenu de ce texte permet de préparer le lecteur français aux évolutions attendues dans les années qui viennent.

Il est précisé que l'Union européenne :

- « portera à 45 % son objectif pour 2030 en ce qui concerne la part des énergies renouvelables ;
- limitera la durée des procédures d'autorisation des installations solaires sur toiture, y compris les grandes installations, à un maximum de 3 mois ;
- adoptera des dispositions pour faire en sorte que tous les nouveaux bâtiments soient "prêts à l'énergie solaire" ;
- rendra obligatoire l'installation d'énergie solaire sur toiture pour :
 - tous les nouveaux bâtiments publics et commerciaux d'une superficie utile supérieure à 250 m² d'ici à 2026,
 - tous les bâtiments publics et commerciaux existants d'une superficie utile supérieure à 250 m² d'ici à 2027,
 - tous les nouveaux bâtiments résidentiels d'ici à 2029 ;
- veillera à ce que sa législation soit pleinement mise en œuvre dans tous les États membres, ce qui permettra aux consommateurs des immeubles à appartements d'exercer effectivement leur droit à l'autoconsommation collective, sans coûts excessifs.¹⁹ »

19. La directive (UE) 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 et la directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 relative à des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité contiennent toutes deux des dispositions relatives à l'autoconsommation collective.

De même, le texte prévoit que l'Union et ses États membres collaboreront pour :

- « éliminer les obstacles administratifs à l'extension rentable de systèmes déjà installés ;
- mettre en place au moins une communauté énergétique fondée sur les énergies renouvelables dans chaque municipalité dont la population est supérieure à 10 000 habitants d'ici à 2025 ;
- veiller à ce que les consommateurs vulnérables et en situation de précarité énergétique aient accès à l'énergie solaire, par exemple grâce à des installations dans des logements sociaux, à des communautés énergétiques ou à un soutien financier aux installations individuelles ;
- soutenir les systèmes photovoltaïques intégrés, tant pour les nouveaux bâtiments que pour la rénovation de bâtiments existants ;
- veiller à la mise en œuvre intégrale des dispositions actuelles de la directive sur la performance énergétique des bâtiments (EPBD) en ce qui concerne la norme relative aux bâtiments dont la consommation d'énergie est quasi nulle dans le cas des bâtiments neufs, y compris au moyen d'orientations spécifiques. »

Enfin, les États membres :

- « mettent en place des cadres de soutien solides pour les systèmes en toiture, y compris en combinaison avec le stockage d'énergie et des pompes à chaleur, sur la base de délais d'amortissement prévisibles inférieurs à 10 ans ;
- mettent sur pied dans ce cadre, lorsque c'est nécessaire pour débloquer des investissements, un programme national de soutien [...] ;
- assure[nt] le déploiement massif de l'énergie solaire sur toiture, en donnant la priorité aux bâtiments les plus appropriés pour des interventions rapides (certificats de performance énergétique des classes A, B, C ou D) ;
- accompagne[nt] la combinaison du déploiement solaire avec des rénovations de toitures et le stockage de l'énergie. Ce programme devrait être mis en œuvre au travers d'un guichet unique intégrant tous les aspects. »

Sur tous ces aspects, les États membres sont appelés à mobiliser les financements des fonds structurels tels que déployés au profit de la transition énergétique dans le cadre du plan *REPowerEU*. « Si elle est pleinement mise en œuvre, cette initiative [...] accélérera les installations sur toit et représentera 19 TWh d'électricité solaire supplémentaires après la première année de sa mise en œuvre (soit 36 % de plus que prévu dans les projections "Ajustement à l'objectif 55"). D'ici à 2025, la production d'électricité solaire supplémentaire s'élèvera à 58 TWh (soit plus du double des projections "Ajustement à l'objectif 55").²⁰ »

Mais les toitures ne sauraient suffire. Le texte aborde à la page 8 des « formes innovantes de déploiement », afin de contribuer « à atténuer les contraintes foncières

20. Commission européenne, 18 mai 2022. Communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des régions : Stratégie de l'UE pour l'énergie solaire.

liées à la concurrence pour l'espace, y compris pour la protection de l'environnement, l'agriculture et la sécurité alimentaire ».

Il offre ainsi un cadre réglementaire nouveau à l'agrivoltaïsme, qui se décline désormais dans le droit français depuis la loi du 10 mars 2023 portant sur l'accélération des EnR. Ainsi, on peut lire, toujours dans le texte européen : « En particulier, dans certaines conditions, l'utilisation agricole des terres peut être combinée à la production d'énergie solaire dans ce que l'on appelle l'agrivoltaïsme (ou photovoltaïque agricole). Les deux activités peuvent créer des synergies, grâce auxquelles les systèmes photovoltaïques peuvent contribuer à la protection des cultures et à la stabilisation des rendements [Barron-Gafford *et al.*, 2019²¹], l'agriculture restant l'utilisation principale de la surface de terrain. Les États membres devraient envisager des incitations au développement du photovoltaïque agricole lors de l'élaboration de leurs plans stratégiques nationaux pour la politique agricole commune, ainsi que de leurs cadres de soutien à l'énergie solaire (par exemple, par l'intégration du photovoltaïque agricole dans les appels d'offres relatifs aux énergies renouvelables)... »

L'éolien flottant est également évoqué dans la communication *REPowerEU*. « La surface de l'eau peut être utilisée pour la production solaire. Les installations solaires en mer représentent un grand potentiel, intégré dans la stratégie de l'UE en matière d'énergies renouvelables en mer²² [...] Dans le secteur de l'énergie, l'utilisation de la surface des lacs artificiels créés par les barrages hydroélectriques représente un potentiel spécifique pour le déploiement du photovoltaïque. Les panneaux photovoltaïques flottants réduisent l'évaporation de l'eau et, connectés aux systèmes électriques du barrage, augmentent la production totale, bien que l'examen de l'incidence sur la biomasse aquatique se poursuive. Toute intervention sur les masses d'eau doit respecter les conditions énoncées dans la directive-cadre sur l'eau et la directive-cadre "Stratégie pour le milieu marin"²³. »

Les États sont également invités à se pencher sur leurs grandes infrastructures de transport comme les autoroutes ou les voies ferrées qui « présentent un potentiel inexploité pour le déploiement de l'énergie solaire. Par exemple, si l'installation de panneaux solaires sur les barrières sonores routières dans le cadre d'un projet pilote aux Pays-Bas devait être reproduite dans l'ensemble du système national de barrières sonores, elle fournirait suffisamment d'électricité pour 250 000 ménages²⁴ » est-il écrit.

21. Voir également les recherches menées par Fraunhofer ISE sur le sujet : <https://agri-pv.org>.

22. Communication de la Commission au Conseil, au Parlement européen, au Comité économique et social et au Comité des régions - Une stratégie de l'UE pour exploiter le potentiel des énergies renouvelables en mer en vue d'un avenir neutre pour le climat COM(2020) 741.

23. Directive 2000/60/CE du Parlement européen et du Conseil établissant un cadre pour une politique communautaire dans le domaine de l'eau ; directive 2008/56/CE du Parlement européen et du Conseil établissant un cadre d'action communautaire dans le domaine de la politique pour le milieu marin.

24. Autoroutes solaires : panneaux solaires en tant qu'éléments constructifs intégrés dans les barrières antibruit sur les autoroutes (*Solar Highways: solar panels as integrated constructive elements in highway noise barriers. A multifaceted research into the design, construction and yield of a bifacial solar noise barrier*). Projet au titre du programme LIFE+ exécuté par Rijkswaterstaat et TNO. Minne de Jong, 2020, Layman's report.

Page 15 enfin, dans un chapitre intitulé « La contribution de l'énergie solaire à la décarbonation de notre parc immobilier », le texte détaille les conditions d'implantation de panneaux photovoltaïques sur les bâtiments et l'industrie, en appelant les États à plus d'audace. « L'énergie solaire peut fournir une part importante de la demande en électricité et en chaleur d'un bâtiment, par l'intermédiaire soit de capteurs solaires ou de solaire photovoltaïque (avec pompes à chaleur), soit d'une combinaison des deux, y compris des technologies hybrides photovoltaïques-thermiques. Par le biais de politiques d'aide et de réglementations qui mettent sur un pied d'égalité l'ensemble des technologies solaires [...] les autorités nationales et locales peuvent promouvoir la solution la plus efficace pour chaque situation. »

Ces politiques s'adressent notamment aux bâtiments neufs. « [...] Lorsque cela est techniquement réalisable, la refonte de la directive sur la performance énergétique des bâtiments²⁵ exige que 100 % de la consommation d'énergie sur site soit couverte par des énergies renouvelables d'ici à 2030. Cette transition vers la décarbonation de la consommation d'énergie des bâtiments sera accélérée par l'introduction d'une obligation d'installer progressivement, entre 2026 et 2029, des équipements solaires sur tous les bâtiments publics et commerciaux neufs et existants dépassant une certaine taille et sur les nouveaux bâtiments résidentiels. » Enfin, les États sont appelés à prendre toutes les dispositions possibles « pour veiller à ce que tous les nouveaux bâtiments soient "prêts au solaire", c'est-à-dire conçus pour optimiser le potentiel de production sur la base de l'éclairage énergétique du soleil sur le site, permettant ainsi l'installation réussie de technologies solaires sans interventions structurales coûteuses ».

Nous venons de voir comment la transition énergétique est progressivement devenue une préoccupation européenne. Le tort serait néanmoins de surestimer les marges de manœuvre de l'Union en la matière²⁶. Si elle veille à garantir les approvisionnements à des prix acceptables et à limiter son empreinte carbone, la politique énergétique reste une compétence des États sur un continent où 70 % de l'énergie disponible est encore fournie par les hydrocarbures²⁷. Soulignons à ce titre la diversité des trajectoires nationales et la liberté des États pour atteindre les objectifs généraux fixés. C'est dans ce contexte que la France a développé sa politique de transition énergétique et de développement des EnR.

25. Proposition de directive du Parlement européen et du Conseil sur la performance énergétique des bâtiments (refonte), COM(2021) 802.

26. Sur les disparités des systèmes nationaux européens, voir Criqui et Sebi (2023) ; sur l'UE dans les marchés de l'énergie, voir Jegen (2014) ; sur la dépendance aux terres rares et aux technologies ENR de l'UE, on pourra se référer à Eyl-Mazzega et Mathieu (2020).

27. <https://www.touteurope.eu/environnement/l-energie-dans-l-union-europeenne> (consulté le 12/01/2024).

2. La transition énergétique en France

De longue date également, la France a mis en œuvre plusieurs programmes visant à réduire ses émissions de GES et à développer les EnR. Leur harmonisation a été l'enjeu de la Stratégie française sur l'énergie et le climat qui a fait l'objet de multiples concertations entre 2018 et 2019 avant d'être publiée en avril 2020. Ce document a pour ambition de mettre en cohérence plusieurs dispositifs sans qu'il soit certain que l'objectif soit atteint²⁸. Au moment d'écrire ces lignes, nous ferons remarquer qu'il est déjà dépassé et devra être réécrit à l'aune des nouveaux objectifs européens *Fit for 55* précédemment évoqués. Ambitions et contenus opérationnels sont appelés à rapidement évoluer. La nouvelle feuille de route française devra mettre en cohérence le contenu de la future loi de programmation quinquennale sur l'énergie et le climat (LPEC), la 3^e version de la Stratégie nationale bas carbone (SNBC), la 3^e édition du Plan national d'adaptation au changement climatique (PNACC) et, bien sûr, la nouvelle Loi de programmation pluriannuelle de l'énergie (LPPE) attendue pour la période 2024-2033.

La Stratégie nationale bas carbone

La Stratégie nationale bas carbone (SNBC) découle de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, qui lie l'exercice à la LPPE. Ce n'est pas la première fois que la France se fixe une feuille de route en matière de lutte contre les GES et de production d'EnR, comme le rappellent certains rapports de recherche à l'orée du *xxi^e* siècle²⁹. Les lois Grenelle ou encore le Grand débat national sur la transition énergétique, qui s'est déroulé dans toute la France de novembre 2012 à juillet 2013, avaient déjà posé certains objectifs. Néanmoins, la loi de 2015 offre une première synthèse de ces réflexions en prévoyant notamment de³⁰ :

- réduire les émissions de gaz à effet de serre de 40 % entre 1990 et 2030, et diviser par quatre les émissions de gaz à effet de serre entre 1990 et 2050 (facteur 4), selon la trajectoire précisée dans les budgets carbone ;

28. Entretien avec Benoît Leguet, propos recueillis par Moatti et Timbeau (2021).

29. Voir Mission interministérielle de l'effet de serre, 2004. La division par 4 des émissions de dioxyde de carbone en France d'ici 2050 : introduction au débat, rapport rédigé par Radanne P., Paris, ministère de l'Écologie et du Développement durable, 36 p. ; ou encore le rapport du groupe de travail « Division par quatre des émissions de gaz à effet de serre de la France à l'horizon 2050 », sur <http://www.ladocumentationfrancaise.fr/rapports-publics/064000757>.

30. Loi de transition énergétique pour la croissance verte, <https://www.ecologie.gouv.fr/loi-transition-energetique-croissance-verte>.

- réduire la consommation énergétique finale de 50 % en 2050 par rapport à la référence 2012, en visant un objectif intermédiaire de 20 % en 2030 ;
- réduire la consommation énergétique primaire d'énergies fossiles de 30 % en 2030 par rapport à la référence 2012 ;
- porter la part des EnR à 23 % de la consommation finale brute d'énergie en 2020 et à 32 % de la consommation finale brute d'énergie en 2030 ;
- porter la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50 % à l'horizon 2025 ;
- atteindre un niveau de performance énergétique conforme aux normes « bâtiment basse consommation » pour l'ensemble du parc de logements à 2050 ;
- lutter contre la précarité énergétique et affirmer un droit à l'accès de tous à l'énergie, sans coût excessif au regard des ressources des ménages ;
- réduire de 50 % la quantité de déchets mis en décharge à l'horizon 2025 et découpler progressivement la croissance économique et la consommation de matières premières.

Une première SNBC est adoptée en 2015 en s'appuyant sur la stratégie du facteur 4, soit une réduction de 75 % des émissions de GES d'ici 2050. Très vite, cette ambition est devenue décalée par rapport à la stratégie européenne de neutralité carbone à la même échéance et a nécessité une révision de la SNBC en 2018. Le nouveau projet a fait l'objet d'une consultation publique au début 2020. La SNBC 2 ambitionne l'atteinte du zéro émission nette en 2050, avec un rythme de réduction annuel (non respecté dans les faits), compris entre moins 3 et moins 4 % par an sur la période 2022-2030. Pour ce faire, elle met en avant trois modes d'action. Le premier relève de l'efficacité énergétique avec la volonté de réduire de près de la moitié la consommation énergétique de la France, en passant de 1 600 TWh à 900 TWh. Le deuxième consiste à doubler l'utilisation de la biomasse en passant de 200 à 430 TWh d'ici 2050. Le dernier prévoit d'augmenter très fortement l'utilisation de l'électricité décarbonée. Compte tenu des faibles possibilités de développer davantage l'hydraulique en France, l'effort repose essentiellement sur l'éolien et le photovoltaïque.

Le décret n° 2020-457 du 21 avril 2020 relatif aux budgets carbone nationaux et à la stratégie nationale bas carbone fixe à ce jour, filière par filière, les efforts à faire en matière de décarbonation³¹. Son article 2 précise que les budgets carbone des périodes 2019-2023, 2024-2028 et 2029-2033 sont fixés respectivement à 422, 359 et 300 Mt équivalent CO₂ par an, hors émissions et absorptions associées à l'usage des terres et à la foresterie. Les articles suivants précisent ces chiffres par grands secteurs et domaines d'activité. Compte tenu des développements précédents sur les différentes initiatives communautaires, une mise à jour de la SNBC est en cours de réalisation, notamment pour prendre en compte le nouvel objectif de l'UE de réduction de 55 % des émissions nettes de GES en 2030.

31. Pour une analyse des enjeux et des limites de cet exercice qui n'est pas abordée ici, voir Rüdinger (2018).

Vers une nouvelle loi de Programmation sur l'énergie et le climat

Ce travail de réactualisation devrait être effectué à l'occasion de l'élaboration de la loi de programmation sur l'énergie et le climat prévue à l'article L 100.1A du Code de l'énergie. Cette loi devait initialement être publiée avant le 1^{er} juillet 2023, puis tous les cinq ans. Avec un peu de retard, le débat s'est ouvert à l'automne 2023. Elle fixera la nouvelle feuille de route française en matière d'énergie. Elle devra notamment préciser, selon le Code de l'énergie :

- « les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre pour trois périodes successives de cinq ans ;
- les objectifs de réduction de la consommation énergétique finale et notamment les objectifs de réduction de la consommation énergétique primaire fossile, par énergie fossile, pour deux périodes successives de cinq ans, ainsi que les niveaux minimal et maximal des obligations d'économies d'énergie ;
- les objectifs de développement et de stockage des énergies renouvelables pour l'électricité, la chaleur, le carburant, le gaz ainsi que l'hydrogène renouvelable et bas carbone, pour deux périodes successives de cinq ans ;
- les objectifs de diversification du mix de production d'électricité, pour deux périodes successives de cinq ans ;
- les objectifs de rénovation énergétique dans le secteur du bâtiment, pour deux périodes successives de cinq ans, en cohérence avec l'objectif de disposer à l'horizon 2050 d'un parc de bâtiments sobres en énergie et faiblement émetteurs de gaz à effet de serre ;
- les objectifs permettant d'atteindre ou de maintenir l'autonomie énergétique dans les départements d'outre-mer ».

Tous ces objectifs viendront en complément et en compatibilité avec la SNBC, la PPE, le plafond national des émissions de gaz à effet de serre, dénommé « budget carbone », mentionné à l'article L. 222-1 A du Code de l'environnement et, bien évidemment, les textes européens en la matière.

La loi de programmation pluriannuelle de l'énergie

À l'échelle nationale, les stratégies gouvernementales sont inscrites dans les lois de Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). La PPE décline les objectifs nationaux en matière d'économie d'énergie comme de production, en métropole continentale et dans les territoires insulaires ou éloignés. En France métropolitaine, ces objectifs sont élaborés par le seul gouvernement alors que, dans les territoires insulaires de la République, les collectivités sont appelées à participer.

Dans sa forme actuelle, la PPE a été instituée en 2015 par la loi de Transition énergétique pour la croissance verte (TECV). Elle définit la trajectoire énergétique de la France et son mix énergétique ainsi que « les priorités d'action pour la gestion de l'ensemble des formes d'énergie sur le territoire métropolitain continental, afin d'atteindre les objectifs nationaux fixés par la loi ». La première PPE a été approuvée en 2016 puis révisée en 2018. Elle contient plusieurs volets dont seul celui concernant les EnR sera développé ici. Récemment, la loi relative à l'Énergie et au climat adoptée en novembre 2019 a modifié le contenu de la PPE en instituant la loi de Programmation sur l'énergie et le climat (LPEC), qui devra fixer les grands objectifs de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), mais aussi la Stratégie nationale bas carbone (SNBC).

La loi n° 2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables est venue préciser le contenu de la PPE qui doit embrasser tous les aspects de la production, de la consommation et du stockage de l'énergie en France.

Comme le stipule désormais l'article L. 141-2 du Code de l'énergie, « la programmation pluriannuelle de l'énergie se fonde sur des scénarios de besoins énergétiques associés aux activités consommatrices d'énergie, reposant sur différentes hypothèses d'évolution de la démographie, de la situation économique, de la balance commerciale et d'efficacité énergétique. Elle contient des volets relatifs :

1. À la sécurité d'approvisionnement. Ce volet définit les critères de sûreté du système énergétique [...]. Il précise les mesures mises en œuvre pour garantir la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel. Afin de renforcer cette sécurité d'approvisionnement en gaz naturel, il identifie les mesures de soutien nécessaires pour accélérer et développer les projets de production de biogaz et de toute autre forme de gaz renouvelable ou bas carbone, en particulier ceux issus de la méthanisation agricole, en veillant à l'absence de conflit d'usages avec le foncier et les prix agricoles [...];
2. À l'amélioration de l'efficacité énergétique et à la baisse de la consommation d'énergie primaire, en particulier fossile. Ce volet peut identifier des usages pour lesquels la substitution d'une énergie à une autre est une priorité et indique des priorités de baisse de la consommation d'énergie fossile par type d'énergie en fonction du facteur d'émission de gaz à effet de serre de chacune. Il identifie les usages pour lesquels l'amélioration de l'efficacité énergétique et la baisse de la consommation d'énergie primaire sont une priorité. Il contient une feuille de route de la rénovation énergétique des bâtiments [...];
3. Au développement de l'exploitation des énergies renouvelables et de récupération. Ce volet quantifie les gisements d'énergies renouvelables valorisables par filière [...]. Il évalue, à titre indicatif, les capacités de production, existantes et potentielles, nationales et par région, sur sites vierges ou existants, de ces installations, en fonction de leur puissance maximale brute. Ce volet comporte une évaluation du potentiel des installations agrivoltaïques définies à l'article L. 314-36 ainsi que de la production d'hydrogène renouvelable ou bas carbone, au sens de l'article L. 811-1 ;
4. Au développement équilibré des réseaux, du stockage et de la transformation des énergies et du pilotage de la demande d'énergie pour favoriser notamment la

production locale d'énergie, le développement des réseaux intelligents et l'auto-production. Ce volet identifie notamment les interactions entre les réseaux d'électricité, de gaz et de chaleur aux différentes échelles pour en optimiser le fonctionnement et les coûts... ;

5. À la préservation du pouvoir d'achat des consommateurs et de la compétitivité des prix de l'énergie, en particulier pour les entreprises exposées à la concurrence internationale. Ce volet présente les politiques permettant de réduire le coût de l'énergie ;

6. À l'évaluation des besoins de compétences professionnelles dans le domaine de l'énergie et à l'adaptation des formations à ces besoins.

Les volets mentionnés aux 2° à 6° précisent les enjeux de développement et de diversification des filières industrielles sur le territoire, de mobilisation des ressources énergétiques nationales et de création d'emplois ».

Compte tenu de son ambition globale, la PPE fait l'objet d'une importante concertation. À titre d'exemple, la dernière PPE élaborée à partir de mars 2015 s'est appuyée sur la création d'un comité de suivi, composé principalement des structures membres du Conseil national de la transition écologique et du Conseil supérieur de l'énergie³². Cette concertation a notamment permis de recueillir les avis du Conseil national de la transition écologique, du Conseil supérieur de l'énergie, de l'Autorité environnementale et du comité d'experts pour la transition énergétique mentionné à l'article L.145-1 du Code de l'énergie. Vingt-deux ateliers de travail thématiques ont été organisés entre fin mars et début juin 2015. Plus de 800 personnes ont participé à ces ateliers, plus d'une centaine de présentations ont été réalisées et 70 contributions écrites ont été partagées. Enfin, le projet a fait l'objet d'une consultation publique organisée du 15 septembre au 15 octobre 2016, qui a recueilli plus de 5 000 commentaires.

La PPE vient donner de la chair aux objectifs généraux de la loi relative à la Transition énergétique pour la croissance verte, dont on a pu considérer qu'elle ne contenait que peu de mesures concrètes (Denolle, 2016). La loi prévoit notamment une augmentation de la part des énergies renouvelables permettant de les porter à 23 % de la consommation finale brute d'énergie en 2020 et à 32 % de cette consommation en 2030, ainsi que la réduction de la part du nucléaire dans la production totale d'électricité à 50 % à l'horizon 2025. Pour ce faire les énergies renouvelables devront représenter 40 % de la production d'électricité, 38 % de la consommation finale de chaleur, 15 % de la consommation finale de carburant et 10 % de la consommation de gaz en 2040.

Tout comme les textes européens, les lois sont vite périmées en matière de transition énergétique dans un contexte en évolution rapide. La PPE actuelle a été élaborée entre 2017 et 2018 pour être présentée en janvier 2019. Durant l'hiver 2019, elle a fait l'objet d'une consultation publique sous l'égide de la Commission nationale du débat

32. <https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/Synthèse.pdf>, p. 4 (consulté le 17/03/2024).

public avant d'être adoptée le 21 avril 2020³³. Elle ne prend donc en compte aucune des actualités énergétiques et climatiques des quatre dernières années, même si elle fixe pour la France le principe d'une neutralité carbone en 2050.

Seuls les chiffres concernant la France continentale seront présentés ici, les zones non connectées — Corse et outre-mer — faisant l'objet de déclinaisons spécifiques. De même, la PPE contient plusieurs volets relatifs à la sécurité des approvisionnements, à l'efficacité énergétique et à la baisse des consommations, au pilotage de la demande d'énergie, à la défense du pouvoir d'achat ou aux besoins en matière de formation professionnelle ou encore de mobilités propres qui dépassent le cadre de cet ouvrage. L'ensemble de son contenu est présenté dans un document de 395 pages intitulé *Stratégie française pour l'énergie et le climat. Programmation pluriannuelle de l'énergie, 2019-2023 et 2024-2028*³⁴.

Un premier enjeu affiché dans la dernière PPE 2018-2028 est de progressivement décarboner le mix énergétique français en remplaçant les sources fossiles par de l'électricité, afin d'atteindre la neutralité carbone en 2050. Pour ce faire, la loi prévoit une baisse de 20 % de la consommation primaire d'énergies fossiles en 2023 et de 35 % en 2028 par rapport à 2012. Le gouvernement escompte que la consommation primaire d'énergies fossiles, qui était de 1 394 TWh en 2017, recule de près d'un tiers en 2028 pour atteindre 942 TWh. La décroissance est plus conséquente pour les énergies fossiles ayant un contenu carbone plus important. Ainsi, en 2028 :

- « la consommation primaire de charbon devrait diminuer de 80 % par rapport à 2012 pour atteindre 28 TWh *via* la sortie du charbon comme moyen de production d'énergie. Les consommations restantes concerneront très majoritairement le secteur de la sidérurgie pour lequel il n'existe pas encore de méthodes opérationnelles pour substituer massivement le charbon ;
- la consommation primaire de produits pétroliers devrait diminuer de 34 % par rapport à 2012 pour atteindre 569 TWh ;
- la consommation primaire de gaz naturel devrait diminuer de 22 % par rapport à 2012 pour atteindre 345 TWh³⁵ ».

Ces baisses sont rendues possibles à la fois par la diminution des consommations énergétiques dans les différents secteurs (le bâtiment est particulièrement concerné) et par le développement des EnR toutes technologies confondues. La PPE³⁶ prévoit notamment :

- de doubler la capacité installée des énergies renouvelables électriques en 2028 par rapport à 2017, avec une capacité installée de 101 à 113 GW en 2028 et 36 % de

33. Le bilan de cette concertation est accessible sur Programmmations pluriannuelles de l'énergie (PPE), <https://www.ecologie.gouv.fr/programmations-pluriannuelles-lenergie-ppe> (consulté le 22/10/2023).

34. Téléchargeable sur <https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/20200422%20Programmation%20pluriannuelle%20de%20l%27e%CC%81nergie.pdf> (consulté le 22/10/2023).

35. Source : ministère de la Transition écologique et solidaire, *Stratégie française pour l'énergie et le climat, synthèse, PPE 2019-2028*, <https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/20200422%20Synthe%CC%80se%20de%20la%20PPE.pdf> (consulté le 23/10/2023).

36. *Ibid.*

renouvelable dans la production d'électricité en 2028 (fourchette haute). Les capacités installées seront augmentées de 50 % d'ici 2023 ;

- d'augmenter de 40 à 60 % la production de chaleur renouvelable par rapport à 2016, avec une production entre 218 et 247 TWh en 2028, soit entre 34 et 38 % de la consommation totale de chaleur ;
- de porter le volume de biogaz injecté à 14-22 TWh en 2028, contre 0,4 TWh en 2017. Le biogaz (injecté ou utilisé directement) représenterait ainsi une part de 6 à 8 % de la consommation de gaz en 2028 ;
- de porter la part de biocarburants avancés dans les carburants à 5 TWh ;
- d'atteindre une quantité de chaleur et de froid renouvelables et de récupération livrés par les réseaux entre 32,4 et 38,7 TWh en 2028, soit une hausse de 50 à 100 % du rythme de développement actuel de la chaleur et du froid renouvelables et de récupération livrés par réseaux.

En l'état, la PPE donne des indications précises sur le développement des filières afin d'atteindre une production d'électricité renouvelable comprise entre 150 et 167 TWh par an en 2023³⁷. Ces chiffres sont donnés à titre indicatif au printemps 2024. Ils sont susceptibles d'évoluer substantiellement dans la prochaine programmation, compte tenu des annonces du gouvernement. Si la part d'hydroélectricité reste stable, solaire, biomasse et éolien sont appelés à fortement se développer, avec un effort tout particulier sur l'éolien *off-shore* en plein essor ces deux dernières années. Des objectifs précis sont assignés à chaque filière³⁸ :

- l'éolien terrestre devra produire entre 22 000 et 26 000 MW fin 2023, contre 15 000 MW en 2018 et moins de 10 000 MW en 2014, soit une augmentation de 60 % en 5 ans ;
- inexistant en 2014 et balbutiant en 2018 (500 MW), l'éolien *off-shore* devra représenter 3 000 MW pour les installations fixées au sol et 100 MW pour les installations flottantes en fin d'année 2023. Ces chiffres sont des minima, puisque, au titre des appels d'offres lancés par l'État, 8 000 MW de nouveaux projets sont aujourd'hui à l'étude au large des côtes françaises ;
- la filière bois énergie est également appelée à presque doubler entre 2018 et aujourd'hui, avec des puissances installées en fin d'année 2023 qui devront se situer entre 800 et 1 000 MW ;
- il en va de même pour la méthanisation, qui devra passer de 137 MW en 2018 à une production comprise entre 237 et 300 MW fin 2023. Le biogaz produit à partir des déchets ou des boues de stations d'épuration devra lui poursuivre son développement, passant de 1 350 MW installés en 2018 à 1 500 MW fin 2023 ;
- le déploiement du solaire photovoltaïque se poursuit avec un doublement des puissances produites entre 2018 (10 000 MW) et 2023 (20 000 MW attendus) ;

37. <https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/Synthese.pdf>, p. 12 (consulté le 12/09/2023).

38. *Ibid.*, p. 13.

- la géothermie, pratiquement inexistante, se voit allouer ses premiers objectifs, soit 53 MW fin 2023 ;
- pour mémoire, la production d'hydroélectricité, avec environ 26 000 MW, reste stable.

Si les chiffres montrent une forte ambition, 2023 ne constitue qu'une étape. Le décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie, dans son article 3, précise les objectifs de production d'EnR pour 2028 :

- l'éolien terrestre devra encore se développer de 50 % entre 2023 et 2028 pour atteindre environ 34 MW installés ;
- l'éolien *off-shore*, toute filière, devra être multiplié par trois ;
- le photovoltaïque devra également poursuivre son développement avec un doublement de la production entre 2023 et 2028. En matière de production photovoltaïque, il est prévu de passer de 10 GW en 2020 à 20 GW en 2023 et à environ 40 GW en 2028. Les documents de présentation de la stratégie française pour l'énergie et le climat mis en ligne sur le site du ministère de la Transition écologique précisent, compte tenu des rendements actuels des panneaux, que cela correspond à l'installation de 330 à 400 km² de panneaux au sol et entre 150 et 200 km² de panneaux en toiture³⁹, soit la superficie totale du Territoire de Belfort ;
- la méthanisation n'augmentera « que » de 70 % ;
- enfin, comme précédemment, la production hydroélectrique reste relativement stable compte tenu de l'impossibilité de construire de nouveaux grands barrages et des situations de stress hydrique toujours plus fréquentes. Le décret se fixe plutôt comme objectif d'engager d'ici à 2028 des projets de stockage sous forme de stations de transfert d'électricité par pompage, en vue d'un développement de 1,5 GW de capacités entre 2030 et 2035.

Concomitamment à cette augmentation des puissances produites, le décret, dans son article 2, pose les bases des objectifs de réduction de la consommation d'énergie primaire fossile :

- pour le gaz naturel, – 10 % en 2023 et – 22 % en 2028 ;
- pour le pétrole, – 19 % en 2023 et – 34 % en 2028 ;
- pour le charbon, – 66 % en 2023 et – 80 % en 2028.

L'objectif de réduction de la consommation finale d'énergie par rapport à 2012 est de – 7,5 % en 2023 et de – 16,5 % en 2028. Tous ces chiffres sont susceptibles d'évoluer à la hausse rapidement. Dans un discours prononcé à Belfort le 10 février 2022, le président de la République a fixé pour les années à venir la nouvelle feuille de route des EnR dans laquelle le solaire et le vent tiennent une place majeure⁴⁰ :

39. *Stratégie française pour l'énergie et le climat. Programmation pluriannuelle de l'énergie, 2019-2023 et 2024-2028*, téléchargeable sur <https://archivephase1.concertation-strategie-energie-climat.gouv.fr>, p. 125 (consulté le 17/11/2024).

40. Déclaration du président de la République sur la politique de l'énergie, à Belfort le 10 février 2022, <https://www.vie-publique.fr/discours/283773-emmanuel-macron-10022022-politique-de-lenergie> (consulté le 12/10/2023).

- pour le solaire, la multiplication par dix de ses capacités de production, et le dépassement des 100 GW d'ici 2050 ;
- pour l'éolien en mer, la création d'une cinquantaine de parcs éoliens en mer, avec, pour objectif, 40 GW en service en 2050, après l'entrée en service d'un premier parc en 2023 ;
- pour l'éolien terrestre, un développement continu à raison d'une stratégie « raisonnable et progressive ». Il s'agira de doubler d'ici 2050 les 18,2 GW produits par an aujourd'hui. À cette fin, le président de la République s'est engagé à ce que les maires aient la liberté de décider là où l'implantation d'éoliennes sera permise et puissent bénéficier d'avantages fiscaux liés à ces éoliennes.

Ce discours pose les grandes lignes du futur énergétique français fortement électrifié pour sortir des énergies carbonées. Compte tenu de ces besoins croissants en électrons décarbonés, la feuille de route fait cohabiter développement des EnR, prolongement de la vie des centrales nucléaires existantes et lancement d'un programme de six EPR d'ici 2050.

La récente actualisation de la Stratégie française pour l'énergie et le climat présentée en novembre 2023 donne des indications très précises de ce que sera la prochaine PPE, avec notamment une révision à la hausse de la production d'électricité photovoltaïque de « 54 à 60 GW en 2030 contre un objectif compris entre 35 et 44 GW en 2028 dans la précédente PPE, correspondant à un doublement du rythme actuel de déploiement »⁴¹. Les autres EnR sont également appelées à croître. C'est le cas pour l'éolien *off-shore*, qui devra atteindre 18 GW de puissance installée en 2035 et va nécessiter d'importants appels à projets dès 2025, du biométhane dont la production devra être multipliée par 4 par rapport à 2022, de la chaleur renouvelable avec « une multiplication par plus de deux du rythme de déploiement par rapport à aujourd'hui » ou, enfin, du froid renouvelable et de récupération qui devra atteindre 2 TWh en 2030 contre une production de 0,78 TWh en 2021.

En définitive, par rapport à la PPE actuelle, seule la production d'éolien terrestre ne connaîtra pas une accélération brutale, la Stratégie française prévoyant « le maintien du rythme actuel pour l'éolien terrestre en veillant à une répartition plus équilibrée sur le territoire et en investissant dans le *repowering* »⁴².

Afin d'atteindre ces objectifs, la loi fixe également le calendrier indicatif des appels à projets de la Commission de régulation de l'énergie ou de l'État. À ce titre, l'État devrait lancer chaque année des appels d'offres pour 1 000 MW de solaire photovoltaïque au sol, pour environ 500 MW de solaire sur les bâtiments, et un certain nombre d'appels d'offres pour des unités de méthanisation, la biomasse ou la petite hydroélectricité. S'agissant de l'éolien *off-shore*, le décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie anticipe l'installation de 1 000 MW par an à partir de 2024.

41. https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/23242_Strategie-energie-climat_def2_o.pdf, p. 44 (consulté le 11/01/2024).

42. *Ibid.*

Financer le développement des EnR

L'Europe n'est pas seule à gouverner à distance par la mobilisation d'incitations financières pour infléchir les trajectoires énergétiques nationales et régionales. Depuis la crise du Covid, les gouvernements français successifs ont également déployé d'importants moyens financiers qui poursuivent ces mêmes objectifs. Cet afflux de financements incitatifs est aujourd'hui d'autant plus important qu'il s'inscrit dans un contexte de contraction des ressources des collectivités territoriales. De fait, celles-ci n'ont jamais été aussi dépendantes, dans la planification de leurs investissements, de ces crédits nationaux et européens. Si l'analyse des évolutions des moyens d'action des collectivités dépasse l'objet de cet ouvrage, on retiendra qu'elles sont soumises à des contraintes de gestion toujours plus fortes en matière de fonctionnement. Inflation, nouveaux transferts de compétences, suppression de la taxe d'habitation ou politique de lutte contre la précarité accaparent la majeure partie de leurs moyens. Si aujourd'hui le gouvernement peut communiquer sur le maintien de l'investissement public local, c'est justement parce qu'il tire bénéfice de cette renationalisation rampante des financements destinés à l'investissement.

La loi de finances, comme certaines publications du ministère de la Transition écologique ou encore le *Panorama des financements climat* réalisé par la Caisse des dépôts et consignations (CDC)⁴³ recensent l'ensemble des financements mobilisés en faveur du climat. Les derniers chiffres disponibles sont ceux fournis par le rapport sur l'impact environnemental du budget de l'État, qui figure en annexe de la loi de finances 2021⁴⁴. Le rapport recense 37 milliards d'euros (Md€) de dépenses favorables au climat, budgétaires ou fiscales pour 2021, en tenant compte des crédits du plan de relance ouverts pour 2021. Sur cette somme, 7,0 Md€ sont consacrés à la production d'énergie renouvelable, pour l'essentiel à l'électricité renouvelable sous forme de tarifs d'achat ou de compléments de rémunération. Les dépenses favorables incluent également les aides à la rénovation énergétique, comme MaPrimeRénov' pour les ménages, la TVA à taux réduit sur les travaux d'amélioration de la qualité énergétique (1,2 Md€) ou les opérations de rénovation des bâtiments publics prévues dans le plan de relance. À ce titre, l'amélioration des bâtiments pèse 7 Md€ sur le budget de l'État. Le soutien au développement d'infrastructures de transport alternatives à la route représente quant à lui environ 8,3 Md€.

Dans un souci de transparence, le rapport met en balance ces 37 Md€ avec les financements considérés comme défavorables au climat, estimés à 9,6 Md€. Ceux-ci correspondent majoritairement à des allègements de taxes sur les carburants et combustibles d'origine fossile.

43. Édition 2020 du *Panorama des financements climat*, <https://www.i4ce.org/publication/edition-2020-panorama-des-financements-climat> (consulté le 08/12/2023).

44. Ministère de la Transition écologique, Data Lab, *Chiffres clés du climat. Politiques de lutte contre le changement climatique des États : l'exemple de la France*, <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/edition-numerique/chiffres-cles-du-climat-2022/22-politiques-de-lutte-contre-le> (consulté le 23/02/2024).

Sans vouloir présenter l'ensemble des dispositifs nationaux dédiés à la transition, nous pouvons citer deux programmes récents qui illustrent l'engagement de l'État, en complément bien souvent des fonds européens.

Le premier grand dispositif national, France relance, inauguré en septembre 2020, est un plan de relance exceptionnel de 100 Md€ post-covid. Il contient trois volets : la transition écologique, la compétitivité et la cohésion. Si l'objectif premier reste bien le « rebond industriel », la transition énergétique en est une composante forte. Comme souvent, obtenir des informations à jour sur le déploiement de ces crédits s'avère une tâche ardue. Il existe néanmoins un site dédié comportant un onglet « tableau de bord » permettant de suivre le déploiement des projets⁴⁵. On y apprend notamment, à partir des derniers chiffres disponibles, que 4 051 bâtiments de l'État ont fait l'objet d'une rénovation énergétique, que MaPrimeRénov' a touché plus de 860 000 logements, que près de 200 entreprises sont aidées dans le cadre d'une démarche chaleur bas carbone ou de décarbonation des *process*, que près de 350 000 primes ont été versées au titre du verdissement du parc automobile, que 7 territoires industriels sont accompagnés pour le développement de l'hydrogène ou que 53 081 logements sociaux ont été accompagnés dans le cadre d'une réhabilitation lourde.

À ce fond est venu s'ajouter en octobre 2021 le plan France 2030, doté de 54 Md€ sur cinq ans. Il vise à accélérer la transformation des secteurs industriels tels que l'énergie, l'hydrogène, l'automobile, l'aéronautique ou encore l'espace. Si l'objectif reste économique — réindustrialiser la France et diminuer sa dépendance au commerce mondial —, une partie des investissements concernent le secteur de la production d'énergie. Huit milliards d'euros sont consacrés à décarboner l'industrie afin de respecter l'engagement de diminuer, entre 2015 et 2030, de 35 % les émissions de gaz à effet de serre du secteur. Ainsi, l'État négocie avec les 50 sites industriels les plus émetteurs de CO₂ leur trajectoire de décarbonation en lien avec les objectifs européens. En matière de production industrielle, le gouvernement a identifié plusieurs sauts technologiques permettant d'assurer la décarbonation du secteur :

- à l'échelle nationale, le développement de l'hydrogène vert est annoncé comme prioritaire en complément des textes européens. L'hydrogène est dit « décarboné » ou « vert » quand ni sa production ni son utilisation n'émettent de CO₂. Cet hydrogène est obtenu par électrolyse de l'eau à partir d'électricité renouvelable, pour décomposer les molécules de l'eau et l'en extraire. L'utilisation de cet hydrogène vert est aujourd'hui mise en avant pour décarboner les grandes industries chimiques ou sidérurgiques, notamment autour de Dunkerque et Fos-sur-Mer, mais également, à terme, les transports lourds comme le maritime ou le ferroviaire ;
- on retrouve également des lignes de financements accompagnant les annonces du gouvernement et notamment la volonté de créer une offre française de petits

45. <https://www.economie.gouv.fr/plan-de-relance> (consulté le 11/01/2024).

réacteurs nucléaires modulaires (SMR) d'ici 2035, et de soutenir l'innovation de rupture dans la filière ;

- enfin, le gouvernement a prévu 4 Md€ pour les mobilités décarbonées, avec comme objectifs affichés de produire près de 2 millions de véhicules électriques et hybrides et un premier avion bas carbone.

Comme pour les financements européens, l'utilisation de ces fonds reste subordonnée à la mobilisation des différents porteurs de projets. Grandes ou petites entreprises, associations, collectivités territoriales, opérateur de réseaux ou bailleurs sociaux... sont donc appelés à se faire connaître sur les sites dédiés des deux dispositifs et à remplir les dossiers de demandes d'aides. Ils pourront pour cela télécharger *Les Dispositifs à destination des entreprises industrielles*⁴⁶, *La Décarbonation de l'industrie*⁴⁷ ou encore le *Guide à destination des maires et des présidents d'intercommunalités*⁴⁸ sur le site du ministère de l'Économie, des Finances et de la Souveraineté industrielle et numérique.

46. <https://www.entreprises.gouv.fr/files/files/secteurs-d-activite/industrie/politique-industrielle/dispositifs-entreprises-industrielles.pdf?v=1643372205> (consulté le 12/07/2023).

47. https://www.entreprises.gouv.fr/files/files/secteurs-d-activite/industrie/decarbonation/09-11_guide_decarbonation_v7.pdf?v=1692713336 (consulté le 12/07/2023).

48. <https://agence-cohesion-territoires.gouv.fr/guide-destination-des-maires-et-des-presidents-dintercommunalites-365> (consulté le 12/07/2023).

Partie 2

Repenser les solidarités territoriales

Le déploiement des EnR vient rebattre les cartes des solidarités par un maillage différent du territoire national. De réticulaire, centralisé et composé de réseaux autonomes (électricité, hydrocarbures liquides et gaz), il devient à la fois polycentrique et interconnecté. Le débat sur les EnR est de fait plus vaste, c'est un débat sur l'évolution de notre mix énergétique qui intègre tout autant l'évolution des hydrocarbures que celle du parc nucléaire. À partir d'exemples concrets et de réflexions récentes, cette partie s'essaie à montrer les évolutions en cours sous l'égide de l'échelon régional. Le premier chapitre analyse l'évolution de notre réseau énergétique sous contrainte des EnR. Le second montre comment elles viennent réactiver les spécificités territoriales.



3. Raccorder les productions et les territoires du nouveau mix énergétique

La transition énergétique vient remettre en cause la distinction classique entre mix énergétique (l'ensemble des énergies primaires utilisées sur un territoire donné) et mix électrique (l'ensemble des énergies primaires utilisées dans le seul cadre de la production d'électricité). Le mix énergétique français, incluant toutes les sources d'énergie et tous les usages, reste très dépendant des hydrocarbures qui représentent en 2020 un peu plus de 60 % de notre consommation (41,6 % pour les produits pétroliers raffinés et 19,9 % pour le gaz naturel). L'électricité, en grande partie nucléaire, ne représente que 25,1 % de la consommation, la valorisation thermique des déchets 10,1 % et la commercialisation de la chaleur industrielle 2,5 %⁴⁹.

Le site *éCO₂mix* — *La production d'électricité par filière* de Réseau de transport d'électricité (RTE), le gestionnaire du réseau électrique français⁵⁰, donne une image en temps réel du mix énergétique de l'électricité en montrant le poids de chaque filière dans la production d'électrons (nucléaire, gaz, charbon, fioul, hydraulique, éolien, solaire et bioénergies)⁵¹. Si la part du charbon et du fioul tend à disparaître, le nucléaire assure environ 70 % de la production d'électricité et l'hydraulique 15 %. Le gaz, l'éolien et le photovoltaïque apportent le complément. Le suivi de ces productions sur 24 heures donne une image de l'interconnexion et de la complémentarité des sources de production. Par une nuit sans vent — sans éolien et nécessairement sans soleil —, le nucléaire et l'hydraulique constituent 95 % de la production d'électricité française, le gaz assurant le complément. Lors d'une journée ensoleillée et ventée, la part du nucléaire tombe à 60 %, l'hydraulique diminue légèrement, mais l'éolien (jusqu'à 17 % de la production) et le photovoltaïque (jusqu'à 20 % de la production lorsque le soleil est au zénith) prennent le relai. La complémentarité entre les sources historiques de production d'électricité — que sont le nucléaire et l'hydraulique — et les EnR s'apprécie heure par heure.

49. Ministère de la Transition écologique, *Les Chiffres clés de l'énergie*, 2021.

50. RTE est une société anonyme qui exerce une mission de service public dans le cadre d'un monopole régulé. Son capital est détenu à 50,1 % par EDF, 29,9 % par la Caisse des dépôts et consignations et 20 % par CNP Assurance.

51. Consultable sur <https://www.rte-france.com/eco2mix/la-production-delelectricite-par-filiere>.

Les réseaux, fragile colonne vertébrale ou handicap ?

Le réseau électrique français a été conçu pour transporter une électricité produite de façon centralisée à partir de grandes installations ponctuelles comme les centrales nucléaires ou les grands barrages hydrauliques. Il se déploie donc de façon arborescente. On distingue un réseau principal, le réseau de transport, et un réseau secondaire, le réseau de distribution. RTE est en charge du réseau de transport alors que Réseaux de distribution est aux mains d'Enedis, qui achemine le courant vers le client final. Le réseau de transport est constitué de 105 000 km de lignes très haute tension (entre 225 000 et plus de 400 000 volts) et de lignes haute tension (entre 63 000 et 90 000 volts). Le réseau de distribution, quant à lui, rassemble des lignes moyenne tension (20 000 volts) ou basse tension (400 ou 230 volts). On compte 622 187 km de réseau moyenne tension et 701 858 km de réseau basse tension à travers la France⁵², qui alimentent environ 38 millions de clients.

Les EnR ont une incidence forte sur cette organisation, du fait à la fois de leur intermittence et de leur dissémination sur l'ensemble du territoire, notamment dans les zones rurales. Les réseaux doivent aujourd'hui s'adapter afin de connecter ces nouveaux sites de production. De manière à accompagner le développement des énergies renouvelables, la loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010, dite loi Grenelle II, a confié aux préfets de région et à RTE, en concertation avec les gestionnaires de réseau de distribution, l'élaboration des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables, les S3REnR. Ces schémas planifient les capacités de raccordement des installations d'EnR et prévoient les investissements nécessaires, tant en termes de renforcement de réseaux existants que de création de nouveaux.

Au titre de l'article L. 131-2 du Code de l'énergie modifié après le vote de la loi du 10 mars 2023 sur l'accélération des EnR, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) s'assure de la cohérence des schémas régionaux. Son rapport annuel comporte l'évaluation de leurs plans d'investissement, notamment au regard des besoins en matière d'investissement et de leur articulation avec les plans européens sur l'électricité et le gaz. Celui sur l'électricité est élaboré par le Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport institué par le règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité. Pour le gaz, cela relève du règlement (CE) n° 715/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel. Cette évaluation peut comprendre des recommandations en vue de modifier les plans d'investissement.

52. Chiffres EDF, Les réseaux de transport et de distribution d'électricité, <https://www.rte-france.com/rte-en-bref> (consulté le 22/06/2024).

Le schéma mentionne, pour chaque poste, existant ou à créer, les capacités d'accueil de nouvelles productions. Ces capacités de raccordement disponibles pour les EnR sur chaque poste sont librement consultables sur le site www.capareseau.fr et constituent un outil précieux d'aide à la décision. De fait, elles contribuent de façon déterminante à définir l'implantation des productions d'EnR. Opérateurs et collectivités le savent bien, eux qui scrutent avec attention s'il existe à proximité de leurs projets un poste source aux capacités de raccordement suffisantes. S'il n'existe pas de possibilité de raccordement à proximité, il est toujours possible pour un opérateur de tirer des lignes sur des kilomètres pour trouver un autre poste où se raccorder. On comprendra néanmoins que la création d'une ligne de raccordement vient parfois lourdement surélever le coût d'une installation. La possibilité n'est utilisée que pour les projets les plus importants. La nature du réseau électrique français vient ainsi fortement contraindre les secteurs d'implantation des EnR.

Le préfet de région est responsable de l'élaboration du S3REnR en concertation avec RTE et les différents utilisateurs, actuels ou potentiels. Selon l'article D. 321-20-5 du Code de l'énergie, la révision du schéma est obligatoire dès que le seuil des deux tiers des capacités allouées est dépassé. RTE travaille en étroite collaboration avec les porteurs de projets, publics ou privés, qui peuvent déclarer leurs volontés d'implantation *via* le service de déclaration et consultation des gisements EnR sur un portail dédié : Déclarer et consulter les gisements d'EnR-RTE – Portail Services⁵³.

Compte tenu des investissements nécessaires pour adapter le réseau électrique français, le S3REnR doit prévoir les conditions financières de raccordement des nouveaux opérateurs sous la forme d'une quote-part. Celle-ci est calculée région par région par les différents S3REnR, en fonction des coûts estimatifs des travaux prévus. L'objectif est de mutualiser ces coûts d'investissement nécessaires au renforcement du réseau entre tous les nouveaux utilisateurs futurs, afin d'éviter que le premier à se raccorder n'ait à financer seul ce renforcement. Un montant forfaitaire est ainsi défini par Région pour chaque nouveau mégawatt raccordé. À titre d'exemple dans les Hauts-de-France, dont le réseau a été particulièrement impacté par le développement des fermes éoliennes, cette quote-part a été estimée à 72 000 euros par mégawatt. À la fin 2021, les sommes perçues au titre des quotes-parts auprès des producteurs représentent environ deux tiers des sommes dépensées par les gestionnaires de réseaux pour la réalisation des ouvrages prévus par les différents S3REnR (409 M€ pour 616 M€ de travaux) à l'échelle de la France⁵⁴.

L'ordonnance n° 2016-1060 du 3 août 2016 a introduit une procédure de concertation préalable du public pour les S3REnR avant le dépôt de la demande d'approbation. Chaque projet de schéma fait l'objet d'une évaluation environnementale. Le rapport

53. <https://www.services-rte.com>.

54. Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables Provence-Alpes-Côte d'Azur. État technique et financier de la mise en œuvre du schéma à fin 2021, 23 mai 2022, p. 9.

environnemental et l'avis de l'autorité environnementale sont mis à disposition du public, préalablement à l'approbation de la quote-part du schéma par le préfet.

Les Régions sont désormais associées aux schémas dans le cadre du sraddet, qui doit également aborder la question du développement des EnR à moyen terme (2030) et long terme (2050). Conformément à l'ordonnance n° 2019-501 du 22 mai 2019 portant simplification de la procédure d'élaboration et de révision des S3REnR, les objectifs définis par les sraddet, la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) et la dynamique régionale de développement des énergies renouvelables sont pris en compte par le préfet de région pour la définition de la capacité globale de raccordement des futurs S3REnR.

La lecture des différents schémas régionaux offre de bonnes indications quant au développement des EnR sur le territoire. Au cours de la décennie 2010, en moyenne chaque année, environ 2 000 MW ont été raccordés. En 2021, ces raccordements ont presque doublé pour atteindre 3 951 MW sur une seule année, avant même la crise énergétique qui a suivi l'invasion russe de l'Ukraine. Paradoxalement, les chiffres 2022 s'annoncent moins importants après le pic de 2021. Cette croissance a été essentiellement portée par le photovoltaïque. En 2021, la France a compté plus de 59 781 MW de capacité de production à base d'EnR électriques raccordée aux réseaux publics. Le parc hydraulique représente un peu moins de la moitié de la capacité installée, les installations éoliennes et photovoltaïques représentant désormais environ 53 % du total de puissance⁵⁵.

Ces dernières années, le développement des EnR a entraîné la nécessité de réviser plusieurs schémas régionaux au vu du volume des nouveaux projets. En 2020, ce sont sept schémas qui ont été mis en révision pour dégager des capacités de branchement supplémentaires, et cinq en 2021. Le suivi de la vie des schémas donne à voir une course de vitesse entre les déclarations de nouveaux producteurs et la nécessité d'adapter sans cesse les capacités de raccordement. Si les 21 premiers schémas ont été adoptés en France métropolitaine entre 2012 et 2016, à partir de 2020, les préfets de région ont été fortement sollicités pour accompagner leur révision, notamment suite aux nouveaux objectifs de la PPE de 2019. Dans cette course au développement des EnR, les schémas vieillissent mal et nécessitent d'être sans cesse revus. C'est bien le sens d'une note au sujet du S3REnR de la région Sud/Paca : « Pour contribuer à ces objectifs de long terme, l'année 2022 devrait être marquée notamment par l'entrée en vigueur de plusieurs schémas révisés (Grand Est, Bourgogne-Franche-Comté, Provence-Alpes-Côte d'Azur et Auvergne-Rhône-Alpes) ainsi que par plusieurs adaptations (Midi-Pyrénées, Bretagne, Nouvelle-Aquitaine...) »⁵⁶.

55. Agence ORE, Enedis, RTE et SER, *Panorama de l'électricité renouvelable en 2021*.

56. Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables Provence-Alpes-Côte d'Azur, État technique et financier de la mise en œuvre du schéma à fin 2021, 23 mai 2022, p 12.

Organiser le raccordement des EnR, deux exemples régionaux

Les S3REnR dessinent l'interdépendance énergétique des territoires et le lien entre métropoles consommatrices et lieu de production d'EnR (Verhaeghe, 2021). C'est ce qu'illustrent à titre d'exemple les deux cartes suivantes.

La première est issue du S3REnR région Sud/Paca, qui montre comment les territoires de l'arrière-pays provençal sont maillés afin de pouvoir alimenter les métropoles côtières et le pôle industriel de Fos-sur-Mer, en matière d'hydroélectricité et de photovoltaïque au sol principalement (fig. 3.1). Ainsi, la vallée de la Durance, en jaune sur la carte, fait figure de colonne vertébrale énergétique et contribue à donner une indication sur les possibles implantations d'unités de production d'EnR.

Il appartient au schéma de quantifier et de localiser les capacités réservées au déploiement des EnR. Tous les schémas donnent à voir ces interdépendances et les renforcements nécessaires pour acheminer le courant depuis les nouveaux lieux de production (grandes centrales photovoltaïques au sol, fermes éoliennes à terre ou en mer...) vers les grandes villes, comme le montre ce second exemple pris en région Nouvelle-Aquitaine (fig. 3.2).

Des bouleversements qui concernent tout autant les réseaux gaziers

Les réseaux de gaz devront eux aussi s'adapter à la transition énergétique, notamment en matière d'injection de biogaz ou d'hydrogène. Il revient à GRTgaz⁵⁷ de préparer ces mutations. Le Code de l'énergie précise les obligations de service public assignées aux différents acteurs dans le secteur du gaz naturel. Ces obligations sont complétées par les dispositions de la Programmation pluriannuelle de l'énergie et font l'objet d'un contrat de service public signé entre GRTgaz et l'État. Le Code de l'énergie (art. R.121-8) impose aux opérateurs de réseau de transport d'être en mesure d'assurer la continuité et la sécurité de l'acheminement du gaz, même dans des conditions climatiques extrêmes. Comme pour RTE dans le cadre de l'injection d'électricité verte dans le réseau, il revient à GRTgaz d'adapter son réseau et ses infrastructures de telle façon qu'ils puissent accueillir du bio gaz. Les acteurs de la production et de la distribution de gaz sont eux aussi concernés de plusieurs façons par les enjeux du déploiement d'EnR.

57. GRTgaz est aujourd'hui une société anonyme assurant une mission de service public au titre du Code de l'énergie. Elle est détenue à hauteur de 60,79 % par Engie, 38,59 % par la Société d'infrastructures gazières (consortium public composé de CNP Assurances et de la Caisse des dépôts) et 0,6 % par les salariés de l'entreprise (source : <https://www.grtgaz.com/nos-actions/continuite-dapprovisionnement>, consulté le 13/01/2024).

Figure 3.1. Les raccordements des installations d'EnR au réseau électrique en Paca.



Échelle
0 10 20 km
Système géodésique RGF-93
Projection : Lambert-93
Réalisé le 01/06/2021

Schéma régional
de raccordement au réseau
des énergies renouvelables
S3REnR

Zones électriques



Légende

- Limites régionales
- Limites départementales
- Chefs-lieux

Ouvrages électriques prévus

- Modification de poste existant
- Construction de poste
- Construction de poste en extension ou à proximité d'un poste existant
- Construction de liaison

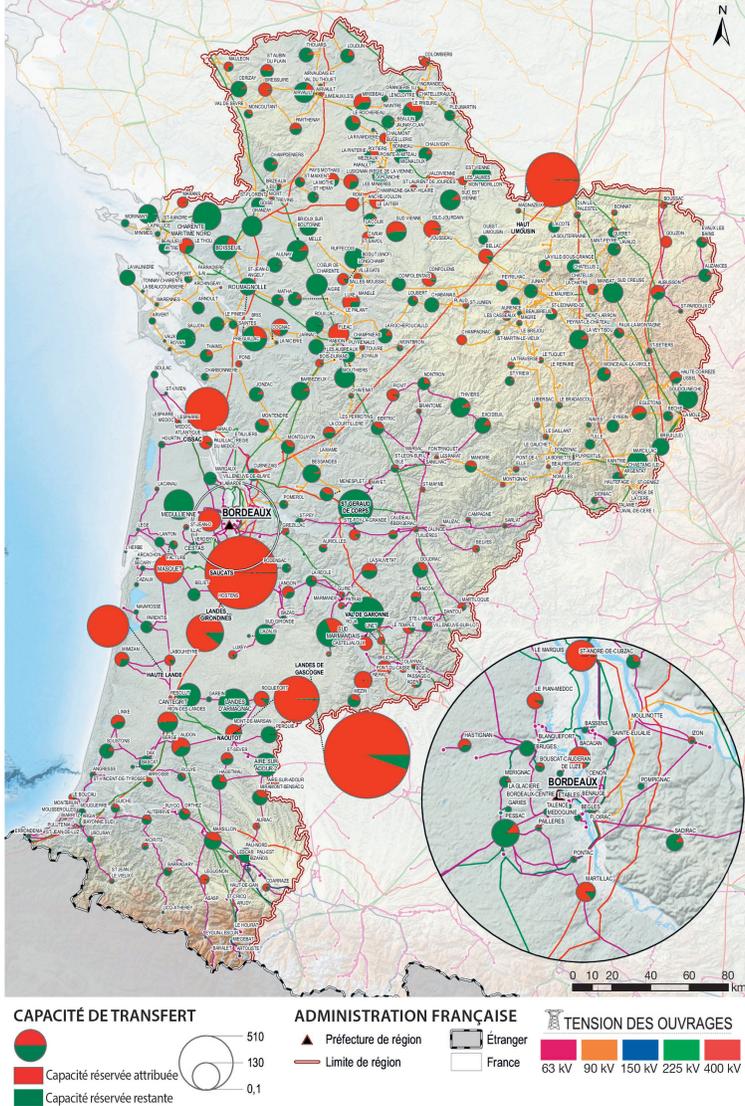
- Modification de liaison existante
- Réseau Grand transport
- Postes électriques existants
- Lignes électriques existantes
- Zones électriques

Réseau hydrographique

- Cours d'eau
- Plan d'eau

Source : S3REnR Paca, 2021.

Figure 3.2. Les potentiels de raccordement des installations d'EnR au réseau électrique en Nouvelle-Aquitaine. Les postes près des grandes villes étant souvent saturés, il est nécessaire de s'éloigner pour en trouver qui disposent d'une réserve en termes de raccordement.



Source : S3EnR de Nouvelle-Aquitaine, 2022.

Premièrement, parce qu'ils participent à un débat sur l'évolution du mix énergétique et militent pour remplacer par le gaz de vieilles installations au fioul ou au charbon, notamment dans les usages industriels ou de transports lourds. Si le gaz reste une énergie carbonée, il est nettement moins émetteur de poussières, de dioxyde de soufre ou d'oxydes d'azote en particulier. Au début 2023, il faisait encore l'objet d'une intense campagne de promotion. GRTgaz annonce ainsi sur son site Internet contribuer à la diminution de production de GES. « Entre 2012 et 2017, les conversions du fioul vers le gaz de clients industriels ont permis d'éviter l'émission de 1,8 Mt de CO₂ à fin 2017, soit une contribution équivalente à 10 000 éoliennes de 2 MW. Dans les transports, le gaz naturel véhicule (GNV) réduit les émissions de gaz à effet de serre de 15 % à 20 % par rapport au diesel et de 80 % dans le cas du bioGNV (version renouvelable du GNV). Reconnu Crit'air1 dans l'échelle des certificats de qualité d'air, il préserve la qualité d'air en limitant fortement les rejets atmosphériques (60 % à 70 % d'oxydes d'azote et 95 % de particules fines en moins par rapport au diesel.⁵⁸ » Un développement qui nécessite parfois de réorienter les réseaux et de les raccorder à des stations d'avitaillement souvent créées au cœur des zones d'activité.

Deuxièmement, parce que le développement du biogaz constitue en lui-même un défi. Les porteurs de projets, quels que soient leurs statuts (collectivités territoriales publiques, industriels ou agriculteurs privés) ou les techniques employées (fermentation des déchets ménagers ou agricoles...), bénéficient d'un droit à l'injection dans le réseau. Le rôle de GRTgaz est de les accompagner dans leur installation. À cette fin, l'opérateur produit un zonage de raccordement en fonction des contraintes du réseau. Comme pour l'électricité, ce schéma fixe les zones de raccordement prioritaires et les conditions financières de raccordement. Cette carte définit ainsi deux types de zonage. Apparaissent en vert, les zonages où les coûts peuvent être pris en charge par les opérateurs ; en gris, les zonages où une participation de tiers (par exemple un producteur, une collectivité...) est nécessaire⁵⁹. Le décret « Droit à l'injection » et sa mise en application dans la délibération n° 2019-242 de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) encadrent l'insertion du biométhane dans les réseaux de gaz. Les opérateurs de réseaux définissent le zonage de raccordement en fonction des projets d'injection et du potentiel méthanisable d'une zone, en minimisant les coûts d'adaptation et de renforcement des réseaux. Comme pour les postes sources dans le cas de raccordements électriques, la carte des contraintes techniques diffusée par le gestionnaire du réseau vient de fait conditionner la localisation des projets. Mais l'identification de possibilités d'injection ne saurait suffire. Sur son site Internet, GRTgaz prend soin de préciser que, par-delà ces règles générales, chaque demande de raccordement fait l'objet d'une expertise technique de faisabilité — tarifée — particulière de la part de l'opérateur. En contrepartie, l'injection de biométhane dans les réseaux de

58. <https://www.grtgaz.com/nos-actions/reseau-amenagement-du-territoire> (consulté le 30/03/2022).

59. La carte est accessible sur <https://odre.opendatasoft.com/explore/dataset/cartographie-acces-biomethane/custom/?disjunctivelabelregion=&disjunctivelabeldepartement=&disjunctive.labelregion&disjunctive.labeldepartement> (consulté le 12/02/2024).

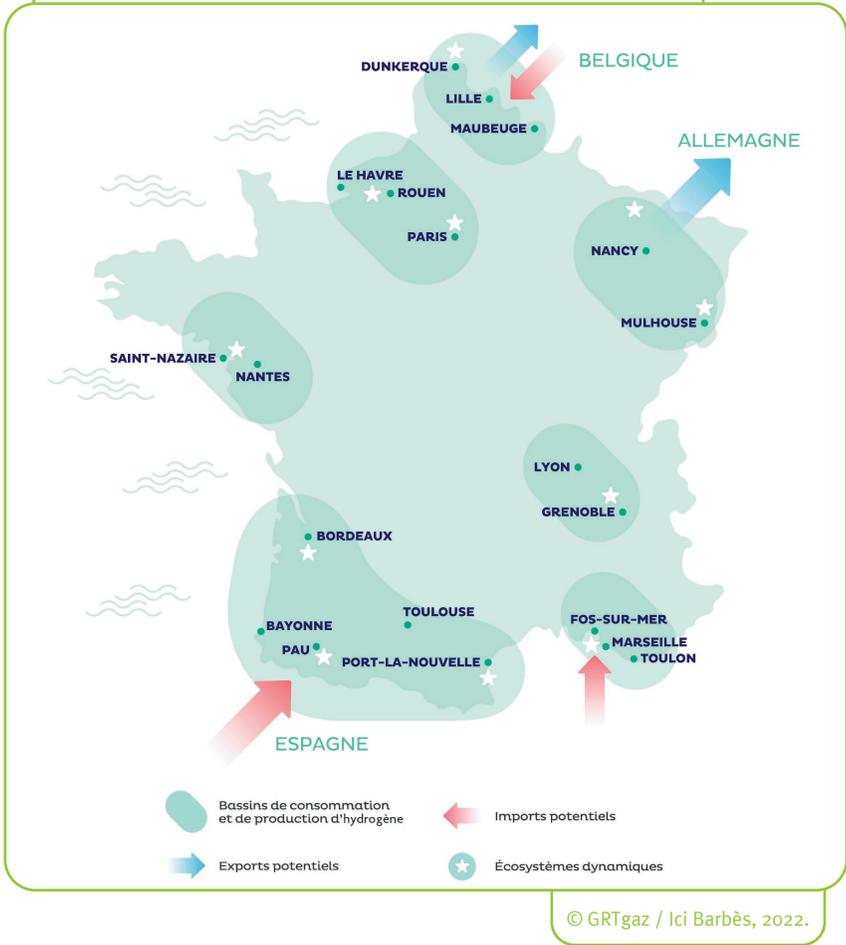
gaz est aujourd'hui soutenue par un tarif d'achat qui compense l'écart entre le coût de production du biogaz et le prix moyen du gaz naturel. En matière d'aménagement et d'urbanisme, le développement du biogaz pose par ailleurs des questions de cohabitation. Il est contraint par la nécessité de concilier l'existence d'un réseau — essentiellement dans les zones urbaines ou bénéficiant d'une densité minimale assurant sa rentabilité — et l'installation d'une unité de production de valorisation des déchets peu compatible avec un voisinage résidentiel.

Troisièmement, les réseaux gaziers pourraient fortement évoluer sous l'effet du développement de l'hydrogène, pour deux raisons. La première parce qu'en cas de forte consommation par les industriels d'hydrogène en lieu et place des énergies carbonées il faudra acheminer ce gaz dans des réseaux dédiés, aux caractéristiques propres et qui restent à créer. La seconde raison, c'est le *power to gaz*. L'idée consiste à annihiler l'intermittence des EnR en stockant sous forme de gaz les surplus de production des éoliennes ou des centrales solaires, afin de pouvoir les réinjecter dans le réseau à tout moment. Le principe pose donc les bases d'une interdépendance inédite entre la production et le réseau électriques et la production et le réseau de gaz. Le procédé consiste à produire de l'hydrogène par électrolyse de l'eau, puis à le combiner à du CO₂ via le processus de méthanisation pour générer un méthane de synthèse qui pourra être injecté dans le réseau avec un label gaz vert. Ce développement attendu de l'hydrogène va nécessiter la construction de nouveaux réseaux adaptés à ce gaz très volatil. La France a vu fleurir plusieurs initiatives visant à fédérer utilisateurs potentiels et investisseur pour accompagner ces mutations. Les premières démarches en ce sens de GRTgaz datent de 2021, avec le lancement d'une première consultation nationale du marché hydrogène bas carbone et renouvelable, afin d'identifier les besoins des producteurs potentiels en termes d'infrastructures de transport et de stockage⁶⁰. Cette consultation a permis d'identifier plusieurs écosystèmes territoriaux, essentiellement liés à de grands industriels fortement émetteurs de GES, dans lesquels le développement de l'hydrogène décarboné est à l'étude.

Sur ces territoires industriels, le déploiement d'infrastructures de transport dédiées permettant à la fois de sécuriser l'approvisionnement des grandes entreprises et, aux producteurs d'EnR, d'écouler leurs électrons, constitue un défi au moins aussi important que la production elle-même. Ce nouveau maillage concerne aujourd'hui essentiellement les grandes zones industrialo-portuaires françaises fortement émettrices de CO₂. C'est dans ce contexte que GRTgaz a mis à l'étude la possibilité de développer des infrastructures de transport par canalisations dédiées à l'hydrogène, dans les bassins de Fos-Marseille, Dunkerque, Valenciennes, la Moselle et la vallée du Rhin notamment. Ces bassins économiques pionniers sont identifiés sur la carte de la figure 3.3.

60. Ce document offre un premier recensement de ce que pourrait être l'utilisation de l'hydrogène vert en France, <https://www.grtgaz.com/sites/default/files/2022-03/Rapport-consultation-acteurs-marche-hydrogene-10032022.pdf> (consulté le 12/10/2023).

Figure 3.3. Le développement des bassins hydrogène en France.



Le développement de l'hydrogène ne fait que commencer. Il est aujourd'hui freiné par l'ampleur des investissements nécessaires pour un déploiement de masse. L'Europe et la France l'ont bien compris et ont institué d'importantes subventions publiques destinées aux investisseurs potentiels⁶¹. Comme pour d'autres EnR à leurs débuts, la naissance d'une nouvelle filière est étroitement liée à la mobilisation d'aides publiques. Depuis deux ans et l'accélération de la crise de l'énergie

61. En 2023, la stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné prévoit une enveloppe de 7 milliards d'euros d'ici 2030. Il s'agit principalement pour la France de mobiliser les fonds de NextGenerationUE.

sur les grands bassins industriels, l'actualité donne à voir des négociations feutrées mais intenses, entre grands énergéticiens se disant prêts à investir sous réserve d'obtenir d'importantes aides publiques et le gouvernement soucieux de ne pas dilapider l'argent public. Au nord comme au sud de la France, l'appréhension de la rentabilité de l'hydrogène vert est au cœur des discussions. À dire d'experts⁶², l'hydrogène vert, produit à partir de sources d'énergies renouvelables, est aujourd'hui deux fois plus cher à mettre en œuvre. Mécaniquement, industriels et investisseurs appellent à un effort public à hauteur de 50 % des investissements, tant en matière d'unités de production que de réseaux de transport à créer. Le développement de cette nouvelle énergie dépendra du résultat de négociations directement pilotées par Matignon.

Difficile à ce jour de prédire ce que représentera cette nouvelle énergie dans le mix énergétique. Certaines expérimentations montrent la possibilité de l'utiliser dans les usages quotidiens. Certains grands constructeurs automobiles commercialisent depuis quelques années des voitures particulières utilisant cette énergie. Une chaîne de taxis parisiens met en avant une flotte circulant intégralement à l'hydrogène et ne rejetant que de l'eau dans l'atmosphère de la capitale. Il existe également des vélos assistés à l'hydrogène. On ne se risquera toutefois pas à parier sur la massification de l'hydrogène dans les mobilités individuelles face à la concurrence des batteries électriques. Vu son prix et la nécessité de repenser intégralement la chaîne d'approvisionnement, les deux dernières années montrent plutôt un recentrement de son utilisation sur les grands usages industriels ou de logistique lourde.

Un mix énergétique toujours plus intégré

Les grands projets industriels aujourd'hui mis en avant en matière de production comme de consommation d'hydrogène illustrent ce double phénomène, fait d'interdépendance entre les sources d'énergie et d'interconnexion territoriale toujours plus large. Le projet Hygreen Provence illustre ces interdépendances⁶³. Ses évolutions successives permettent de montrer ce passage de réflexions locales à l'internationalisation des enjeux. Le projet est à la fois emblématique des croisements entre sources d'énergie et des formes de valorisation des atouts territoriaux dans le cadre de projets EnR. Il offre enfin la possibilité d'entrevoir l'élargissement national puis européen progressif d'un projet initialement local.

62. Voir à ce sujet les travaux des différents groupes de travail de France hydrogène, <https://www.france-hydrogene.org>.

63. L'auteur connaît bien ce projet pour en être l'un des protagonistes en tant que maire et vice-président de la communauté d'agglomération Durance Luberon Verdon Agglomération, en charge de l'aménagement et de la transition énergétique depuis plus de 10 ans.

■ Mettre l'énergie au cœur d'un projet de territoire

Techniquement, Hygreen Provence vise à transformer une partie de l'électricité verte produite par des centrales photovoltaïques au sol en hydrogène décarboné⁶⁴. Cet hydrogène serait alors stocké dans des cavités salines situées dans des couches profondes du sous-sol, d'où il pourrait être soutiré à la demande par les grands consommateurs industriels de Fos-sur-Mer. Politiquement, compte tenu de l'emboîtement des technologies et des responsabilités, le projet associe les collectivités territoriales responsables du droit des sols, les services de l'État au titre de différentes procédures d'autorisation, les développeurs de parcs photovoltaïques, les grands énergéticiens mondiaux susceptibles d'investir dans des unités de production d'hydrogène, le groupement Géométhane qui exploite aujourd'hui les cavités salines du sous-sol au titre des réserves stratégiques nationales d'hydrocarbures, ou encore les potentiels clients industriels du bassin de Fos-sur-Mer.

Le projet s'appuie sur l'installation de plusieurs centaines d'hectares de panneaux photovoltaïques, dont une partie de la production serait dédiée à sécuriser l'alimentation d'un hydrolyseur industriel. Celui-ci transformerait une partie de l'eau des Alpes gérée dans les barrages d'EDF en hydrogène vert parce qu'issue d'une source d'EnR. Cet hydrogène vert aurait vocation à terme à remplacer les hydrocarbures, liquides ou gazeux, stockés dans le sous-sol. Le projet est soutenu par la communauté d'agglomération Durance Luberon Verdon Agglomération (DLVA), créée en 2013 autour de la petite ville de Manosque. Cette intercommunalité regroupe aujourd'hui 24 communes et 63 000 habitants. Située aux portes de la métropole Aix-Marseille-Provence, dans le sud du département des Alpes-de-Haute-Provence, c'est un territoire encore en partie rural qui offre la particularité de jouir d'importantes réserves foncières susceptibles d'accueillir le déploiement des EnR.

Né en 2017, il permet à une petite communauté d'agglomération de se positionner au centre des acteurs de l'énergie, historiques ou plus récents, en les mettant en synergie. Sur ce territoire provençal au foncier encore abondant, Hygreen est aussi présenté comme favorisant la régulation des investisseurs privés dans les fermes solaires, en inscrivant leurs projets ponctuels dans une politique globale de lutte contre le changement climatique socialement plus acceptable. Il vient en outre faciliter le développement des parcs en sécurisant la revente du courant ainsi produit à l'hydrolyseur. Cette unité est aujourd'hui un projet porté par un grand groupe de production énergétique assuré de disposer d'une électricité verte pour la faire fonctionner et d'eau *via* les barrages d'EDF, qui élargit ainsi ses potentialités de gains. Enfin, le groupe Géométhane⁶⁵, inquiet quant au devenir de ses stockages souterrains en cas de sortie de la dépendance au pétrole, prépare ainsi sa propre transition

64. Le ton adopté dans ces pages vient illustrer volontairement ce que peut être un récit territorial de transition, il ne relève pas de l'analyse critique. Pour une présentation plus détaillée de cet exemple, voir Dubois (2022).

65. Remplissant une mission de service public, Géométhane peut stocker jusqu'à 300 millions de mètres cubes de gaz naturel dans des cavités salines situées à plus de 1 000 m sous la surface.

énergétique... et économique. Hygreen est un projet intégré qui permet à la collectivité d'afficher la maîtrise de bout en bout de toute la chaîne de la production de l'énergie durable. Ce récit fait également appel à l'histoire du territoire. Il vient rappeler que la production d'énergie s'inscrit dans le temps long. Elle est la continuation d'une aventure débutée par la construction de la chaîne hydroélectrique de la Durance et poursuivie par l'installation du CEA à Cadarache et aujourd'hui d'Iter.

Hygreen s'inscrit, de plus, dans un contexte de raréfaction des ressources publiques. D'un point de vue économique, l'accent est mis sur le partage financier des potentialités offertes par les EnR, à parts égales entre la communauté d'agglomération et les communes. La DLVA bénéficiera de l'impôt sur la production d'énergie et d'une partie du capital des différentes sociétés de projets (SPV⁶⁶) créées pour porter les parcs, qui pourrait représenter à terme 20 % d'augmentation de ses ressources. Les communes jouiront de la rente foncière puisque les panneaux seront préférentiellement installés sur des propriétés communales, avec des baux de location annuels de plus de 10 000 euros l'hectare. Outre qu'ils bénéficieront des retombées fiscales à travers le développement des politiques locales, il est prévu que les habitants puissent également devenir des acteurs de la production des énergies vertes en étant eux-mêmes actionnaires des SPV. Le développement de formes d'investissement collaboratif de proximité, comme des microcentrales villageoises ou la création de sociétés locales de production d'énergie, est également mis en avant.

■ Maîtriser les initiatives privées pour rassurer

Le développement des énergies renouvelables nécessite des investissements considérables qui ne sont pas à la portée des établissements publics de coopération intercommunale (EPCI) ou des communes, d'où la nécessité de travailler avec des investisseurs privés. Compte tenu de la rentabilité actuelle des EnR et des intérêts financiers, ce partenariat suscite bien des interrogations et des résistances. La principale observation concerne la capacité des collectivités à maîtriser les entreprises privées. Face à ces critiques, l'agglomération et les communes ont construit un discours démontrant leur capacité à encadrer et réguler le jeu des investisseurs, et à permettre à la puissance publique de capter une partie substantielle des bénéfices. Hygreen donne ainsi à voir le déplacement progressif d'un débat technique relevant de l'insertion paysagère et du partage de l'espace à celui, bien plus global, sur le juste partage des ressources territoriales. À cette fin, plusieurs outils sont mis en avant :

- le premier relève du droit des sols, implanter une centrale photovoltaïque, quelle que soit sa dimension, devant être autorisé par les documents d'urbanisme votés par les communes. Dans le cas du projet Hygreen, les communes ont délibéré pour confier à l'agglomération le soin de planifier l'implantation des centrales au sol, en

66. Special Purpose Vehicle (SPV) est la société privée qui porte un projet d'installation photovoltaïque et relie les actionnaires. Nous y reviendrons en dernière partie de l'ouvrage.

concertation avec les services de l'État, les deux parcs naturels régionaux et les associations de protection de la nature ;

- le deuxième passe par la nécessité, pour les industriels, d'arracher les autorisations de raccordement auprès des services de l'État, autorisations qui nécessiteront l'aval des collectivités dans une démarche partagée. L'implantation préférentielle des panneaux sur les propriétés publiques relève également de ce registre ;
- pour le troisième, l'agglomération met en avant sa maîtrise des études et zonages écologiques avant de décider des implantations. Afin de ne pas laisser les opérateurs décider unilatéralement, elle s'est engagée avec l'aide de l'Ademe et de la région Paca dans un plan Paysage et transition énergétique, en sollicitant la CNDP qui accompagne ce débat citoyen⁶⁷. L'objectif est de déterminer, en concertation, les secteurs prioritaires d'implantation des parcs selon des critères définis par la seule puissance publique.

Le projet fait s'opposer deux visions. La première est prudente, elle vise à protéger les collectivités de tout risque financier. Hygreen s'appuie sur un modèle public-privé. Public parce que les communes et les DLVA maîtrisent les processus réglementaires et le foncier qui permettront le déploiement du projet. Privé parce que les technologies et les investissements nécessaires au développement des énergies renouvelables seront portés par le privé. Mais rapidement, un deuxième modèle a été présenté, davantage porté par les techniciens de l'agglomération que par les élus eux-mêmes. Dans ce second schéma, aujourd'hui en discussion, la collectivité pourrait prendre le risque d'investir directement dans une partie des panneaux photovoltaïques, afin d'accroître ses revenus. Dans cette seconde hypothèse, il s'agirait pour les collectivités de créer une société de projet (sous la forme d'un *Special Purpose Vehicle* ou fonds commun de créance en France, au titre de la loi de 1988) associant les différents partenaires, qui partageraient alors les investissements et les gains. Une telle hypothèse, qui fait l'objet de bien des réticences, aurait pour conséquence l'explosion de l'endettement de l'agglomération, compte tenu des sommes nécessaires à l'implantation des panneaux et la placerait dans une position extrêmement inconfortable en matière de ratios d'endettement couramment admis. Le prix à payer pour maximaliser ses gains.

I Énergie citoyenne ou énergie industrielle ?

Hygreen donne à voir la confrontation de deux représentations sociales dans le déploiement territorialisé des EnR. La première relève de la volonté de produire une énergie locale destinée aux seuls besoins des habitants, sous forme de centrales citoyennes ou d'installations de petite taille. Les solidarités sont fortes, mais très

67. Les plans paysage et transition énergétique sont impulsés par appel à projet par le ministère de la Transition écologique et de la Cohésion des territoires. Les lauréats bénéficient d'une subvention et d'un appui technique de la Dreal, de l'Ademe et de la Région. Les principales structures territoriales (PNR, chambres) ou de l'État (DDT, ONF) sont associées à la démarche.

locales. Dans ce cas de figure, autoconsommation et maîtrise de l'énergie sont les maîtres mots. La seconde s'appuie sur le déploiement de vastes parcs au sol dont la production dépasse les seuls besoins locaux et destiné à alimenter installations industrielles ou consommation métropolitaine, dans une logique de solidarité territoriale plus large. Hygreen s'inscrit dans cette seconde représentation qui fait l'objet de bien plus de discussions. Concilier des deux logiques, qui se complètent plus qu'elles ne s'opposent⁶⁸, constitue aujourd'hui un défi pour les élus de ce territoire.

■ Un projet provençal rattrapé par les logiques européennes

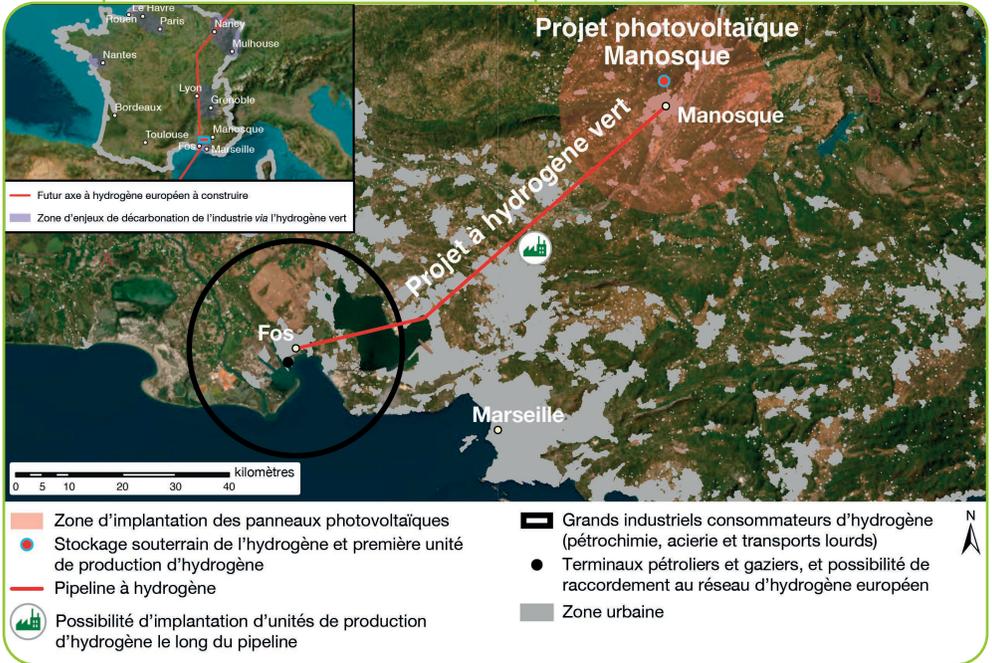
Né de discussions locales en 2017, le projet provençal a été happé par des enjeux nationaux et européens qui le dépassent. Il est progressivement sorti de son échelle locale avec la crise de l'énergie et l'intérêt accru de l'État français comme des industriels pour l'hydrogène en tant que source d'énergie dans l'industrie et les transports lourds.

Si, localement, le débat porte toujours principalement sur l'installation de parcs photovoltaïques au sol, progressivement les enjeux industriels liés à la production et au stockage de l'hydrogène prennent de l'importance. De fait, on assiste à une divergence de trajectoire entre le développement du photovoltaïque et celui de l'hydrogène. Le débat sur l'hydrogène dépasse largement les enjeux de la DLVA pour s'inviter à l'échelle régionale et nationale. De ce point de vue, le rôle des élus locaux devient marginal. Ils sont désormais intégrés au sein d'un comité de pilotage hydrogène, créé sous l'égide de la Région, regroupant producteurs, transporteurs, responsables de stockage et consommateurs d'hydrogène. Dans ce comité, essentiellement destiné à faire pression sur le gouvernement, ce sont les majors de l'énergie qui sont à la manœuvre. Hygreen devient progressivement une composante du projet H2MED — annoncé par le président de la République en 2022 —, qui prévoit la construction d'une canalisation dédiée de transport de l'hydrogène reliant la péninsule Ibérique à la France, puis son extension à l'Allemagne. La région Paca occupe un positionnement stratégique dans ce projet avec le tronçon Bar Mar qui devrait relier Barcelone à Marseille. L'arrivée de ce projet européen vient bouleverser les projets de production d'hydrogène et de déploiement des infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène portés par les acteurs du sud de la France, en les inscrivant dans une compétition internationale, au risque de les marginaliser. L'enjeu est aujourd'hui d'accélérer le calendrier de production des premières molécules d'hydrogène vert en Provence pour ne pas être dépassé par l'Espagne.

La carte de la figure 3.4 illustre l'interdépendance entre un territoire métropolitain et un territoire plus rural en matière de production et de stockage des EnR. Cette interdépendance est également illustrée par les projets d'implantation d'unités de production d'hydrogène le long du pipeline qui relie le stockage à Manosque aux

68. Selon le point de vue de l'auteur !

Figure 3.4. Le projet Hygreen Provence.



utilisateurs à Fos. Dans le cartouche, la carte montre en outre l'élargissement territorial du projet, la DLVA et Manosque ne devenant qu'une composante d'un projet national, voire européen.

Une dernière carte (fig. 3.5) montre cet élargissement international du projet, désormais inscrit dans une dynamique et une concurrence européennes. Le projet de pipe Hy-fen relie l'Espagne à l'Allemagne en desservant l'ensemble des grands sites industriels de l'est de la France. Au sud, le projet de pipe Bar Mar vient attiser la concurrence européenne. Il permettrait à l'Espagne, qui fait également montre de très grandes ambitions en matière de production d'hydrogène vert, d'alimenter le réseau français et l'axe rhodanien avec sa production. Il viendrait ainsi concurrencer le projet de production provençal. Ce risque est aujourd'hui bien perçu par la région Sud/Paca, qui se mobilise désormais fortement pour accélérer le développement d'Hygreen.

Même très rapidement présenté, le projet Hygreen donne à voir cette interconnexion entre sources d'énergie, échelles spatiales et partenariats publics-privés. Il offre un bon aperçu des enjeux liés de la transition énergétique.

Figure 3.5. La naissance d'une armature de distribution d'hydrogène.



4. Vers une spécialisation des territoires interconnectés ?

Le rôle de la Région dans la planification des EnR depuis les lois Grenelle (loi n° 2009-967 du 3 août 2009 et loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010) et la construction d'un nouveau champ de politiques publiques sont aujourd'hui bien documentés (Renouard, 2020 ; Faucheux, 2013). À l'échelle régionale, le déploiement des EnR est décliné dans le schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (sraddet) adopté en juin 2019. Pour ce faire, le sraddet s'appuie sur le schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE), qui a pour objectif d'identifier les grandes orientations régionales en matière de transition (De Charentenay *et al.*, 2012). Compte tenu des conditions d'exercice de ces nouvelles compétences, il en résulte des trajectoires régionales contrastées en matière de développement des EnR (Abdesselam *et al.*, 2019).

Les régions, de nouveaux entrants dans la planification énergétique

S'agissant du développement des énergies renouvelables, les dispositions de l'article L. 4251-1 du Code général des collectivités territoriales prévoient que le sraddet « fixe les objectifs de moyen et long terme sur le territoire de la région en matière [...] de développement de l'exploitation des énergies renouvelables et de récupération ». Avec des S3REnR portés par les préfets de région et des sraddet pilotés par les conseils régionaux, l'échelon régional est devenu un échelon central pour penser la transition énergétique. Les récentes évolutions apportées par la loi du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables renforcent cette place, en créant un comité régional de l'énergie coprésidé par le président du conseil régional et le représentant de l'État dans la région. Ce comité « est chargé de favoriser la concertation, en particulier avec les collectivités territoriales, sur les questions relatives à l'énergie au sein de la région. Il est associé à la fixation ainsi qu'au suivi et à l'évaluation de la mise en œuvre des objectifs de développement des énergies renouvelables et de récupération du schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires ou, en Île-de-France, du schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie et de son schéma régional éolien. Le comité régional de l'énergie peut débattre et rendre des avis sur tous les sujets relatifs à l'énergie ayant un impact sur la région. En vue de définir les objectifs de développement des énergies renouvelables prévus à l'article L. 141-5-1 du présent Code, le ministre chargé de l'Énergie demande au comité régional de l'énergie de chaque région située sur le

territoire métropolitain continental d'élaborer une proposition d'objectifs régionaux de développement des énergies renouvelables de la région »⁶⁹.

Nous disposons aujourd'hui d'une évaluation globale des différentes stratégies régionales au titre de l'article 68 de la loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat, qui prévoit que « dans un délai de deux ans à compter de la promulgation de la présente loi, le Gouvernement remet au Parlement un rapport concernant la contribution des plans Climat-air-énergie territoriaux (PCAET) et des schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires aux politiques de transition écologique et énergétique. Ce rapport comporte une évaluation du soutien apporté par l'État à la mise en œuvre des plans climat-air-énergie territoriaux et des schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires. Il compare notamment cette contribution aux objectifs nationaux et aux orientations nationales inscrits dans la programmation pluriannuelle de l'énergie et la stratégie nationale bas carbone »⁷⁰. Rendu en mars 2022, il analyse l'ensemble des sraddet et SRCAE en vigueur au printemps 2021. À cette date, neuf régions sur onze avaient adopté leur sraddet et deux étaient en cours d'élaboration. Les rapporteurs se montrent plutôt sévères vis-à-vis des régions. Concernant les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre dans les sraddet et les PCAET, on peut lire que :

- « La somme des objectifs présentés dans les sraddet et les PCAET pour l'objectif de 2030 est comparable aux objectifs nationaux présentés dans la SNBC 2 (- 40 % de baisse par rapport à l'année de référence 1990) » ;
- « En revanche, la somme des objectifs présentés dans les sraddet et les PCAET pour l'objectif de 2050 est en deçà de l'objectif de la SNBC 2 de neutralité carbone. D'une manière générale, ces documents de planification territoriale ne s'inscrivent pas encore dans une perspective de neutralité carbone à l'échelle nationale » (p. 7).

Si, dans cette partie, nous avons choisi d'approfondir l'analyse essentiellement de l'exemple des régions Paca et Hauts-de-France, l'observation démontre que les limites de l'exercice de la planification énergétique touchent l'ensemble des régions françaises. Comme l'écrivent les rapporteurs, « le PCAET apparaît comme une opportunité de mobiliser les acteurs du territoire, dont les citoyens ; cependant, l'ambition d'en faire la feuille de route territoriale pour la transition, partagée et portée par les acteurs locaux, n'est pas encore atteinte » (p. 5). S'agissant des sraddet, le résumé introductif, bien que feutré, se montre également sceptique : « Les objectifs des sraddet en matière de développement des énergies renouvelables sont très hétérogènes et souvent imprécis, rendant difficile une consolidation nationale des objectifs » (p. 7).

69. Code de l'énergie, article L. 141-5-2.

70. Loi énergie-climat. Rapport concernant la contribution des PCAET et des sraddet aux politiques de transition écologique et énergétique, mars 2022, https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/Rapport_article_68_LEC_compressed.pdf (consulté le 21/05/2024).

En prévoyant les capacités de raccordement aux réseaux des différentes sources d'EnR, les S3REnR donnent de précieuses indications sur les volontés de l'État en matière de déploiement et de localisation des différents types d'EnR en fonction des régions. En ce sens, ils sont un outil de planification des EnR qui vient s'imposer aux volontés locales. Dans chaque région, S3REnR et sraddet fixent donc les feuilles de route. La lecture croisée de ces schémas dans deux régions, l'un au sud, l'autre au nord, donne un aperçu de la façon dont sont définis par l'État les objectifs régionaux.

Du photovoltaïque au sud...

À travers le S3REnR Paca, le préfet de région vient à la fois fixer les objectifs en matière de puissance, le contenu du mix énergétique attendu et la localisation préférentielle des différentes installations. Élaboré par RTE, l'Ademe et les services de l'État après consultation des producteurs, le premier schéma régional de raccordement au réseau d'électricité des énergies renouvelables (S3REnR) de Provence-Alpes-Côte d'Azur a été approuvé par le préfet de région le 25 novembre 2014. Sa dernière réactualisation date du 21 juillet 2022. Le schéma prévoit des travaux de renforcement de réseau d'un peu plus de 700 millions d'euros, notamment financés par une quote-part régionale de 68 410 euros le mégawatt, qui permettront d'accueillir pour 6 400 MW de nouvelles productions renouvelables. Ces puissances nouvelles viendront s'additionner en 2030 au 5 700 MW déjà en service et au 1 000 MW de projets en développement au printemps 2022. Ce faisant, le S3REnR reprend les objectifs du sraddet adopté en juin 2019.

■ L'ambition du sraddet Provence-Alpes-Côte d'Azur en matière d'EnR

En conformité avec la PPE, le sraddet donne notamment pour objectif au territoire régional d'être neutre en carbone et de couvrir 100 % de sa consommation par les énergies renouvelables à l'horizon 2050, en jouant sur les économies d'énergie et l'accroissement des énergies renouvelables. Il affiche des objectifs très ambitieux en termes de développement des énergies renouvelables. Ces objectifs montrent la primauté donnée au photovoltaïque, qui devra représenter deux tiers de la capacité régionale en énergies renouvelables électriques à l'horizon 2030 et plus des trois quarts à l'horizon 2050, contre un peu moins d'un tiers à ce jour. Ce développement est axé principalement sur des installations en toitures (près de 9 000 MW, soit environ les trois quarts de la capacité photovoltaïque prévue à l'horizon 2030), sans négliger les potentiels de parcs au sol (2 850 MW à l'horizon 2030) ni l'éolien, en particulier en mer (1 000 MW envisagés à l'horizon 2030).

On ne sera pas étonné que le photovoltaïque soit mis en avant dans une région fortement ensoleillée. C'est un point commun à toutes les EnR que de venir remettre

au centre de leurs développements les conditions géographiques et climatiques de chaque territoire. À travers ses missions de régulation, la CRE est parfois amenée à analyser les caractéristiques géoclimatiques et leurs conséquences. S’agissant du photovoltaïque, elle notait en 2019 : « Le productible d’une installation est un facteur déterminant dans la rentabilité d’un projet. Les régions les plus ensoleillées du sud de la France constituent à ce titre des zones préférentielles pour l’implantation d’une installation. La CRE constate ainsi que 68 % du volume déposé dans le cadre des appels d’offres de la vague “CRE4” au sol et sur bâtiments concerne des projets situés dans les quatre régions du sud pour lesquelles le productible moyen observé est 17 % plus élevé que sur le reste du territoire. » Et de souligner que « l’avantage est néanmoins compensé par un surcoût sur certains postes de dépenses dans ces régions, s’agissant par exemple de la location des terrains ou encore des coûts de raccordement. La CRE observe en outre que l’introduction du critère de notation valorisant l’utilisation de terrains dégradés pour l’appel d’offres photovoltaïque au sol favorise majoritairement les régions du nord du territoire au sein desquelles la concentration de friches industrielles peut être importante »⁷¹.

Le développement du photovoltaïque est explicité et chiffré dans le tableau 4.1 issu du sraddet de la région Paca, qui est opposable aux documents d’aménagement des communes et intercommunalités.

Tableau 4.1. Les objectifs du schéma régional d’aménagement et de développement durable des territoires (sraddet) en matière de développement du photovoltaïque en région Paca.

Objectifs sraddet	2023 (MW)	2030 (MW)	2050 (MW)
Photovoltaïque (particuliers)	394	520	2 934
Photovoltaïque (parcs au sol)	2 684	2 850	12 778
Photovoltaïque (grandes toitures)	5 238	8 360	31 140
TOTAL	8 316	11 730	46 852

Données issues du sraddet Paca.

Pour atteindre ces objectifs, le schéma prévoit d’installer chaque année 1 200 MW de production photovoltaïque, soit une puissance équivalente à l’ensemble des équipements en service en 2022 dans toute la région. Les objectifs régionaux sur le photovoltaïque chez les particuliers représentent l’équipement de 173 000 toitures d’ici à 2030 et 978 000 d’ici à 2050. Concernant les parcs au sol, les objectifs représentent 2 850 hectares (soit 1 995 terrains de foot, 3 ha par commune) d’ici à 2030 et 12 778 hectares (8 900 terrains de foot, 13 ha par commune) d’ici à 2050.

71. CRE, *Coûts et rentabilités du grand photovoltaïque en métropole continentale*, février 2019, p. 8.

Une même feuille de route existe pour les autres types d'EnR, même si leur place sera moins importante dans le nouveau mix énergétique régional. La question de leurs lieux d'implantation est tout autant cruciale. S'agissant de l'éolien terrestre, par exemple, il conviendra d'installer 170 éoliennes de 3,5 MW d'ici à 2030 et 370 d'ici à 2050. Concernant l'éolien flottant, il est prévu par le schéma 100 éoliennes de 10 MW d'ici à 2030 et 200 d'ici à 2050. Les autres chiffres sont tout autant ambitieux : pour le solaire thermique collectif, l'installation de 665 000 m² d'ici à 2030 et de 1 375 000 m² d'ici à 2050 ; pour le bois énergie, l'installation de 750 chaufferies d'ici à 2030 et de 1 360 d'ici à 2050 ; pour la méthanisation, l'installation de 330 unités d'ici à 2030 et 715 d'ici à 2050.

I Où mettre les EnR en Paca ?

Trouver autant d'espaces libres sans voisins immédiats dans des communes volontaires est un défi. Une démarche indicative de territorialisation a été réalisée par la région, avec des fiches-outils de déclinaison de ces objectifs pour chacune des 52 intercommunalités⁷², visant à « accompagner les collectivités à se fixer leurs propres objectifs de maîtrise de la demande d'énergie et de production d'énergies renouvelables [...] selon une répartition des objectifs régionaux entre territoires tenant compte autant que possible de leurs caractéristiques et de leurs différences de potentiel ». Pour autant, le document reste bien général. À titre d'exemple, dans sa déclinaison sur le territoire de la métropole Aix-Marseille-Provence, si le photovoltaïque est l'énergie qui connaît le plus fort développement, les enjeux de localisation ne sont pas abordés. Leur localisation est renvoyée aux débats locaux dans le cadre du schéma de cohérence territoriale (scot) et des plans locaux d'urbanisme intercommunaux (PLUI). Le fascicule des règles du sraddet précise dans sa règle LD1-OGJ19C : « Pour le développement des parcs photovoltaïques, favoriser prioritairement la mobilisation de surfaces disponibles sur le foncier artificialisé, en évitant l'implantation de ces derniers sur des espaces naturels et agricoles. » Si la règle semble stricte, elle est toutefois nuancée dans un chapitre intitulé « Propositions de modalités de mise en œuvre de la règle », qui précise : « dans les espaces forestiers, l'implantation de parcs PV [photovoltaïques] peut être conditionnée aux critères suivants :

- minimiser l'impact sur la biodiversité ;
- minimiser l'impact paysager ;
- garantir la multifonctionnalité des espaces ;
- conduire une étude économique préalable. »

Comme nous le verrons dans les parties suivantes, l'action publique est ambivalente quant aux lieux préférentiels d'implantation des panneaux solaires. Si l'installation de panneaux sur toitures et ombrières de parking est notamment mise en avant, le solaire au sol sur les espaces naturels est également évoqué. Le choix d'implantation

72. Sraddet Paca, Préambule des fiches-outils, <https://oreca.maregionsud.fr> (consulté le 12/03/2022).

des panneaux, entre sites anthropisés, bâtis ou dégradés, ou au sol dans des espaces naturels ou agricoles, est un dilemme fondamental dans une politique ambitieuse d'augmentation des niveaux de puissance. C'est ce qu'illustre l'analyse des projets photovoltaïques raccordés au réseau en 2021. Ainsi, 41 % des nouvelles puissances raccordées correspondent à des installations de plus de 250 kW, sur des surfaces allant de 1,5 hectare à plusieurs centaines d'hectares, qui représentent pourtant moins de 1 % du nombre de nouveaux raccordements. En revanche, les installations de taille plus modeste, inférieure à 9 kW, plus faciles à intégrer au bâti, qui représentent 85 % du nombre d'unités nouvellement raccordées, ne pèsent que pour 12 % dans l'augmentation globale de la puissance⁷³. La stratégie française montre un embarras certain sur ce point. Il s'agit de « favoriser les installations au sol sur terrains urbanisés ou dégradés, ou les parkings, afin de permettre l'émergence des projets moins chers tout en maintenant des exigences élevées sur les sols agricoles et l'absence de déforestation » est-il écrit dans le document de présentation⁷⁴. Compte tenu de la nécessité de développer la production, il est planifié des procédures d'appel d'offres afin d'encourager les initiatives privées, pour 1 000 MW par semestre chaque année concernant le photovoltaïque au sol et 350 MW par semestre et par an pour le PV en grandes toitures (plus de 300 kWc), auxquels il convient d'ajouter une estimation de 300 kWc par an sur les petites et moyennes toitures développées sur des bases individuelles. L'analyse des appels d'offres nationaux laisse ainsi transparaître la prééminence accordée aux centrales au sol, à rebours de la pudeur affichée en matière de consommation d'espaces.

Ces objectifs sont repris par la doctrine PV de la Dreal sur le territoire. Au 31 décembre 2021, la région Provence-Alpes-Côte d'Azur abritait 13 % de la puissance installée en métropole, soit 1 653 MW⁷⁵. Cela ne représente que près de la moitié de l'objectif 2020 fixé par le schéma régional climat-air-énergie (SRCAE). Par ailleurs, à ce jour, la production d'énergie photovoltaïque ne permet de couvrir que 4 % de la consommation électrique totale de la région. Néanmoins, dans le cadre de la PPE 2019-2028, la filière photovoltaïque est celle dont le développement appelé est le plus important : entre 2018 et 2028, la capacité installée doit être multipliée par plus de quatre. Face à ce fort besoin de développement, le préfet de région Paca, dans le document de la Dreal Paca intitulé *Cadre régional pour le développement des projets photovoltaïques en Provence-Alpes-Côte d'Azur*, publié en février 2019, rappelle la nécessité d'augmenter le niveau d'ambition. Tout comme la région Paca, l'État local a chiffré le développement du photovoltaïque pour être en conformité avec les ambitions nationales. Le préfet de région reprend à son compte les ambitions du sraddet Paca, qui décline à l'échelle de la Région le contenu de la PPE. Ce document vient mettre de l'ordre

73. Écolinfos énergies renouvelables, Les chiffres essentiels du photovoltaïque en 2022, sur <https://www.les-energies-renouvelables.eu/conseils/photovoltaique/les-chiffres-essentiels-du-photovoltaique> (consulté le 13/12/2024).

74. Stratégie française pour l'énergie et le climat, *op. cit.*, p. 125.

75. Écolinfos énergies renouvelables, *op. cit.*

à l'échelle régionale face à la multiplication observable durant la décennie 2010 de doctrines départementales et locales. L'accompagnement des porteurs de projets est confié dans chaque département de Paca à un guichet unique regroupant les administrations de l'État concernées — Direction départementale des territoires (DDT), Direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement (Dreal), Unité départementale de l'architecture et du patrimoine (Udap), Direction régionale des affaires culturelles (Drac) —, ainsi que certains partenaires tels le Conseil départemental, les associations de maires, la chambre d'Agriculture, la Société d'aménagement foncier et d'établissement rural (Safer), le Réseau de transport d'électricité (RTE) ou Enedis. Selon la localisation des projets, peuvent être associés l'Office national des forêts (ONF), le Centre national de la propriété foncière (CNPF) ou les représentants des parcs naturels concernés. Les maires des communes abritant des projets sont systématiquement associés. Instance de débat, ce guichet « exprime de simples conseils et avis et ne délivre aucune autorisation juridique. En aucun cas, il n'exonère les porteurs de projet de mener à terme les procédures règlementaires nécessaires ni ne préjuge de leur aboutissement », comme le rappelle à titre d'exemple le *Guide des recommandations à destination des porteurs de projets* de la DDT des Alpes-de-Haute-Provence⁷⁶. La départementalisation des guichets uniques a pu être la source d'une certaine cacophonie au cours des années écoulées, parfois déstabilisante⁷⁷. Les grands principes de développement aujourd'hui harmonisés dans ce cadre régional sont les suivants :

- les panneaux PV doivent être installés en priorité sur toitures et ombrières de parking déjà existantes et sur les surfaces déjà anthropisées et les terrains dits « dégradés ». Sous réserve d'un accompagnement et d'un suivi adapté, l'installation de panneaux photovoltaïques sur des structures relevant de l'agrivoltaïsme peut être envisagée, sans autre forme de précision ;
- le photovoltaïque au sol ne peut être envisagé qu'à certaines conditions. Pour passer des 1 653 MW de puissance photovoltaïque installée en 2021 aux 11 730 MW ciblés pour l'année 2030 dans le projet de sraddet, l'installation de parcs au sol plutôt qu'en toiture présente aujourd'hui l'avantage de pouvoir produire davantage et à des coûts plus compétitifs. Toutefois, pour le document, la consommation d'espace qui en résulte (environ 1 ha par MW installé) peut être source de conflit avec les autres enjeux prioritaires tels que le maintien de la biodiversité et des continuités écologiques, la préservation des terres agricoles, des espaces forestiers et des paysages. Les services de l'État préconisent d'intégrer le plus en amont

76. Préfecture des Alpes-de-Haute-Provence, *Guide des recommandations à destination des porteurs de projets de parcs photovoltaïques au sol*, juin 2018, p. 22, https://www.paca.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/20180628_guidepvo4.pdf (consulté le 21/05/2024).

77. Pour Paca, en 2020, on recensait : les doctrines des DDT des Alpes-de-Haute-Provence, des Bouches-du-Rhône, du Var, du Vaucluse, le guide des projets d'aménagement du département des Hautes-Alpes et les doctrines des PNR de la Sainte-Baume, du Luberon et du Verdon. Pour une analyse des décisions, voir Dubois et Thomann (2012).

possible l'ensemble de ces enjeux dans l'élaboration des projets et leur planification. À cette fin, ils proposent une grille de sensibilité hiérarchisant les enjeux territoriaux selon quatre classes :

- zones rédhitoires : zones pour lesquelles au moins une disposition législative ou réglementaire interdit l'implantation d'équipement photovoltaïque,
- zones à forts enjeux : zones d'intérêt remarquable, qui n'ont pas, *a priori (sic)*, vocation à accueillir un équipement photovoltaïque, même si aucune disposition législative ou réglementaire ne l'exclut catégoriquement. Une autorisation ne peut être envisageable que sous réserve : 1) d'une concertation appropriée, 2) de la réalisation d'une évaluation des incidences approfondie, 3) que les impacts environnementaux du projet puissent être compensés de façon satisfaisante,
- zones à enjeux modérés : zones ne présentant pas d'enjeux forts identifiés, sur lesquelles l'implantation d'un équipement photovoltaïque est, *a priori (sic)*, possible sous réserve d'une analyse des incidences permettant de confirmer le caractère modéré des enjeux et de statuer sur la faisabilité du projet,
- zones à privilégier : zones sans enjeux identifiés, telles que les sites artificialisés, dégradés ou pollués.

La majorité des zonages est accessible à partir d'une cartographie interactive disponible en ligne⁷⁸. Néanmoins, la portée de ce document interroge. Ce document fourni par l'État prend en effet soin de préciser, comme le précise le préfet de région : « Il est à noter que ce document ne vient pas en substitution, mais bien en articulation des éventuelles doctrines locales ou départementales [...] le présent document n'a aucune valeur juridique et sa vocation se limite à orienter les acteurs du photovoltaïque et les élus vers un développement équilibré de la filière et un aménagement en lien avec les autres enjeux prioritaires de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur.⁷⁹ » En définitive, s'il quantifie en termes de puissance comme d'espace nécessaire les besoins en photovoltaïque, le document régional renvoie aux communes et/ou intercommunalités le soin de trancher quant aux lieux d'implantation.

Le S3REnR est un peu plus précis. Le préfet de région a fixé le 11 février 2020 la feuille de route du territoire en matière de nouveaux raccordements et de localisation prioritaire des nouvelles installations. Dans ce cadre, et en cohérence avec les orientations régionales, environ deux tiers des capacités d'accueil proposées dans ce projet de schéma, soit un peu plus de 4 000 MW, portent sur des territoires à fort potentiel photovoltaïque sur surfaces artificialisées (toitures, parkings...). Il s'agit principalement des territoires les plus urbanisés : la vallée du Rhône et la Basse-Durance, la métropole d'Aix-Marseille, la métropole toulonnaise et le Centre-Var, le Gapençais et la Haute-Durance, la Côte d'Azur. Sur ces territoires, le schéma ne prévoit pas de développement substantiel de photovoltaïque au sol. En revanche, un tiers des capacités proposées, soit environ 2 000 MW, sont prévues sur des territoires bien identifiés,

78. <https://carto.geo-ide.application.developpement-durable.gouv.fr>.

79. Dreal Paca, *Cadre régional du photovoltaïque en Paca*, février 2019, p. 8.

présentant des perspectives de développement de parcs photovoltaïques au sol. Il s'agit essentiellement des cinq territoires moins urbanisés : le plateau d'Albion, le Buëch-Rosanais, la Haute-Provence (dont nous avons déjà parlé en présentant Hygreen), les Alpes d'Azur et Pays de Fayence. Sur ces territoires, le schéma prévoit que l'État et les collectivités territoriales puissent accompagner le développement de photovoltaïque au sol, dans le respect des enjeux naturels, paysagers et agricoles. On voit ainsi se dessiner une première logique d'implantation. Aux métropoles le PV en toiture, aux espaces ruraux le PV au sol... mais sans autres formes de précision.

... et de l'éolien au nord

Un autre exemple de spatialisation des EnR, dans un tout autre contexte, est donné par le S3REnR des Hauts-de-France. Le schéma a été révisé en 2022, l'État ayant demandé à RTE d'augmenter de 5 500 MW la capacité de son réseau pour l'accueil des énergies renouvelables dans la région. Une puissance qui représente presque un doublement par rapport à la production de 2022. Les chiffres donnent une indication de la vitesse du déploiement des installations puisque RTE annonce que la moitié de cette augmentation sera absorbée en une seule année par les 2 500 MW de projets en cours de raccordement.

Dans ce cas-là également, l'État joue un grand rôle dans le choix des filières. Si RTE doit consulter les différentes filières d'EnR afin d'anticiper leurs attentes, les opérateurs ne disposent que d'une liberté encadrée. Dans le Nord, la transition passe prioritairement par le vent. C'est ce que donnent à voir les débats sur le développement de l'éolien, première source d'EnR dans la région, mais aujourd'hui fortement controversée par ses habitants. La place de l'éolien fait l'objet d'un bras de fer entre les élus régionaux et les services de l'État, aujourd'hui porté en justice⁸⁰.

Le Conseil régional accepte de multiplier par deux la production d'énergies renouvelables d'ici 2030 et de rattraper son retard, puisqu'à ce jour les énergies renouvelables pèsent environ 8 % de la consommation globale, contre 15 % au plan national. Mais ce développement passe par d'autres sources d'EnR que l'éolien, qui « sera figé à son haut niveau actuel » pour son président⁸¹. La région porte aujourd'hui son attention sur le biogaz, le solaire, la géothermie, le bois ou la valorisation du gaz de mines dans le bassin minier notamment.

80. Journal *Le Monde* du 16/02/2023, Éoliennes : la région Hauts-de-France condamnée à être plus ambitieuse. Le tribunal administratif de Lille juge insuffisant le programme de production d'énergie éolienne. La région, présidée par Xavier Bertrand, farouchement opposé au développement de l'éolien terrestre, va faire appel. <https://www.lemonde.fr/planete/article/2023/02/16/eoliennes-la-region-hauts-de-france-condamnee-a-etre-plus-ambitieuse61621203244.html> (consulté le 23/03/2023).

81. Communiqué de presse du 4/07/2018, <https://www.hautsdefrance.fr/mix-energetique> (consulté le 09/07/2023).

De son côté, l'État ne l'entend pas ainsi. Si la demande de révision du S3REnR des Hauts-de-France signé le 12 décembre 2022 par le préfet de région ne fait pas mention spécifiquement de l'éolien, son développement est bien porté par ses services. C'est ce que donne à voir le document Panorama de l'éolien dans la région Hauts-de-France édité par la Dreal en septembre 2022⁸². Le document précise l'effort à mener sur le développement de l'éolien pour atteindre en 2028 les objectifs de la PPE en matière d'éolien terrestre. « Tenir ces objectifs nécessitera un accroissement moyen annuel de la puissance installée sur le parc renouvelable français de 2,2 GW contre une moyenne constatée sur les 5 dernières années de 1,4 GW. » La tendance actuelle doit donc encore être augmentée de 60 % en matière d'éolien pour atteindre les objectifs de la PPE. Et le document de conclure qu'il n'est pas possible pour la région de figer le parc actuel. « Les Hauts-de-France doivent continuer à développer les différentes filières d'EnR dont l'éolien qui reste un contributeur majeur. Afin d'illustrer ce propos, des projections ont été effectuées sur la base de la PPE en retenant une quote-part équivalente à 1/12^e des objectifs (objectif national ramené à l'échelon régional). Sur cette base avec une puissance nationale d'EnR électrique globale qui devrait augmenter de 6,7 GW par an, la quote-part régionale serait de 560 MW. Avec une puissance moyenne installée de l'ordre de 540 MW (dont 400 MW pour l'éolien) par an (moyenne sur les 5 dernières années), les Hauts-de-France sont donc proches de la cible régionale de la PPE » (*ibid.*, p. 6).

Cette sourde opposition entre l'État et la région n'est pas totalement absente du document qui pose les jalons d'une territorialisation des mâts en fonction des départements. À ce titre, on peut lire que « compte tenu des forts enjeux liés à l'urbanisation et au patrimoine local, les départements du Nord et de l'Oise présentent une contribution moins importante à la production éolienne régionale » (*ibid.*, p. 11), ou encore s'agissant du département de la Somme que « la question de la saturation paysagère et des effets de l'augmentation du nombre de parcs sur certaines espèces de chiroptères ou d'oiseaux se pose de manière accrue » (*ibid.*, p. 13). Le document donne ainsi de précieuses pistes, quant aux volontés de l'État, tant aux élus locaux qu'aux opérateurs. Autre exemple, si le département du Pas-de-Calais est encore susceptible d'accueillir de nouvelles fermes, en revanche « les secteurs favorables de Fruges et du Sud Arrageois sont considérés comme saturés et comportent des enjeux paysagers forts » (*ibid.*, p. 14). De même, dans le département du Nord, « la frange littorale, la métropole lilloise et le bassin minier (Unesco) présentent des enjeux environnementaux et une densité urbaine incompatibles avec l'implantation d'éoliennes », est-il encore écrit page 17.

Afin d'aller plus loin dans l'accompagnement des collectivités et des porteurs de projets de fermes éoliennes, la Dreal des Hauts-de-France a piloté une étude sur les

82. Panorama de l'éolien dans la région Hauts-de-France, données arrêtées au 31 mai 2022, Dreal Hauts-de-France, https://www.hauts-de-france.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/pv-2022_propov35_s.pdf (consulté le 11/10/2023).

enjeux du développement de l'éolien terrestre. Cette étude est une réponse à une instruction du gouvernement du 26 mai 2021 qui demande aux préfets de recenser les zones favorables au développement de l'éolien en vue de décliner les objectifs de la PPE. Il en résulte une carte régionale en deux couleurs différenciant les zones dans lesquelles le développement de l'éolien est impossible ou à éviter (pour des raisons environnementales ou patrimoniales notamment) et les zones où le développement de l'éolien doit intégrer les enjeux régionaux et locaux⁸³. S'il ne s'agit que d'une carte indicative, volontairement très imprécise, elle constitue un premier pas vers une réflexion globale en matière de schéma éolien régional. Le préfet de région signant conjointement le S3REnR et la doctrine d'installation par la Dreal, et les préfets de département les permis de construire en découlant, on imagine la place centrale de l'État dans la planification énergétique.

Atterrissage des projets d'EnR sur les territoires : le compte n'y est pas

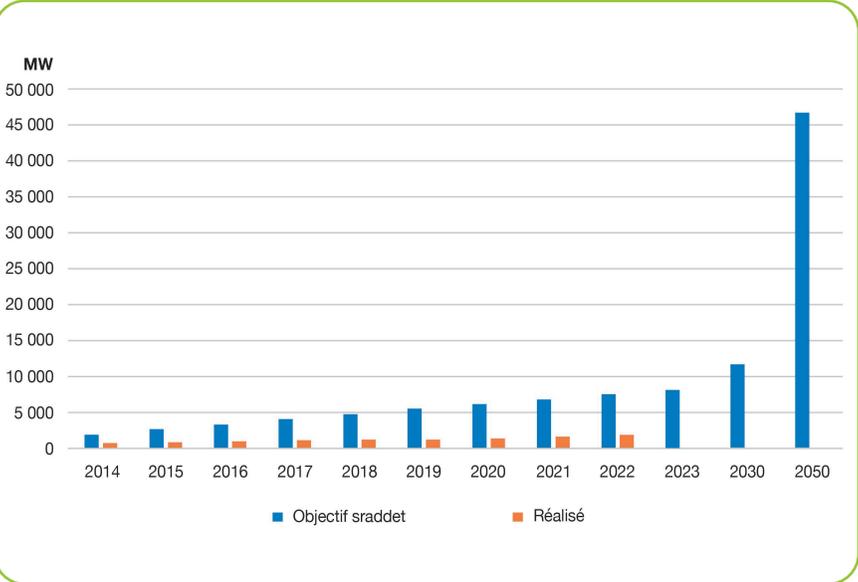
Cette forte conflictualité autour des nouveaux parcs éoliens dans les Hauts-de-France vient souligner le décalage entre les prévisions, européennes, nationales ou régionales, et ce qui se joue sur le terrain. Entre les résistances des élus locaux et les différents recours en justice, les projets se développent de façon heurtée. Cette interrogation est au centre de cet ouvrage. Comment anticiper la trajectoire énergétique d'un pays comme la France si, par-delà les effets d'annonce, chaque projet est de fait délégué à d'autres, collectivités territoriales, particuliers, opérateurs... ? Dans le système français actuel, rien ne permet d'affirmer que les multiples feuilles de route préparant 2050 et la neutralité carbone sont effectivement suivies d'effet.

C'est ce que donnent à voir les tableaux de suivi du développement des EnR des services responsables du sraddet Paca, qui mettent en évidence le hiatus entre les prévisions du document adopté en 2017 et la réalité des installations connectées ces cinq dernières années. Il est donc possible de quantifier le retard pris par les EnR. Au total, en suivant les trajectoires sraddet, la somme des puissances installées devait être de 18 300 MW en 2022, elle est en réalité de 6 475 MW. En 2022, la production d'EnR a été inférieure de 65 % à ce qu'elle aurait dû être dans une trajectoire zéro émission en 2050.

En ce qui concerne seulement le photovoltaïque, au cœur de la transition énergétique en Paca, ce retard est plus important encore (fig. 4.1). Plus de 7 000 MW devaient être installés en 2022, alors que seulement 1 969 MW ont été effectivement raccordés, soit 26 % de l'objectif.

83. Développement de l'éolien terrestre dans la région Hauts-de-France, mars 2021, Dreal des Hauts de France, https://www.hauts-de-france.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/dev_eol_hdf_19-05-21-compresse.pdf (consulté le 13/06/2024).

Figure 4.1. La production d'électricité photovoltaïque en Paca, toutes installations confondues. Pour 2023, les derniers chiffres disponibles concernent les 9 premiers mois de l'année.



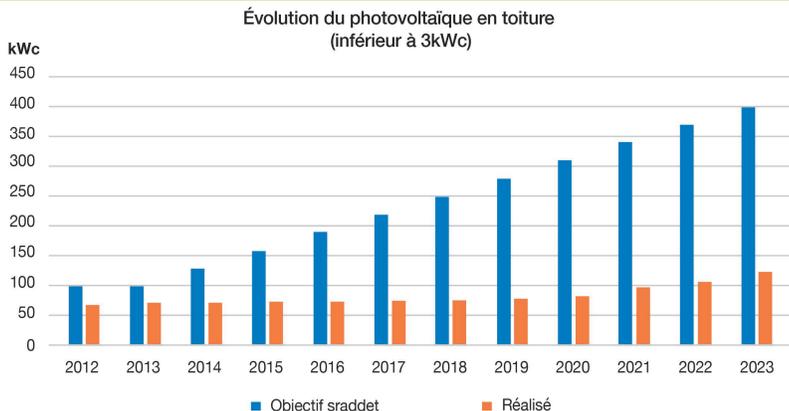
Données issues d'Orcea, Installations photovoltaïques par département, données brutes (consulté le 20/03/2024).

Entre 2014 et 2023 les nouvelles installations auraient dû produire près de 10 000 MW supplémentaires. La réalité montre que seulement 1 200 MW ont été développés sur ce pas de temps, soit une production ne représentant que 12 % de l'objectif global annoncé.

S'agissant du photovoltaïque pour les particuliers, sur la période 2012-2022, le sraddet prévoyait l'installation de 299 MW supplémentaires. Le réalisé n'est que de 37 MW. Pour rattraper ce retard, il faudrait installer, entre 2022 et 2030, 52 MW supplémentaires chaque année. La figure 4.2 permet de visualiser l'écart entre les objectifs et ce qui a été réalité.

Un constat identique peut être fait concernant les grandes installations de plus de 3 MW, soit en grandes toitures (hangar, usines...), soit au sol. Entre 2012 et 2022, le sraddet tablait sur une augmentation de 6 719 MW, le réalisé n'est que de 1 336 MW (fig. 4.3). Pour atteindre les objectifs de 2030, il faudrait donc, entre 2022 et 2030, installer chaque année 1 167 MW, soit l'équivalent de tout ce qui a été construit ces vingt dernières années.

Figure 4.2. Le développement du photovoltaïque en toiture (en kWc) par rapport aux prévisions du sraddet Paca de 2012 à 2023. Pour l'année 2023, seuls les raccordements sur les trois premiers semestres sont disponibles.



Données issues d'Orcea, Installations photovoltaïques par département, données brutes (consulté le 20/03/2024).

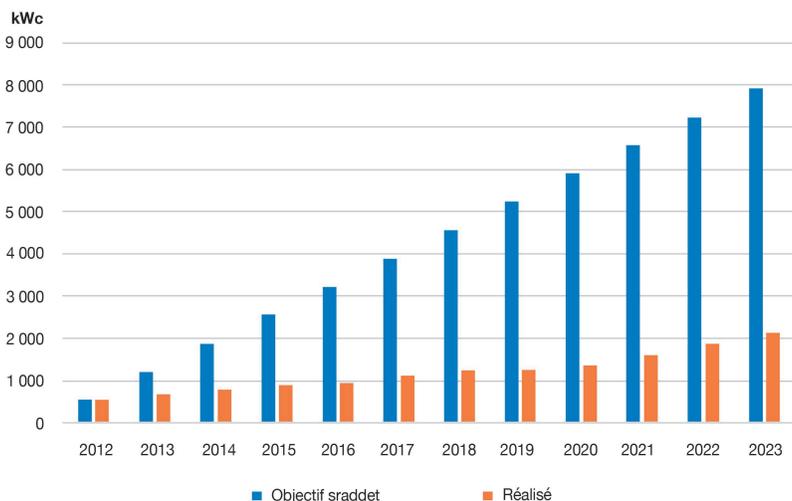
La question du droit des sols, des oppositions d'habitants ou des conditions de raccordement ne sont pas toujours les seules en cause dans ces retards pris. Il convient également de prendre en compte l'importance des investissements à réaliser pour atteindre les objectifs de production. Les équipes du sraddet de la région Paca se sont livrées à une première estimation des besoins de financement pour déployer autant d'énergie verte. Toutes EnR confondues, le total des investissements avoisine les 40 milliards d'euros d'ici 2030 et les 125 milliards d'ici 2050 pour la seule région Paca. S'agissant uniquement du photovoltaïque (qui nous intéresse ici), atteindre les objectifs représenterait un investissement :

- pour les particuliers, de 1,5 milliard d'euros d'ici à 2030 et de 8,8 milliards d'euros d'ici à 2050, afin d'équiper environ un million de toitures. Ces sommes mettent en évidence le lien entre développement des installations et aides de l'État sous forme de tarifs garantis, de primes à l'installation et de crédits d'impôt. Dans la transition énergétique, la question du reste à charge, notamment pour les ménages modestes, devra être plus frontalement abordée ;
- pour le photovoltaïque en grandes toitures, de 19,5 milliards d'euros à mobiliser d'ici à 2030 et de 73 milliards d'euros d'ici à 2050. Collectivités territoriales, industriels et hypermarchés sont donc appelés à participer financièrement à la transition énergétique. En l'absence d'obligations réglementaires, leurs décisions relèvent

avant tout d'un calcul de rentabilité économique. Si la récente crise de l'énergie est venue stimuler certains projets, mobiliser l'ensemble des grandes toitures disponibles reste bien hypothétique ;

- pour le photovoltaïque au sol, de 3,7 milliards d'euros d'ici à 2030 et de 16,6 milliards d'euros d'ici à 2050. Si la rentabilité de ces grands projets est plus facile à atteindre, leur développement se heurte à davantage de contraintes réglementaires.

Figure 4.3. Le développement du photovoltaïque en grandes toitures et au sol (en kWc), pour des installations de plus de 3 kWc, par rapport aux prévisions du sraddet Sud/Paca. Pour l'année 2023, seuls les raccordements sur les trois premiers semestres sont disponibles.



Données issues d'Orcea, Installations photovoltaïques par département, données brutes (consulté le 20/03/2024).

Ce chapitre analysait la montée en puissance des régions françaises et leur rôle dans le développement des EnR. On retiendra que leur mission est en définitive essentiellement programmatique et que le développement des projets est, une fois encore, renvoyé à d'autres : opérateurs, particuliers, EPCI et communes... Étudier les ambitions régionales ne dit rien sur la réalité des trajectoires territoriales, il faut donc encore descendre à une échelle plus fine.

Partie 3

Quand l'énergie s'invite dans les collectivités territoriales et le droit des sols

Longtemps compétence relevant uniquement de l'État, l'énergie s'est invitée récemment dans les politiques des collectivités territoriales, essentiellement les communes et les intercommunalités. Cette irruption prend plusieurs formes, nous le verrons dans le chapitre 5. Elle est sociale, avec la reconnaissance récente des différentes formes de précarité énergétique, bien que cet aspect, aussi important soit-il, ne soit pas au centre du présent ouvrage. Elle relève également du droit des sols et des politiques d'aménagement, car les EnR prennent de la place et s'insèrent désormais dans les règlements d'urbanisme (chapitre 6). Où mettre ces EnR ? Cette question devenue cruciale fait entrer celle de l'énergie dans une confrontation avec les autres mots d'ordre de l'aménagement et donne aujourd'hui lieu à la recherche de tous les mètres carrés disponibles (chapitre 7).

5. Définir la compétence énergie des collectivités

Dans un système de production d'énergie centralisé comme la France, rien ne prédisposait les collectivités à investir le champ de l'énergie. Gaz et électricité relevaient de systèmes de production et de distribution nationaux, confiés à des opérateurs historiques qui avaient pour mission d'irriguer de façon parfaitement égalitaire tout point du territoire. Ce système reposait sur le double mythe d'une ressource quasiment inépuisable et d'une maîtrise par les agents d'Électricité de France ou de Gaz de France, dans une situation de monopole de toute la chaîne de l'énergie, de la production à la livraison au client final. Certes, les communes sont propriétaires des réseaux passant sous les voies publiques, mais, dans les faits, leur gestion est confiée aux opérateurs, moyennant paiement d'une redevance. En effet, la loi du 5 avril 1884 donne aux communes la responsabilité de l'organisation du service public de l'électricité. La loi du 15 juin 1906 donne à la commune ou au syndicat intercommunal le rôle d'autorité organisatrice de l'énergie. Elle rend les communes propriétaires des réseaux de distribution en moyenne et basse tensions. Notons toutefois que les collectivités ne disposent que d'une liberté mesurée dans le choix de l'opérateur, celui-ci étant défini par la loi : Enedis et les 142 entreprises locales actives dans la distribution d'électricité ont le monopole dans leurs zones de desserte exclusives, en vertu de l'article 111-52 du Code de l'énergie. Mis en place en 1946 lors de la nationalisation de l'électricité et du gaz⁸⁴, ce système a permis aux collectivités de se désintéresser presque totalement de la question énergétique pendant des décennies.

Une mise à l'agenda récente

Avec le recul, il est frappant de constater comment l'urbanisation durant 70 ans a été organisée sans que la question de l'énergie soit explicitement posée, dans une France où extension et/ou renforcement des réseaux allaient de soi. Dans bien des cas, le dialogue entre la collectivité et l'opérateur consistait à coordonner les travaux dans le cadre de l'aménagement d'un nouveau quartier, sans que jamais les questions de

84. La loi du 8 avril 1946 nationalise la production, le transport, la distribution, l'importation et l'exportation d'électricité et de gaz combustible. EDF et GDF deviennent les concessionnaires pour l'acheminement et la fourniture d'électricité et de gaz. La loi rappelle également le droit de propriété sur les ouvrages et le système des concessions des collectivités territoriales. Petite ouverture, les collectivités peuvent produire de l'énergie à travers les réseaux de chaleur, le petit hydraulique et les installations destinées à l'autoconsommation. Des exceptions à la nationalisation sont en outre prévues pour les sociétés de distribution existantes à majorité de capitaux publics (sociétés d'économie mixte, coopérative, régie, etc.).

l'origine ou du caractère fini de la ressource ne soient évoquées. Cet arrangement historique a volé en éclat à l'aube du ^{xxi}^e siècle, obligeant les collectivités territoriales à s'intéresser directement à la question énergétique. Le changement est radical. À l'inverse de la période passée, tout concourt aujourd'hui à ce que les collectivités prennent position⁸⁵. D'un point de vue social, elles sont directement confrontées à toutes les formes de précarités énergétiques, notamment induites par l'étalement urbain et le renchérissement du coût de l'énergie. D'un point de vue réglementaire, elles doivent aujourd'hui réétalonner leurs pratiques à l'aune des nouvelles réglementations ; et d'un point de vue économique, comme tout un chacun, elles se retrouvent confrontées à la fois à l'augmentation du prix de l'énergie et à la multiplication des nouveaux opérateurs. Enfin, au titre de l'article L. 2224-32 du Code général des collectivités territoriales, communes et intercommunalités peuvent désormais directement porter et exploiter des installations d'EnR sur leur territoire.

L'irruption de l'énergie dans les politiques locales repose ainsi sur la convergence d'attentes multiples — sociétales, technologiques, environnementales, réglementaires, financières — qui se conjuguent et poussent les collectivités à progressivement inventer un nouveau champ d'action. La prise en compte de ces nouveaux enjeux vient se confronter à d'autres politiques publiques locales plus anciennes et plus établies. Elle s'insère également dans des relations heurtées entre l'État et les collectivités, du fait d'un contexte financier tendu. Le volontarisme des collectivités en la matière est aussi indexé sur les marges de manœuvre réglementaires et financières que veut bien leur laisser l'État. Elle n'en constitue pas moins une petite musique de fond propice à de nombreuses formes d'expérimentations. Par-delà ses enjeux propres, la transition énergétique s'inscrit aussi dans un contexte historique de politiques publiques « en mouvement » (Balme *et al.*, 1999), dans lequel l'éclatement et la complexité de l'action publique locale constituent un terrain d'études fécond.

Afin d'exercer cette nouvelle compétence, le bloc communal doit désormais travailler avec les collectivités de rang supérieur, les agences ou les services de l'État notamment, mais aussi avec de multiples partenaires privés, bureaux d'études, jeunes *start-up* aux solutions techniques innovantes, banquiers ou acteurs institutionnels aujourd'hui privatisés, tels EDF ou Engie. Certes, ces formes de partenariats et d'hybridation des arènes de discussions et de coconstruction de projet ne sont pas tout à fait nouvelles, comme nous le rappelle le nombre presque infini de travaux sur la gouvernance territoriale. Toutefois, la question de l'énergie contribue à renforcer encore davantage ces formes de gestion territoriale, plus souples pour trois raisons. La première, parce qu'elle n'est pas en France une compétence statutaire stabilisée de l'échelon local, comme le développement économique, le droit des sols ou les transports par exemple, et nécessite donc un important travail d'appropriation et d'arbitrage politique.

85. Ailleurs en Europe, les travaux sur l'émergence d'une nouvelle gouvernance de l'énergie sur base territoriale sont également récents, voir en particulier : *Les Annales de la recherche urbaine*, 103, 2007 ; Bulkeley et Betsill (2003), Monstadt (2007), Coutard et Rutherford (2009).

La deuxième concerne l'état fortement évolutif des technologies qui rendent nécessairement risqué tout choix énergétique définitif, à rebours de la gestion en « bon père de famille » des collectivités territoriales. La troisième relève de logiques économiques propres au domaine de l'énergie, qui reste très fortement capitalistique. Nous l'avons évoqué précédemment, les moyens financiers nécessaires sur un territoire au déploiement de la transition énergétique dépassent de loin les ressources disponibles et le rendent *de facto* dépendant de logiques financières extérieures.

La reconnaissance de nouvelles fractures sociales

Tout comme la compétence énergie des collectivités, l'irruption de la précarité énergétique dans le débat social est en définitive assez récente⁸⁶. Si, depuis des décennies, les communes, notamment *via* leurs Centres communaux d'action sociale (CCAS), interviennent régulièrement par des aides financières aux plus démunis, la question du coût de l'énergie dans le budget des ménages n'avait jamais été évaluée en tant que telle. Elle s'inscrivait plutôt dans une précarité économique plus globale. Elle est abordée en 1990 par la loi Besson, qui en propose une première définition. Celle-ci est reprise en 2010 par la loi Grenelle II portant engagement national pour l'environnement, qui énonce : « Une personne qui éprouve dans son logement des difficultés particulières à disposer de la fourniture d'énergie nécessaire à la satisfaction de ses besoins élémentaires en raison de l'inadaptation de ses ressources ou de ses conditions d'habitat est en situation de précarité énergétique. » À cette date, l'action publique comme le monde académique commencent également à se préoccuper du coût des transports dans la facture énergétique, notamment dans les territoires périurbains⁸⁷. Par-delà les seuls aspects économiques, les conséquences sociales de la précarité énergétique — inconfort, risques sanitaires, désocialisation — sont progressivement documentées (Devalière, 2007). Un changement notable est apporté par la loi Grenelle II, qui prévoit la création de l'Observatoire national de la précarité énergétique (ONPE). Institué en mars 2011 sous l'égide de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe), l'Observatoire lie par convention l'ensemble des acteurs intéressés par les phénomènes de précarité énergétique (État, collectivités, énergéticiens et associations nationales). Son rôle est double puisqu'il a contribué à la fois à préciser la définition et les modes d'évaluation des formes de précarité énergétique et qu'il publie un tableau de bord annuel de la précarité, essentiellement en matière de logement, largement repris par la presse. Il est aujourd'hui

86. Une enquête faite parmi les 371 collectivités adhérentes au réseau Amorce soutenu par l'Ademe, rendue en septembre 2017, montrait que 87 % des actions des collectivités en faveur de la lutte contre la précarité énergétique avaient débuté après 2010 (Amorce/Ademe, 2018).

87. Pour une vision globale, voir Charlier *et al.* (2015), Deffobis (2015).

couramment admis que près de 5 millions de ménages sont en situation de précarité énergétique en France.

Adoptée le 22 juillet 2015, la loi sur la transition énergétique vient reconnaître dans son article premier un « droit à l'énergie ». Elle fixe des objectifs en matière de lutte contre la précarité énergétique, en prévoyant notamment la rénovation annuelle de 500 000 logements, dont la moitié *a minima* devra être occupée par des ménages à revenus modestes afin de faire baisser la précarité énergétique de 15 % entre 2015 et 2020. Elle crée par son article 30.1 un nouveau type de certificats d'économie d'énergie (CEE) dédiés aux économies d'énergies pour les ménages en situation de précarité énergétique. Elle prévoit qu'au moins deux tiers de ces CEE doivent financer la lutte contre la précarité énergétique, comme les actions menées par les programmes de l'Agence nationale de l'habitat (Anah). Enfin, un « chèque énergie » est créé par l'article 201 de la loi : il vise à permettre « aux ménages dont les revenus sont, compte tenu de leur composition, inférieurs à un plafond, d'acquitter tout ou partie du montant des factures d'énergie relatives à leur logement ou des dépenses qu'ils ont assumées pour l'amélioration de la qualité environnementale de ce logement ». Force est de souligner qu'une grande partie des nouveaux dispositifs récemment déployés relève des compétences de l'État et de ses agences. Dans le champ des collectivités, la loi de modernisation de l'action publique territoriale et d'affirmation des métropoles a néanmoins désigné le département, garant des solidarités sociales, comme chef de file des politiques de résorption de la précarité énergétique, mais sans lui en confier la gestion. Tout comme les communes et les EPCI, celui-ci reste donc en grande partie tributaire d'outils et de mesures financières décidés au niveau de l'État. Peu novatrices, la majorité des actions des collectivités visent avant tout à assister les particuliers à mobiliser les aides existantes de l'État ou de l'Anah, ou à les abonder.

Ces dimensions sociologiques de la transition énergétique sont mentionnées pour mémoire⁸⁸. Elles ne sont pas au centre de cet ouvrage, qui vise à analyser les conditions de déploiement des EnR. De ce point de vue également, les stratégies communales et intercommunales sont récentes.

La naissance des premières expériences locales

Dans le monde des collectivités locales, il faut donc attendre le début du XXI^e siècle pour que l'énergie devienne un sujet de préoccupation majeure. Ce temps très court est à mettre en relation avec l'ampleur des débats nationaux sur cette même question. Place du charbon, développement du nucléaire, crises pétrolières... ont bercé des décennies de réflexions nationales sans que les collectivités ne soient invitées

88. Ces dimensions font néanmoins l'objet de nombreux travaux aujourd'hui. Voir par exemple le numéro thématique d'*Espaces et sociétés*, Écologie populaire dans les périphéries urbaines, 2023/1 (188) ; Christen et Hamman (2015) ou Cacciari (2017).

dans un débat confisqué par l'État et les énergéticiens. Les lois de décentralisation de 1982 et 1983 ou les suivantes opérant une répartition des compétences entre échelons territoriaux se gardent bien d'aborder le sujet. À la fin du xx^e siècle, les logiques d'action vont changer avec le déploiement des EnR. Les collectivités vont progressivement s'intéresser à la transition énergétique.

Une première série d'initiatives se trouvent rassemblées à partir de début 2010 dans le réseau Tepos (Territoires à énergie positive) porté à son origine par des territoires plutôt ruraux. Entre 2011 et 2015, plus de 40 territoires se sont engagés dans cette démarche visant à développer les EnR et à promouvoir la sobriété et l'efficacité énergétique. Le réseau s'est progressivement ouvert à d'autres pays européens, dont l'Allemagne, l'Autriche et l'Italie. Sur le terrain, ces initiatives territoriales ont pour la plupart fait l'objet d'un financement public à travers des aides régionales ou européennes (programme Leader) ou de l'Ademe. Intéressé par ces premières initiatives locales, le gouvernement va reprendre la main en lançant un appel à projet destiné à mobiliser un nombre bien plus grand de territoires dans le cadre du programme TEPCV (Territoires à énergie positive pour la croissance verte). Ce programme visait à inciter les territoires de projets et les collectivités locales à s'emparer des grands objectifs de la loi de transition énergétique votée en août 2015 et à montrer l'exemplarité de la France quelques mois avant l'accueil de la Cop 21.

En matière de transition énergétique, le gouvernement affiche lors du vote de la loi une grande ambition, appelant à « changer de modèle énergétique ». La loi rappelle les objectifs affichés par le gouvernement : 40 % de réduction des GES d'ici 2030 et division par 4 en 2050 par rapport à 1990. À cette fin, tous les acteurs doivent être mobilisés, dont les collectivités et les territoires qui bénéficient de plusieurs mesures spécifiques dans la loi :

- favoriser les EnR grâce à de nouveaux appels à projets, notamment visant à développer 1 500 méthaniseurs en 3 ans, avec possibilité pour les collectivités ou les particuliers de participer financièrement. Ainsi, les collectivités peuvent participer au capital de sociétés anonymes dont l'objet social est la création d'EnR ;
- stimuler la rénovation énergétique des bâtiments en simplifiant les règles d'urbanisme, pour favoriser les travaux et développements des aides de l'État ;
- se doter d'un fonds de 5 milliards d'euros géré par la Caisse des dépôts pour financer les projets de transition énergétique des collectivités (transports, rénovation, économie circulaire...), sous forme de prêts à taux réduit ;
- favoriser l'isolation des bâtiments publics et l'achat de véhicules électriques dans les collectivités.

L'appel à projets TEPCV laisse apparaître explicitement une double logique d'action : la mise en réseau et l'expérimentation, mais aussi le financement d'opérations concrètes. Il laisse une importante marge d'initiative aux territoires. « Il s'agit de démarches participatives qui intègrent nécessairement les acteurs économiques, les associations et les citoyens [...] Il n'y a pas de cadre imposé pour ces propositions. Elles devront

être en cohérence avec l'étendue et les spécificités des territoires (urbain, rural, péri-urbain...). De la diversité des réponses et de leur pertinence émergeront des approches partagées que l'État encouragea », était-il écrit à l'époque.

L'étude des projets retenus démontre la diversité des porteurs de projets (Dubois, 2015). On recensait 528 candidats, parmi lesquels :

- 116 communes dont 68 de moins de 10 000 habitants ;
- 235 établissements publics de coopération intercommunale (EPCI), dont 127 communautés de communes ; 96 communautés d'agglomération et 7 métropoles ;
- 44 pays, structures associatives issues de la loi du 4 février 1995 d'orientation pour l'aménagement et le développement du territoire (aujourd'hui Pôles d'équilibre territoriaux et ruraux) ;
- 19 conseils généraux ;
- 41 parcs naturels régionaux sur les 50 que comptait la France ;
- 1 parc national.

Pour financer ces actions, le gouvernement a décidé d'affecter 1,5 milliard d'euros du Fonds de financement pour la transition énergétique (FFTE) créé par la loi sur la transition énergétique — des crédits gérés par la Caisse des dépôts et consignations. Les fonds versés dans le cadre de la candidature TEPCV venaient compléter l'ensemble des dispositifs financiers de droit commun existants (aides fiscales, subventions de l'Ademe, de l'Anah, des collectivités, dont les contrats de plan État régions [CPER], des prêts aux collectivités ou des politiques de tarifs de rachat notamment...). Les projets financés dans le cadre des TEPCV devaient être différents de ceux relevant du droit commun. Si cette règle semblait logique à première vue, elle a eu des effets dévastateurs dans les faits. Des projets parmi les plus ambitieux portés par les territoires, difficiles à équilibrer financièrement compte tenu de leur coût, dont bien sûr la création d'unités de production d'EnR déjà indirectement financées par les tarifs de rachat, n'ont pu obtenir de coup de pouce financier dans ce cadre du TEPCV. Bien des collectivités se sont alors rabattues vers des projets plus modestes ou moins novateurs (Dubois, 2015).

Développement des PCET/PCAET et prises de conscience locales

Les plans Climat-énergie territoriaux (PCET) sont issus des réflexions du plan Climat national de 2004 qui permettaient aux collectivités, sur la base du volontariat, de réaliser des actions visant à améliorer l'efficacité énergétique et réduire leurs émissions de gaz à effet de serre à partir d'un diagnostic détaillé. Ils pouvaient faire l'objet d'une aide financière de l'Ademe. Ils ont, depuis cette date, été modifiés plusieurs fois. La loi Grenelle II les a rendus obligatoires pour les régions, les départements et les communes et communautés de communes de plus de 50 000 habitants pour fin 2012.

Le plan Climat air énergie territorial (PCAET) a été introduit par la loi de transition énergétique pour la croissance verte en août 2015. Il vise à intégrer, dans le document, un volet spécifique sur la qualité de l'air. En outre, il devient obligatoire pour tous les EPCI de plus de 20 000 habitants au 1^{er} janvier 2019. Les autres EPCI de taille plus réduite peuvent également engager une démarche de PCAET sur une base volontaire.

Les PCAET sont des outils de coordination des politiques publiques dont l'objectif est de mettre en relation des actions relevant de plusieurs champs d'intervention traditionnellement étanches : aménagement et urbanisme, gestion des bâtiments publics, compétences opérationnelles comme les déchets, l'eau ou l'éclairage public... L'article R. 229-51 du Code de l'environnement précise son contenu en matière de production d'énergie. Le diagnostic doit comporter une estimation des émissions territoriales de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques, ainsi que des possibilités de réduction. Le document présente également une analyse de la consommation énergétique finale du territoire et du potentiel de réduction de celle-ci, les réseaux de distribution et de transport d'électricité, de gaz et de chaleur, des enjeux de la distribution d'énergie sur les territoires qu'ils desservent et une analyse des options de développement de ces réseaux et, enfin, un état de la production des énergies renouvelables sur le territoire. Chaque filière de production d'électricité fait l'objet d'une fiche détaillée. Fort de ce diagnostic, le document d'action, intitulé « Stratégie territoriale », identifie les priorités et les objectifs de la collectivité ou de l'établissement public. Ces objectifs stratégiques et opérationnels portent *a minima* sur les domaines suivants :

- réduction des émissions de gaz à effet de serre ;
- renforcement du stockage de carbone sur le territoire, notamment dans la végétation, les sols et les bâtiments ;
- maîtrise de la consommation d'énergie finale ;
- production et consommation des énergies renouvelables, valorisation des potentiels d'énergies, de récupération et de stockage ;
- livraison d'énergie renouvelable et de récupération par les réseaux de chaleur ;
- productions biosourcées à usages autres qu'alimentaires ;
- réduction des émissions de polluants atmosphériques et de leur concentration ;
- évolution coordonnée des réseaux énergétiques ;
- adaptation au changement climatique.

L'analyse démontre que toutes les promesses du nouveau document n'ont pas été tenues. Nous avons déjà eu l'occasion d'aborder cet aspect pour les PCAET régionaux. Bien des documents restent parfaitement hors-sol et peinent à s'inscrire en déclinaison des politiques sectorielles (habitat, transport, économie...) des différentes collectivités. La faute en revient tout autant au manque d'investissement des différentes directions concernées qu'à l'absence de données précises à l'échelle des intercommunalités, qui sont la maille ordinaire des PCAET. Le diagnostic est souvent fondé sur l'extrapolation de données régionales, elles-mêmes issues d'estimations nationales. Les résultats n'en sont que plus décevants. Les nombreuses fiches actions

proposées par les documents ne sont pas toujours appropriées par les différents services, voire s'adressent à des publics extérieurs (entreprises, citoyens) sur lesquels la collectivité n'a pas réellement de prise. Dans ces conditions, l'exercice a été plutôt bien accueilli par les élus des différentes assemblées, suscitant une attention polie parce que sans enjeux. Un fait corroboré par la position souvent secondaire des élus en charge de ces dossiers au sein de l'exécutif des collectivités.

Outre les PCAET, l'énergie fait parfois l'objet de réflexions spécifiques non contraignantes. Citons l'exemple des schémas de l'énergie, ne reposant aujourd'hui sur aucune base légale. Face à la nécessité d'anticiper le déploiement des EnR en lien avec l'aménagement urbain, un grand nombre de territoires français, souvent des métropoles ou des communautés urbaines, ont fait le choix de développer leur réflexion à travers un document spécifique dédié à la question, sous forme de livre blanc⁸⁹, d'études de planification énergétique⁹⁰ ou de schéma des énergies⁹¹. Ces schémas et livres blancs permettent de quantifier les besoins d'énergie et de recenser les sources d'EnR. La plupart comportent une représentation graphique des différents réseaux. Ils n'ont toutefois aucune portée réglementaire. Leur reconnaissance peut néanmoins être obtenue par leur intégration au sein des PCAET puisqu'ils peuvent en constituer le volet production d'énergie ou encore par l'inscription de tout ou partie de leurs propositions dans les documents d'aménagement opposables, scot et PLUi.

Le passage progressif des compétences stratégiques en matière d'aménagement et de développement des communes vers les intercommunalités en France depuis 20 ans a bien évidemment concerné l'énergie, nous y reviendrons. En ce qu'il nécessite souvent d'importants moyens humains et financiers, le développement des EnR a généralement été porté à l'échelle intercommunale, dans une logique de mutualisation des moyens. Dans les territoires ruraux ensoleillés ou venteux fortement sollicités par les opérateurs, les services de l'État militent de longue date pour une approche intercommunale des réflexions en matière de planification, afin d'éviter la multiplication anarchique des projets et les conflits de territoires. C'est la raison pour laquelle les scot étaient souvent présentés comme l'échelle pertinente de la réflexion. À travers leur compétence aménagement et urbanisme, les collectivités territoriales sont donc invitées à participer à « la lutte contre le changement climatique et [à] l'adaptation à ce changement, la réduction des émissions de gaz à effet de serre, l'économie des ressources fossiles, la maîtrise de l'énergie et la production énergétique à partir de sources renouvelables », au titre de l'article L. 101.2 du Code de l'urbanisme.

Encore récemment, la loi n° 2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables est venue modifier le contenu du document

89. Pour la métropole Aix-Marseille.

90. Une démarche spécifique à la région des Hauts-de-France accompagnée par les services de l'État regroupant 25 territoires.

91. De très nombreuses métropoles (mais pas seulement) : Bordeaux, Toulouse, Lyon, Le Mans, Mulhouse, Poitiers...

d'orientation et d'objectifs (DOO) des scot. Désormais dans un point 4, il revient au document de définir « les orientations qui contribuent à favoriser la transition énergétique et climatique, notamment la lutte contre les émissions territoriales de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques, l'accroissement du stockage de carbone dans les sols et les milieux naturels et le développement des énergies renouvelables ». De même, le DOO peut également identifier des zones d'accélération pour l'implantation d'installations terrestres de production d'énergies renouvelables.

6. L'énergie devient une composante du droit des sols

Selon les types d'EnR, les contraintes spatiales tout comme les logiques d'insertion dans les documents d'urbanisme diffèrent. Cela justifie une présentation par type d'EnR. Seront ainsi successivement présentés le droit du photovoltaïque, celui de l'éolien et enfin celui des réseaux de chaleur. Si d'autres installations de production d'EnR, à l'image des méthaniseurs ou de la géothermie, relèvent également du Code de l'urbanisme, il s'agit d'installations industrielles ordinaires dépendant avant tout du pouvoir de police de l'État abordé dans la partie suivante.

Par-delà une présentation par type d'EnR, il est un point commun qui les lie toutes : les EnR prennent de la place. Elles entrent ainsi parfois en confrontation avec d'autres enjeux stratégiques actuels de l'action publique, à l'image de la diminution programmée des consommations d'espaces ou la protection de la souveraineté alimentaire. Ce débat fait l'objet d'un point spécifique en fin de partie.

La multiplication des petits panneaux bleus

En matière de photovoltaïque, il convient de distinguer le photovoltaïque au sol, c'est-à-dire fixé au sol dans des espaces naturels ou agricoles dont la production d'énergie n'est pas la vocation première, du photovoltaïque sur sites anthropisés. Dans ce dernier cas, les panneaux viennent s'insérer dans le bâti — par exemple en toiture — ou sur des délaissés urbains déjà considérés comme artificialisés — un parking ou un délaissé routier en zone urbaine (zone U). Nous étudierons successivement les deux cas.

Le photovoltaïque au sol

En France, il faut attendre 2009, et le décret n° 2009-1414 relatif aux procédures administratives applicables à certains ouvrages de production d'électricité, pour voir le photovoltaïque au sol intégrer le Code de l'urbanisme. Jusqu'alors, les panneaux tombaient dans un vide juridique puisque, ne créant pas de surfaces de plancher, ils n'étaient pas mentionnés dans les installations nécessitant une autorisation d'urbanisme. Avant cette date, la régulation des centrales au sol dans des espaces naturels se faisait exclusivement par les autorisations de raccordement préfectorales et éventuellement sur la nécessité d'un permis de construire pour les locaux techniques abritant les onduleurs correspondants. Des centrales de plusieurs dizaines d'hectares de panneaux au sol ne nécessitaient ainsi pas d'autorisation d'urbanisme (Dubois et

Thomann, 2012). Le décret de 2009 soumet désormais le régime des autorisations à la taille et à la puissance des installations selon le tableau 6.1.

Tableau 6.1. Puissance des installations photovoltaïques et régimes d'autorisation.

Puissance crête de l'installation	Procédures d'installation
Puissance supérieure à 250 kWc	Permis de construire Étude d'impact Évaluation des incidences Natura 2000 (si nécessaire) Enquête publique Autorisation d'exploiter au titre du Code de l'énergie, si puissance supérieure à 50 MWc
Puissance comprise entre 3 et 249 kWc	Déclaration préalable Évaluation des incidences Natura 2000 (si nécessaire)
Puissance inférieure à 3 kWc et hauteur supérieure à 1,80 m	Déclaration préalable Évaluation des incidences Natura 2000 (si nécessaire)
Puissance inférieure à 3 kWc et hauteur inférieure à 1,80 m	Dispensée d'autorisations au titre du Code de l'urbanisme, sauf si implantée dans un secteur sauvegardé ou un site inscrit Évaluation des incidences Natura 2000 (si nécessaire)

Le photovoltaïque au sol est sans doute l'EnR la plus consommatrice d'espace. Si, historiquement, son développement a pu apparaître comme moins conflictuel que l'éolien compte tenu de sa plus faible visibilité, c'est moins vrai aujourd'hui. La multiplication des projets, notamment dans la moitié sud de la France, souvent après déboisement d'espaces forestiers, a entraîné celle des oppositions, dont la presse, nationale ou locale, se fait de plus en plus souvent l'écho.

Le dernier guide d'installation des centrales photovoltaïques au sol publié en 2020 par les ministères de la Transition écologique et de la Cohésion territoriale rappelle sans détour la philosophie de la loi : « Il est contraire aux objectifs de la loi d'autoriser globalement les centrales solaires au sol en zone agricole ou en zone naturelle des plans locaux d'urbanisme.⁹² » Dans le cas d'une installation en zone agricole (A) ou naturelle (N), les PLUi s'appuient sur l'article L. 151-11 CU qui permet d'autoriser en zone A et N « les constructions et installations nécessaires à des équipements collectifs », mais sans spécifiquement citer les unités de production d'EnR. Là réside une première ambiguïté. Cet article, souvent utilisé par les collectivités pour des installations ponctuelles liées à de l'activité touristique ou de gestion des massifs n'a pas été pensé à l'échelle des grandes unités de production d'EnR. Le Code de l'urbanisme prend soin de préciser que les installations sont possibles « à la condition qu'elles

92. https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/Guide_instruction_demands_autorisation_urbanisme_PV_au_sol.pdf (consulté le 10/05/2023).

ne soient pas incompatibles avec l'exercice d'une activité agricole et ne portent pas atteinte à la sauvegarde des espaces naturels et des paysages ». Ces considérations sont notamment à relier avec le renforcement progressif, depuis la loi Alur en 2014, des objectifs de lutte contre l'urbanisation diffuse des zones naturelles, agricoles et forestières. S'il est désormais possible de créer des secteurs de taille et de capacité d'accueil limitées (Stecal) hors des zones bâties, l'interprétation de la loi est de considérer ces extensions comme limitées et ponctuelles. « Le respect d'une "capacité d'accueil limitée" pour tout Stecal ne semble pas cohérent avec l'accueil de parcs photovoltaïques de grande dimension », rappellent régulièrement les services de l'État⁹³.

D'une manière générale, les centrales solaires doivent être justifiées au regard du projet de territoire porté par le PLU ou la carte communale. Celui-ci est établi au regard du diagnostic contenu dans le rapport de présentation (R. 151-1 et R. 161-2 CU), et de l'évaluation environnementale du PLU(i) s'il y a lieu (L. 104-2 ; R. 151-3 et R. 161-3 CU). Ces documents permettent de déterminer la possibilité ou non de délimiter un secteur pour l'implantation d'une centrale photovoltaïque au sol. Enfin, la zone ou secteur pouvant accueillir une centrale solaire au sol devra être mentionné dans les dispositions opposables du PLU ou PLUi (règlement écrit et graphique, orientations d'aménagement et de programmation).

Dans ces conditions, prévoir l'installation de vastes centrales solaires au sol dans un PLUi relève de la gageure. Le guide d'instruction des demandes d'autorisation d'urbanisme pour le photovoltaïque au sol prend soin de prévenir les collectivités, sans réellement leur donner le mode d'emploi.

Il recommande d'afficher dans le projet d'aménagement et de développement durable (PADD) que les installations programmées seront respectueuses du caractère agricole et de la sauvegarde des espaces naturels du secteur. La compatibilité avec l'activité agricole ou la sauvegarde des espaces naturels et des paysages sera plus facilement démontrée en cas de terrain artificialisé, dégradé ou pollué. Il existe bien, dans le discours de l'État, une présentation de ces sites préférentiels. Il peut s'agir de friches industrielles ; de terrains militaires faisant l'objet d'une pollution pyrotechnique ou fortement artificialisés ; d'anciennes carrières, mines ou sites miniers sans obligation de réhabilitation agricole, paysagère ou naturelle ; d'anciennes décharges réhabilitées présentant des enjeux limités en termes de biodiversité ou de paysage ; de sites pollués ou encore de terrains inclus dans le périmètre d'une installation classée pour la protection de l'environnement (ICPE). De même, les services de l'État recommandent régulièrement aux collectivités de recenser leur potentiel foncier en zone U, tel que les espaces ouverts en zone industrielle ou artisanale : parkings ; délaissés routiers, ferroviaires et aérodromes ; zones soumises à aléa technologique ou encore plans d'eau artificialisés... Néanmoins, toutes les communes ne disposent pas d'une ancienne carrière ou d'un site industriel pollué et abandonné.

93. *Ibid.*

Ce même guide précise par ailleurs que la partie règlementaire du PLUi peut uniquement autoriser les champs de panneaux photovoltaïques lorsqu'ils répondent aux critères de satisfaction d'un besoin collectif. Il convient alors de les sectoriser, le cas échéant, en mentionnant la vocation du secteur par une mention « N-pv » ou « A-pv » par exemple. À une époque pas si lointaine, certaines directions départementales des territoires (DDT), plutôt enclines à refuser l'installation de fermes photovoltaïques en zones A ou N, demandaient aux collectivités de prévoir des zones U-pv pour être en totale conformité avec l'esprit de la loi. Cette solution a fait long feu. Une zone U permettant toutes les formes d'urbanisation, dont de l'habitation ou des zones d'activités (ZA), ouvrir une zone U-pv aurait potentiellement permis de transformer un champ photovoltaïque en lotissement. C'est donc par défaut que s'est construit le consensus actuel pour du A-pv ou du N-pv, qui permet de limiter les aménagements à la seule implantation de fermes solaires réversibles.

Pour les communes en lois Littoral et Montagne, le principe de continuité d'urbanisation vient en outre complexifier les possibilités d'implantation. Les centrales photovoltaïques doivent être implantées en continuité des agglomérations et villages existants (article L. 121-8 CU), ces dernières constituant une extension de l'urbanisation (Cours administrative d'appel [CAA] de Bordeaux, 4 février 2013, n° 12BX00153)⁹⁴. Récemment, toutefois, le législateur a prévu une petite exception lors du vote de la loi Élan en 2018, en permettant l'installation d'énergies renouvelables sur le littoral dans les zones non interconnectées au réseau électrique métropolitain continental et d'une largeur inférieure à 10 km (article L. 121-5-1 CU). À l'analyse, la dérogation peut porter à sourire ; dans les faits, elle ne concerne que les petites îles telles que Sein, Ouessant, Molène ou Chausey. L'installation des centrales solaires est également interdite dans les espaces remarquables du littoral, les installations photovoltaïques ne figurant pas dans la liste des aménagements légers qui y sont autorisés en application de l'article R. 121-5 CU. Néanmoins, le Code de l'urbanisme permet leur installation à proximité, puisque les extensions de réseau nécessaires pourront traverser les espaces remarquables à condition d'être souterraines et de moindre impact environnemental⁹⁵.

De la même manière, dans les communes soumises à la loi Montagne, les centrales photovoltaïques doivent être implantées en continuité avec les bourgs, villages, hameaux, groupes de constructions traditionnelles ou d'habitations existants (article L. 122-5 CU). Certes, une exception est prévue par cet article au profit des installations incompatibles avec le voisinage des zones habitées. La question a déjà été posée et le juge a eu l'occasion de trancher. Les centrales solaires ne peuvent bénéficier de cette dérogation, car elles ne sont pas incompatibles avec le voisinage des zones habitées (CAA Marseille, 20 mars 2014, n° 12MA02078 confirmé par CE, 07 octobre 2015, n° 380468)⁹⁶. Toutefois l'article L. 122-7 du Code de l'urbanisme vient apporter un peu de souplesse. Il prévoit les conditions de réalisation des implantations sur la

94. *Ibid.*

95. *Ibid.*

96. *Ibid.*

base d'une étude de discontinuité circonstanciée jointe au scot ou au PLU. L'étude est soumise à l'avis de la Commission départementale de la nature, des paysages et des sites (CDNPS). Le plan local d'urbanisme ou la carte communale délimite alors les zones à urbaniser dans le respect des conclusions de cette étude. On notera néanmoins que cette possibilité dérogatoire ne peut être utilisée qu'en cas d'existence d'un scot et d'un document d'urbanisme communal approuvé. Les communes au règlement national d'urbanisme ne sauraient donc y prétendre.

■ Le photovoltaïque sur sites anthropisés

En matière de photovoltaïque sur sites anthropisés ou sur constructions déjà existantes, le contrôle s'exerce par la déclaration préalable rendue nécessaire en raison de la modification de l'aspect extérieur de la construction (art. R. 421-17 du Code de l'urbanisme). L'obtention de cette autorisation est fortement conditionnée par les documents d'urbanisme applicables, dont certaines dispositions, relatives notamment à l'aspect extérieur des constructions, ont parfois pour effet d'empêcher l'installation de dispositifs photovoltaïques. Il est de nombreux exemples de bras de fer à ce sujet. Il y a quelques années, le parc naturel régional (PNR) du Luberon avait dû proposer aux communes un guide technique de l'insertion des panneaux sur les toitures des villages provençaux, afin de sauvegarder leur caractère pittoresque, face à l'afflux des demandes et aux positions extrêmement disparates des élus locaux.

Très vite, le législateur a cherché à contrecarrer ces dispositions limitatives. La volonté de développer des EnR dans les constructions nouvelles ne date pas de la crise énergétique actuelle. L'article L. 111-6-2 du Code de l'urbanisme, issu de la loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement (loi « Grenelle II »), prévoit que, nonobstant les règles relatives à l'aspect extérieur des constructions prévues notamment par les plans locaux d'urbanisme (PLU), un permis de construire ou d'aménager ne peut s'opposer à l'utilisation de certains matériaux, procédés ou dispositifs écologiquement performants, sauf dans certains secteurs sauvegardés ou délimités par les collectivités territoriales.

La loi Énergie-climat du 9 novembre 2019 est venue à son tour favoriser le développement du photovoltaïque le long des voies de circulation ou dans les constructions nouvelles, sauf en cas de risques avérés, d'impossibilités techniques ou de réglementation particulière (secteurs de consultation obligatoire de l'architecte des Bâtiments de France). Les infrastructures de production peuvent être implantées sur des parcelles déclassées, par suite d'un changement de tracé des voies du domaine public routier ou de l'ouverture d'une voie nouvelle, ou encore sur les aires de repos, les aires de service et les aires de stationnement situées sur le réseau routier, en dérogation à la règle d'inconstructibilité des espaces situés à proximité des voies classées à grande circulation (100 m de l'axe des autoroutes et 75 m des routes classées, article L. 111-7 du Code de l'urbanisme). De même, il devient difficile de s'opposer à l'installation de dispositifs installés en ombrière sur des aires de stationnement, même si

les règles du PLU ne l'autorisent pas. Toutefois, le règlement du PLU peut encadrer l'aspect esthétique de ces dispositifs (article L. 111-16 du Code de l'urbanisme). Les nouvelles constructions créant plus de 1 000 m² d'emprise au sol en matière de commerce, locaux à usage industriel, artisanat, entrepôts, hangars commerciaux, parcs de stationnement, doivent comprendre, en toiture ou en ombrière des aires de stationnement, au moins 30 % de la surface constituée :

- soit de dispositifs de production d'énergies renouvelables ;
- soit de végétalisation basée sur un mode cultural garantissant un haut degré d'efficacité thermique et d'isolation, et favorisant la préservation et la reconquête de la biodiversité ;
- soit de tout autre dispositif aboutissant au même résultat.

Enfin, la loi d'accélération des EnR du 10 mars 2023 facilite l'installation de panneaux solaires sur des terrains déjà artificialisés ou ne présentant pas d'enjeu environnemental majeur. Sont notamment visés les terrains en bordure des routes et des autoroutes (par exemple les aires de repos ou les bretelles d'autoroutes) et des voies ferrées et fluviales ; les friches en bordure du littoral et les parkings extérieurs existants de plus de 1 500 m². Ces parkings devront être équipés de panneaux solaires sur au moins la moitié de leur surface (sauf exception). Certaines constructions ont également été rattrapées par ces obligations réglementaires. Sur les bâtiments non résidentiels neufs ou lourdement rénovés (entrepôts, hôpitaux, écoles...), la couverture minimum des toitures solaires augmentera progressivement de 30 % en 2023 à 50 % en 2027. Cette obligation sera étendue dès 2028 aux bâtiments non résidentiels existants. En outre, les organismes privés d'habitations à loyer modéré (HLM) devront réaliser une étude de faisabilité pour développer de tels équipements sur leurs logements sociaux.

L'éolien s'invite aussi dans les politiques locales

Au titre du Code de l'urbanisme, les éoliennes de moins de 12 m sont dispensées de toute formalité, du moment qu'elles respectent les règles d'urbanisme (ce qui, de fait, est rarement le cas). Elles sont toutefois soumises à déclaration préalable dans les secteurs spécialement protégés, listés à l'article R. 421-11 du Code de l'urbanisme. Les éoliennes dont la hauteur se situe entre 12 et 50 m sont soumises à permis de construire. Enfin, les éoliennes de plus de 50 m sont soumises à autorisation environnementale complète en sus du permis de construire.

Paru en 2019 et mis en ligne par le gouvernement, *Éolien et urbanisme, guide à destination des élus*⁹⁷ donne plusieurs exemples de rédaction de scot et PLUi. Compte tenu de forts enjeux paysagers dépassant souvent les périmètres communaux, le guide

97. https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/Eolien_et_urbanisme_guide_a_destination_des_elus_-_nov_2019.pdf (consulté le 21/05/2024).

rappelle la nécessité de raisonner à l'échelle des scot voire de l'inter-scot. Prévoir des zones propices à l'installation de fermes éoliennes dans un document de planification soumis à concertation permet de préparer les esprits et de construire un premier consensus. À cette fin, le scot peut prévoir une carte de sensibilité paysagère intégrant une potentielle zone d'implantation. De même, dans son DOO, il peut être indiqué des localisations préférentielles assorties de dispositions règlementaires adaptées.

■ Les anciennes ZDE

Les zones de développement de l'éolien (ZDE) créées par la loi de programme n° 2005-781 du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique (loi Pope) ont souvent servi de cadre à cette discussion. Bien qu'elles aient été supprimées en 2013, certains documents d'urbanisme y font encore référence. La réforme de 2013 met en avant un changement d'échelle dans la planification des fermes éoliennes. Depuis cette date, les réflexions ne sont plus essentiellement portées à l'échelle intercommunale, mais à l'échelle de la région à travers les sraddet. Toutefois, la loi d'accélération des énergies renouvelables de mars 2023 a réintroduit un dispositif de zonage relevant des communes à travers les zones d'accélération (voir *infra*).

Pour mémoire, les ZDE étaient arrêtées par le préfet sur proposition des communes concernées ou d'un EPCI à fiscalité propre, sous réserve de l'accord des communes figurant dans le périmètre proposé de la ZDE. Les implantations d'éoliennes devaient se faire à plus de 500 m des habitations. À travers ce premier essai de planification de l'exploitation du vent, l'objectif était de lutter contre le mitage des paysages par des installations ponctuelles, en favorisant le développement de grandes fermes. Un certain nombre de voix s'étaient élevées à l'époque pour dénoncer une volonté de favoriser les installations industrielles aux dépens d'un petit éolien porté par des acteurs locaux. Les éoliennes implantées dans les ZDE bénéficiaient de l'obligation d'achat par EDF de l'électricité produite, un argument important pour les développeurs. Comme les zones d'accélération aujourd'hui, les ZDE n'étaient pas des documents d'urbanisme.

■ Éoliennes et autorisations d'urbanisme

Les documents d'urbanisme communaux et intercommunaux peuvent donc utiliser la boîte à outils du Code de l'urbanisme pour préciser la place de l'éolien et notamment :

- l'élaboration d'orientations d'aménagement et de programmation (OAP) sectorielles ou thématiques, dans le champ de l'énergie permettant de spatialiser l'implantation des machines, des voies d'accès et des locaux techniques ;
- la définition des secteurs d'implantation des éoliennes au sein des zonages règlementaires du PLU. À l'inverse, une interdiction générale et absolue couvrant l'intégralité du territoire étant par nature difficile à justifier, elle est à éviter⁹⁸ ;

98. *Ibid.*

- l'utilisation d'emplacements réservés pour s'assurer la maîtrise foncière des projets si leur implantation est suffisamment précise. Toutefois, cette possibilité est difficile à mobiliser, car l'implantation précise des projets et leurs caractéristiques techniques ne sont définies qu'après l'étude d'impact propre à chaque projet⁹⁹.

Par-delà les grands projets, les documents d'urbanisme ont la possibilité d'autoriser explicitement le développement des éoliennes domestiques sur des parcelles privées et destinées à l'autoconsommation en zone urbanisée (U) ou à urbaniser (AU). Elles peuvent néanmoins faire l'objet de quelques contraintes règlementaires, afin de limiter les potentiels conflits de voisinage. De même, les éoliennes peuvent être mentionnées en zones A et N, du moment que leur installation ne compromet pas la vocation de la zone, au même titre que le photovoltaïque au sol.

Afin de réglementer ces installations, la loi du 21 février 2022 relative à la différenciation, la décentralisation, la déconcentration et portant diverses mesures de simplification de l'action publique locale a inséré dans le Code de l'urbanisme l'article L. 151-42-1, aux termes duquel le règlement du PLU peut délimiter les secteurs dans lesquels l'implantation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie mécanique du vent est soumise à conditions, dès lors :

- qu'elles sont incompatibles avec le voisinage habité ou avec l'usage des terrains situés à proximité ;
- ou qu'elles portent atteinte à la sauvegarde des espaces naturels et des paysages, à la qualité architecturale, urbaine et paysagère, à la mise en valeur du patrimoine et à l'insertion des installations dans le milieu environnant.

Les critères permettant de soumettre à conditions l'implantation d'éoliennes sont donc larges. La loi s'essaie à un délicat équilibre entre la nécessité de ne pas compromettre le développement de ces énergies renouvelables, tout en dotant les communes et intercommunalités de la possibilité d'encadrer leur installation. Selon le rapporteur du projet de loi pour l'Assemblée nationale, « le compromis consiste à en revenir peu ou prou au système des zonages, qui prévoit la régulation de l'installation d'éoliennes à certains endroits en fonction de critères objectifs »¹⁰⁰. Dans leurs réflexions, les collectivités peuvent s'appuyer sur les critères posés par les Directions régionales de l'environnement, de l'aménagement et du logement (Dreal), pour identifier ces secteurs sensibles. Voir à ce sujet la présentation, en partie 2, des critères élaborés par l'État dans les Hauts-de-France.

99. *Ibid.*

100. Projet de loi relatif à la différenciation, la décentralisation, la déconcentration et portant diverses mesures de simplification de l'action publique locale. Rapports législatifs, rapport n° 422 (2021-2022), déposé le 31 janvier 2022.

Les réseaux de chaleur, un enjeu urbain

Les réseaux de chaleur — et maintenant de froid, compte tenu des évolutions climatiques — ont également fait l'objet de considérations spécifiques afin d'inciter les collectivités à les développer. En 2015, l'article 194 de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte est venu modifier le Code général des collectivités territoriales dans son article L. 2224-38-1 : « Les communes sont compétentes en matière de création et d'exploitation d'un réseau public de chaleur ou de froid. Cette activité constitue un service public industriel et commercial [...]. Cette compétence peut être transférée par la commune à un établissement public dont elle fait partie. [Les communes ou leurs intercommunalités réalisent] un schéma directeur de leur réseau de chaleur ou de froid avant le 31 décembre 2018. Ce schéma directeur concourt à la réalisation de l'objectif d'une alimentation des réseaux de chaleur ou de froid à partir d'énergies renouvelables et de récupération en 2020. Il inclut une évaluation de la qualité du service fourni et des possibilités de densification et d'extension de ce réseau et d'interconnexion de ce dernier avec les autres réseaux situés à proximité, ainsi qu'une évaluation des possibilités de développement de la part des énergies renouvelables et de récupération dans l'approvisionnement du réseau. »

S'agissant des réseaux de chaleur ou de froid, quatre points d'attention en particulier peuvent être rapidement évoqués. Le premier concerne la maîtrise du foncier nécessaire à leur réalisation. Le deuxième est relatif aux possibilités dont dispose la collectivité ou son délégataire pour obliger les constructeurs à se raccorder au réseau, moyennant le paiement d'une redevance destinée à assurer son équilibre économique. Le troisième renvoie à la tension entre la nécessité pour le gestionnaire du réseau de vendre un maximum de calories ou de frigories et les évolutions du droit de la construction qui vise à des bâtiments toujours plus performants énergétiquement. Certains réseaux calibrés dans les années 1980 sont aujourd'hui en grande difficulté économique face à des bâtiments toujours moins énergivores. Le dernier débat renvoie à l'alimentation des installations qui très souvent brûlent des déchets ménagers, une solution de valorisation peu satisfaisante à l'heure de la sobriété et de l'économie circulaire.

Sur le premier point, les collectivités sont invitées à prévoir les installations techniques destinées à la production d'EnR en zone U ou AU, qui très souvent nécessitent des dérogations. C'est particulièrement vrai en ce qui concerne les règles d'implantation des constructions dans les articles 6, 7 et 8 des PLUi. Ces dispositions réglementaires ne sont toutefois pas toujours aisées à utiliser en ce qu'elles demandent une connaissance précise des installations à réaliser et de leur zonage de desserte. Des informations et spécifications techniques dont les collectivités ne disposent pas nécessairement lors de l'élaboration de leurs documents d'urbanisme. Il est alors nécessaire de modifier ponctuellement un règlement, une fois le projet arrêté et les études de préfiguration achevées. Dans un souci de facilité, le Code de l'urbanisme

a toutefois prévu qu'une modification simplifiée du PLUi était suffisante, dès lors que l'économie générale du projet d'aménagement n'était pas bouleversée, c'est-à-dire que la modification ne concernait que les zones déjà urbanisées.

À titre d'exemple, le règlement du PLUi peut préciser que la construction de sous-station est exonérée de l'obligation de se conformer à des règles d'implantation. De même, il peut prévoir des emplacements réservés pour les plateformes de stockage. Les spécificités des installations techniques peuvent également être prises en compte, à l'image d'une cheminée de réseau pour un réseau de chaleur, des silos de stockage ou une desserte plus importante nécessitant une dérogation en matière de hauteur de construction ou de largeur de voirie. Plus globalement, le règlement peut utiliser les possibilités de l'article L. 151-26 sur les densités minimales de construction, pour imposer une forme urbaine plus compacte facilitant l'équilibre économique d'un réseau de chaleur.

Le chapitre sur la qualité urbaine, architecturale, environnementale et paysagère (articles R. 151-39, R. 151-41 et 42) permet également de définir des secteurs dans lesquels une production minimale d'énergie renouvelable est rendue obligatoire. Afin de satisfaire aux objectifs, mentionnés à l'article L. 101-2, de salubrité, d'amélioration des performances énergétiques, de développement des communications électroniques, de prévention des risques naturels prévisibles, notamment pluviaux, le règlement peut fixer les conditions de desserte des terrains par les réseaux publics d'eau, d'énergie et notamment d'électricité et d'assainissement.

Enfin, le décret du 26 avril 2022 accélère les mécanismes de classement automatique des réseaux de chaleur ou de froid, afin d'en encourager leur développement. Sont notamment concernés les réseaux utilisant la biomasse, le solaire thermique, la géothermie ou la récupération de l'énergie fatale. L'enjeu est important, il consiste à doter les collectivités ou leur délégataire du pouvoir de rendre obligatoire le raccordement à un réseau d'énergie lorsque celui-ci existe. En l'absence d'une obligation claire, bien des opérations ont eu du mal à équilibrer leur budget face aux réticences des constructeurs à se raccorder. Ce classement permet de rendre obligatoire le raccordement au réseau, existant ou en projet, dans des « zones de développement prioritaires », de « toute installation d'un bâtiment neuf ou faisant l'objet de travaux de rénovation importants, qu'il s'agisse d'installations industrielles ou d'installations de chauffage de locaux, de climatisation ou de production d'eau chaude excédant un niveau de puissance de 30 kW » (article L. 712-3 du Code de l'énergie). Ce texte vient simplifier la procédure antérieure qui nécessitait, de la part de la collectivité, une délibération de classement appuyée sur un dossier technique justificatif. Désormais, les réseaux de chaleur ou de froid alimentés à plus de 50 % par les EnR ou de récupération sont automatiquement considérés comme classés et répondent à la qualification de service public industriel et commercial (Spic).

7. Recherche de l'espace, désespérément

Les EnR prennent de la place. Pour l'urbaniste, elles entrent donc dans un arbitrage en matière d'usage du sol, au même titre que l'habitat, le développement économique ou les grands réseaux de transport. La transition énergétique entre directement en confrontation avec d'autres grands enjeux de l'aménagement, dont la diminution programmée des consommations d'espaces.

Le déploiement des EnR à l'heure du zéro artificialisation nette

La loi Climat et résilience d'août 2021 impose de réduire de 50 % la consommation d'espaces de chaque territoire entre 2020 et 2030, avec un objectif de zéro artificialisation nette (ZAN) à l'horizon 2050 par paliers successifs. Cette même loi prévoit que les projets de photovoltaïque au sol pourraient ne pas être comptés en tant que consommation d'espaces naturels, agricoles et forestiers (Enaf), moyennant le respect d'un certain nombre de critères. Ceux-ci sont fixés par deux décrets du 29 décembre 2023¹⁰¹, le premier définissant « les modalités de prise en compte des installations de production d'énergie photovoltaïque au sol dans le calcul de la consommation d'espace », et le second « les caractéristiques techniques des installations de production d'énergie photovoltaïque exemptées de prise en compte dans le calcul de la consommation d'espace naturels, agricoles et forestiers ».

Ces décrets montrent l'embarras du gouvernement qui explique que, si le développement des EnR doit être accéléré en priorité sur les espaces dégradés, atteindre les objectifs de la PPE nécessitera de développer également les installations de panneaux photovoltaïques au sol sur les espaces naturels et agricoles. À cette fin, le premier décret introduit un principe dérogatoire à l'intégration des centrales au sol dans le calcul de consommation d'espace, à trois conditions :

- la réversibilité de l'installation ;
- le maintien, au droit de l'installation, du couvert végétal correspondant à la nature du sol et, le cas échéant, des habitats naturels préexistants sur le site d'implantation, sur toute la durée de l'exploitation, ainsi que de la perméabilité du sol au niveau des voies d'accès ;
- pour les espaces à vocation agricole, le maintien d'une activité agricole ou pastorale significative sur le terrain sur lequel elle est implantée, en tenant compte de l'impact du projet sur les activités qui y sont effectivement.

101. Parus au *Journal officiel*, le 31/12/2023.

Le second décret fixe un certain nombre de caractéristiques aux centrales au sol : hauteur minimale des panneaux de 1,10 m, espacement minimum de 2 m entre deux rangées, ancrages réversibles, grillages non occultants ou encore absence de revêtement imperméable sur les voies d'accès.

L'échange entre un sénateur du Tarn et le ministre de la Transition écologique et de la Cohésion des territoires lors de la séance publique du 19 juillet 2023 illustre l'attention des territoires ruraux à ces questions. Se voulant rassurant, le ministre avait répondu : « Pour dire les choses de manière simple, une installation éolienne, dans la mesure où son emprise au sol est généralement inférieure à 50 m², ne sera pas prise en compte dans le calcul de l'artificialisation nette. S'agissant des panneaux photovoltaïques, dès lors qu'ils seront installés non pas à même le sol, qu'ils n'altéreront donc pas, mais à une hauteur qui permettra à la faune de se reproduire et à la flore de préserver les qualités écologiques du terrain, ils ne seront pas, eux non plus, pris en compte dans le calcul de l'artificialisation nette.¹⁰² »

Ces contraintes s'ajoutent à celles issues de la loi du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production des énergies renouvelables, qui prévoit qu'à compter de mars 2024 il ne sera plus possible de déposer une autorisation de défrichement sur des parcelles de plus de 25 ha. Ceci étant, tous les projets nécessitant une autorisation de défrichement venant altérer la réversibilité des sols entrent, depuis mars 2024, dans les calculs de consommation d'espaces des collectivités.

Cette question de l'artificialisation est plus centrale qu'il n'y paraît. Les EnR sont appelées à se développer dans des territoires ruraux ou d'arrière-pays, là où on trouve de la place et peu d'habitants. Mais, dans ces territoires, les droits à artificialiser seront nécessairement modestes. Si son projet ne peut respecter les trois conditions du décret du 29 décembre 2023, difficile pour une petite commune de 1 500 habitants de tendre vers zéro artificialisation nette tout en portant un ambitieux projet de parc photovoltaïque au sol de 20 ha, dans une zone boisée qui nécessiterait une autorisation de défrichement.

Comme l'équation ne tient pas, la loi autorise le Conseil régional à considérer que certains grands projets, dont ceux relevant de la production d'EnR, ne relèvent pas de la consommation d'espaces des communes ou intercommunalités qui les accueillent, mais d'une enveloppe régionale ou nationale. Une façon de mutualiser la consommation foncière pour ne pas pénaliser les petites communes. Mais la démarche ne fait que déplacer le problème. Quelle métropole, quel territoire urbain au fort potentiel de développement, déjà contraint de réduire de 50 % d'ici 2030 ses consommations d'espaces, acceptera de céder une partie de ses droits à des territoires ruraux périphériques sous l'égide de la région ? De même, les régions peuvent identifier de grands équipements d'envergure nationale afin de les sortir de leur décompte de consommation d'espaces. Le dispositif laisse entrevoir l'ampleur des tractations entre

102. Publiée dans le *JO Sénat*, le 19/07/2023, p. 6822.

le gouvernement et les exécutifs régionaux. La région Paca fait aujourd'hui pression pour que les extensions du Grand Port maritime de Marseille, le projet Iter, la ligne TGV Provence, l'extension de certaines bases militaires, mais surtout le développement d'importants espaces dédiés au photovoltaïque au sol destiné à promouvoir une filière hydrogène ne soient pas décomptés dans son enveloppe, mais pris en charge à l'échelle nationale. La région ayant consommé 13 480 ha d'espaces naturels, agricoles et forestiers sur la décennie passée, la répartition des 6 700 hectares (50 %) disponibles d'ici 2030 laisse entrevoir l'ampleur des négociations.

Dans cette recherche d'espace, certaines évolutions législatives récentes ouvrent des perspectives, notamment en matière d'agrivoltaïsme. Si la loi accélération de la production d'énergies renouvelables du 10 mars 2023 ne vient pas bouleverser les tendances et les dispositifs, elle vient apporter quelques éléments nouveaux.

L'agrivoltaïsme fait son entrée dans le droit français en 2023

Pendant de longues années, l'action publique a fait montre de très grandes réticences en matière d'aménagement de photovoltaïque (PV) sur les espaces agricoles. La volonté affichée était celle d'une sanctuarisation des terres agricoles après des décennies d'artificialisation. Les nombreux projets portés par le monde agricole l'ont été sur les toitures des hangars, souvent surdimensionnés à la demande des opérateurs PV à la recherche du plus grand nombre de mètres carrés. Dans les territoires ruraux, dans bien des cas soumis au Règlement national d'urbanisme (RNU), les permis des constructions agricoles devaient passer en Commission de préservation des espaces naturels, agricoles et forestiers (CDPENAF), et ont donné lieu à bien des débats sur la pertinence de telles installations et contribué à renforcer la méfiance quant au bien-fondé d'une cohabitation entre production agricole et photovoltaïque. La circulaire du 18 décembre 2009 précisait déjà que « les projets de centrales solaires n'ont pas vocation à être installés en zones agricoles, notamment cultivées ou utilisées pour des troupeaux d'élevage. Dès lors, l'installation d'une centrale solaire sur un terrain situé dans une zone agricole des PLU, ou sur un terrain à usage agricole dans une commune couverte par une carte communale, est généralement inadaptée compte tenu de la nécessité de conserver la vocation agricole des terrains concernés. Toutefois, l'accueil d'installations solaires au sol peut être envisagé sur des terrains qui, bien que situés en zone classée agricole, n'ont pas fait l'objet d'un usage agricole dans une période récente. Une modification de la destination du terrain est alors nécessaire ».

Dans ce contexte, de très rares expérimentations ont été menées, mais l'essentiel du développement des panneaux concernait les espaces anthropisés et les espaces naturels. La loi du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables vient autoriser les espaces agricoles à participer à cet effort de production.

Alors que le gouvernement n'avait pas prévu de revenir sur le gel des terres agricoles, les débats parlementaires ont permis de rouvrir cette question. Une lecture attentive de l'article 54 de la loi laisse néanmoins entrevoir l'exercice d'équilibre auquel ont dû se livrer les parlementaires et le gouvernement pour concilier les deux activités.

La loi modifie l'article L. 100-4 du Code de l'énergie afin « d'encourager la production d'électricité issue d'installations agrivoltaïques, au sens de l'article L. 314-36, en conciliant cette production avec l'activité agricole, en gardant la priorité donnée à la production alimentaire et en s'assurant de l'absence d'effets négatifs sur le foncier et les prix agricoles ». Le Code de l'énergie donne une définition d'une installation agrivoltaïque dans son article L. 314-36.-I : « Une installation agrivoltaïque est une installation de production d'électricité utilisant l'énergie radiative du soleil et dont les modules sont situés sur une parcelle agricole où ils contribuent durablement à l'installation, au maintien ou au développement d'une production agricole. »

Le Code énumère également certaines conditions restrictives dans son article L. 314-36.-I : « Est considérée comme agrivoltaïque une installation qui apporte directement à la parcelle agricole au moins l'un des services suivants, en garantissant à un agriculteur actif ou à une exploitation agricole à vocation pédagogique gérée par un établissement relevant du titre 1^{er} du livre VIII du Code rural et de la pêche maritime une production agricole significative et un revenu durable en étant issu :

1. L'amélioration du potentiel et de l'impact agronomiques ;
2. L'adaptation au changement climatique ;
3. La protection contre les aléas ;
4. L'amélioration du bien-être animal. »

Ainsi, « ne peut pas être considérée comme agrivoltaïque une installation qui porte une atteinte substantielle à l'un des services mentionnés aux 1^o à 4^o du II ou une atteinte limitée à deux de ces services » ou si « elle ne permet pas à la production agricole d'être l'activité principale de la parcelle agricole » ou encore si « elle n'est pas réversible ».

Le Code de l'urbanisme a été également modifié par la nouvelle loi, afin de permettre les installations d'agrivoltaïsme dans les zones agricoles des PLUi. Il réaffirme que la production d'énergie ne saurait entraver la fonction agricole première des terres. Ainsi l'article L. 111-28 rappelle que « l'installation des serres, des hangars et des ombrières à usage agricole supportant des panneaux photovoltaïques doit correspondre à une nécessité liée à l'exercice effectif d'une activité agricole, pastorale ou forestière significative ». De même, l'article L. 111-30 précise que « les modalités techniques des installations [...] doivent permettre que ces installations n'affectent pas durablement les fonctions écologiques du sol, en particulier ses fonctions biologiques, hydriques et climatiques ainsi que son potentiel agronomique, et que l'installation ne soit pas incompatible avec l'exercice d'une activité agricole, pastorale ou forestière sur le terrain [...] ».

Si la loi entrouvre la porte au développement de l'agrivoltaïsme, celui-ci reste très encadré par de nombreux garde-fous. Le premier est constitué par un document-cadre rédigé sous l'autorité du préfet. L'article L. 111-29 du Code de l'urbanisme prévoit qu'« un arrêté préfectoral, pris après consultation de la Commission départementale de préservation des espaces naturels, agricoles et forestiers, des organisations professionnelles intéressées et des collectivités territoriales concernées, établit un document-cadre sur proposition de la chambre départementale d'agriculture pour le département concerné. Ce document-cadre définit notamment les surfaces agricoles et forestières ouvertes à un projet d'installation mentionnée au présent article et à l'article L. 111-30 ainsi que les conditions d'implantation dans ces surfaces. Ces surfaces sont définies en veillant à préserver la souveraineté alimentaire ». La définition de zones propices à l'implantation d'agrivoltaïsme sous l'égide de l'État est aujourd'hui fortement attendue par bien des élus locaux ou des représentants du monde agricole. En effet, comme pour les installations sur site anthropisé des zones U et AU, et à l'inverse des zones N qui relèvent du pouvoir du préfet, ce sont les maires ou les EPCI compétents qui délivreront les autorisations d'urbanisme. Nombreux sont les élus locaux inquiets face à la prolifération des projets et à la nécessité qui leur incombera de définir si ceux-ci affectent durablement les fonctions écologiques du sol.

Le second garde-fou relève de la nécessité pour les installations d'EnR de passer devant la CDPENAF. L'avis de la commission est un avis simple lorsque le projet s'inscrit dans le document-cadre élaboré par le préfet, mais un avis conforme dans tous les autres cas, après audition du porteur de projet.

Rassurante pour le monde agricole, la loi prend soin de préciser que la présence d'une installation agrivoltaïque sur la parcelle ne fait pas obstacle à l'éligibilité du terrain aux aides de la Politique agricole commune européenne.

Ce texte opère un changement de philosophie assez radical de la part de l'État. Depuis 15 ans, les doctrines des guichets uniques analysant les projets d'installation d'EnR affichent une forte volonté de sanctuariser les terres agricoles. C'est ainsi qu'en Paca, quels que soient les départements étudiés, les projets aujourd'hui en développement sont presque exclusivement situés sur des espaces naturels, et donc bien souvent boisés. *A contrario*, le suivi des projets montre le rejet systématique des installations photovoltaïques prévues sur les terres agricoles. L'agrivoltaïsme n'existe pas encore en France. En région Paca en 2022, on ne recense qu'un seul projet expérimental sur seulement deux hectares. Deux raisons à cela. La première relève d'un consensus national visant à freiner la consommation des terres agricoles et à assurer leur rôle nourricier. La loi relative au développement des territoires ruraux du 23 février 2005 créant les périmètres de protection et de mise en valeur des espaces agricoles et naturels périurbains (PAEN) ou la loi d'orientation agricole du 9 juillet 1999 créant les zones agricoles protégées sont venues renforcer les mesures de protection mobilisables. De même, les Commissions départementales de préservation des espaces naturels, agricoles et forestiers (CDPENAF) créées par la loi d'avenir pour l'agriculture,

l'alimentation et la forêt en 2014 et obligatoirement saisies pour toute question relative à la réduction des surfaces naturelles, forestières ou à usage agricole se sont imposées dans le paysage français. La seconde raison est économique. Compte tenu de la nécessité de laisser la place aux cultures, un opérateur installe dans un champ cultivé trois fois moins de panneaux solaires à l'hectare. Si on prend en considération les contraintes d'installation et de raccordement, qui sont souvent les mêmes que pour des centrales au sol, la rentabilité d'une telle installation est parfois trois fois moindre. C'est une des raisons qui explique le faible empressement des opérateurs à développer ces technologies.

L'invention des zones d'accélération pour le déploiement des EnR

La loi du 10 mars 2023 prévoit l'instauration par les mairies de zones d'accélération en matière d'implantation des EnR pour les communes dotées d'un document d'urbanisme. Dans ces zones, qui feront l'objet d'une étude environnementale initiale, les permis et autorisations délivrés ultérieurement seront dispensés de procédure complémentaire. Elles sont matérialisées dans les PLUi et les scot. Dans le cas des communes non couvertes par un plan local d'urbanisme ou une carte communale, et sur proposition ou avis conforme des communes concernées, le scot intercommunal peut également délimiter des secteurs dans lesquels l'implantation d'installations de production d'EnR est soumise à conditions, « dès lors qu'elles sont incompatibles avec le voisinage habité ou avec l'usage des terrains situés à proximité ou qu'elles portent atteinte à la sauvegarde des espaces naturels et des paysages, à la qualité architecturale, urbaine et paysagère, à la mise en valeur du patrimoine et à l'insertion des installations dans le milieu environnant »¹⁰³.

Difficile à ce jour de préjuger de la façon dont les élus locaux vont s'emparer de ces nouvelles possibilités de zonage, même s'il y a fort à parier qu'elles donneront lieu à des séances animées en conseil municipal partout en France. Afin d'établir ces zonages, les élus devront :

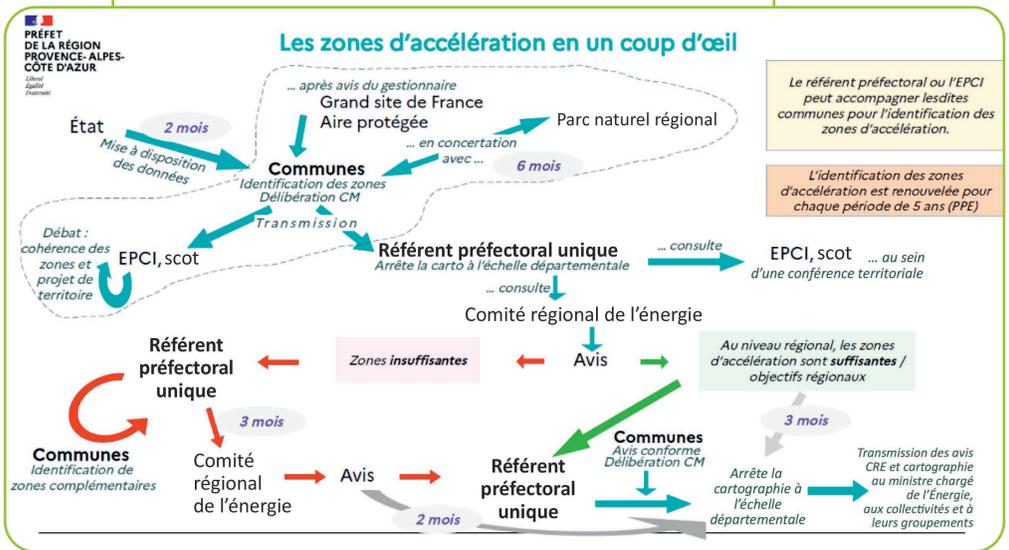
- présenter le potentiel d'accélération de leur territoire ;
- contribuer à la solidarité entre les territoires ;
- prévenir et maîtriser les dangers et inconvénients résultant de l'implantation de ces installations pour les intérêts mentionnés aux articles L. 211 et L. 511 du Code de l'environnement, en tenant compte de la diversification des EnR ;
- définir les potentialités pour chaque catégorie d'EnR, en tenant compte de la diversification des énergies renouvelables, au regard des potentiels des territoires concernés et de la puissance d'EnR déjà installée ;

¹⁰³. Article L. 151-42-1 du Code de l'urbanisme.

- sauf en ce qui concerne les productions en toiture, les zones d'accélération ne devront pas être comprises dans un parc national ou une réserve naturelle, ou, s'agissant d'éoliennes, dans un site classé, dans une zone de protection spéciale ou dans une zone spéciale de conservation au sein du réseau Natura 2000 ;
- enfin, ces zones devront valoriser les zones d'activités économiques.

Nouvelle procédure du droit français, ces zones viennent réactiver le dialogue contraint entre le préfet et les élus locaux (fig. 7.1).

Figure 7.1. Le dispositif de désignation des zones d'accélération tel que présenté par la Dreal Paca, en avril 2023.



Dans un premier temps, il revient au référent préfectoral unique de présenter une carte des zones d'accélération pour chaque type d'EnR à l'échelle du département. Mais l'initiative de ces zones appartient de fait aux communes, après que les services de l'État leur ont fait parvenir une analyse des enjeux environnementaux sur leur territoire. Les communes disposent alors d'un délai de 6 mois pour faire remonter leurs propositions de zonage. En mettant les communes au centre de la décision, le nouveau dispositif entre en partie en contradiction avec la recommandation des services de l'État depuis plusieurs années de penser la planification des EnR à l'échelle intercommunale. S'il est bien prévu une procédure de concertation des EPCI au sein d'une conférence territoriale, sa constitution et son fonctionnement restent à définir.

Dans un second temps, le référent préfectoral fait parvenir l'ensemble des propositions communales aux comités régionaux de l'énergie créés par la loi. Ceux-ci étaient également en cours de constitution à l'automne 2023. Coprésidés par le président de région et le préfet de région, ils seront composés de 45 membres, pour un tiers d'élus locaux, un tiers de représentants des différents services de l'État et un tiers de représentants des acteurs de l'énergie, dont les associations de consommateurs. Département par département, il leur appartiendra de juger si la somme des ambitions communales est conforme aux objectifs de la PPE. Dans la négative, la loi a prévu que les comités disposent du pouvoir de proposer des zones complémentaires sans obtenir l'aval des communes. Ce tout nouveau temps de discussion entre l'État et les 35 000 communes françaises laisse préjuger des débats intéressants.

Valoriser les sites construits et les zones anthropisées

Si le développement des EnR dans les espaces agricoles et naturels fait l'objet de maints débats, à l'inverse, leur installation sur le bâti existant ou les délaissés urbains fait consensus. Sur ces espaces, les enjeux sont différents. Ils portent sur les outils réglementaires ou incitatifs mobilisables pour amener les propriétaires des 37 millions de propriétés bâties en France, de grands parkings ou de terrains en friche à investir sur leur foncier. Le Code de l'urbanisme prévoit aujourd'hui des contraintes réglementaires, mais pour les seules constructions nouvelles — qui représentent un peu moins de 1 % des opérations immobilières chaque année en France, au risque de laisser de côté 99 % du bâti existant.

L'article L. 151-21 du Code de l'urbanisme précise que « 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. 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 ».

Récemment modifié par la loi d'accélération des EnR du 10 mars 2023, l'article L. 151-42-1 précise néanmoins que « le règlement peut délimiter les secteurs dans lesquels l'implantation d'installations de production d'énergie renouvelable, y compris leurs ouvrages de raccordement, est soumise à conditions, dès lors que ces installations sont incompatibles avec le voisinage habité ou avec l'usage des terrains situés à proximité ou qu'elles portent atteinte à la sauvegarde des espaces naturels et des paysages, à la qualité architecturale, urbaine et paysagère, à la mise en valeur du patrimoine et à l'insertion des installations dans le milieu environnant ». De même, dans les communes pour lesquels a préalablement été arrêtée une cartographie des zones d'accélération pour l'implantation d'installations terrestres de production d'EnR et lorsque

l'avis du comité régional de l'énergie a estimé que ces zones sont suffisantes pour l'atteinte des objectifs régionaux en matière d'EnR, le règlement peut délimiter des secteurs d'exclusion d'installations d'énergies renouvelables s'il justifie « qu'elles sont incompatibles avec le voisinage habité [...] ou qu'elles portent atteinte à la sauvegarde des espaces naturels et des paysages, à la qualité architecturale, urbaine et paysagère, à la mise en valeur du patrimoine et à l'insertion des installations dans le milieu environnant ». Le législateur a tout de même pris le soin de préciser que ces secteurs d'exclusion « [...] ne sont pas applicables aux procédés de production d'énergies renouvelables en toiture ou aux procédés de chaleur à usage individuel ». On remarquera enfin que l'autorité compétente en matière d'autorisation d'urbanisme peut, par décision motivée, écarter tout ou partie de l'obligation de production, lorsque l'ensemble des procédés, systèmes et dispositifs mentionnés sont de nature à aggraver un risque, ou lorsque leur installation présente une difficulté technique insurmontable ou qui ne peut être levée dans des conditions économiquement acceptables.

Même pour des installations modestes en zones déjà bâties, les documents d'urbanisme des communes et EPCI, PLU, PLUi et scot ont donc dû s'emparer des conditions d'implantation des EnR. Un exemple est donné par la modification d'un PLU d'une petite commune des Alpes du Sud pour pouvoir implanter des ombrières photovoltaïques en zones U. Si le PV en toiture ou en façade s'appuie sur la réglementation des constructions existantes, rien n'était prévu par cette commune de 3 500 habitants au sujet des ombrières, qui fleurissent rapidement ces dernières années. Sans distinguo, elles relèvent de constructions ordinaires en zone U, un droit peu adapté pour des ombrières sur des parkings, avec des règles de recul bien trop restrictives par rapport aux limites séparatives ou aux voies et emprises. Pourtant devenue banale, leur installation a nécessité une révision simplifiée du PLU en définissant des contraintes d'implantation spécifiques : possibilité de construire sur limite des parcelles privées ou des voiries publiques... mais avec des contraintes plus fortes en termes de hauteurs, afin de ne pas créer de conflits de voisinage. Bien des communes ou intercommunalités réfléchissent ainsi et adaptent leurs règlements d'urbanisme aux dispositifs techniques susceptibles d'être déployés sur leur territoire. Donnons l'exemple du PLU d'Agen qui, dans son article 10, précise « que la hauteur maximale ne s'applique pas aux éoliennes destinées à une production électrique individuelle, dans la limite de 12 m », ou celui du PLU de Grenoble qui prévoit qu'un « dépassement de la hauteur maximale autorisée par le règlement pourra être autorisé quand il est nécessaire à la production d'énergie renouvelable ». Les possibilités d'imposition par les collectivités de dispositifs d'EnR sur les constructions restent toutefois encadrées. Si, depuis l'arrêt du 10 avril 2017, revu plusieurs fois depuis cette date, il est possible d'imposer sur de nouveaux bâtiments des installations d'EnR, cela ne concerne qu'un nombre limité de cas. Il reste très difficile d'imposer à des constructions privées des dispositifs de production d'EnR.

L'article L. 151-28 du Code de l'urbanisme, modifié après la loi du 10 mars 2023, vient, dans son alinéa n° 3, doter les collectivités d'un pouvoir incitatif renforcé en

prévoyant « dans les zones urbaines ou à urbaniser, un dépassement des règles relatives au gabarit qui peut être modulé, mais ne peut excéder 30 %, pour les constructions faisant preuve d'exemplarité énergétique ou environnementale ou qui intègrent des procédés de production d'énergies renouvelables ». Les conditions d'éligibilité demeurent toutefois soumises à un décret en Conseil d'État.

Les normes les plus sévères ne concernent en définitive que les bâtiments publics, au titre d'un décret du 21 décembre 2016 relatif aux constructions à énergie positive et à haute performance environnementale sous maîtrise d'ouvrage de l'État, de ses établissements publics et des collectivités territoriales, dès lors qu'ils respectent quatre exigences de performance, mais uniquement sur la base du volontariat :

- « La quantité des émissions de gaz à effet de serre sur l'ensemble du cycle de vie est évaluée par le niveau d'émissions de gaz à effet de serre du bâtiment et le niveau d'émissions de gaz à effet de serre de l'ensemble des produits de construction et des équipements du bâtiment [...] ;
- la quantité de déchets de chantier valorisés pour sa construction, hors déchets de terrassement, est supérieure, en masse, à 50 % de la masse totale des déchets générés ;
- les produits et matériaux de construction, revêtements de mur ou de sol, peintures et vernis, sont étiquetés A+, au sens de l'arrêté du 19 avril 2011 ;
- la construction comprend un taux minimal de matériaux biosourcés correspondant au "1^{er} niveau" du label "Bâtiment biosourcé" au sens de l'arrêté du 19 décembre 2012 susvisé. »

Pour les autres constructions, la loi relative à l'accélération de la production d'EnR du 10 mars 2023 est surtout venue inciter ou lever quelques freins sans obligation de résultat. C'est notamment le cas pour les bailleurs sociaux. L'article 42 de la loi prévoit que, lors du renouvellement des DPE¹⁰⁴, les organismes HLM seront également tenus de réaliser une étude de faisabilité permettant d'évaluer les possibilités d'installation d'équipements de production, de transformation et de stockage d'énergies renouvelables sur le foncier aérien, le foncier libre et les emplacements de stationnement des bâtiments collectifs de logements à loyer modéré dont ils ont la charge. Une fois réalisés, le DPE et l'étude de faisabilité devront être transmis aux locataires et aux collectivités territoriales.

En ce qui concerne les copropriétés, la décision d'installer des ouvrages nécessaires à la production d'énergie solaire photovoltaïque et thermique sur les toits, les façades et les garde-corps est facilitée. Elle pourra être prise en assemblée générale à la majorité simple de l'article 24 (majorité des copropriétaires présents, représentés ou ayant voté par correspondance).

104. Créé en 2006, mais réformé maintes fois depuis, le DPE ou diagnostic de performance énergétique évalue les performances énergétiques et climatiques d'un logement ou d'un bâtiment.

En définitive, en matière énergétique, à ce jour, l'immense majorité des constructions ou rénovations sur le territoire national ne relève que des normes de la Règlementation environnementale 2020, davantage préoccupée par la baisse des consommations d'énergie non renouvelable que par la production proprement dite. Si les particuliers sont également incités à prendre en compte les enjeux énergétiques en cas d'agrandissement ou de réhabilitation, les injonctions portent essentiellement sur l'isolation. L'article L. 173-1 du Code de la construction et de l'habitation prévoit que « lors de travaux importants de ravalement ou de réfection de toiture sur des bâtiments existants, des travaux d'isolation thermique [soient] réalisés, à moins que cette isolation ne soit pas réalisable techniquement ou juridiquement ou qu'il existe une disproportion manifeste entre ses avantages et ses inconvénients de nature technique, économique ou architecturale. Lors de travaux de rénovation importants sur des bâtiments ou parties de bâtiment existant sont installés des équipements de contrôle et de gestion active de l'énergie, à moins que cette installation ne soit pas réalisable économiquement ou juridiquement, ou qu'il existe une disproportion manifeste entre ses avantages et ses inconvénients de nature technique ou économique. Les bâtiments résidentiels existants font l'objet, lors de travaux d'aménagement de pièces ou de parties de bâtiment annexes en vue de les rendre habitables, de travaux d'amélioration de la performance énergétique de ces pièces ou de ces parties de bâtiment annexes ».

Il s'agit de progressivement bannir les modes de chauffage ou de climatisation les plus énergivores des maisons individuelles ou des constructions collectives au profit des pompes à chaleur, du solaire thermique ou la biomasse notamment. À cette fin, la Règlementation environnementale RE 2020 prévoit un seuil maximal de consommation d'énergie primaire non renouvelable par mètre carré construit, mais pas d'imposition en matière de production d'énergie¹⁰⁵. Petite consolation toutefois, les énergies renouvelables captées sur le bâtiment ou la parcelle ne sont pas comptabilisées dans le calcul des consommations. La RE 2020 prend en compte l'autoconsommation dans son calcul de l'énergie consommée, une façon d'inciter indirectement à l'installation d'unités de production.

Rechercher toute forme de terrains disponibles

La loi d'accélération des EnR supprime un certain nombre de freins sur les délaissés routiers. Elle vient en particulier modifier l'article L. 111-6 du Code de l'urbanisme, qui précise « qu'en dehors des espaces urbanisés des communes, les constructions ou installations sont interdites dans une bande de 100 m de part et d'autre de l'axe des autoroutes, des routes express et des déviations au sens du Code de la voirie

105. Sur ces questions, on se référera à l'arrêté du 4 août 2021 relatif aux exigences de performance énergétique et environnementale des constructions de bâtiments en France métropolitaine et portant approbation de la méthode de calcul prévue à l'article R. 172-6 du Code de la construction et de l'habitation.

routière et de 75 m de part et d'autre de l'axe des autres routes classées à grande circulation ». Désormais, cette interdiction ne s'applique plus aux infrastructures de production d'énergie solaire, photovoltaïque ou thermique (article L. 111-7). De même, en application de l'article L. 121-12-1, les ouvrages nécessaires à la production d'énergie solaire photovoltaïque ou thermique peuvent être autorisés sur des friches définies à l'article L. 111-26. La liste de ces friches est fixée par décret, après concertation avec le Conservatoire de l'espace littoral et des rivages lacustres, prévu à l'article L. 322-1 du Code de l'environnement et avis des associations représentatives des collectivités territoriales concernées. Ces ouvrages peuvent également être autorisés sur les bassins industriels de saumure saturés. L'autorisation est accordée par l'autorité administrative compétente de l'État, après avis de la commission départementale de la nature, des paysages et des sites.

Les parkings sont également évoqués dans la loi dans son article 40. Désormais, les parcs de stationnement extérieurs d'une superficie supérieure à 1 500 m² devront être équipés, sur au moins la moitié de cette superficie, d'ombrières intégrant un procédé de production d'énergies renouvelables sur la totalité de leur partie supérieure assurant l'ombrage. Cette obligation ne s'applique pas aux parcs de stationnement extérieurs dont le gestionnaire met en place, sur ces mêmes parcs, des procédés de production d'énergies renouvelables ne requérant pas l'installation d'ombrières, sous réserve que ces procédés permettent une production équivalente d'énergies renouvelables. Lorsque plusieurs parcs de stationnement sont adjacents, les gestionnaires peuvent mutualiser leurs installations sous réserve que la superficie des ombrières réalisées corresponde à la somme des ombrières devant être installées sur chacun des parcs de stationnement concernés. La loi a néanmoins prévu toute une série d'exemptions à ces installations obligatoires, notamment de fait de contraintes techniques, de sécurité, architecturale, patrimoniale ou environnementale, par exemple lorsque les parkings sont déjà arborés. De même, une exemption est possible lorsque le coût de l'installation est économiquement non acceptable. La loi prévoit que les gestionnaires de parcs devront se conformer à ces nouvelles règles d'ici 2028.

Signe des temps, la loi du 10 mars 2023 est même venue assouplir le pouvoir de police du préfet dans le cadre des plans de prévention des risques naturels prévisibles, tels que les inondations, les mouvements de terrain, les avalanches, les incendies de forêt, les séismes, les éruptions volcaniques, les tempêtes ou les cyclones. Dans ces plans, l'État est toujours tenu « de délimiter les zones exposées aux risques [...], d'y interdire tout type de construction, d'ouvrage, d'aménagement ou d'exploitation [...] ou, dans le cas où des constructions, ouvrages, aménagements ou exploitations agricoles, forestières, artisanales, commerciales ou industrielles, pourraient y être autorisés, prescrire les conditions dans lesquelles ils doivent être réalisés, utilisés ou exploités ». Mais il est désormais possible de prévoir des exceptions aux interdictions ou aux prescriptions afin de ne pas s'opposer à l'implantation d'installations de production d'énergie solaire dès lors qu'il n'en résulte pas une aggravation des risques. De belles querelles d'experts en perspective.

Le bâti existant fait enfin l'objet d'une attention renouvelée

La loi du 10 mars 2023 n'apporte pas de changements fondamentaux au Code de la construction et de l'habitation. Elle se contente plutôt de préciser certains points et d'en renvoyer d'autres aux arrêtés ministériels futurs. On retiendra que seules les opérations immobilières d'une certaine ampleur sont aujourd'hui concernées. Son article L. 171-4 précise que, dans le respect des objectifs généraux de performance énergétique et environnementale, les bâtiments énoncés à l'article L. 171-1 « doivent intégrer soit un procédé de production d'énergies renouvelables, soit un système de végétalisation basé sur un mode cultural ne recourant à l'eau potable qu'en complément des eaux de récupération, garantissant un haut degré d'efficacité thermique et d'isolation et favorisant la préservation et la reconquête de la biodiversité, soit tout autre dispositif aboutissant au même résultat ». Sont concernés par ces obligations :

- les constructions de bâtiments ou parties de bâtiment à usage commercial, industriel ou artisanal, les constructions de bâtiments à usage d'entrepôt, les constructions de hangars non ouverts au public faisant l'objet d'une exploitation commerciale et les constructions de parcs de stationnement couverts accessibles au public, lorsqu'elles créent plus de 500 m² d'emprise au sol ;
- les constructions de bâtiments ou parties de bâtiment à usage de bureaux, lorsqu'elles créent plus de 1 000 m² d'emprise au sol ;
- les extensions et rénovations lourdes de bâtiments ou parties de bâtiment, lorsque ces extensions ou les rénovations concernées ont une emprise au sol de plus de 500 m² pour les bâtiments à usage commercial ou industriel, et de plus de 1 000 m² pour les bureaux ;
- les aires de stationnement de plus de 500 m², lorsqu'il est procédé à des rénovations lourdes sur ces aires ou à l'occasion de la conclusion d'un nouveau contrat de concession de service public, de prestation de service ou de bail commercial, ou de son renouvellement.

Un décret en Conseil d'État devra préciser la nature des travaux de rénovation lourde, affectant les structures porteuses du bâtiment et les aires de stationnement, couverts par cette obligation. Néanmoins, l'article L. 171-4 précise que ces obligations « sont réalisées en toiture du bâtiment ou sur les ombrières surplombant les aires de stationnement, sur une surface minimale au moins égale à une proportion de la toiture du bâtiment construit ou rénové de manière lourde et des ombrières créées, définie par arrêté des ministres chargés de la Construction et de l'Énergie. Cette proportion est au moins de 30 % à compter du 1^{er} juillet 2023, puis de 40 % à compter du 1^{er} juillet 2026, puis de 50 % à compter du 1^{er} juillet 2027 ».

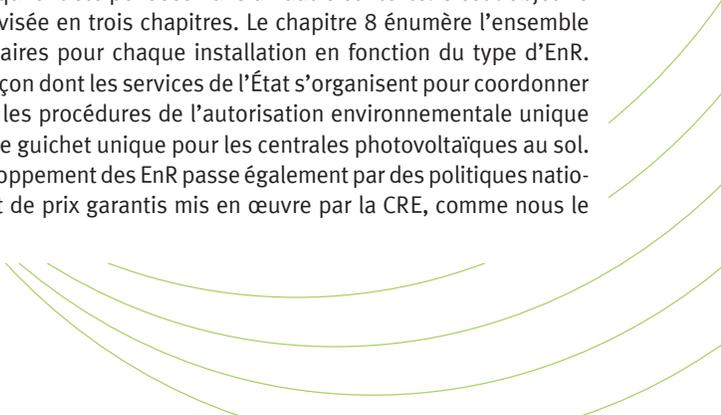
Partie 4

L'énergie, une décentralisation en trompe-l'œil

Les parties 2 et 3 ont montré comment les collectivités se sont emparées de la production d'EnR désormais intégrée dans leurs compétences et le droit des sols. Il s'agit néanmoins d'une compétence partagée. Si un projet doit être permis par les documents d'urbanisme réglementaires, mis à part le cas d'installations de faible puissance chez des particuliers, les autorisations d'urbanisme relèvent exclusivement du préfet.

Les autres pouvoirs de police, notamment en matière environnementale ou d'autorisation de raccordement, restent des compétences non décentralisées. Aux règles d'urbanisme s'ajoute un ensemble de législations qui lui sont reliées : environnementale, patrimoniale, agricole, forestière, énergétique. L'application de l'ensemble de ces règles est garantie par une procédure d'instruction conduite par les services de l'État. Présenter l'ensemble des procédures d'autorisation revient à nuancer encore davantage le pouvoir des collectivités en matière de planification énergétique. Le droit des sols est une condition nécessaire... mais loin d'être suffisante.

S'il s'affiche comme une priorité nationale, dans les faits, le développement des EnR vient se heurter à l'ensemble des législations environnementales. Celles-ci ont été développées à partir de la décennie 70 en France et en Europe, dans un contexte où la territorialisation de l'énergie n'était pas centrale. Force est aujourd'hui de constater la différence de tempo entre les injonctions les plus récentes en matière de production d'EnR et des législations qui ont été pensées dans un autre contexte. C'est l'objet de cette quatrième partie divisée en trois chapitres. Le chapitre 8 énumère l'ensemble des autorisations nécessaires pour chaque installation en fonction du type d'EnR. Le chapitre 9 analyse la façon dont les services de l'État s'organisent pour coordonner leurs réponses, à travers les procédures de l'autorisation environnementale unique pour tous, les projets ou le guichet unique pour les centrales photovoltaïques au sol. Enfin, le contrôle du développement des EnR passe également par des politiques nationales d'appel à projets et de prix garantis mis en œuvre par la CRE, comme nous le verrons au chapitre 10.



8. La multiplication des autorisations administratives

En fonction de ses caractéristiques propres, chaque installation a des impacts territoriaux, sociaux et écologiques spécifiques. Il existe donc plusieurs circuits d'instruction en fonction de la nature des projets. Nous en présentons les principaux.

Les centrales photovoltaïques au sol

Le régime des autorisations des centrales au sol dépend essentiellement de leur puissance. En fonction de leur impact potentiel sur les espaces naturels, plusieurs autorisations environnementales peuvent être nécessaires.

I L'évaluation environnementale

Les installations photovoltaïques au sol d'une puissance supérieure ou égale à 250 kWc sont soumises à une évaluation environnementale (Code de l'environnement, annexe R. 122-2). Pour les projets d'ombrières ou de serres photovoltaïques d'une puissance supérieure ou égale à 250 kWc, il revient à la Direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement (Dreal) de décider si le projet devra être soumis ou non à une évaluation environnementale. C'est également elle qui réalise l'instruction, puis qui soumet l'avis à la signature du préfet. Cette évaluation environnementale est constituée d'une étude d'impact, des avis des services consultés dans le cadre de l'instruction et de l'avis de l'Autorité environnementale. L'étude d'impact fait l'objet d'une enquête publique.

Le Code de l'environnement précise, dans son article L. 122-1, le contenu et le déroulé des études d'impact. Les projets qui, par leur nature, leur dimension ou leur localisation, sont susceptibles d'avoir des incidences notables sur l'environnement ou la santé humaine font l'objet d'une évaluation environnementale en fonction de critères et de seuils définis par voie réglementaire. Cette évaluation est pilotée par le maître d'ouvrage. Elle donne lieu à la rédaction d'un rapport d'évaluation des incidences sur l'environnement, dénommé « étude d'impact ». Celle-ci permet de décrire et d'apprécier de manière appropriée, en fonction de chaque cas particulier, les incidences notables directes et indirectes d'un projet sur :

- la population et la santé humaine ;
- la biodiversité ;
- les terres, le sol, l'eau, l'air et le climat ;

- les biens matériels, le patrimoine culturel et le paysage ;
- l'interaction entre ces facteurs.

L'article L. 122-1-1 précise que l'autorité compétente pour autoriser un projet soumis à évaluation environnementale prend en considération l'étude d'impact, l'avis des autorités mentionnées au V de l'article L. 122-1, ainsi que le résultat de la consultation du public et, le cas échéant, des consultations transfrontières. La décision de l'autorité compétente est motivée au regard des incidences notables du projet sur l'environnement. Elle précise les prescriptions que devra respecter le maître d'ouvrage, ainsi que les mesures et caractéristiques du projet destinées à éviter les incidences négatives notables, à réduire celles qui ne peuvent être évitées et à compenser celles qui ne peuvent être évitées ni réduites. Elle précise également les modalités du suivi des incidences du projet sur l'environnement ou la santé humaine.

I L'autorisation de destruction d'espèces protégées

L'atteinte aux espèces protégées est interdite en application des articles L. 411-1 et L. 411-2 du Code de l'environnement. Elle peut être exceptionnellement autorisée dans le cadre d'un projet d'aménagement, sous réserve de respecter les conditions définies par le même Code de l'environnement, par arrêté préfectoral ou ministériel. Le pétitionnaire doit pour ce faire présenter un dossier argumenté exposant les conséquences de son projet en matière de prélèvements, de déplacements ou destructions d'individus, mais également de destruction, d'altération ou de dégradation du milieu particulier à certaines espèces. Le dossier doit prouver qu'il n'existe pas de solutions satisfaisantes permettant d'éviter ou de réduire l'impact du projet. Il comporte :

- une présentation du projet ;
- sa raison impérieuse d'intérêt public majeur ;
- la justification d'une absence de solution alternative ;
- l'analyse de l'impact sur le maintien de l'état de conservation des espèces ;
- le développement des mesures d'évitement, de réduction et de compensation des impacts ainsi que les mesures d'accompagnement (évaluation et suivi), dit séquence « ERC ».

C'est également le Dreal qui instruit le dossier préalablement ou parallèlement au dépôt de l'autorisation d'urbanisme. Le dossier complet est ensuite transmis pour avis au Conseil national de la protection de la nature (CNPN) ou au Conseil scientifique régional du patrimoine naturel (CSRPN), selon leurs compétences respectives. En parallèle, une consultation du public est organisée (L. 123-19-2 du Code de l'environnement). Le délai d'instruction de la demande est de 4 mois à compter de la réception d'un dossier complet, que la demande de dérogation relève du préfet de département (pour les espèces dites « préfectorales ») ou du ministre de l'Écologie (espèces dites « ministérielles »). Cet avis peut être favorable, favorable sous condition ou défavorable. Les porteurs de projets sont prévenus, le silence de l'autorité administrative donne lieu à un refus implicite de la demande.

■ La démarche « Éviter réduire compenser » (ERC) et la part d'arbitraire

Consommateurs d'espace, les projets s'inscrivent dans la logique ERC depuis la loi du 10 juillet 1976 sur la protection de la nature. La loi du 8 août 2016 pour la reconquête de la biodiversité, de la nature et des paysages est venue renforcer l'article L. 110-1 du Code de l'environnement en énonçant « le principe d'action préventive et de correction, par priorité à la source, des atteintes à l'environnement [...]. Ce principe implique d'éviter les atteintes à la biodiversité et aux services qu'elle fournit ; à défaut, d'en réduire la portée ; enfin, en dernier lieu, de compenser les atteintes qui n'ont pu être évitées ni réduites, en tenant compte des espèces, des habitats naturels et des fonctions écologiques affectées »¹⁰⁶.

Tout projet instruit par les services de l'État est passé au filtre de la démarche ERC, dans le respect de l'ordre des trois termes. La séquence « éviter » est la plus importante, puisqu'il s'agit de la seule possibilité de garantir l'intégralité du respect d'un milieu naturel, les deux autres phases n'étant qu'un pis-aller. « L'ordre de la séquence traduit aussi une hiérarchie : l'évitement étant la seule phase qui garantisse la non-atteinte à l'environnement considéré, il est à favoriser. La compensation ne doit intervenir qu'en dernier recours, quand tous les impacts qui n'ont pu être évités n'ont pas pu être réduits suffisamment.¹⁰⁷ » Il en résulte le caractère *a priori* suspect de tout projet d'installation, comme le résume la fiche « Séquence éviter réduire compenser : l'évitement du ministère de la Transition écologique » parue en mai 2021 : « L'évitement... c'est ne pas faire, faire moins, faire ailleurs ou faire autrement. Avec un objectif : préserver l'environnement.¹⁰⁸ » Rien ne prédispose donc un espace, quand bien même il abriterait une biodiversité dégradée, à accueillir une centrale au sol qui nécessairement viendra impacter le milieu. Les deux autres phases ne sont que des palliatifs dont l'autorisation est laissée à discrétion de l'administration. « La démarche d'évitement doit être mise en avant, car il s'agit de la seule phase qui permette de s'assurer de la non-dégradation de la cible visée [...] En effet, les deux autres phases de la séquence amènent une dégradation de la cible visée : particulièrement la troisième phase, la compensation, qui intervient si la cible visée est impactée de manière significative après évitement et réduction et qui nécessite donc de générer une contrepartie positive. Or, ces contreparties positives ou mesures compensatoires sont subordonnées à de nombreuses exigences réglementaires. Elles peuvent mobiliser des techniques de génie écologique peu éprouvées, coûteuses et sans garanties de résultat lors de la mise en œuvre.¹⁰⁹ » Voilà les porteurs de projets prévenus !

106. Article L. 110-1, 2° alinéa, du Code de l'environnement.

107. Selon la définition qu'en donne la Dreal Grand Est aux porteurs de projet <https://www.notre-environnement.gouv.fr/themes/evaluation/article/eviter-reduire-compenser-erc-en-quoi-consiste-cette-demarche> (consulté le 15/05/2024).

108. https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/21193_FICHE-ERC-Evitement_BATweb.pdf, p. 7 (consulté le 12/03/2023).

109. *Ibid.*, p. 9.

■ Les autorisations de défrichement

Les installations d'EnR nécessitent parfois des autorisations de défrichement au titre du Code forestier. L'autorisation de défrichement est un préalable à toute autorisation administrative, lorsque les travaux entraînent directement ou indirectement la destruction de l'état boisé d'un terrain et mettent fin à sa destination forestière. Le Code de l'environnement prévoit en outre, dans son article L. 122-1, que les travaux, ouvrages ou aménagements susceptibles d'avoir des incidences sur leur environnement soient soumis à une étude d'impact, soit de façon systématique, soit après un examen au cas par cas, en fonction de critères définis dans le tableau annexé à l'article R. 122-2 du Code de l'environnement :

- les défrichements d'une superficie de moins de 0,5 ha ne nécessitent pas d'étude d'impact, le demandeur dépose sans étape préalable son dossier de demande de défrichement ;
- pour les défrichements de 0,5 ha à 25 ha, le demandeur doit, préalablement au dépôt de son dossier de demande de défrichement, saisir l'autorité environnementale pour qu'elle décide, au cas par cas, de la nécessité de réaliser ou non une étude d'impact ;
- les défrichements d'une superficie supérieure à 25 ha sont systématiquement soumis à étude d'impact. L'étude d'impact est alors une pièce obligatoire du dossier de demande de défrichement. Ce cas de figure ne devrait plus se poser puisque la loi n° 2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables est venue interdire l'installation de fermes photovoltaïques dans les zones forestière lorsqu'elles nécessitent un défrichement de plus de 25 ha.

L'autorisation de défrichement doit être obtenue préalablement à la délivrance des autres autorisations administratives, notamment les permis de construire. L'administration dispose d'un important pouvoir d'appréciation, puisqu'au titre de l'article L. 341-5 du Code forestier l'autorisation de défrichement peut être refusée pour un grand nombre de motifs et notamment lorsque la conservation des bois et forêts ou des massifs qu'ils complètent, ou le maintien de la destination forestière des sols, est reconnue nécessaire à une ou plusieurs des fonctions suivantes :

- au maintien des terres sur les montagnes ou sur les pentes ;
- à la défense du sol contre les érosions et envahissements des fleuves, rivières ou torrents ;
- à l'existence des sources, cours d'eau et zones humides, et plus généralement à la qualité des eaux ;
- à la protection des dunes et des côtes contre les érosions de la mer et les envahissements de sable ;
- à la valorisation des investissements publics consentis pour l'amélioration en quantité ou en qualité de la ressource forestière, lorsque les bois ont bénéficié d'aides publiques à la constitution ou à l'amélioration des peuplements forestiers ;

- à l'équilibre biologique d'une région ou d'un territoire présentant un intérêt remarquable et motivé, du point de vue de la préservation des espèces animales ou végétales et de l'écosystème, ou au bien-être de la population ;
- à la protection des personnes et des biens et de l'ensemble forestier dans le ressort duquel ils sont situés contre les risques naturels, notamment les incendies et les avalanches.

Le biogaz et la méthanisation

Le biogaz est un gaz renouvelable produit à partir d'une biomasse fermentescible. Plusieurs procédés sont utilisés ou en cours de développement. La méthanisation, qui consiste à produire du biogaz à partir d'une digestion anaérobie, est le procédé le plus utilisé, mais il en existe d'autres comme la pyrogazéification, la gazéification hydrothermale ou le *power-to-gas*.

La production de biogaz, essentiellement sous forme de biométhane, s'est fortement développée en quelques années sous l'impulsion d'aides publiques. Entre 2007 et 2019, la production a été multipliée par 7, passant de 1 à 7 térawattheures (TWh)¹¹⁰ ; 62 % de la production sont utilisés dans la production de chaleur et 38 % dans celle d'électricité. Le rapport sénatorial comptait, fin 2020, 1 075 installations de production de biogaz en France métropolitaine :

- 214 injectent du biométhane dans les réseaux de gaz naturel, avec une production effective de 2,2 TWh en 2020 (soit 0,5 % de la consommation de gaz naturel) et une capacité de production maximale de 3,91 TWh/an ;
- 861 produisent de l'électricité avec du biogaz, pour une production effective de 2,6 TWh (soit 0,6 % de la consommation d'électricité) et une capacité totale installée de 523 mégawatts (MW).

Ces installations sont souvent de petites unités : 52 % de celles liées à l'injection ont une capacité de moins de 15 GWh/an et 71 % de celles liées à l'électricité ont une capacité de moins de 0,5 MW. Elles sont souvent de nature agricole, à hauteur de 86 % pour l'injection et de 79 % pour celles produisant de l'électricité. Elles sont logiquement concentrées dans les régions agricoles, comme le Grand Est, les Hauts-de-France, la Bretagne et la Normandie.

Selon le rapport sénatorial, le biogaz représentait, en 2019, 3,4 % de la consommation d'énergie renouvelable française, avec un bilan carbone jusqu'à 10 fois moindre par rapport à du gaz naturel. La SNBC rappelle néanmoins son ambition de développement

110. Le rapport d'information du Sénat n° 872 (La méthanisation dans le mix énergétique : enjeux et impacts), rendu le 29 septembre 2021 par M. Daniel Salmon, sénateur, bien accueilli à la fois par les différents groupes parlementaires, les acteurs de la filière et les associations de protection de l'environnement, donne un compte rendu exhaustif des enjeux actuels de la filière.

de la filière puisque la PPE prévoit que le biogaz devra représenter entre 6 et 8 % de la consommation de gaz en 2028, avec un volume injecté d'environ 20 TWh. La CRE souligne que les projets se sont accélérés depuis. Fin 2021, les contrats d'obligation d'achat signés équivalaient à une production annuelle de 20 TWh. En 2021, la capacité installée de production de biométhane s'est élevée à 6,4 TWh/an et 14 TWh/an de capacité de production sont en cours de développement¹¹¹.

Comme pour les autres EnR, le développement de la filière est étroitement dépendant des aides publiques. Un arrêté du 19 mai 2011 fixe les conditions de soutien aux unités valorisant le biogaz dans la production électrique. Les installations de plus de 500 kW relèvent d'une politique nationale d'appel d'offres, alors que celles de moindre puissance bénéficient d'un tarif de rachat garanti. Enfin, l'Ademe et le fonds Chaleur soutiennent un certain nombre de projets depuis la fin de la décennie 2010. Les collectivités également sont appelées à participer, à l'image de la région Paca qui consacre chaque année 1,5 million d'euros à la méthanisation et mobilise 6,5 millions d'euros de fonds européens Feder sur la programmation actuelle, l'objectif étant de faire naître sur le quart sud-est 330 unités nouvelles, contre 19 seulement en fonctionnement en 2023¹¹². Le Plan climat régional « Une COP d'avance » prévoit l'installation de 267 MW d'ici 2030 et 570 MW en 2050. Compte tenu de l'appui à la filière, la région peut afficher l'installation de près de 53 MW entre 2012 et 2022¹¹³. Des chiffres qui montrent en creux l'ampleur de ce qu'il reste à faire.

Un dossier de création d'une unité de méthanisation doit satisfaire aux réglementations contenues dans les Codes de l'environnement, de l'énergie, sanitaire et, bien sûr, de l'urbanisme¹¹⁴. En fonction de la nature du projet et de sa puissance, le permis de construire relève soit de l'autorité du maire soit de celle du préfet. L'origine des matières organiques utilisées est en soi un enjeu d'aménagement du territoire. Plus que le procédé, c'est la manière dont est alimenté le méthaniseur qui structure souvent le débat¹¹⁵.

On distingue plusieurs sources de matières premières bien différentes. Certains déchets sont issus des activités agricoles et peuvent être traités directement sur l'exploitation par des installations autonomes en circuits courts, souvent de petite taille. Mais les déchets de filières agricoles peuvent aussi être rassemblés pour être traités de façon plus industrielle, dans une unité de plus grande taille. Dans ce cas,

111. CRE, La CRE accompagne l'essor du biométhane en France, <https://www.cre.fr/actualites/la-cre-accompagne-l-essor-du-biomethane-en-france> (consulté le 08/01/2024).

112. Journal *La Provence*, Méthanisation : la région va-t-elle mettre les gaz ? : « Avec seulement 19 unités, Provence-Alpes-Côte d'Azur est le mauvais élève de l'Hexagone. La crise énergétique pourrait appuyer la volonté de la filière », <https://www.laprovence.com/article/papier/6723709/methanisation-la-region-va-t-elle-mettre-les-gaz.html> (consulté le 14/03/2024).

113. Chiffres Service Connaissance du territoire, Scénario énergie du Straddet, 2023.

114. Yves Broussolle, Projet de méthanisation : mode d'emploi, <https://www.lagazettedescommunes.com/848641/projet-de-methanisation%e2%80%89-mode-demploi/?abo=1> (consulté le 28/03/2024).

115. Rapport d'information du Sénat, La méthanisation dans le mix énergétique : enjeux et impacts », *op.cit.*

l'organisation et la taille du bassin de collecte deviennent une question centrale. Plus récemment, séduits par la rentabilité nouvelle des installations due aux subventions publiques, certains industriels ont initié des projets de grande envergure alimentés par des cultures dédiées. Dans ce modèle, comme pour les agrocultures, l'installation n'est plus alimentée par des déchets agricoles, mais par des cultures qui lui sont spécifiques, notamment entre deux rotations. Compte tenu de leur coût environnemental, ces nouvelles pratiques donnent souvent lieu à de fortes oppositions locales.

La méthanisation ne concerne pas uniquement le monde agricole. Les collectivités également sont appelées à la mobiliser afin de valoriser une partie des déchets ménagers ou les boues de stations d'épuration. Enfin, certains déchets industriels, notamment des industries agroalimentaires, peuvent aussi servir à la production de biogaz. Ainsi, étudier le développement de la méthanisation, ça n'est pas seulement étudier les conditions spatiales de collecte des déchets ou la consolidation de choix technologiques. C'est également entreprendre l'organisation d'accords partagés entre différentes filières et entre acteurs public et privé sur un même territoire. Un projet de méthanisation porté par un énergéticien privé sera supporté financièrement par l'Ademe, parfois à des niveaux de subvention importants. Il sera alimenté à la fois par les déchets verts collectés par l'intercommunalité, qui sera ainsi intéressée à entrer au capital de la société privée portant l'investissement, afin de maîtriser la façon dont elle pourra valoriser son tri ou ses boues de station d'épuration, et par une ou plusieurs filières agricoles ou agro-industrielles. Dans certains cas, la grande distribution pourra en outre participer au tour de table, afin de remplir ses obligations de tri sélectif et de valorisation des produits périmés. Un méthaniseur, c'est souvent un projet de territoire, une rencontre entre plusieurs mondes et plusieurs filières qui ne se côtoient pas nécessairement : énergie, production agricole, assainissement, tri et valorisation des déchets, développement industriel...

Au titre du Code de l'énergie, les installations de biogaz de puissance supérieure à 50 MW sont soumises à autorisation d'exploiter. En cas de puissance inférieure, aucune autorisation préalable n'est nécessaire.

Au titre du Code de l'urbanisme, deux procédures existent, en fonction de la surface de l'installation. Une déclaration préalable suffit pour les installations de moins de 20 m², et un permis de construire est nécessaire dans les autres cas. L'autorité délivrant ce permis dépend de la nature du projet. Lorsque l'énergie produite est essentiellement destinée à être autoconsommée, c'est le maire qui délivre le permis de construire. Lorsque l'énergie est principalement vendue, la compétence revient au préfet de département.

En matière de droit des sols, l'installation doit être compatible avec les règles d'urbanisme (voir *supra*, chapitre 6). Il existe dans les faits deux possibilités de zonage pour un méthaniseur, en fonction de la nature du porteur de projet. Le premier cas correspond à un projet agricole, c'est-à-dire un projet déposé par une structure agricole et alimenté majoritairement par des déchets agricoles. Dans ce cas, il s'insère dans les

zones A des documents d'urbanisme sauf mention contraire. Dans les autres cas, les méthaniseurs sont considérés comme industriels et relèvent de la réglementation des équipements d'intérêt collectif et services publics, à condition que la majorité du bio-méthane produit soit directement injecté dans le réseau de distribution (Rép., Min., n° 91 230, 13 septembre 2016, JOAN Q et CAA Nantes, 19 juillet 2019, n° 18NT02791).

Au titre du Code de l'environnement, les unités de production de biogaz sont soumises à la réglementation des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE)¹¹⁶. Cette réglementation définit les obligations à respecter pour l'activité de méthanisation et les équipements nécessaires pour protéger l'environnement. En fonction du tonnage journalier traité, il existe trois régimes d'application : déclaration (jusqu'à 30 t/jour de matières traitées), enregistrement (entre 30 et 100 t) ou autorisation (au-delà de 100 t/jour).

Les projets dépassant 100 t/jour sont en outre soumis à une enquête publique en plus des autres démarches administratives. La construction peut être interdite si l'installation est située sur un site classé, visible depuis un monument historique, trop proche d'un captage d'eau potable, située en zone inondable, si elle entraîne un trafic excessif... Selon les tonnages, l'administration délivre un arrêté de prescriptions dans le régime relevant de la déclaration, ou un arrêté de refus ou d'autorisation dans le régime relevant de l'enregistrement ou de l'autorisation, assorti de prescriptions. Dans le cas d'un dossier soumis à autorisation ICPE, le permis de construire est inclus dans l'autorisation unique. Le délai global est, dans ce cas, de 10 mois.

L'arrêté du 10 novembre 2009 fixant les règles techniques auxquelles doivent satisfaire les installations de méthanisation soumises à autorisation en application du titre I^{er} du livre V du Code de l'environnement fixe les contraintes imposées aux nouvelles installations dans son article 3, modifié par l'arrêté du 14 juin 2021. L'arrêté précise en particulier que « le choix du site d'implantation est fait de telle manière qu'il ne porte pas atteinte à l'environnement, au paysage ou à la santé, notamment en ce qui concerne la proximité "d'habitations" ou de zones fréquentées par des tiers ».

L'arrêté du 27 juillet 2012 modifiant divers arrêtés relatifs au traitement de déchets (article 3 II) et l'arrêté du 14 juin 2021 fixant les règles techniques auxquelles doivent satisfaire les installations de méthanisation (article 4 1^o à 4^o) précisent les conditions d'implantation par rapport à la protection des captages, à la distance entre « l'installation (à l'exception des équipements ou des zones destinés exclusivement au stockage de matière végétale brute) et les habitations occupées par des tiers [...] ». Cette distance ne peut pas être inférieure à 200 m, « à l'exception des logements occupés par des personnels de l'installation et des logements dont l'exploitant ou le fournisseur de substrats de méthanisation ou l'utilisateur de la chaleur produite a jouissance ». L'arrêté préfectoral mentionne la distance minimale d'implantation de l'installation

116. République française, Note d'explication de la nomenclature ICPE des installations de gestion et de traitement de déchets (version du 27 avril 2022), Direction générale de la prévention des risques.

ou de ses différents composants par rapport aux habitations occupées par des tiers et précise que « la détermination de ces distances s'appuie notamment sur l'étude des dangers et sur l'étude d'impact... ».

Le Code de l'énergie, dans son article L. 453-9, précise quant à lui les conditions de raccordement de l'installation et le périmètre des accords à construire entre le gestionnaire du réseau, la CRE et les différents distributeurs : « Lorsqu'une installation de production de gaz renouvelable, dont le biogaz, ou de gaz bas carbone est située à proximité d'un réseau de gaz naturel, les gestionnaires des réseaux de gaz naturel effectuent les renforcements nécessaires pour permettre l'injection dans le réseau du gaz renouvelable, dont le biogaz, ou du gaz bas carbone produit, dans les conditions et limites permettant de s'assurer de la pertinence technico-économique des investissements définie par décret pris après avis de la Commission de régulation de l'énergie. Ce décret précise la partie du coût des renforcements des réseaux à la charge du ou des gestionnaires des réseaux et celle restant à la charge du ou des producteurs ainsi que la répartition de cette dernière entre les différents producteurs concernés. »

Quelles autorisations pour les éoliennes ?

La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), qui décline les objectifs prévus par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, a fixé les objectifs de croissance de l'éolien terrestre. Fin 2023, la puissance cumulée des installations aurait dû atteindre 21 800 MW en fourchette basse et 26 000 MW en fourchette haute. Cet objectif ne pouvait pas être atteint. Selon le Baromètre des énergies renouvelable en France de la CDC¹¹⁷, la puissance totale raccordée était de 21 520 MW au 31 mars 2023, mais en tenant compte de l'éolien maritime. En 2022, la production éolienne totale a représenté 8,3 % de la consommation électrique nationale.

Comme pour le photovoltaïque au sol, la construction et l'exploitation d'un parc éolien sont soumises à plusieurs réglementations, en particulier au titre de Code de l'énergie, du Code de l'urbanisme et du Code de l'environnement¹¹⁸. Une distinction est opérée entre éolien terrestre, soumis au droit de l'urbanisme, et éolien *off-shore*, relevant exclusivement de la compétence de l'État.

I Pour les éoliennes terrestres

Au titre du Code de l'énergie, les installations de plus de 50 MW nécessitent une autorisation d'exploiter et une demande de raccordement. La délivrance de l'autorisation d'exploiter n'a rien d'automatique et l'administration dispose en la matière d'un

117. [https://www.banquedesterritoires.fr/sites/default/files/2024-01/OBSERVER_BARO_ELEC_2023 \(3\).pdf](https://www.banquedesterritoires.fr/sites/default/files/2024-01/OBSERVER_BARO_ELEC_2023%20(3).pdf) (consulté le 17/05/2024).

118. Éolien terrestre, <https://www.ecologie.gouv.fr/eolien-terrestre> (consulté le 02/03/2024).

important pouvoir d'appréciation. Elle est notamment subordonnée au respect d'une distance d'éloignement entre les installations et les constructions à usage d'habitation, les immeubles habités et les zones destinées à l'habitation définies dans les documents d'urbanisme. Cette distance est appréciée au regard de l'étude d'impact prévue à l'article L. 122-1 du Code de l'environnement. Elle est au minimum fixée à 500 m. L'autorisation d'exploiter tient compte des parties du territoire régional favorables au développement de l'énergie éolienne, définies par le schéma régional éolien si ce schéma a été rédigé. Dans son article 2, la loi n° 2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables est venue renforcer le pouvoir d'opportunité de l'État en modifiant le dernier alinéa de l'article L. 515-44 du Code de l'environnement, désormais complété par une phrase ainsi rédigée : « L'autorisation environnementale tient également compte, le cas échéant, du nombre d'installations terrestres de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent déjà existantes dans le territoire concerné, afin de prévenir les effets de saturation visuelle en vue de protéger les intérêts mentionnés à l'article L. 511-1. »

Au titre du Code de l'environnement, l'exploitation d'un parc éolien relève de la législation des installations classées pour la protection de l'environnement. En fonction de la puissance de l'installation, l'activité est soumise :

- à déclaration, lorsque l'installation comprend uniquement des éoliennes d'une hauteur comprise entre 12 et 50 m, pour une puissance installée inférieure à 20 MW ;
- à autorisation, lorsque l'installation comprend au moins une éolienne d'une hauteur supérieure à 50 m ou lorsque l'installation comprend des éoliennes dont le mât est compris entre 12 m et 50 m, pour une puissance installée supérieure à 20 MW.

L'installation peut également nécessiter une dérogation pour destruction d'espèces protégées lorsqu'elle porte atteinte au bon état de conservation d'une espèce protégée, selon l'article L. 411-1 du Code de l'environnement.

Au titre du Code de l'urbanisme, les éoliennes dont la hauteur du mât est supérieure à 12 m sont soumises à permis de construire, en conformité avec le règlement d'urbanisme.

Au titre du Code forestier, le porteur de projet éolien peut être soumis à l'obtention d'une autorisation de défrichement (article L. 311-1 et suivants).

Pour les projets supérieurs à 50 m, ces différentes autorisations font aujourd'hui l'objet d'une procédure dite « d'autorisation unique », menant à une seule et unique décision du préfet (voir *supra*, chapitre 6). Cette procédure prévoit, pour un parc éolien, la réalisation d'une étude d'impacts et de dangers qui évalue les effets du projet sur l'environnement, en incluant des critères tels que l'impact paysager, la biodiversité, le bruit et les risques pour les riverains. Elle prévoit également une enquête publique, avec affichage dans un rayon de 6 km autour du lieu envisagé pour l'implantation des éoliennes.

Après examen par cette instance, le préfet prend sa décision, par voie d'arrêté préfectoral. Cet arrêté peut fixer des prescriptions complémentaires et compensatoires

(éloignement, niveau de bruit, contrôles réguliers, plantations d'écrans...) qui viennent s'ajouter aux prescriptions réglementaires nationales, en fonction des résultats des consultations et de l'enquête publique.

Ces prescriptions techniques applicables aux éoliennes laissent d'importantes marges de manœuvre au préfet. Elles sont précisées notamment dans :

- l'arrêté du 26 août 2011 modifié relatif aux installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent au sein d'une installation soumise à autorisation au titre de la rubrique 2980 de la législation des installations classées pour la protection de l'environnement ;
- l'arrêté du 26 août 2011 modifié relatif à la remise en état et à la constitution des garanties financières pour les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent.

Ces arrêtés sont complétés par les décisions ministérielles suivantes :

- la décision du 11 juillet 2023 relative à la reconnaissance du protocole de mesure de l'impact acoustique d'un parc éolien terrestre ;
- la décision du 20 novembre 2015 relative à la reconnaissance de la méthode de modélisation des perturbations générées par les aérogénérateurs sur les radars météorologiques ;
- la décision du 23 novembre 2015 relative à la reconnaissance d'un protocole de suivi environnemental des parcs éoliens terrestres.

■ Pour les éoliennes *off-shore*

En ce qui concerne les éoliennes en mer, leur construction ainsi que celle des ouvrages de raccordement nécessitent l'obtention d'autorisations administratives uniquement délivrées par l'État par l'intermédiaire du préfet. Les collectivités territoriales ne sont pas associées. Ces autorisations sont accordées aux lauréats des appels d'offres nationaux à l'issue d'une mise en concurrence entre opérateurs. La procédure utilisée est celle de l'autorisation unique. La nature des autorisations relatives au parc éolien en mer dépend de l'espace maritime dans lequel le projet est situé, soit dans le domaine public maritime (DPM), soit en zone économique exclusive (ZEE).

Sur le domaine public maritime, constitué du rivage de la mer, du sol et du sous-sol de la mer jusqu'à la limite des eaux territoriales situées à 12 milles nautiques des côtes, le porteur du projet de parc éolien en mer et RTE pour son raccordement doivent, chacun, obtenir une convention d'utilisation du DPM, délivrée par le préfet.

En zone économique exclusive, au-delà donc des 12 milles nautiques, le parc éolien en mer doit obtenir une autorisation unique et un agrément du tracé des câbles de raccordement, ces deux autorisations étant délivrées par le préfet maritime au titre de l'ordonnance du 8 décembre 2016 relative aux espaces maritimes relevant de la souveraineté ou de la juridiction de la République française.

La géothermie

La filière géothermie est marginale en France. À dire d'expert, elle représente pourtant un intérêt certain puisque son exploitation n'est pas soumise à l'intermittence de la plupart des EnR. On distingue la géothermie superficielle, qui exploite la chaleur du sol sur quelques dizaines de mètres et à basse température, d'une géothermie plus profonde, jusqu'à 1 500 m, qui permet d'atteindre des températures beaucoup plus élevées. Trouver et exploiter des sources chaudes (entre 100 et 300 °C) pour produire de l'électricité à partir de la vapeur reste financièrement et techniquement difficile.

Parmi les différents types de gîtes géothermiques, on distingue¹¹⁹ :

- les gîtes géothermiques à haute et à basse températures (plus de 150 °C), qui sont essentiellement exploités pour produire de l'électricité et de la chaleur ;
- les ouvrages dits « de minime importance », institués par le décret n° 2015-15 du 8 janvier 2015, modifiant le décret n° 78-498, qui sont caractérisés notamment par une profondeur comprise entre 10 et 200 m et des équipements de moins de 500 kW, et qui bénéficient d'un régime déclaratif simplifié.

La France ne compte à ce jour que deux installations importantes. Une installation de 16 MW de puissance à Bouillante (Guadeloupe) et la centrale de Soultz-sous-Forêts (Alsace), produisant 12 000 MWh d'électricité par an, correspondant à la consommation électrique d'environ 2 400 logements¹²⁰. La PPE fixe néanmoins des objectifs à la filière pour la France métropolitaine. Si la géothermie électrique n'est pas réellement appelée à se développer, la géothermie basse température, servant notamment au chauffage urbain, devra représenter près de 2,9 TWh fin 2023 et entre 4 et 5 TWh en 2028.

Au-delà de ces objectifs quantitatifs, dont on pressent qu'ils seront difficiles à atteindre, la PPE prend plutôt le parti d'organiser les études et les réflexions sur les possibilités offertes. Elle prévoit notamment :

- la mise en place d'une réflexion régionalisée avec le soutien de l'Ademe ;
- l'éligibilité des projets, en réseaux de chaleur et de froid géothermique, solutions de stockage de chaleur par géothermie, au fonds Chaleur ;
- la possibilité de mobiliser le fonds de garantie SAF¹²¹ et l'adapter, le cas échéant, afin de développer le potentiel de nouveaux aquifères peu connus ;
- de permettre une participation du fonds Chaleur au financement de cartographies régionales pour la géothermie de minime importance (GMI), et le cas échéant, au

119. Pour aller plus loin, voir le site Géothermies de l'Ademe et du Bureau de recherches géologiques et minières (BRGM) : <https://www.geothermies.fr/les-geothermies>.

120. Voir à ce sujet <https://www.ecologie.gouv.fr/geothermie>.

121. SAF-Environnement, filiale de la Caisse des dépôts et des consignations, propose une assurance spécifique pour les projets de géothermie profonde.

financement d'aides à la décision sur la rentabilité économique de la ressource géothermique de surface ;

- de modifier le Code minier pour mentionner explicitement la production de froid par géothermie.

La réglementation relève à la fois du Code minier, du Code de l'énergie et du Code de l'environnement.

Au titre du Code minier, les gîtes géothermiques relèvent du régime légal des mines (article L. 112-1 du Code minier). Le Code minier encadre l'activité relative à la recherche et à l'exploitation de ces gîtes géothermiques par la délivrance de deux titres miniers : le permis exclusif de recherches pour la phase d'exploration, et la concession pour la phase d'exploitation.

■ Le permis exclusif de recherches

Le permis exclusif de recherches est un arrêté ministériel attribuant un droit exclusif pour mener les travaux d'exploration, eux-mêmes règlementés par le décret 2006-649 du 2 juin 2006, en vue de découvrir un gîte géothermique à l'intérieur du périmètre défini par l'arrêté d'octroi ainsi que la possibilité exclusive de demander une concession à l'intérieur du périmètre du permis si la ressource est avérée. Le détenteur dépose sa demande de permis auprès du ministre chargé des Mines, qui la transmet à la préfecture concernée. Celle-ci vérifie la recevabilité de la demande puis organise une mise en concurrence nationale et européenne, afin de porter cette candidature à la connaissance des autres sociétés intéressées par la zone et de retenir la ou les société(s) qui offre(nt) les meilleures capacités techniques et financières et qui présentent un programme des travaux valorisant le mieux la connaissance de la ressource énergétique.

L'ensemble des candidatures déposées sont accessibles au public. La demande, la notice d'impact et les documents cartographiques peuvent être consultés au ministère chargé des Mines ainsi que dans les directions régionales.

Le permis exclusif de recherches est attribué pour une durée de 5 années au plus et il peut être prolongé à deux reprises, chacune de 5 années au maximum. La superficie du permis est réduite à chaque prolongation, la société ciblant chaque fois plus précisément les zones à explorer.

■ La concession

La concession est un décret qui donne à la société le droit d'exploiter la ressource géothermique. Cette concession est octroyée pour une période initiale ne pouvant excéder 50 années, mais peut être renouvelée plusieurs fois pour 25 années supplémentaires au maximum. L'octroi et la prolongation d'une concession font l'objet d'une enquête publique d'une durée de 30 jours au minimum.

La procédure d'attribution des permis exclusifs de recherche et des concessions est fixée par les dispositions du décret n° 2006-648 du 2 juin 2006. Le titre minier n'accorde pas à son titulaire le droit de réaliser les travaux de recherche ou d'exploitation. Selon leur importance, ceux-ci sont soumis à autorisation ou à déclaration préfectorale. Le décret n° 2006-649 du 2 juin 2006 précise le régime et la procédure applicable pour chaque catégorie de travaux.

La procédure d'autorisation prévoit une enquête publique ainsi que le recueil des avis des services et des communes. Le préfet statue par arrêté, après consultation du Conseil départemental de l'environnement et des risques sanitaires et technologiques. Les déclarations sont soumises à l'avis des services et sont transmises, pour information, aux communes. Le préfet dispose de deux mois, après réception de la déclaration, pour édicter, le cas échéant, des prescriptions destinées à préserver les intérêts mentionnés à l'article L. 161-1 du Code minier (sécurité des travailleurs, sécurité publique, environnement, eaux, patrimoine...). En l'absence de prescriptions supplémentaires, le titulaire du permis exclusif de recherches réalise les travaux conformément à sa déclaration.

D'un point de vue réglementaire, il existe deux types de gîtes géothermiques. Le décret n° 78-498 du 28 mars 1978 relatif aux titres de recherches et d'exploitation de géothermie définit, en son article 1, les gîtes géothermiques à haute ou à basse température, selon que la température de leurs eaux, mesurée en surface au cours des essais du forage d'exploration, est soit supérieure, soit inférieure ou égale à 150 °C.

Les démarches au titre du Code de l'énergie concernent l'autorisation d'exploiter pour une installation de production d'électricité d'une puissance supérieure à 50 MW. Les installations de puissance inférieure sont réputées autorisées et aucune démarche administrative n'est nécessaire. La demande est à adresser à la Direction générale de l'énergie et du climat. Les boucles d'eau tempérée entrent dans cette catégorie. Le principe est de récupérer les calories ou les frigories de l'eau de mer, d'une nappe phréatique ou d'une rivière, par l'intermédiaire d'une boucle d'eau tempérée destinée à alimenter un quartier en chaud et/ou en froid. Si la plupart des installations utilisent des ressources situées à proximité, certaines expérimentations font montre de plus d'ambition, à l'image du projet porté par l'Ademe, le centre hospitalier Sud Réunion et EDF, qui devrait utiliser de l'eau à 5 °C captée à plus de 1 100 m sous la surface, pour refroidir les bâtiments hospitaliers¹²².

Enfin, quelles que soient les technologies employées, les articles R. 214-1 à R. 214-3 du Code de l'environnement énumèrent l'ensemble des opérations soumises à autorisation, au titre des prélèvements, des rejets, de leur impact sur le milieu aquatique

122. Climatisation avec l'eau de mer : le projet du CHU réunionnais en bonne voie (28/03/2023), <https://www.actu-environnement.com/ae/news/swac-climatisation-eau-mer-reunion-DOM-TOM-41453.php4> (consulté le 20/10/2023).

ou marin notamment. Toutes les installations de géothermie ou de thalassothermie sont concernées. Il appartient au préfet, représentant de l'État, de délivrer les autorisations nécessaires.

L'hydrogène

Le droit de l'énergie évolue très rapidement. Dernièrement, avec l'article 27 de la loi d'accélération des EnR du 10 mars 2023, l'hydrogène a fait son entrée dans le mix des énergies renouvelables à développer. On notera que cette impulsion se fait sous l'étroit contrôle de l'État.

Le nouvel article prévoit que les dérogations procédurales prévues pour accélérer le déploiement des EnR s'appliquent aux projets de création ou de modification d'ouvrages du réseau public de transport d'électricité, « lorsque ceux-ci ont pour objet le raccordement de projets se rapportant aux installations de production ou de stockage d'hydrogène renouvelable ou bas carbone, mentionné à l'article L. 811-1 du même Code, et aux opérations de modifications d'installations industrielles ayant pour objectif le remplacement de combustibles fossiles pour la production d'énergie, l'amélioration de l'efficacité énergétique ou la diminution significative des émissions de gaz à effet de serre ».

L'État fixe les règles du jeu puisque les projets de production, de stockage ou d'opération de modification des installations industrielles susceptibles de recevoir une dérogation devront justifier l'économie d'au moins 250 000 t de gaz à effet de serre au cours d'au moins une des quatre années précédant la promulgation de la loi. « Le respect de ce seuil peut être apprécié à l'échelle d'une installation ou à l'échelle de plusieurs installations localisées sur un même territoire délimité et cohérent du point de vue industriel » est-il précisé.

De même, selon le nouvel article L. 131-2-1 du Code de l'énergie après le vote de la loi du 10 mars 2023, « la Commission de régulation de l'énergie peut concourir au déploiement des installations de production d'hydrogène renouvelable ou bas carbone, au sens de l'article L. 811-1 ». Il lui appartient notamment de réguler les demandes de raccordement au réseau de transport ou de distribution, en cas de délai de raccordement supérieur à cinq ans en raison de l'insuffisance de la capacité d'accueil prévisionnelle du réseau public de transport de l'électricité. Cet « ordre de classement des demandes est établi selon des conditions et des critères transparents et objectifs », rappelle la loi.

9. Coordonner les différents services de l'État

Au vu de la diversité des services de l'État mobilisés dans les différentes demandes d'instruction d'un projet, il est très vite apparu nécessaire d'organiser leur travail en commun, afin d'éviter que des analyses en silos n'aboutissent à des décisions contradictoires.

L'autorisation environnementale unique

Cette procédure est encadrée par le décret n° 2014-450 du 2 mai 2014 relatif à l'expérimentation d'une autorisation unique en matière d'installations classées pour la protection de l'environnement. Depuis le 1^{er} mars 2017, l'autorisation environnementale regroupe en une procédure unique l'ensemble des procédures relevant de la protection de l'environnement auxquelles un projet peut être confronté. La nouvelle procédure permet à un porteur de projet ou une collectivité de répondre à travers un document unique à des autorisations relevant de Codes distincts. Sont notamment concernées :

- pour le Code de l'environnement : autorisation au titre des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) ou des installations, ouvrages, travaux et activités (IOTA), dérogation au respect des objectifs de bon état des masses d'eau, autorisation spéciale au titre de la législation des réserves naturelles nationales ou des réserves naturelles de Corse, autorisation spéciale au titre de la législation des sites classés, dérogations à l'interdiction d'atteinte aux espèces et habitats protégés, agrément pour l'utilisation d'organismes génétiquement modifiés (OGM), agrément des installations de traitement des déchets ;
- pour le Code forestier : autorisation de défrichement ;
- pour le Code de l'énergie : autorisation d'exploiter les installations de production d'électricité ;
- pour les codes des transports, de la défense et du patrimoine : autorisation pour l'établissement d'éoliennes ou pour les infrastructures routières ou ferroviaires de l'État¹²³.

L'autorisation environnementale a été modifiée plusieurs fois depuis cette date. Au printemps 2023, le Code de l'environnement prévoit dans son article L. 181-1 que l'autorisation environnementale tient lieu — y compris pour l'application des autres législations — d'autorisations, d'enregistrements, de déclarations, d'absences

123. <https://www.ecologie.gouv.fr/autorisation-environnementale> (consulté le 12/11/2023).

d'opposition, d'approbations et d'agrément dans 18 cas, dont la plupart sont susceptibles de concerner les installations d'EnR en milieux naturels, notamment :

- l'autorisation spéciale au titre des réserves naturelles ;
- l'autorisation spéciale au titre des sites classés ou en instance de classement ;
- la dérogation aux interdictions édictées pour la conservation de sites d'intérêt géologique, d'habitats naturels, d'espèces animales non domestiques ou végétales non cultivées et de leurs habitats ;
- l'autorisation d'exploiter une installation de production d'électricité ;
- l'autorisation de défrichement ;
- les autorisations requises dans les zones de servitudes spéciales lorsqu'elles sont nécessaires à l'établissement d'installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent ;
- l'autorisation unique et les agrément relatifs aux espaces maritimes relevant de la souveraineté ou de la juridiction de la République française, lorsqu'ils sont nécessaires à l'établissement des ouvrages de raccordement aux réseaux publics d'électricité afférents ;
- les arrêtés d'approbation de la convention de concession d'utilisation du domaine public maritime situé en dehors des limites administratives des ports, lorsqu'ils sont nécessaires à l'établissement d'installations de production d'énergie renouvelable en mer ou des ouvrages de raccordement aux réseaux publics d'électricité afférents, ainsi qu'à l'établissement des ouvrages d'interconnexion avec les réseaux électriques des États limitrophes.

Pour un porteur de projet, la réforme offre le mérite de mieux articuler les différentes procédures environnementales avec les procédures d'urbanisme. Un permis de construire peut désormais être sollicité, voire délivré, avant l'autorisation environnementale. Dans ce cas, néanmoins, il ne sera exécutoire qu'une fois cette dernière délivrée. Le législateur a ainsi pris le soin de distinguer les deux procédures, afin de ne pas déposséder les élus locaux de leur compétence en urbanisme pour des projets de faible ampleur. En revanche, pour les installations relevant de la compétence de l'État, comme les grandes éoliennes, l'autorisation environnementale dispense de permis de construire ou d'aménager.

De même, dans le cas où la modification d'un document d'urbanisme est nécessaire à la réalisation du projet, celle-ci peut intervenir en même temps que l'instruction de l'autorisation environnementale. Enfin, lorsque deux procédures distinctes relevant du Code de l'environnement et du Code de l'urbanisme nécessitent la tenue d'une enquête publique, le porteur de projet peut décider d'une enquête unique¹²⁴.

La réforme de 2017 prévoit également que les porteurs de projets puissent solliciter l'administration en amont du dépôt. Ils peuvent à ce titre demander un « certificat

124. Voir également Autorisation environnementale : des démarches simplifiées, des projets sécurisés, [https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/L'autorisation environnementale.pdf](https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/L'autorisation%20environnementale.pdf) (consulté le 10/09/2023).

de projet », qui identifie les régimes et procédures dont relève le projet, précise le contenu attendu du dossier et fixe, si nécessaire, le calendrier d'instruction. L'objectif affiché par le gouvernement au moment de la réforme était de réduire de 6 mois les différents délais d'instruction et de pouvoir répondre en moins d'une année. Pour les services de l'État, cette réforme a pu être vue comme un défi. Nombre de commentateurs ont pu également craindre qu'elle n'entraîne un assouplissement des règles en faveur de l'environnement.

Afin de sécuriser juridiquement les projets d'EnR face à ces multiples procédures environnementales, la loi du 10 mars 2023 portant accélération des EnR est venue créer une raison impérieuse d'intérêt public majeur (RIIPM) concernant les installations de production d'EnR ou leur raccordement. La RIIPM concerne des projets de production d'EnR qui ont une incidence sur la biodiversité protégée et dont la réalisation nécessite la délivrance préalable d'une dérogation au principe d'interdiction stricte de porter atteinte à des espèces protégées (article L. 411-1 du Code de l'environnement). L'obtention d'une telle dérogation est conditionnée à trois conditions cumulatives : absence d'autre solution satisfaisante ; maintien, dans un état de conservation favorable, des populations des espèces concernées dans leur aire de répartition naturelle ; et démonstration que le projet répond à une RIIPM.

Jusqu'à cette loi, si la production d'énergie renouvelable pouvait constituer une RIIPM justifiant de déroger à l'interdiction de porter atteinte aux espèces protégées, au regard notamment des objectifs fixés par l'article L. 100-4 du Code de l'énergie, cela n'avait rien d'automatique. Plusieurs jurisprudences sont venues rappeler que le seul fait de contribuer à l'objectif législatif d'augmenter la part des EnR ne suffisait pas¹²⁵. Le juge est également amené à analyser concrètement la contribution apportée par le projet, au regard des circonstances locales et des documents de planification. À titre d'exemple, un récent arrêt du Conseil d'État (CE, 15 avril 2021, 432158) est venu annuler un arrêté de dérogation de destruction d'espèces protégées du préfet du Tarn, dans le cadre de la réalisation d'une centrale hydroélectrique. Saisi par des associations de protection de l'environnement, le tribunal administratif a rejeté la demande d'annulation. En appel, la cour a finalement annulé le jugement et l'arrêté préfectoral considérant que le projet n'était pas justifié par une raison impérieuse d'intérêt public majeur. Pour écarter la RIIPM, la cour prend en compte la production, qui correspond à la consommation de 5 000 habitants, et les rejets évités (8 300 t de CO₂, 38 t de SO₂, 19 t de NO₂, 2 t de poussières), mais constate que la production d'électricité d'origine renouvelable représente déjà 39 % de la consommation régionale et estime qu'il n'est « pas établi que ce projet de centrale hydroélectrique serait de nature à modifier sensiblement en faveur des énergies renouvelables l'équilibre entre les différentes sources d'énergie pour la région Occitanie et pour le territoire

125. Préfet de la région Auvergne-Rhône-Alpes, La raison impérieuse d'intérêt public majeur des projets de production d'énergie renouvelable, <https://www.auvergne-rhone-alpes.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/5446-fj-2021.pdf> (consulté le 05/02/2024).

national », et qu'il ne peut donc « être regardé comme contribuant à la réalisation des engagements de l'État dans le développement des énergies renouvelables »¹²⁶.

Si la loi de 2023 introduit donc une présomption d'existence de RIIPM pour les projets d'EnR, difficile pour autant d'anticiper les effets de cette qualification. C'est en substance ce qu'a rappelé le Conseil constitutionnel, en validant cette disposition législative¹²⁷. Si elle est constitutionnelle, c'est justement parce qu'elle ne remet pas en cause le principe d'un contrôle des autorités pour s'assurer que les projets d'installation ne nuisent pas au maintien des espèces protégées. La RIIPM n'empêche pas la mise en balance par le juge, au cas par cas, des projets d'EnR face aux objectifs de protection de l'environnement et de la biodiversité.

Des projets sous contrôle de l'État

Dans le cadre de projets EnR, la planification et les autorisations au titre du Code de l'urbanisme ne suffisent donc pas à expliquer l'avancée des projets. L'inscription d'une ambition dans les politiques intercommunales ou communales n'est qu'une première condition. La place de l'État en matière d'autorisations administratives met *de facto* les collectivités sous tutelle et rend tout projet aléatoire, qu'elle soit ou non explicitement évoquée dans les documents d'aménagement et d'urbanisme locaux. En outre, l'indépendance des législations des Codes de l'urbanisme, de l'environnement et de l'énergie fait que les logiques d'instruction et d'autorisation nécessaires à chaque projet ne se rejoignent que rarement. Contraintes écologiques, sociales et techniques viennent se cumuler pour rendre chaque porteur de projet dépendant des décisions de l'État local ou national, dans une politique du coup par coup. Nous avons précédemment évoqué les enjeux de l'autorisation environnementale unique. Mais l'État dispose également d'importants pouvoirs au titre des autorisations de raccordement. Boutaud (2016) avait déjà montré comment ce dernier n'avait pas renoncé à piloter les différents projets de production d'énergie, dans un contexte de privatisation du marché, dès le début du xx^e siècle. Vingt ans après, l'analyse reste d'actualité. Comme toute installation de production d'énergie, un parc photovoltaïque est soumis au Code de l'énergie (Livre III) et nécessite à la fois une autorisation d'exploiter et une autorisation de raccordement, deux procédures aux mains de l'État.

Pour un porteur de projets, deux demandes sont à effectuer en fonction de la puissance des installations : l'autorisation d'exploiter et l'autorisation de raccordement.

Les installations de puissance supérieure à 50 MW sont soumises à autorisation d'exploiter. Celle-ci doit être demandée auprès de la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) du ministère de la Transition écologique et solidaire. Concernant

126. *Ibid.*, p. 2.

127. Conseil constitutionnel, décision n° 2023-848 DC, du 9 mars 2023.

les projets de puissance supérieure à 100 kW, le porteur devra également payer une quote-part définie dans le S3REnR, comme abordé en partie 2.

En revanche, les installations de puissance inférieure sont réputées autorisées, aucune démarche administrative n'étant nécessaire au titre du Code de l'énergie. La demande de raccordement au réseau doit se faire auprès de RTE ou Enedis, suivant la puissance de l'installation. Le producteur devra choisir l'option de raccordement qu'il souhaite avoir : injection de la totalité de la production, injection du surplus ou auto-consommation totale.

Au titre du droit de l'électricité, le porteur de projet doit également bénéficier d'une autorisation de raccordement au réseau public de distribution (si la puissance installée est inférieure à 12 MW) ou de transport (puissance supérieure à 12 MW). À ce titre, il est soumis aux contraintes techniques de sécurité et de raccordement, notamment en matière de puissance admissible, définies par l'exploitant à partir de ses contraintes techniques en dehors de toute autre considération. Il entre dans ces possibilités de raccordement un fort pouvoir de contrôle de la part de RTE ou d'Enedis en fonction des puissances raccordées. Si les contraintes du réseau et ses possibilités d'adaptation sont précisées dans le S3REnR, il revient au gestionnaire de donner un avis d'opportunité à chaque nouvelle demande. En l'absence de toute forme de contre-expertise, les avis techniques s'imposent aux opérateurs et collectivités.

Enfin, nous l'avons vu, particularité du PV dans une France décentralisée dans laquelle les autorisations d'urbanisme dépendent des communes ou de l'intercommunalité, ce n'est pas le cas pour les centrales solaires qui produisent une énergie qui n'est pas principalement destinée à une utilisation directe par le demandeur. Dans ce cas, l'autorité compétente pour délivrer le permis de construire ou pour se prononcer sur un projet faisant l'objet d'une déclaration préalable est le préfet et non le maire (l'article L. 422-2 du Code de l'urbanisme précise que relèvent du pouvoir du préfet « les ouvrages de production, de transport, de distribution et de stockage d'énergie, ainsi que ceux utilisant des matières radioactives ; un décret en Conseil d'État détermine la nature et l'importance de ces ouvrages »). L'instruction du dossier est confiée au service urbanisme des Directions départementales des territoires et de la mer (en métropole) et des Directions de l'environnement de l'aménagement et du logement (en outre-mer). La distinction est parfois ténue. Les projets de centrales solaires au sol se distinguent des panneaux solaires placés sur ombrières ou sur serres, puisque leur destination principale n'est pas la production d'énergie mais la création d'un espace abrité. Ce type de destination relève alors de la compétence d'urbanisme de droit commun, donc de la commune, dès lors que celle-ci dispose d'un document d'urbanisme. Compte tenu de sa place centrale, à l'intersection des procédures environnementales, du droit de l'urbanisme et des autorisations au titre du Code de l'énergie, le préfet dispose dans les faits d'une très forte autonomie de décision.

Les guichets uniques ou comment coordonner les projets dès l'amont

Les services de l'État dans les territoires doivent répondre à un triple enjeu : être à l'écoute des volontés des collectivités dans une France décentralisée ; accueillir favorablement les prises de contact anticipées des porteurs de projets privés, afin d'accélérer la transition ; et garantir la cohérence des réponses apportées par les différents services concernés.

Afin de coordonner ces différents niveaux d'initiative et de décision, la plupart des préfetures françaises ont organisé des pôles informels dédiés au développement des EnR. Ces pôles associent les services compétents de l'État en région et dans les départements en matière d'urbanisme, d'environnement, de patrimoine (archéologique et architectural), de gestion des risques, d'agriculture/foresterie, mais aussi parfois les élus concernés. Ils permettent de débattre des projets à forts enjeux.

Ce mode d'organisation a notamment été mis en place dans les cinq départements de la région Paca (Baggioni, 2017). Dans l'instruction des dossiers de centrales photovoltaïques au sol, les services de l'État travaillent conjointement dans le cadre d'une politique de guichet unique rassemblant l'ensemble des directions concernées. À titre d'exemple, dans les Bouches-du-Rhône, le guichet unique est appelé CTDEN, pour Commission technique départementale des énergies nouvelles, et rassemble l'ensemble des services, établissements publics et agences de l'administration (Dreal, DDT, DGAC, Armée, SDAP, SDIS, ONF et Ademe), des gestionnaires de l'énergie (RTE et ERDF) et des représentants des acteurs du territoire (Union des maires et chambres d'agriculture). La présidence de la Commission est assurée par le sous-préfet d'Aix-en-Provence. La Commission est susceptible d'étudier tous les projets d'installation. Les porteurs de projets doivent déposer auprès de la Commission un dossier complet de présentation incluant aspects sociaux, économiques et environnementaux. Ils font l'objet d'une convocation en Commission pour une présentation rapide de leur projet. Ils peuvent être accompagnés si nécessaire du maire de la commune d'implantation. Le rôle de la Commission est de préparer les avis des différents services de l'État le plus en amont possible. À ce titre, elle doit être saisie dès les prémices du projet, afin de pouvoir accompagner les pétitionnaires avant même les autorisations officielles. Jusqu'à présent, seuls les maires des communes accueillant un projet de centrale photovoltaïque étaient invités lors des sessions des guichets uniques. Pionnier, celui des AHP devrait bientôt associer les représentants des EPCI porteurs de projets de territoire au tour de table¹²⁸.

Lors de sa première saisine, la Commission délivre au porteur du projet une note de recommandations sur les conditions de faisabilité du projet, notamment en matière de respect de l'environnement et d'intégration dans les documents d'urbanisme. Cette note peut conduire à réorienter le choix de la localisation ou à lancer de nouvelles études d'impact si l'administration le juge nécessaire.

128. Entretien avec la DDT Alpes-de-Haute-Provence, 14 mars 2022.

La doctrine de la commission des Bouches-du-Rhône insiste sur la nécessité de penser le projet dans sa globalité. Une « réflexion à l'échelle de l'intercommunalité est vivement encouragée afin de définir les sites les plus propices à l'accueil des parcs photovoltaïques et éviter la multiplication incohérente des projets sous l'effet de simples opportunités foncières »¹²⁹. La Commission attend donc la présentation d'une démarche de projet « permettant de justifier la localisation d'implantations de parcs photovoltaïques sur la base des arguments techniques, socio-économiques et environnementaux (paysage, milieux naturels, risques, etc.) »¹³⁰. De même, dans la région Paca, les parcs naturels régionaux (PNR) insistent également sur la nécessité de dépasser une approche au coup par coup, comme le montre cette délibération du PNR du Luberon du 6/11/2018, portant sur la révision de la doctrine photovoltaïque du parc et les critères d'analyse des projets photovoltaïques au sol. « L'analyse du projet ne doit pas se faire simplement à l'échelle de la parcelle, mais être contextualisée. En particulier, les effets cumulatifs avec des installations proches géographiquement devront être présentés ou les travaux connexes indispensables à la mise en route et au fonctionnement des centrales. » Et le parc d'insister sur la nécessité de prendre en compte les usages sociaux et récréatifs préexistants sur le site et de construire une concertation locale. Ailleurs aussi, les services de l'État insistent, dans leurs guides de procédure ou lors des auditions¹³¹, sur la nécessité de présenter des projets reposant sur une intégration paysagère et sociale large, afin de dépasser le cadre communal.

L'inscription d'un projet dans une démarche de planification énergétique globale portée par un EPCI n'est pour autant pas un gage de réussite. Nous avons déjà eu l'occasion de comparer deux stratégies distinctes de deux EPCI, une petite communauté d'agglomération dans les Alpes du Sud très proactive et la métropole AMP bien plus frileuse en matière de développement des EnR. L'analyse montre pourtant que, quelles que soient les stratégies territoriales déployées en matière d'EnR, les dossiers restent instruits individuellement pour des autorisations au cas par cas. Si on compare deux territoires avec des stratégies politiques locales totalement opposées, l'une proactive et l'autre bien plus prudente, le résultat est sensiblement le même.

C'est ce qu'illustre le tableau 9.1 et son suivi des principaux projets de parcs photovoltaïques à l'instruction dans les Alpes-de-Haute-Provence en 2021 et 2023. Dans ce département, il est difficile d'affirmer que la construction d'un projet de territoire liant collectivités territoriales et services de l'État vienne réguler le déploiement des parcs. Ce suivi donne à voir un certain décalage entre stratégie globale et régionale, voire intercommunale, et la réalité des autorisations au fil de l'eau.

129. DDT des Bouches du Rhône, 2015. Implantation de parcs photovoltaïques dans le département des Bouches-du-Rhône : préconisations et cadrage réglementaire, p. 3, <https://www.paca.developpement-durable.gouv.fr/accompagnement-de-l-etat-et-doctrines-relatives-a8601.html> (consulté le 12/02/2023).

130. *Ibid.*, p. 5.

131. Entretien avec la présidente du guichet unique des AHP, 23 octobre 2022.

Tableau 9.1. Les caractéristiques des principaux projets déposés au guichet unique des Alpes-de-Haute-Provence (2021/2023).

Communes	Oraison	Volx	Montfuron	Quison	Puimichel	Les Mées (2 ^e tranche)
Porteur de projet	Privé	Privé	Privé	Privé	Privé	Privé
Nature de propriété foncière	Publique	Publique	Publique	Publique	Privée	Privée
Démarche territoriale globale portée par l'EPCI	Oui	Non	Non	Oui	Non	Non
Strict respect des éléments de doctrine	Oui	Oui	Non	Non	Non	Non

Données issues du guichet unique des Alpes-de-Haute-Provence.

Les autorisations dépendent bien davantage d'arbitrages interservices au sein de l'État local que de réelles marges de manœuvre locales. Dans la plupart des départements, les préfetures établissent une déclinaison territorialisée de leurs objectifs fixés essentiellement par le S3REnR et le sraddet. À partir de la liste des projets, il revient à chaque préfet de déterminer s'il doit accélérer ou au contraire freiner certaines installations pour respecter ses objectifs, à l'image des chiffres du tableau 9.2 présenté en 2021 par les services de l'État dans les Alpes-de-Haute-Provence.

Tableau 9.2. Production effective et ambitions en matière de développement des EnR dans le département des Alpes-de-Haute-Provence.

Types d'EnR	Production annuelle en GWh en 2021	Objectifs de production annuelle en GWh			
		2023 (objectif bas)	2023 (objectif haut)	2030 (objectif bas)	2030 (objectif haut)
Bois énergie collectif	36	24	96	37	146
Grande centrale biomasse	0	86	106	97	118
Méthanisation (injection)	0	16	24	52	78
Photovoltaïque	440	592	1 380	835	1 950
Hydroélectricité	3 500	1 510	2 260	1 510	2 260
Éolien terrestre	0	173	228	271	357

Données issues de la préfecture des Alpes-de-Haute-Provence, Appui à la planification des énergies renouvelables par les collectivités, Présentation de l'état des lieux aux intercommunalités des Alpes-de-Haute-Provence, 29/09/2022.

Ces données servent de feuille de route à la préfecture dans la délivrance des autorisations des projets. Pour l'hydroélectricité, les objectifs sont dépassés ; ils sont atteints en matière de bois énergie ; et presque atteints en matière de PV. En revanche, l'accent devra être mis sur l'éolien, la méthanisation et la biomasse, dont le développement n'a pas commencé.

En définitive, le suivi de la trajectoire des différents projets en cours d'instruction sur nos territoires d'étude montre que le déploiement des EnR à grande échelle sur les espaces naturels obéit à une logique de mise en concurrence des projets et à un arbitrage par les seuls services de l'État, partiellement décorrélé du niveau d'ambition des collectivités territoriales. Face à la remontée des projets, l'État se positionne au coup par coup, en utilisant l'étendue des marges d'interprétation pour maîtriser l'ensemble des autorisations. Ce que reconnaît un responsable de la Commission de régulation de l'énergie : « en production comme en consommation, premier arrivé, premier servi, notamment concernant les possibilités de raccordement »¹³². C'est également ce que révèle l'avancement des différents dossiers dans les Alpes-de-Haute-Provence. Se bousculent au guichet unique départemental des projets relevant de logiques très différentes compte tenu de leur histoire et de leur portage.

132. Entretien avec le chargé de mission CRE, Comité de pilotage Hygreen, 21 mars 2022.

10. Développer les EnR par appel d'offres et politique de prix garantis

Depuis la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, l'État français a fait le choix d'accompagner le développement des EnR par une politique de tarifs d'achat garantis, sur le modèle allemand (Evrard, 2013).

Des outils incitatifs pour un pilotage à distance

En ce qui concerne la production d'électricité renouvelable et la cogénération, deux mécanismes d'attribution d'aides publiques coexistent¹³³ :

- le guichet ouvert, qui est destiné à toutes les opérations éligibles à l'obligation d'achat définie aux articles D. 314-15 et D. 314-16 du Code de l'énergie et à celles éligibles au complément de rémunération en guichet ouvert prévues aux articles D. 314-23 à D. 314-25 du même Code. Sont notamment concernés les projets éoliens, photovoltaïques, de production de biogaz ou hydrauliques, parfois sous conditions de puissance ou de sources de gisement. Dans le cas du guichet ouvert, la CRE est responsable de l'évaluation du dossier. Si celui-ci est retenu, l'opérateur bénéficiera d'un tarif garanti fixé par arrêté ;
- les appels d'offres spécifiques avec mise en concurrence, qui peuvent prendre la forme d'appels d'offres ou de dialogues concurrentiels. Dans ce cas, le soutien est attribué aux seuls lauréats de ces procédures. Le site de la CRE tient à jour la liste de tous les appels d'offres et dialogues concurrentiels.

Il existe, dans les faits, deux types de rémunérations publiques : l'obligation d'achat et le complément de rémunération. La production d'électricité verte peut bénéficier de l'un ou l'autre de ces mécanismes. La production de biogaz ne relève que de l'obligation d'achat par un fournisseur de gaz et cela pour une durée de 15 ans.

Dans le cas de l'obligation d'achat, le producteur injecte dans le réseau l'intégralité de l'énergie produite. L'acheteur paie l'énergie à un tarif défini à l'avance dans le contrat d'achat. Mécanisme simple, ce dispositif concerne essentiellement les installations de petite taille.

133. CRE, Dispositifs de soutien aux EnR, <https://www.cre.fr/Transition-energetique-et-innovation-technologique/soutien-a-la-production/dispositifs-de-soutien-aux-enr> (consulté le 27/01/2024).

Dans le cas du complément de rémunération, le producteur vend directement l'énergie produite sur le marché. Il perçoit ensuite de la part de l'acheteur obligé (EDF Obligation d'achat) une prime par mégawattheure injecté sur le réseau, qui est égale à la différence entre un tarif de référence fixé dans le contrat de complément de rémunération et le prix de vente sur le marché. Il n'y a, dans ce cas, pas de limite de puissance installée. Lorsque les prix de marché sont inférieurs à un prix plancher, l'État compense le manque à gagner pour les opérateurs. Cela permet de sécuriser leur investissement. À l'inverse, si les opérateurs vendent à des prix supérieurs, le surplus est reversé à l'État. Ces prix garantis, financés par l'ensemble des consommateurs dans le cadre de la contribution au service public de l'électricité (CSPE), ont longtemps représenté une charge¹³⁴.

La flambée des prix de l'énergie consécutive à la guerre en Ukraine est venue radicalement bouleverser le coût des EnR pour les finances publiques. Depuis 2022, les prix de gros du gaz et de l'électricité sur les marchés sont devenus supérieurs aux tarifs garantis par l'État. Ainsi, pour la première fois, en 2022, les EnR sont devenues une source de revenus pour l'État. En juillet 2022, la CRE estimait que les recettes prévisionnelles liées aux EnR électriques s'élèveraient, au titre de 2022 et 2023, à 8,6 Md€ cumulés pour le budget de l'État. « La filière éolienne terrestre contribue majoritairement à cette recette, à hauteur de 7,6 Md€. La filière photovoltaïque continue quant à elle de peser marginalement sur les charges de service public à hauteur de 0,9 Md€ cumulé : le poids des contrats historiques, conclus au lancement de la filière à des tarifs élevés, n'est pas encore compensé par les nouveaux contrats qui contribuent positivement aux finances publiques. Une contribution positive à cette recette est également observée pour la filière hydraulique, à hauteur de 0,8 Md€ cumulés au titre de 2022 et 2023.¹³⁵ » Un an plus tard, dans un communiqué du 19 juillet 2023, la Commission revoit considérablement ses estimations à la hausse en évaluant les recettes de l'État, pour la seule année 2023, à 13,7 milliards d'euros.

Les projets les plus importants s'inscrivent dans les procédures d'appel d'offres nationaux qui font l'objet d'appels à concurrence spécifiques. C'est en particulier le cas de l'éolien *off-shore*, à la suite des déclarations du président de la République annonçant l'intention de produire 40 GW d'énergie éolienne marine en 2050. Atteindre cet objectif nécessitera le raccordement d'au moins un gigawatt de puissance par an pour la filière.

Un exemple d'appel d'offres peut être donné par la procédure de mise en concurrence avec dialogue concurrentiel portant sur deux installations d'éoliennes flottantes en

134. Depuis le décret du 18 février 2016 relatif à la compensation des charges de service public de l'énergie, la CSPE est devenue une composante de la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité et, à ce titre, directement gérée par le budget de l'État. Il revient à la CRE de veiller à l'exactitude des déclarations des opérateurs.

135. CRE, Évaluation des charges de service public de l'énergie à compenser pour l'année 2023, <https://www.cre.fr/actualites/la-cre-publie-l-evaluation-des-charges-de-service-public-de-l-energie-a-compenser-pour-l-annee-2023> (consulté le 22/03/2024).

mer Méditerranée. Le document de consultation diffusé en mars 2022 reprend les ambitions de la PPE et précise les éléments de sélection des candidats. Sur le premier point, il est rappelé que la PPE « fixe un objectif de développement de la production d'électricité renouvelable en mer de 2,4 GW de puissance installée d'ici à 2023 et deux scénarios d'objectifs d'ici à 2028 (5,2 GW de puissance installée en option basse et 6,2 GW de puissance installée en option haute) ». La loi prévoit notamment une procédure relative à deux projets de parcs d'éoliennes flottantes d'une puissance d'environ 250 MW, chacun en mer Méditerranée, avec un objectif initial d'attribution en 2022. « Il est également envisagé la réalisation ultérieure de deux autres parcs d'éoliennes flottantes, de 500 MW chacun, à proximité des deux projets de 250 MW », est-il écrit dans le dossier de consultation page 4. Compte tenu des sommes mobilisées par ces projets, le gouvernement a organisé entre le 12 juillet et le 31 octobre 2021 un débat public sous l'égide de la Commission nationale du débat public (CNDP)¹³⁶.

En termes de procédure, l'appel d'offres reste très ouvert. « Le (ou la) ministre chargé(e) de l'Énergie invite les candidats sélectionnés à participer au dialogue concurrentiel. L'objet de ce dialogue est de préciser avec les candidats le cahier des charges ainsi que le partage des responsabilités durant les phases de construction et d'exploitation des projets. » Conformément aux articles R. 311-25-8 et R. 311-25-12 du Code de l'énergie, l'invitation à participer au dialogue concurrentiel comprend un cahier des charges et un règlement de consultation qui précise les modalités de déroulement du dialogue. « Au cours de la phase de dialogue concurrentiel, l'État mettra à disposition des candidats sélectionnés les résultats des études techniques de caractérisation des zones qu'il aura menées. Les cahiers des charges des études envisagées ainsi que leur calendrier prévisionnel de réalisation seront fournis pendant la phase de dialogue concurrentiel. » Il est également précisé que la réalisation d'études techniques en mer par les candidats au cours de la procédure de mise en concurrence, à compter de leur sélection pour participer au dialogue concurrentiel, n'est pas autorisée sur les zones, sauf décision contraire du (ou de la) ministre chargé(e) de l'Énergie.

À l'issue de cette phase de dialogue concurrentiel, les candidats sont invités à remettre leurs offres. La page 29 du dossier de consultation précise les critères d'évaluation de celles-ci, classés par ordre décroissant d'importance, conformément à l'article R. 311-25-1 du Code de l'énergie :

- la valeur économique et financière de l'offre, incluant le prix proposé ;
- la prise en compte des enjeux environnementaux ;
- la prise en compte des enjeux sociaux et de développement territorial.

136. La PPE fait obligatoirement l'objet d'une saisie de la CNDP (article R. 121-17 du Code de l'environnement), de même que les installations industrielles de plus de 300 millions d'euros ou la création de nouvelles lignes électriques à partir d'un certain seuil de puissance et de longueur (article R. 121-2 du Code de l'environnement).

Des tarifs de rachat très politiques

Les prix de rachat ou prix garantis sont le reflet de choix politiques. Ils peuvent être élevés dans le dessein de favoriser la naissance d'une filière ou, au contraire, fortement revus à la baisse lorsqu'une filière est considérée comme mature. L'exemple de l'évolution des prix du photovoltaïque au sol, et du bras de fer entre le gouvernement et les opérateurs, illustrent bien ce jeu contraint.

Afin de favoriser le développement de la filière, la loi du 10 février 2000 a institué un dispositif d'obligation d'achat, pour EDF et l'ensemble des entreprises locales de distribution d'énergie, pour l'électricité produite à partir de sources renouvelables. Toujours dans l'objectif de favoriser l'essor du photovoltaïque, ce tarif était contractuellement garanti 20 ans. Comme nous l'avons vu, grâce à ce mécanisme de prix garantis lorsque les prix du marché sont plus bas que ceux fixés par arrêté ministériel, l'État compense et c'est l'ensemble des consommateurs qui paient : c'est le principe de la contribution au service public de l'électricité. Depuis 2011, ces tarifs d'achat sont revus chaque trimestre par la CRE, selon le volume de projets entrés en file d'attente au trimestre précédent. Une façon pour le gouvernement de réguler par les prix la demande de raccordement, ce que montre la petite histoire des tarifs de rachat pour les grandes centrales au sol.

En 2006, à la naissance de la filière, le tarif de rachat était élevé, fixé en métropole à 330 euros le mégawattheure pour les centrales au sol et à 550 euros pour les installations intégrées au bâti. Ces tarifs, généreux en 2006, sont rapidement devenus trop élevés avec la baisse des coûts des panneaux les années suivantes. Une note de la CRE était venue mettre en avant cet effet d'aubaine et la nécessité pour le gouvernement de réagir. « L'attractivité du tarif et la forte baisse du prix des équipements photovoltaïques intervenue dès 2009 ont considérablement augmenté la rentabilité de ces installations, provoquant une hausse brutale du nombre de projets à raccorder au réseau public d'électricité au-delà des objectifs fixés par le Grenelle pour 2012. L'impact sur les finances publiques de ce développement rapide et peu contrôlable a conduit le gouvernement à modifier le cadre du soutien applicable à ces installations au cours de l'année 2010. Les arrêtés successivement publiés ont réduit le tarif de 30 % et introduit la notion d'intégration simplifiée au bâti et la régionalisation des tarifs pour les installations au sol (janvier 2010) ; instauré des mesures transitoires (mars 2010) ; diminué à nouveau les niveaux de tarif 2010 d'environ 12 % (août 2010).¹³⁷ »

Ces baisses successives n'ont pas suffi à enrayer l'augmentation des demandes compte tenu de la forte baisse du coût des installations. Sans repère de prix, face à un développement jugé amplement spéculatif¹³⁸, le gouvernement décide, par un

137. CRE, Révision des contrats photovoltaïques historiques, <https://www.cre.fr/actualites/toute-lactualite/renegociation-des-contrats-pv.html> (consulté le 12/10/2023).

138. De l'aveu même des industriels, cf. Les tarifs du photovoltaïque 2010-2012 sont parus, *L'Usine nouvelle*, <https://www.usinenouvelle.com/article/les-tarifs-du-photovoltaïque-2010-2012-sont-parus.N124239> (consulté le 12/06/2023).

décret du 9 décembre 2010 à effet rétroactif au 2 janvier 2010, de suspendre pour trois mois l'obligation d'achat pour les installations de plus de 3 kWc, afin de revoir intégralement les modalités de soutien aux opérateurs face à l'explosion des coûts pour le consommateur. Un nouvel arrêté du 12 janvier 2010 revoit donc les tarifs à la baisse et impose que toutes les demandes en cours soient désormais instruites sur la base des nouveaux tarifs :

- pour les installations au sol d'une puissance supérieure à 250 kWc, le tarif est fixé à 31,4 c€/kWh pour les régions métropolitaines les plus ensoleillées et à 37,7 c€/kWh pour les régions les moins ensoleillées ;
- l'arrêté vient également moduler les tarifs de rachat en fonction du degré d'intégration du dispositif et des contraintes sur le bâti, soit 58 c€/kWh pour les bâtiments d'habitation, d'enseignement ou de santé (la mise en œuvre est alors généralement coûteuse à cause des difficultés techniques et de l'absence d'économie d'échelle) ;
- 50 c€/kWh pour les autres bâtiments (bâtiments de bureaux, industriels, commerciaux, agricoles...) ;
- mais 42 c€/kWh pour les installations directement posées sur la toiture, afin de freiner l'explosion de la demande de hangars agricoles payés par les opérateurs.

Les tarifs ont été depuis revus maintes fois. Dernièrement, la loi de finances pour 2021 du 29 décembre 2020 est venue fixer des règles beaucoup plus contraintes, qui ont fait fortement réagir les opérateurs. Les exploitants de parcs d'une puissance de plus de 250 kW et bénéficiant d'un contrat d'obligation d'achat, soit à l'époque un peu plus de 1 000 parcs, ont vu leur contrat unilatéralement modifié par l'adjonction de deux nouvelles clauses. La première pose le principe d'une réduction du tarif d'achat pour ces grands parcs. La seconde prévoit une marge de négociation, par l'institution d'une « clause de sauvegarde », qui permet d'adapter le niveau ou la date de prise d'effet de la réduction tarifaire, dans les cas où son application normative compromettrait la viabilité économique du producteur titulaire du contrat d'achat révisé.

Mais l'histoire ne s'arrête pas là. Après un moment de fort mécontentement, les développeurs de fermes solaires ont repris leur marche en avant. Dès 2019, ils ont appris à se passer des prix garantis de façon peu généreuse par le gouvernement pour vendre leur production en gré à gré, en trouvant directement le consommateur final, comme nous le verrons dans la partie suivante. En faisant exploser le prix de l'énergie, la guerre en Ukraine a accéléré l'autonomisation de marchés désormais matures.

L'éolien, terrestre ou *off-shore*, dont les modalités de soutien ont régulièrement changé, nous donne un autre exemple du pilotage de la filière par les prix de rachat de l'énergie produite.

Les six premiers parcs éoliens en mer, attribués en 2012 et 2014, ont bénéficié d'un dispositif d'obligation d'achat. Chaque kilowattheure injecté dans le réseau public d'électricité était acheté au producteur par un acheteur obligé (EDF Obligation d'achat)

à un tarif d'achat fixé à l'avance, puis vendu sur le marché. En cas de chute des prix du marché, l'État compensait la différence de prix¹³⁹.

Pour l'éolien terrestre, un arrêté de 2008 précise que les contrats sont souscrits pour 15 ans, avec un tarif fixé en 2008 à 8,2 c€/kWh pour 10 ans, puis entre 2,8 et 8,2 c€/kWh pendant 5 ans selon les sites. Ce tarif est actualisé chaque année en fonction d'un indice des coûts horaires du travail et d'un indice des prix à la production. Toutefois, l'arrêté du 17 juin 2014 est venu modifier les conditions d'achat de l'électricité produite par les éoliennes terrestres et a mis en place, à partir de 2016, le complément de rémunération, à la suite du vote de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte. Avec ces nouveaux contrats, l'électricité produite par les installations est vendue directement par le producteur sur le marché de l'électricité, la différence entre un tarif de référence fixé par arrêté et le prix moyen du marché constaté chaque mois étant versée au producteur par EDF. Le surcoût occasionné pour EDF lui est compensé au titre des charges de service public de l'électricité. L'objectif est toujours de garantir au producteur un niveau de rémunération suffisamment attractif, quelles que soient les fluctuations du marché. Si le mécanisme change, les prix restent les mêmes. L'arrêté tarifaire du 13 décembre 2016 fixe les modalités du complément de rémunération pour les années 2016 et suivantes. Les niveaux de rémunération sont maintenus. L'arrêté prévoit des contrats de 15 ans et un niveau de tarif à 8,2 c€/kWh pendant 10 ans, puis entre 2,8 et 8,2 c€/kWh pendant 5 ans, selon les sites.

À partir de 2017, le développement des grands parcs est organisé par l'État *via* des appels d'offres nationaux pluriannuels au régime spécifique. Les installations de plus petite taille, de moins de six éoliennes, voient également leurs conditions d'aide évoluer. La durée des contrats est allongée à 20 ans, afin de tenir compte de la durée de vie des éoliennes. Le niveau de tarif est fixé afin d'assurer une rentabilité normale des projets sur leur durée de vie.

139. Pour suivre cette évolution des tarifs de rachat, voir <https://www.ecologie.gouv.fr/eolien-terrestre> (consulté le 02/03/2023).

Partie 5

Ce que le développement des EnR fait aux ressources territoriales

Les aspects règlementaires et le ping-pong des responsabilités ne sont pas les seuls à prendre en compte dans l'analyse du développement entravé des EnR sur le territoire national. Les enjeux financiers sont également fondamentaux : à la fois parce que la transition énergétique demande des capitaux — publics et privés — très importants et parce qu'elle est devenue un moyen de produire de nouvelles ressources dans les territoires ruraux, parfois source d'iniquités et de rivalités. Ces aspects financiers sont au centre de bien des batailles territoriales. Ils peuvent tout autant servir à justifier qu'à dénoncer un projet. Cette dernière partie offre un point d'étape sur la façon dont les investissements de la transition viennent bouleverser les équilibres territoriaux.

Le chapitre 11 vient rappeler l'organisation des acteurs de l'énergie. Le chapitre 12 analyse les modalités du partage de la rente induite par les installations, entre impôts locaux et valorisation du foncier. Enfin, le chapitre 13 donne à voir la façon dont les collectivités mettent en œuvre des stratégies plus novatrices (AMI, investissements directs, autoconsommation), afin de capter plus largement les plus-values territoriales.

11. La multiplication des acteurs de l'énergie dans un marché évolutif et concurrentiel

Le marché de l'énergie a été bouleversé à la fois par l'ouverture à la concurrence sous l'égide de l'Union européenne et par le développement des EnR dans un mix énergétique cherchant à se séparer des énergies carbonées. Les deux aspects sont liés dans l'esprit de l'UE, l'ouverture à la concurrence devant permettre tout autant la baisse des prix pour les consommateurs que le développement d'EnR par de nouveaux entrants porteurs de solutions techniques alternatives. Cette ouverture s'est faite par étapes. Les grands industriels ont été les premiers concernés dès août 2000, puis en juillet 2004 l'ensemble des entreprises ont pu choisir librement leur fournisseur d'énergie. Pour les particuliers, la fin des monopoles historiques date du 1^{er} juillet 2007.

La répartition des tâches

Cette ouverture à la concurrence, tant de la production que de la distribution, a contribué à bouleverser la chaîne de l'énergie, notamment dans un pays historiquement centralisé comme la France. Cette chaîne comporte aujourd'hui plusieurs maillons.

En premier lieu, les producteurs d'énergie sont chargés de produire de l'électricité ou du gaz selon diverses sources. Celles-ci peuvent être historiques comme le nucléaire ou l'hydraulique, mais aussi renouvelables comme l'éolien, le solaire ou la géothermie. Ce secteur de la production est celui qui a connu les plus grands bouleversements par l'entrée de nouveaux acteurs, pas seulement dans les EnR. L'énergie produite est le plus souvent vendue à un fournisseur, qui va se charger de la vendre aux consommateurs finaux. Parfois, le producteur peut néanmoins se passer d'un fournisseur pour vendre lui-même directement sa production à un client final. Difficile de dresser un portrait-robot d'un producteur d'EnR. En France, l'annuaire des adhérents du Syndicats des EnR fait état de plus de 480 adhérents en 2023, qui peuvent être tout autant des énergéticiens de taille mondiale que des acteurs locaux. Les deux tiers des adhérents sont des PME et ETI. En termes de filières, on compte 45 producteurs en géothermie, 45 en biocarburants, 69 en biogaz, 132 dans l'éolien terrestre et 63 dans l'éolien en mer, et 318 spécialisés dans le photovoltaïque... La diversité des métiers donne également une indication sur cet écosystème. Le syndicat regroupe des bureaux d'études et des cabinets d'avocats, des sociétés d'économie mixte ou des sociétés de droit privé, des petits groupes familiaux aux majors nationales de l'énergie telles EDF EN, Total

énergie ou Engie, des sociétés françaises et des sociétés étrangères de taille mondiale comme les Canadiens Boralex ou Canadian Solar, le Danois European Energy, la Shell hollandaise, le Suédois Vattenfall ou le conglomérat allemand RWE. C'est la particularité du marché de l'énergie que de rassembler de grands acteurs internationaux souvent pluri-énergie, adossés à des fonds d'investissement, et une multitude de sociétés privées régionales parfois de taille modeste.

Les fournisseurs sont, pour leur part, responsables de la commercialisation de l'énergie et des rapports avec les clients. Ils achètent le gaz ou l'électricité auprès des différents producteurs afin de les revendre aux consommateurs finaux. C'est également une activité très concurrentielle. En France, en 2021, la Commission de régulation de l'énergie recensait 54 fournisseurs d'électricité et 41 fournisseurs de gaz¹⁴⁰. Certains producteurs peuvent eux-mêmes être fournisseurs. Pour aider à s'y retrouver, les clients finaux pourront se connecter au site du médiateur national de l'énergie et à son moteur de recherche, qui leur permettra de comparer l'ensemble des offres en fonction des critères choisis : énergie verte, remise, heures creuses...¹⁴¹.

Enfin, les gestionnaires de réseaux ont la charge de distribuer cette énergie de façon impartiale. Le Code de l'énergie, dans sa section 2, détaille leurs missions (articles L. 322-8 à L. 322-11). Pour l'électricité, il s'agit d'ERDF et des Entreprises locales de distribution (ELD). En ce qui concerne le gaz naturel, c'est le rôle de GRDF ou des ELD. Ces dernières sont présentes sur environ 5 % du territoire français, dans les zones non desservies par les deux principaux gestionnaires de réseaux de distribution¹⁴². On en recense environ 140 pour l'électricité et 20 pour le gaz naturel. Elles sont une survivance historique de la loi de nationalisation de l'électricité et du gaz du 8 avril 1946, qui a permis aux communes de faire le choix d'éviter la nationalisation et de créer des régies autonomes. Quel que soit le gestionnaire, les collectivités restent propriétaires des réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel, même si, dans les faits, elles en délèguent l'exploitation à Enedis pour l'électricité et à GRDF pour le gaz. Dans le cas des ELD, la régie remplit cette fonction. ERDF, GRDF ou ELD, leur rôle est identique : garantir un égal accès à leurs réseaux à l'ensemble des fournisseurs d'énergie.

Il revient à la Commission de régulation de l'énergie, autorité administrative indépendante créée le 24 mars 2000, de veiller à l'équilibre entre tous ces acteurs. Outre le bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz en France, la Commission a également pour mission de veiller à la protection des intérêts des consommateurs finaux et à la mise en œuvre des objectifs de la politique énergétique de l'État.

La loi du 10 mars 2023 précise les missions de la CRE dans le cadre du développement des EnR : « La Commission de régulation de l'énergie surveille les transactions effectuées par les producteurs d'électricité renouvelable ou de biogaz, de gaz

140. CRE, Observatoire, 2^e trimestre 2021, données au 30/06/2021 : Les marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel.

141. Site Énergie-Infos, <https://comparateur-offres.energie-info.fr/compte/configuration-recherche>.

142. https://www.energie-info.fr/fiche_pratique/quest-ce-quune-entreprise-locale-de-distribution/

renouvelable ou de gaz bas carbone et les consommateurs finaux, les gestionnaires de réseaux ou les fournisseurs en application d'un contrat. » À ce titre, il lui incombe de surveiller « la cohérence des offres, y compris de garanties de capacités et de certificats de production de biogaz, faites par les producteurs, négociants et fournisseurs, notamment vers les consommateurs finaux, avec leurs contraintes économiques et techniques ». Ce contrôle vise notamment les différents contrats de tarification, afin d'éviter les pratiques abusives. La Commission peut formuler des avis et proposer toute mesure favorisant le bon fonctionnement et la transparence, notamment en matière de prix du marché de détail.

La rentabilité des EnR : entre marché et régulation publique

Compte tenu de la rentabilité des installations, hier en tarifs de rachat généreusement garantis par l'État, aujourd'hui en vente directe de gré à gré auprès de grands consommateurs, les investisseurs ont bien compris l'intérêt de développer des projets.

I L'augmentation du prix du foncier

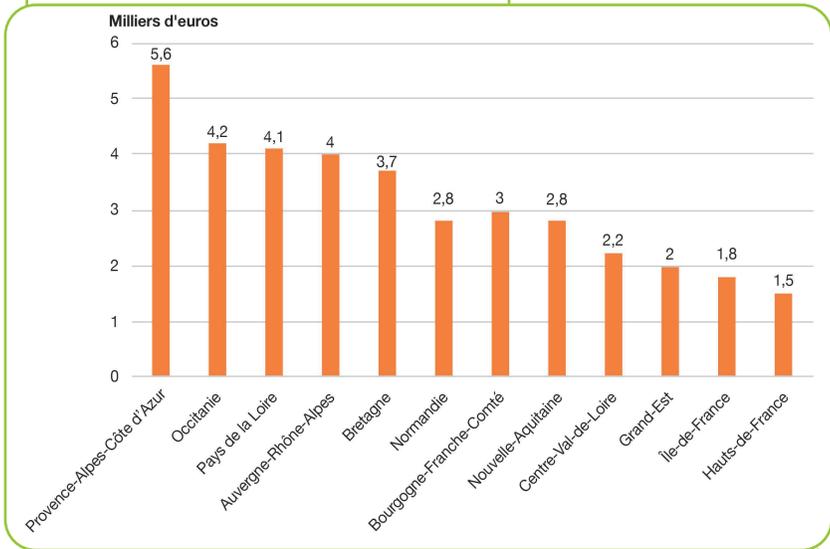
Dès la fin de la décennie 2010, nos enquêtes sur les fermes photovoltaïques au sol dans le sud de la France avaient mis en lumière l'intérêt pour les propriétaires fonciers de louer leurs terres (Dubois et Thomann, 2012). La pression sur les prix s'est accentuée depuis, sous la double contrainte de produire toujours davantage d'EnR et d'un cadre réglementaire qui a progressivement exclu les terres agricoles des lieux potentiels d'implantation. La flambée récente du prix de l'énergie, augmentant mécaniquement la rentabilité des grandes installations indépendantes du marché régulé, a également contribué à faire monter la valeur du foncier.

L'analyse du prix moyen du foncier ces dernières années, fournie par la CRE sur les fermes photovoltaïques en France, donne une idée de l'augmentation de la valeur à l'hectare (figure 11.1). Début 2020, avant même la hausse des prix de l'énergie, l'hectare pour l'installation de photovoltaïque au sol se négociait en valeur locative à près de 4 000 euros par an, voire 5 600 euros dans les zones les plus ensoleillées du sud de la France et sans contrainte technique particulière. Il s'agit de moyennes, certains sites dépassant largement ces prix.

Depuis, ces prix n'ont cessé de grimper. Des zones incultes, des délaissés routiers, des anciennes décharges ou des carrières abandonnées, des zones industrielles polluées en friches... ont vu leur valeur locative à l'hectare dépasser les 10 000 euros annuels. Au plus fort de la crise de l'énergie, dans le sud de la France, sur des terrains plats, sans contrainte réglementaire ou environnementale particulière, situés près d'un poste source et sans contestation sociale ou politique, des opérateurs ont pu proposer jusqu'à 30 000 euros l'hectare en loyer annuel aux propriétaires. Les grandes

parcelles ne sont pas seules concernées. Même des terrains contraints, bords de route ou parkings publics sont devenus attractifs pour les opérateurs, qui sont aujourd'hui en capacité de prendre en charge l'ensemble des frais de développement et d'investissement tout en proposant un loyer au propriétaire. C'est ce que montre l'exemple d'une petite commune des Alpes-de-Haute-Provence qui a négocié, pour 21 500 euros de loyer annuel sur 30 ans, un délaissé routier d'à peine 7 000 m² en 2023.

Figure 11.1. Le loyer à l'hectare des parcs PV avant la crise de l'énergie, en milliers d'euros.



Données : CRE, 2019.

■ Maximaliser les gains

Dans ce contexte, on comprendra l'intérêt pour les collectivités territoriales de valoriser leur foncier. C'est la solution la moins risquée. Une convention de mise à disposition est passée avec un opérateur qui va s'occuper de lancer l'ensemble des études et des autorisations nécessaires. L'opérateur endosse alors l'ensemble des risques et finance intégralement toutes les démarches. Le bail définitif, pour une durée comprise entre 20 et 30 ans, est signé une fois le projet défini et l'ensemble des autorisations obtenues. Compte tenu de la pénurie de foncier, il n'est pas rare aujourd'hui que les propriétaires négocient le paiement d'une première somme, avant même que

le projet ne démarre, sous forme d'une compensation financière pour la mise à disposition du terrain auprès de l'opérateur afin qu'il puisse faire les études nécessaires. Si elle est souvent élevée — comment expliquer sinon l'empressement des acteurs privés à porter des projets ? —, la rentabilité d'une installation d'EnR dépend de plusieurs facteurs toujours susceptibles d'évoluer. Un opérateur doit donc se poser la question du mode de vente de l'énergie produite, qui dépend lui-même souvent des puissances produites.

Pour les installations particulières ou de faible puissance, il existe traditionnellement un prix de rachat fixé par l'État auquel Enedis (pour l'électricité) ou GRTgaz (pour le biogaz notamment) sont obligés de racheter l'énergie. Cette obligation de rachat est prévue par la loi et financée par l'ensemble des utilisateurs.

Pour les installations plus importantes, deux solutions existent : soit répondre à un appel d'offres de la CRE, qui permet d'obtenir des prix garantis — de plus en plus bas compte tenu de la maturité de bien des filières —, soit se passer de toute aide publique et vendre directement sur le marché sa production, ce que l'on appelle le PPA (pour *Power Purchase Agreement*).

Il convient également de décider si l'énergie sera autoconsommée totalement — dans ce cas, la rentabilité se calcule à partir de la baisse de ses factures énergétiques — ou revendue en partie ou en totalité. L'autoconsommation concerne surtout des installations de petite taille, notamment en toiture d'un particulier ou d'un bâtiment tertiaire. Mais rien n'empêche un gros consommateur disposant d'un foncier important d'implanter sa propre installation industrielle sur sa propriété. L'autoconsommation peut également être organisée dans des boucles énergétiques locales telles que présentées *infra*.

Dans le cas d'une revente, la rentabilité est indexée au prix de rachat de l'énergie créée. Celui-ci peut dépendre du marché de l'énergie, dont la guerre entre la Russie et l'Ukraine nous a appris la volatilité, mais aussi de tarifs de rachat fixés par l'État français.

Compte tenu des prix de vente de l'électricité verte aujourd'hui sur le marché, certains grands opérateurs ont décidé de se passer de cette politique des prix garantis pour vendre directement sur les marchés. S'ils ne sont plus sécurisés par un prix plancher, en revanche ils évitent de devoir passer sous les fourches caudines des appels d'offres nationaux et des conditions fixées par la CRE. Dans ce cas, ils signent des PPA. Le PPA est un contrat de droit privé directement conclu entre un producteur d'électricité et un ou plusieurs consommateurs. Le producteur d'électricité utilise le réseau électrique pour vendre directement sa production à un client final, souvent un grand industriel. Si les perspectives de gains sont plus importantes en cas de flambée du coût de l'énergie, le risque industriel est aussi plus grand, car les grands consommateurs d'électricité verte ne s'engagent souvent que sur quelques années. Charge alors

au producteur de trouver de nouveaux clients. En France, les investisseurs s'ouvrent timidement à cette possibilité, à rebours de plusieurs pays européens moins frileux¹⁴³.

Certains gros consommateurs ont également adopté les PPA, à l'image de grandes installations industrielles telles les aciéries ou les cimenteries. Cette politique d'achat direct est par exemple mise en avant dans la communication d'un groupe comme la SNCF qui, à ce jour, a signé huit PPA avec la volonté que ses trains roulent avec 40 à 50 % d'EnR, dont 20 % issus des contrats « *corporate PPA* », dans son mix de consommation électrique à l'horizon 2026. C'est ainsi que plusieurs centrales au sol situées dans des territoires ruraux, pourtant non desservis par des lignes modernes, dans les Alpes-de-Haute-Provence ou l'Aude, viennent aujourd'hui alimenter le réseau national de la SNCF, créant une nouvelle forme de solidarité territoriale.

Dans une activité fortement consommatrice en capital, la rentabilité des projets dépend beaucoup des conditions financières de leur développement et notamment des taux d'emprunt. Bien peu d'opérateurs disposent des ressources nécessaires pour financer directement un parc photovoltaïque au sol ou une ferme éolienne. Dans la compétition qu'ils se livrent, le montant de l'autofinancement disponible est une variable importante, en ce qu'il diminue la dépendance au marché bancaire et permet d'offrir des rentabilités supérieures. À ce jeu, les grands énergéticiens, dont certains peuvent réinvestir là leurs revenus issus du pétrole, sortent parfois gagnants. De même, de jeunes opérateurs particulièrement agiles, capables de mobiliser d'importantes sommes à moindre coût sur les marchés financiers, peuvent aussi tirer leur épingle du jeu. Le déploiement des EnR passe donc également par les banques, les fonds de pension et leurs conditions de prêt. Si les banques ont appris à prêter dans le cas d'installations aux technologies matures, leur mobilisation peut s'avérer plus difficile en cas de saut technologique. De même, l'expérience montre leur extrême sensibilité aux conditions sociales d'implantation des projets et au risque de contentieux. Les opérateurs le savent bien, eux qui négocient le plus en amont possible, avec les riverains, les associations et les élus locaux, le « dérisquage juridique » de l'opération. La multiplication des concessions techniques, paysagères, financières... parfois repérable dans un projet, ne relève pas seulement de l'éthique de l'opérateur ou de la farouche volonté des élus locaux de peser dans un projet. Elle vise aussi à accéder à des taux d'emprunt minorés.

Les coûts d'installation sont également à considérer. L'analyse montre la baisse tendancielle du coût des matériels, notamment dans le photovoltaïque ou l'éolien, mais peine à prendre en compte les situations particulières d'implantation : modelage de terrains très accidentés dans le cas du photovoltaïque, fermes éoliennes en haute mer, éloignement des réseaux de distribution... qui font que chaque cas est unique. La compétition entre opérateurs se joue davantage sur la mobilisation de terrains peu

143. CRE, Développement des contrats de type PPA, <https://www.cre.fr/Actualites/developpement-des-contrats-de-type-ppa> (consulté le 02/03/2024).

contraints et proches d'un poste source (cf. partie 2 et le S3REnR) que sur les caractéristiques intrinsèques des matériels proposés. La géographie est le premier déterminant de la rentabilité d'une opération. Pour le photovoltaïque, un terrain plat sans ombrage, orienté plein sud dans une région ensoleillée ; pour une éolienne, un couloir venteux régulier ; pour un biométhaniseur, une localisation au cœur des circuits d'approvisionnement et connectée à un réseau de distribution...

D'autres facteurs enfin entrent en ligne de compte : rendement des matériels, coût à l'achat qui favorise les grands groupes achetant de grandes quantités à prix négocié. Comme pour tous les investissements, on calcule pour les installations leur TRI (taux de rentabilité interne). Il s'agit d'agréger l'ensemble des dépenses et des recettes (études, achats, ventes, revenus, frais, fiscalité...) sur la vie du projet et de ramener ce calcul à un rendement annuel. Pour les installations d'EnR, le TRI tourne ces dernières années de 6 à 8 % pour les projets les plus rentables. Ces taux minimums changent peu d'un projet à l'autre puisqu'ils déterminent, comme dans l'immobilier, l'intervention des banques dans le financement des installations. Ils sont à comparer avec les taux de rendement des placements financiers ces dernières années.

12. Comment capter la richesse produite ?

À la rentabilité d'un projet pour un investisseur privé s'ajoute l'intérêt financier pour les collectivités de telles installations. Le sujet est d'autant plus prégnant que les projets concernent des territoires périphérique ou ruraux aux capacités budgétaires limitées. Comment un territoire qui voit arriver un investissement de plusieurs dizaines de millions d'euros pourrait-il récupérer une partie de la richesse produite ? Compte tenu de la rentabilité pressentie des installations, la question est souvent abordée dans les discussions territoriales, charge aux collectivités d'apporter des réponses aux habitants quant à la captation d'une partie de la richesse créée, en échange de forts impacts territoriaux.

La fiscalité des panneaux photovoltaïques

Pour un projet de photovoltaïque, les taxes locales sont de quatre ordres¹⁴⁴. Néanmoins, si bien des spécialistes ou des élus insistent sur la nécessité de valoriser le foncier par un contrat de location dans le cadre d'un projet EnR, c'est que la fiscalité locale ne permet pas toujours aux collectivités locales de récupérer une partie substantielle de la plus-value créée.

L'imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux (lfer)

L'lfer est née de la réforme de la taxe professionnelle perçue par les collectivités territoriales, et notamment les intercommunalités, en 2010. Il s'agissait, à l'époque, tout autant de ponctionner des activités nouvelles qui échappaient jusqu'alors à l'impôt — dont la production d'EnR — que de compenser pour les collectivités la perte d'une partie de leurs revenus sur les investissements productifs, dans le cadre de la disparition de la taxe professionnelle historique.

C'est l'article 1519 F du Code général des impôts (CGI) qui en fixe les modalités d'application. L'lfer ne concerne que les centrales photovoltaïques dont la puissance est supérieure ou égale à 100 kWc. Toutefois, une installation supérieure à ce seuil, mais dont la totalité de la production est autoconsommée localement, demeure exonérée. Compte tenu de son mode de calcul, le poids de l'lfer dans la fiscalité locale reste mesuré. Son montant forfaitaire est calculé chaque année. Pour les centrales installées avant le 1^{er} janvier 2021, ce montant est de 8,16 euros par kilowatt de puissance électrique, et

144. Pour davantage de détails, voir Amorce, *Fiscalité du solaire*, série Économie et fiscalité, Amorce ENE34, février 2023.

de 3,394 euros pour les centrales entrées en service après cette date. Cette division par deux du produit de l'Ifer avait fait l'objet de manifestations d'agacement des intercommunalités en 2020, qui voyaient là fondre une partie de leurs recettes. Les transformateurs électriques d'une puissance supérieure ou égale à 50 MWc sont également pris en compte dans son calcul, mais cela ne concerne que les centrales de grandes puissances. Son produit est réparti entre l'intercommunalité et le département, sauf pour les communautés de communes n'ayant pas opté pour la fiscalité professionnelle unique. Dans ce cas, la commune d'implantation peut également en bénéficier.

■ La contribution économique territoriale (CET)

La CET se décompose, depuis son instauration en 2010, en deux taxes distinctes : la cotisation foncière des entreprises (CFE) et la cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises (CVAE). La loi de finances pour 2023 ayant décidé de la disparition de la CVAE au 1^{er} janvier 2024, seule la CFE sera présentée ici. La CFE n'est pas due lorsque la production d'électricité reste accessoire (toiture de bâtiments publics dédiés à une activité de service public, comme une école ou un équipement sportif, hangar agricole, toiture de particulier en autoconsommation ou pour une puissance inférieure à 9kWc). Elle est due dans tous les autres cas. Elle est calculée de la façon suivante : $VLC \times 0,7 \times \text{le taux voté par la collectivité}$ — la VLC (valeur locative cadastrale) étant calculée par les services des impôts et la minoration de 0,7 relevant d'un abattement automatique des 30 % pour les établissements industriels au titre de l'article 1467 du CGI. La CET est partagée entre les communes et l'EPCI.

■ La taxe foncière sur les propriétés bâties (TFPB)

L'article 1382, 12^o du Code général des impôts, visant les immobilisations destinées à la production d'électricité d'origine photovoltaïque, exonère les panneaux solaires de taxes foncières. Mais ce n'est pas le cas des aménagements annexes « fixés au sol à perpétuelle demeure », tels que les terrains d'assise, les fixations au sol des panneaux, les clôtures, les chemins d'exploitation, les locaux techniques abritant les matériels techniques... C'est ainsi que seuls les supports des panneaux implantés dans des centrales au sol ou des ombrières spécifiques sont assujettis à la taxe foncière. Dans le cas de panneaux posés en toiture sur des constructions existantes (propriétés publiques, hangars agricoles, toitures de particuliers ou d'industriels...), l'installation n'a aucune conséquence sur le calcul de l'impôt, qui reste déterminé par la nature et la surface du bâtiment existant. Le produit de la taxe est réparti entre la commune et l'EPCI.

■ La taxe d'aménagement (TA)

Depuis la réforme des taxes d'urbanisme de 2012, définitivement entrée en vigueur en 2015, les installations de production d'EnR sont assujetties à la taxe locale d'aménagement. Cette taxe n'est due qu'une fois, au moment de l'autorisation d'urbanisme.

On notera qu'avant cette date l'installation de plusieurs dizaines d'hectares de panneaux photovoltaïques ou de grandes fermes éoliennes était dispensée de toute forme de taxe, dans le silence du Code de l'urbanisme qui n'avait pas prévu les installations liées à la transition énergétique.

Aujourd'hui, pour les seuls panneaux fixés au sol, une valeur forfaitaire de 10 euros le mètre carré est fixée par le CGI, à multiplier par le taux voté par la collectivité, entre 1 et 5 %. Pour les panneaux fixés en toiture, cela n'a pas d'incidence, puisque la base de calcul de la TA reste la surface taxable de la construction. Certes, un maximum de 5 % de 10 euros pour quelques mètres carrés, cela ne représente rien. Mais si on considère une centrale au sol de 100 ha, la manne financière peut être importante pour une commune rurale.

En définitive, si les taxes liées aux installations photovoltaïques peuvent représenter une part significative du produit de l'impôt dans des territoires ruraux aux ressources limitées, elles ne représentent souvent qu'une faible fraction de la valeur ajoutée globale des projets. Collectivités et propriétaires fonciers le savent, eux qui misent bien davantage sur la rente foncière, voire sur une participation au capital des sociétés privées, pour maximaliser leurs gains. Il entre dans l'acceptabilité des projets une forme de revanche de territoires ruraux peu denses, qui se retrouvent placés au centre de la transition énergétique et n'entendent pas brader leurs atouts fonciers. Deux stratégies sont alors observables, qui souvent s'opposent. Dans la première, les accords locaux se construisent sur des installations de taille limitée, adaptées aux consommations du territoire. C'est la stratégie développée dans le cadre des boucles d'énergie ou des centrales villageoises. L'autonomie énergétique locale est mise en avant comme un facteur clé de l'acceptation des projets. La seconde renvoie à l'implantation d'installations industrielles pour une énergie destinée à être exportée. Le débat porte avant tout sur les possibilités de maximiser les ressources pour le territoire, l'entrée d'argent frais venant compenser l'emprise physique des fermes éoliennes ou photovoltaïques.

La fiscalité des fermes éoliennes

Tout comme le photovoltaïque, une installation éolienne génère des taxes foncières, de la cotisation foncière des entreprises, de la cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises et de l'imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux.

■ Les éoliennes terrestres

Selon les chiffres du ministère de la Transition écologique et de la Cohésion des territoires, ces revenus fiscaux sont de l'ordre de 10 à 15 k€ par mégawatt installé et

par an. Enfin, l'installation de mâts de plus de 12 m est soumise à permis de construire et à taxe d'aménagement.

Au titre de l'article 1519D du CGI, les éoliennes de plus de 100 kW sont soumises à l'Ifcr, selon une imposition forfaitaire calculée chaque année par kilowatt de puissance installée. En 2023, la redevance est calculée en multipliant 8,16 euros par la puissance installée en kilowatt. Une éolienne de puissance moyenne de 2 MW rapportera ainsi au bloc communal et au département un peu plus de 16 000 euros annuels. L'Ifcr constitue la principale ressource fiscale d'une ferme éolienne.

Éléments fixés au sol à perpétuelle demeure, les éoliennes sont également assujetties à la CET. Si le mât, élément démontable et transportable, n'est pas imposé, en revanche il n'en va pas de même pour les plateformes d'installations, les fondations béton ou les voies d'accès. Comme le photovoltaïque, les installations bénéficient d'un abattement automatique de 30 %. La valeur locative sert de base au calcul de l'impôt. De la même façon, les fermes éoliennes sont également assujetties à la taxe foncière pour les éléments fixés au sol.

Enfin, soumis à une autorisation d'urbanisme, un constructeur doit s'acquitter de la taxe d'aménagement lors de la construction. On notera la modestie des sommes en jeu puisque la valeur forfaitaire d'une éolienne est fixée à 3 000 euros. Le paiement se calcule ainsi : 3 000 euros × le nombre d'éoliennes × le taux de taxe d'aménagement voté par la collectivité territoriale (entre 1 et 5 %). Le débat est finalement le même que dans le cas des grandes centrales photovoltaïques au sol. Compte tenu de l'impact paysager et social des éoliennes, les gains fiscaux captés par les territoires ne sont souvent pas suffisants pour faire accepter les nuisances occasionnées. La recherche d'autres retombées directes s'avère nécessaire.

■ Les éoliennes *off-shore*

Le cas des éoliennes en mer, appelées à jouer un rôle majeur dans la production d'électricité verte en France, est un cas particulier. Deux règles peuvent être appliquées, selon que les installations soient sur le domaine public maritime, c'est-à-dire à moins de 12 milles marins des côtes, ou en zone économique exclusive, c'est-à-dire situées entre 12 et 200 milles nautiques des côtes.

Dans le premier cas, le montant de la redevance, qui est versée au budget général de l'État, est défini dans une convention d'utilisation du domaine public maritime (CUDPM). Les principes de calcul sont eux-mêmes définis dans un arrêté du 2 avril 2008. Le montant de la redevance dépend du nombre de mégawatts concernés (4 000 €/MW) et du nombre de mâts (1 000 € par éolienne). Pour un projet de 500 MW, en considérant 32 éoliennes, le montant de la redevance serait égal à 2,032 millions d'euros par an. Une redevance forfaitaire est également due par RTE pour ses ouvrages de transport d'électricité, sur le fondement de la loi n° 53-661 du 1^{er} août 1953 et du décret n° 56-151 du 27 janvier 1956.

Dans le cas d'une implantation en zone économique exclusive (ZEE), le mode de calcul est prévu par une ordonnance de 2016¹⁴⁵. La redevance est intégralement reversée à l'Office français de la biodiversité. Les modalités de calcul de la redevance ont été redéfinies par un arrêté du 8 mars 2022. Son calcul est similaire à celui prévu sur le domaine public maritime (DPM), à l'exception du fait que son montant peut être majoré si le périmètre de l'installation recoupe une aire marine protégée, et que la longueur des câbles inter-éoliennes n'est pas prise en compte dans un objectif de simplification. La redevance est également due par RTE pour les postes électriques en mer, à hauteur de 10 000 € par plateforme.

Le partage de ces redevances avec les communes côtières a bien évidemment suscité quelques débats. À la fin de la décennie 2000, alors qu'apparaissent les premiers parcs en mer, l'article 1519 B du Code général des impôts institue, au profit des communes, une taxe annuelle sur les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent situées dans les eaux intérieures ou la mer territoriale. La taxe est acquittée par l'exploitant. Elle est affectée au Fonds national de compensation de l'énergie éolienne en mer, puis redistribuée entre le conseil général et les communes. L'article 1519 C du même Code indique que la moitié de la taxe va aux communes littorales dès lors que les installations sont visibles depuis la côte. Il revient au préfet de répartir cette moitié du produit de la taxe entre les communes concernées. Néanmoins, cette taxe ne concernait que les fermes éoliennes installées sur le DPM. Les nouveaux projets développés en ZEE n'étaient pas concernés. On imagine sans mal les revendications des élus concernés et dépossédés de la rente financière des mégaprojets situés à un peu plus de 12 milles marins de leurs côtes et, de ce fait, parfaitement visibles. L'article 101 de la loi de finances pour 2022 est donc venu étendre l'application de la taxe sur les éoliennes maritimes aux ZEE. Depuis le 1^{er} janvier 2022, cette taxe s'élève à 18 605 euros par mégawatt installé, avec possibilité de revalorisation annuelle. Comme pour les installations plus proches des côtes, le produit de la taxe bénéficie pour moitié aux communes littorales d'où les installations sont visibles. Les 50 % restants donnent à voir une volonté de distribution de la rente dans le souci d'apaiser l'opposition de certaines catégories socioprofessionnelles. Ainsi, 35 % vont aux comités des pêcheurs et élevages marins, 10 % à l'Office français de la biodiversité et 5 % aux organismes de secours et de sauvetage en mer.

Les débats sur la répartition de cette rente restent encore vifs, comme le montre, à titre d'exemple, l'opposition de la ville de Saint-Nazaire à la clé de répartition initialement prévue par la loi. Les 13 communes de la presqu'île doivent se partager 4,4 millions d'euros (50 % de la taxe) liés au développement d'un projet *off-shore* de 80 éoliennes, c'est-à-dire une manne de presque 40 euros par habitant et par an. Le débat oppose localement les communes touristiques comme La Baule, dont l'intérêt est de prendre en compte les résidences secondaires dans la clé de répartition de la

145. Ordonnance n° 2016-1687, du 8 décembre 2016, relative aux espaces maritimes relevant de la souveraineté ou de la juridiction de la République française.

taxe, et la ville de Saint-Nazaire, qui serait *de facto* pénalisée compte tenu de sa population. À l'hiver 2023, la presse locale s'est fait l'écho de cette passe d'armes entre communes¹⁴⁶, ainsi que des multiples pressions des deux camps sur le législateur.

Vers de nouvelles modalités du partage de la rente ?

Signe que la question du partage de la valeur occupe bien des esprits, l'article 93 de la loi du 10 mars 2023 revient sur les conditions des transferts financiers entre un opérateur et le territoire d'installation d'un équipement, en instituant un nouveau chapitre dans le Code de l'énergie intitulé « Contribution au partage territorial de la valeur ». Si tous les décrets d'application n'ont pas été pris, le contenu de la loi est explicite. Il devrait donner lieu, dans les années qui viennent, à d'intenses marchandages.

Désormais, les candidats retenus à l'issue de la procédure de mise en concurrence mentionnée à l'article L. 311-10 ou de l'appel à projets mentionné à l'article L. 314-29 du Code de l'énergie, pour développer une unité de production d'EnR, sont tenus de financer à la fois :

1. « Des projets portés par la commune ou par l'établissement public de coopération intercommunale à fiscalité propre d'implantation de l'installation en faveur de la transition énergétique, de la sauvegarde ou de la protection de la biodiversité ou de l'adaptation au changement climatique, tels que la rénovation énergétique, l'efficacité énergétique, la mobilité la moins consommatrice et la moins polluante ou des mesures en faveur des ménages afin de lutter contre la précarité énergétique. » Le champ est donc très large et ouvre bien des portes ;
2. « Des projets de protection ou de sauvegarde de la biodiversité ».

L'article L. 314-41 du Code de l'énergie précise les règles de répartition des aides : « Le montant de ces contributions ou, le cas échéant, le versement à ces fonds est exprimé en fonction de la puissance installée de l'installation de production d'électricité et ne peut être inférieur à un seuil fixé par le même décret. » La loi est aussi très précise quant à la répartition des sommes négociées avec les opérateurs par les communes et les EPCI : 85 % du montant doivent concerner des projets de transition énergétique et 15 % des mesures de protection de la biodiversité.

Plus novateur encore, le législateur a également prévu que la contribution aux projets mentionnés au 1^o puisse être réalisée par une participation en capital, souscrite par la commune ou par l'établissement public de coopération intercommunale à fiscalité propre d'implantation de l'installation, s'ils en font la demande. Les communes ou les établissements publics de coopération intercommunale à fiscalité propre rendent

146. <https://www.ouest-france.fr/economie/energie/energie-eolienne/taxe-sur-l-eolien-en-mer-nouveaux-changement-les-residents-secondaires-ne-seront-pas-pris-en-compte-793fba00-9c92-11ed-92eb-e890e5f5f960> (consulté le 28/11/2023).

compte annuellement du montant de cette contribution territoriale et de son utilisation, « au moyen de données accessibles dans un format ouvert et librement réutilisable ».

De même, le financement des projets mentionnés au 2° en matière de maintien de la biodiversité peut être réalisé par des versements à l'Office français de la biodiversité mentionné à l'article L. 131-9 du Code de l'environnement. Les communes devront, dans ce cas, renoncer à percevoir ces aides. Ces versements sont, le cas échéant, destinés à financer exclusivement des actions s'inscrivant dans le cadre des plans nationaux d'action opérationnels pour la conservation ou le rétablissement des espèces menacées, prévus à l'article L. 411-3 du même Code. L'Office français de la biodiversité publie, lui aussi, chaque année un rapport détaillant l'affectation des sommes perçues et rend compte de cette affectation, au moyen de données accessibles dans un format ouvert et librement réutilisable.

Un décret, pris après avis de la Commission de régulation de l'énergie, devra déterminer les modalités d'application du présent article, en particulier les caractéristiques des installations concernées.

Plébisciter la rente foncière

Fermes photovoltaïques ou éoliennes, centrales biomasse ou plateforme bois énergie, les installations d'EnR sur les territoires nécessitent des espaces disponibles, ce qui place les propriétaires fonciers en position de force dans les débats sur la transition énergétique. Difficile d'échapper, dans ces conditions, à une nouvelle forme de spéculation foncière liée à l'énergie. Si, en zone bâtie, les installations de production d'énergie viennent souvent en complément de la construction elle-même et ne bouleversent pas fondamentalement la valeur du foncier, il n'en va pas de même dans les friches ou les espaces naturels et agricoles, lorsqu'ils accueillent des installations de production.

Il est encore tôt pour étudier la mise en œuvre de ces nouvelles dispositions relatives au partage territorial de la valeur, et l'investissement direct, souvent inaccessible, est peu pertinent pour les budgets publics. Pour des petites communes, la rente foncière est une solution de facilité bien comprise, au risque de ne capter qu'une petite partie de la plus-value. Ce sentiment d'argent facile n'est pas nouveau. Nous l'avions déjà mis en évidence à la fin de la décennie 2000, dans le cas des premiers parcs photovoltaïques au sol en Provence s'agissant des propriétaires privés, en étudiant les stratégies de valorisation de leur foncier par les huit propriétaires du plateau des Mées, qui accueille aujourd'hui plus de 200 ha de photovoltaïque au sol (Dubois et Thomann, 2012). Sur ces terres ingrates, non irriguées, un agriculteur peut espérer tirer un rendement à l'hectare de 600 euros les bonnes années. La signature d'un bail à 3 000 euros lui permet de multiplier par 5 le revenu tiré de l'exploitation et sans travailler. Dans de telles conditions financières, il ne s'est trouvé personne pour défendre le maintien du travail sur les terres du plateau. Cherchant tout de même à continuer par ailleurs une activité agricole, afin de ne pas se présenter uniquement en rentiers, certains agriculteurs

du plateau ont demandé de nouvelles terres à la Safer après avoir signé des baux pour 20 ans avec des producteurs d'électricité. Compte tenu des loyers payés, ceux-ci peuvent envisager d'acquérir ailleurs des terres de meilleure qualité pour redémarrer une activité. Une opération particulièrement mal vécue par l'ensemble de la profession.

Les petites communes rurales, également propriétaires fonciers, suivent la même stratégie. Toujours en Provence, mais un peu plus au nord, la commune de Curbans bénéficie d'une rente substantielle grâce à la centrale électrique et au barrage implantés sur son territoire. Cette commune de moins de 500 habitants dispose ainsi d'un budget fonctionnement et investissement cumulé de plus de 3 millions d'euros, soit le budget moyen d'une commune cinq fois plus peuplée. Forte de cette manne, la commune a acheté 800 ha sur une superficie totale de 2 900 ha. Cette maîtrise du foncier lui a permis en 2008 d'envisager un projet de parc photovoltaïque comme un nouveau placement financier. L'opérateur offrait 3 000 € de loyer par hectare et 450 000 € de taxe professionnelle par tranche de 100 ha, soit environ deux millions par an. Ce budget permet aujourd'hui à la municipalité « quelques largesses envers ses administrés : elle a abandonné la taxe sur le foncier non bâti, les fournitures scolaires sont en totalité offertes aux 40 élèves de l'école primaire (qui reviennent chacun à 2 500 €), une bourse de 1 000 € est allouée à une dizaine d'étudiants qui partent faire leurs études à Grenoble ou Aix-en-Provence, et la facture annuelle d'eau s'élève à 104 € par an et par habitant, et ce quelle que soit sa consommation »¹⁴⁷. Ce budget communal a aussi permis d'acquérir de nombreux espaces fonciers et d'enterrer les lignes électriques et téléphoniques. Lors de la construction du site, la municipalité a fait valoir que les panneaux implantés en altitude n'étaient pas visibles, que le solaire n'occasionne aucune nuisance et qu'il contribuerait à créer 15 emplois. Mais l'argument le plus fort était bien sûr le montant du loyer et la taxe professionnelle versée par Suez, opérateur du site.

Ces chiffres apparaîtront pourtant bien faibles au lecteur de 2024. Depuis la crise énergétique et l'accélération des enjeux liés aux changements climatiques, la valeur des espaces a considérablement augmenté. Dans les Alpes du Sud, sur des terrains bien exposés situés à des distances raisonnables des postes de raccordement, les propositions de baux ont pu monter à 30 000 euros l'hectare depuis 2022. Les collectivités rurales ne sont pas les seules concernées. L'État lui-même a appris à concilier enjeux de la transition et enjeux financiers, comme le montre la volonté du ministère des Armées de participer au déploiement des EnR en mettant à disposition des opérateurs 2 000 ha de délaissés sur ses bases militaires. Une première opération réalisée en 2020, sur la base aérienne de Creil, donne à voir l'installation de 180 ha de panneaux moyennant une redevance de 68 millions d'euros sur 30 ans¹⁴⁸, soit une redevance de plus de 12 000 euros l'hectare.

147. <https://www.lefigaro.fr/societes-francaises/2008/02/01/04010-20080201ARTFI00370-dans-le-petit-village-de-curbans-l-argent-coule-a-flots-.php> (consulté le 23/05/2023).

148. <https://www.lesechos.fr/industrie-services/energie-environnement/larmee-francaise-passe-a-loffensive-dans-lenergie-solaire-1171105> (consulté le 21/11/2023).

13. Vers des stratégies territoriales plus novatrices

Le chapitre 3 a été consacré à la régulation par les droits des sols et par les autorisations des installations d'EnR. Mais les collectivités ou l'État peuvent aller plus loin et devenir eux-mêmes producteurs. Pour ce faire, ils s'associent le plus souvent avec des entreprises privées du secteur. Cependant, le choix entre des opérateurs qui font assaut de générosité est parfois difficile pour des communes rurales qui cherchent à valoriser leur foncier, mais ne disposent pas des compétences nécessaires à l'analyse des offres. Dans le domaine de la production d'énergie, les collectivités — ou les services de l'État — utilisent ainsi fréquemment les possibilités laissées par le législateur en matière d'appel à manifestation d'intérêt. On en comprend la raison, la production d'énergie n'étant pas le cœur de métier des collectivités ou de l'État, et, dans un monde où les technologies et les montages financiers évoluent rapidement, il s'avère presque toujours nécessaire de s'associer avec des entreprises privées spécialisées. En outre, les règles classiques de la commande publique, qui nécessitent de parfaitement définir le projet, ne sont pas adaptées au développement des EnR. L'implantation d'une centrale photovoltaïque au sol ou en toiture, ou d'une ferme éolienne, nécessite en effet un long travail de conception et ce n'est qu'à la fin du processus que les technologies des matériels, leur implantation et les puissances à installer sont choisies. La plupart des collectivités ne possèdent pas ce niveau d'expertise.

Les entreprises du secteur sont donc presque toujours associées en amont à la conception des projets, voire mises en concurrence dès cette phase. Il s'agit alors de choisir un opérateur sur la base de discussions et de promesses préalables, qui devront être validées après de longs mois d'études.

Mettre les opérateurs en concurrence ?

Pour le choix des opérateurs, la procédure des AMI (appels à manifestation d'intérêt) est donc très souvent utilisée. Même s'il repose sur des bases fragiles, « l'appel à projets est un dispositif par lequel une personne publique invite des tiers à présenter des projets, pouvant répondre aux objectifs généraux qu'elle définit, tout en leur laissant l'initiative du contenu, de la mise en œuvre, et des objectifs particuliers qui y sont attachés¹⁴⁹ ».

149. Circulaire du 18 janvier 2010 relative aux relations entre les pouvoirs publics et les associations : conventions d'objectifs et simplification des démarches relatives aux procédures d'agrément.

I Vers une mise en concurrence systématique ?

Le dispositif permet à la puissance publique (État, collectivités territoriales, établissements publics...) d'entamer un dialogue avec des opérateurs, sans avoir à exprimer clairement un projet en termes de puissance ou de technologie. Les aspects financiers, partage de la rente ou des dividendes, entrent dans ces discussions. Les opérateurs intéressés sont invités à présenter à la fois leurs références, leurs méthodes de travail, leurs choix technologiques et leur capacité à rémunérer la collectivité. Une fois qu'ils ont été choisis, il leur revient le plus souvent de mener les études nécessaires à leurs risques et périls — évaluation environnementale, autorisations d'urbanisme, passage en guichet unique, éventuellement réponse à un appel d'offres CRE... Ce n'est qu'une fois le projet défini, parfois après plusieurs années de développement, que sont signés les différents documents, dont la promesse de bail entre la puissance publique propriétaire du foncier et l'opérateur.

Que les opérateurs maîtrisent seuls le développement d'un projet est souvent source d'incompréhension, voire d'opposition de la part des habitants ou des associations. De fait, la plupart des collectivités, et pas seulement les petits villages des territoires ruraux, n'ont pas la capacité d'offrir une contre-expertise environnementale ou technique aux propositions faites. Le développement des EnR, même accompagné par la puissance publique, relève de l'initiative privée. En contrepartie, dans la phase de développement, les collectivités ou les propriétaires privés ne prennent aucun risque puisque la totalité des études nécessaires est financée par les opérateurs. Pour un territoire, le projet est cueilli comme un fruit mûr. Cette prise en charge totale de l'ensemble des frais par le secteur privé éclaire les niveaux de rentabilité des installations d'EnR aujourd'hui. Pour un parc photovoltaïque au sol de taille moyenne, soit moins de 15 ha, il faut compter plus de 600 000 euros de frais de développement. Des groupes privés ont pu porter plus de 10 ans d'études et de contentieux juridiques sur un projet de ferme éolienne ou photovoltaïque, tout en s'assurant de la rentabilité à terme du projet. Des sommes qui sont souvent hors de portée des collectivités locales, enserrées dans leurs compétences historiques.

Cette forte rentabilité peut d'ailleurs poser quelques tracas à la puissance publique. Dans bien des cas, ce sont les opérateurs qui sont seuls à la manœuvre, développant des projets par eux-mêmes avec l'accord des propriétaires, publics ou privés, mais sans nécessairement associer la collectivité à leurs travaux. Celle-ci découvre alors un projet sur son territoire, lors du passage en guichet unique. Si le droit des sols est suffisamment strict, le risque est faible que ce projet puisse voir le jour, même en cas d'accord du préfet. Mais dans certains cas de compatibilité entre une installation d'intérêt général et un zonage agricole ou naturel, les pressions peuvent être fortes. De même, on ne compte plus les cas d'un consensus entre la mairie et un opérateur pour développer une installation de production, alors même que les zonages des documents d'urbanisme ou les enjeux écologiques sur le site ne le permettent pas. Il revient alors à l'État et au guichet unique de rappeler que la construction d'accords

locaux ne peut se faire aux dépens du respect des règles de droit. Commence alors une longue phase de construction de compromis, entre adaptation des règles et recalibrage du projet. Certains opérateurs se sont fait une spécialité de passer plusieurs fois en guichet unique, dans une forme de stratégie d'usure qui peut finir par fonctionner.

Face à cela, les débats locaux dans les assemblées élues ou les réunions publiques sont parfois âpres. Faut-il laisser les opérateurs décider seuls ou bien faut-il se doter d'une capacité de contre-expertise, et avec quels moyens ? Mais alors, est-il légitime de mobiliser de l'argent public là où un opérateur privé propose de tout prendre en charge ?

Une réponse à ces questions passe régulièrement par la mise en place d'un comité de suivi, de pilotage ou autre pacte local associant l'opérateur, la collectivité et éventuellement les propriétaires privés, tout au long du développement du projet. Les collectivités locales restent très attachées à ce point, qui leur permet d'afficher une certaine maîtrise des projets.

Les procédures d'appel à manifestation d'intérêt sont suffisamment souples pour que se soient développés des AMI « spontanés ». Dans ce cas, la puissance publique n'est plus à l'origine du projet. Celui-ci est porté par un opérateur qui prend l'initiative d'étudier des possibilités de production d'EnR sur un territoire et de contacter l'ensemble des intéressés : propriétaires fonciers, collectivités, clients potentiels... afin de vérifier la faisabilité de son projet. Initié par les opérateurs, notamment dans les grandes centrales photovoltaïques au sol, ce système tend à se développer aujourd'hui pour des installations de plus petites tailles, comme sur les sites anthropisés : ombrières sur parkings publics, boucle énergétique dans des zones d'activités ou des quartiers résidentiels, équipement d'un réseau de grandes toitures... Encouragés par la montée des prix de l'énergie et la priorité donnée aux EnR, bien des opérateurs sont aujourd'hui directement à l'initiative de projets. Reste pour les collectivités le respect du Code de la concurrence. Dans le cas d'un AMI spontané, l'opérateur prend le risque d'étudier la faisabilité d'un projet, mais sa réalisation donnera lieu obligatoirement à une mise en concurrence, si du foncier public devait être mobilisé.

■ Maîtriser les offres des opérateurs

Le lancement d'un AMI fermement encadré peut permettre à la collectivité de maximiser ses gains et de mieux maîtriser le déploiement des installations. C'est la stratégie adoptée par la petite communauté d'agglomération DLVA regroupant 63 000 habitants autour de Manosque dont nous avons déjà parlé¹⁵⁰. Sur ce territoire provençal, la communauté d'agglomération a aidé les communes à inventorier leur foncier public disponible, avant d'organiser, toujours pour leur compte, la mise en concurrence des opérateurs photovoltaïques. Cette démarche a concerné à la fois les sites anthropisés et les espaces naturels pour de grandes centrales au sol. Tant le lancement de l'AMI

150. Ce cas d'étude a été documenté dans Dubois (2022).

site anthropisé que celui sur les espaces naturels, afin de sélectionner les opérateurs, a donné lieu à un travail de conventionnement entre la DLVA et les communes. Deux délibérations prévoient une convention de coopération entre chaque commune mettant son foncier à disposition de la DLVA et désignant l'agglomération comme coordinateur dans ces appels à manifestation d'intérêt, ainsi que la validation des deux cahiers des charges et du modèle de titre foncier (Convention d'occupation temporaire) pour les sites anthropisés.

Entre 2020 et 2021, la DLVA a conduit une analyse des sites anthropisés publics des communes qui a permis d'identifier 80 sites, en toitures et ombrières sur des parkings ou des espaces publics, susceptibles d'être équipés. Cette étude sur les sites anthropisés répondait à une demande de la Dreal. Il s'agissait, avant d'envisager l'implantation de panneaux sur des sites naturels, d'utiliser toutes les possibilités d'implantation sur des sites déjà bâtis ou dégradés. Pour ce faire, la DLVA a missionné un bureau d'étude qui a rencontré individuellement chacune des 25 communes afin d'étudier, avec leur accord, la possibilité d'implanter des panneaux sur les toitures des bâtiments publics ou en ombrières sur des parkings communaux. Outre qu'elle répondait aux exigences de l'État, cette démarche permettait de sensibiliser les différentes communes aux enjeux de la transition énergétique, par des opérations de petite taille dont les retombées financières restaient acquises aux communes. Elle a constitué une première étape en 2021 d'un travail d'animation territoriale visant à valoriser la production d'énergie verte. Elle marque également une première action de la DLVA dans le champ de la transition énergétique, les communes — à l'exception de la ville centre, Manosque — ayant fait savoir qu'elles n'avaient pas les capacités financières et techniques de mener seules cet inventaire. Afin d'assurer que toutes les communes volontaires seraient traitées de la même façon par les développeurs, la DLVA a lancé un AMI unique sur ces 80 sites en février 2022.

Dans un second temps, la DLVA a organisé au printemps 2022 un nouvel AMI destiné à mettre en concurrence les opérateurs sur un peu plus de 300 ha d'espaces naturels, sur des terrains publics appartenant à 7 communes volontaires qui lui avaient délégué le soin de mener la procédure. Cet AMI s'est déroulé de mars à août 2022, selon une procédure expérimentale innovante. Les 300 ha ont été scindés en trois lots. Les opérateurs étaient invités à répondre, sur chaque lot, par une offre détaillée précisant les caractéristiques techniques de leur proposition — superficie des panneaux, méthode d'ancrage, puissance installée... —, leur prise en compte des contraintes environnementales et règlementaires et en détaillant leur proposition financière. Sur ce dernier point, les opérateurs étaient incités à faire preuve tant d'imagination que de générosité. Compte tenu de la forte rentabilité des installations photovoltaïques, les élus et techniciens de la DLVA ont clairement exprimé leur volonté de voir des offres supérieures aux tarifs de location pratiqués dans le sud de la France. Le cahier de consultation des opérateurs évoquait un minima de 10 000 euros l'hectare. En matière d'innovation, les attentes portaient sur le partage de cette rente entre les communes et la DLVA, avec

proposition de deux montages distincts. Classiquement, les communes étaient rémunérées par une location à l'hectare de leurs propriétés publiques. Assurer la rémunération de la DLVA nécessitait en revanche d'être plus innovant : création d'une société d'économie mixte (SEM) ou d'une société de projet avec entrée au capital, rétribution pour les études en cours... les candidats devaient proposer des solutions permettant d'éviter que seules les communes bénéficient des retombées économiques.

Neuf opérateurs ou groupements d'opérateurs ont répondu à cet AMI en juin 2022. Outre la rédaction d'un cahier des charges extrêmement détaillé permettant d'évaluer de façon transparente les différentes offres, l'originalité de la démarche a également consisté à organiser plusieurs auditions des différents opérateurs. À cette fin, la DLVA a constitué un jury composé d'élus et de techniciens issus de ses rangs, mais aussi des représentants des communes d'implantation. Elle s'est entourée des techniciens des deux PNR du Luberon et du Verdon, et de l'ONF, chargés de donner leur avis sur la prise en compte des contraintes environnementales, et de Cap Énergie quant à l'analyse technique des offres. Trois réunions techniques d'analyse des offres ont été réalisées en juin 2022 et trois rounds d'auditions ont été réalisés avec les opérateurs, le 7 juin, le 13 juillet et le 31 août 2022. Compte tenu de son caractère novateur et expérimental, cette démarche a notamment été suivie par les services de l'État et ceux de la région Paca. Elle venait mettre fin aux négociations bilatérales sans publicité qui s'opéraient entre les propriétaires fonciers et les opérateurs dans la plus grande opacité. Certains d'entre eux ne s'y sont pas trompés, dénonçant avec force auprès des services de l'État l'ingérence de la DLVA dans des négociations qu'ils auraient voulues plus feutrées avec les communes.

La libéralisation du marché des EnR et la multiplication des acteurs aux profils et à l'histoire disparates rendent parfois malaisées les comparaisons des offres. C'est ce qu'a donné à voir l'audition des neuf candidats qui ont postulé à cet AMI organisé par la DLVA. Parmi les postulants étaient tout autant présents les majors tels Engie Green, EDF EN ou le Canadien Boralex, des PME du sud de la France en croissance rapide (comme Eco delta créé en 2002, CVE créé en 2009 ou TCO créé en 2011), un consortium mené par un grand fabricant de panneaux en Chine, ou enfin Voltalia sous contrôle de Creadev, la société d'investissement de la famille Mulliez.

La disparité des offres peut laisser les collectivités ou les propriétaires fonciers dans l'expectative. Un grand groupe multi-énergie pourra s'appuyer sur les revenus du pétrole pour présenter une offre de location des terrains particulièrement généreuse. Tel autre, spécialiste incontesté du photovoltaïque au sol, saura mettre en avant son savoir-faire et sa maîtrise de la technologie. Un producteur de panneaux dans ses usines asiatiques démontrera qu'il est le seul à pouvoir fournir en temps et en heure les matériels nécessaires, alors qu'une jeune société mettra en avant son agilité en matière d'accès aux marchés pour financer à taux préférentiel le matériel ou encore sa capacité à proposer des politiques de concertation et de dialogue social innovant dans le cas de projets potentiellement conflictuels. Dans le cas d'un projet photovoltaïque, ce ne sont pas

tant les caractéristiques des matériels qui permettent de départager un projet¹⁵¹ que son contexte de développement et de mise en œuvre : concertation locale, capacité d'associer la collectivité ou les propriétaires fonciers à la définition des choix, transferts financiers et partage de la rente...

Investir directement ?

Tant les débats sur la valeur ajoutée des installations d'EnR que les évolutions permises par le droit français ont progressivement poussé les collectivités à davantage s'impliquer dans leur développement. De simples propriétaires mettant leur foncier à disposition des opérateurs privés à l'origine, elles bénéficient aujourd'hui de la possibilité de devenir elles-mêmes productrices d'énergie verte.

L'investissement direct reste pourtant très marginal pour des raisons de coûts comme de droit. Les installations d'EnR nécessitent des investissements souvent hors de portée des collectivités, et notamment des plus petites d'entre elles. Les collectivités le savent bien, elles qui ont développé des concessions de services publics, en particulier pour les réseaux de chaleur, afin d'éviter d'avoir à investir directement et à s'entourer d'opérateurs aux compétences professionnelles reconnues¹⁵².

En matière de photovoltaïque, si l'investissement direct reste possible sur de petites surfaces, notamment en toiture, il devient rapidement prohibitif sur des centrales au sol, compte tenu de la nécessité de mobiliser environ 1,3 million d'euros par hectare. Les sommes montent vite avec la puissance des projets. Autre exemple, la valeur d'une éolienne industrielle, même de petit modèle, dépasse plusieurs millions d'euros. Le coût des sept premiers projets de parcs éoliens en mer français de 500 MW se situe entre 1,4 et 2,2 milliards d'euros, selon la Commission nationale du débat public¹⁵³. La production d'énergie, EnR ou pas, reste une activité extrêmement capitalistique.

Collectivités territoriales et sociétés privées

La loi 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (TECV) vient donner la possibilité aux sociétés privées (sociétés commerciales, SEM, coopératives) portant un projet de production d'EnR de proposer une part du capital aux collectivités territoriales et à leurs groupements sur le territoire desquels elles se situent (article L. 314-27 du Code de l'énergie). La loi prévoit également la possibilité pour les personnes physiques, et donc les citoyens des territoires concernés,

151. D'autant que la CRE, dans ses appels d'offre, impose des normes environnementales minimales pour les panneaux, ce qui tend à lisser les offres.

152. Code général des collectivités territoriales, notamment en application de l'article 3 de la loi du 15 juillet 1980 relative aux économies d'énergie et à l'utilisation de la chaleur.

153. <https://www.archives.debatpublic.fr/projet-parc-eolien-mer-saint-nazaire> (consulté le 13/06/2024).

cette même possibilité d'entrer au capital, afin de favoriser l'appropriation locale des projets. Ces dispositions viennent en dérogation aux dispositions du Code général des collectivités territoriales (CGCT) relatives aux communes, aux départements et aux régions, qui précisent que « sont exclues, sauf autorisation prévue par décret en Conseil d'État, toutes participations dans le capital d'une société commerciale et de tout autre organisme à but lucratif n'ayant pas pour objet d'exploiter les services communaux ou des activités d'intérêt général ». Le changement est plus important qu'il n'y paraît. Il ne concerne pas seulement la possibilité pour les collectivités de devenir productrices d'énergie. Pour la première fois, la loi leur permet également de détenir des parts dans des sociétés privées à but lucratif, ce qui jusqu'à présent n'était pas le cas pour les services publics locaux. Ce changement de philosophie rapproche les collectivités des logiques de l'économie privée, dans un contexte de raréfaction des ressources publiques. C'est également la reconnaissance, par le législateur, de la manne financière potentielle que constituent les EnR et la volonté de ne pas laisser les seules entreprises privées en profiter.

Comme en matière de planification, la diversité des montages possibles laisse d'importantes marges de manœuvre aux collectivités en matière d'ambition. Celles-ci disposent aujourd'hui de suffisamment d'outils pour porter et organiser des projets de production, par-delà la simple réglementation de l'usage des sols.

À travers la loi TECV, ce n'est pas la possibilité pour les collectivités d'investir dans les EnR qui est nouvelle, mais bien leur capacité à s'allier avec des investisseurs privés, notamment comme actionnaire minoritaire, afin de découpler leurs capacités de financement. Selon l'article 2224-32 du CGCT, les communes et leurs groupements disposaient déjà de la faculté « d'aménager, exploiter, faire aménager et faire exploiter [...] toute nouvelle installation utilisant les autres énergies renouvelables ». De même, l'article 88 de la loi du 12 juillet 2010 (loi Grenelle II) était venu donner aux régions et départements la possibilité « d'aménager, exploiter, faire aménager et faire exploiter dans les conditions prévues par le Code général des collectivités territoriales des installations de production d'électricité utilisant des énergies renouvelables ». Depuis la loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat, les collectivités peuvent investir dans des sociétés privées de type SA ou SAS portant elles-mêmes des projets et des sociétés de projet (SPV, pour *Special Purpose Vehicle*¹⁵⁴). Enfin, l'article L. 2253-1 du CGCT modifié par la loi du 21 février 2021 prévoit que, par dérogation, « les communes et leurs groupements peuvent, par délibération de leurs organes délibérants, participer au capital d'une société anonyme ou d'une société par actions simplifiée dont l'objet social est la production d'énergies renouvelables ou d'hydrogène renouvelable ou bas carbone ».

154. Une SPV est une entité juridique spécialement créée pour posséder un actif, en l'occurrence l'installation d'EnR. Elle en assume les coûts et perçoit les bénéfices. En français, on utilise plutôt le terme de société de projet.

Ces évolutions législatives laissent toutefois subsister certains points d'ombre¹⁵⁵. L'un d'entre eux, source de complexité dans les montages de projets locaux, relève de la définition de la compétence énergie. Les services de l'État¹⁵⁶ considèrent qu'il s'agit d'une compétence en propre et qu'à ce titre s'applique le double principe de spécialité et d'exclusivité. Si on suit ce raisonnement, une commune et son intercommunalité ne peuvent détenir ensemble une même compétence énergie. Compte tenu de cette interprétation restrictive, il est parfois difficile de faire travailler de concert les deux niveaux de collectivités. La solution passe souvent par une segmentation de la compétence, dont une partie est attribuée à chaque acteur en fonction de technologies, de puissances installées ou de localisation différenciées. Un réseau de chaleur alimenté par l'incinération des ordures ménagères offre un exemple de coopération possible respectant le principe de spécialité. Dans cette situation, communes et EPCI travaillent ensemble, mais à partir de compétences propres : la commune reste seule compétente en matière de réseau de chaleur, mais co-investit avec l'intercommunalité au titre de sa compétence en matière de traitement des ordures ménagères.

Cette possibilité de créer des sociétés privées en matière d'énergies renouvelables est intéressante puisqu'elle permet d'associer la collectivité aux dividendes et ainsi de redistribuer au territoire une partie des bénéfices. Elle est néanmoins difficile à mettre en œuvre. Elle nécessite, pour la collectivité, la mobilisation d'un apport de départ conséquent, sous peine de jouer les figurants dans le tour de table.

■ Vers des montages originaux

Fortes de ces possibilités, les collectivités sont donc libres d'innover dans leurs partenariats et leurs montages financiers. C'est, à titre d'exemple, ce que donnent à voir les initiatives de la ville de Troyes rapportées par *La Gazette des communes*¹⁵⁷. On notera, malgré tout, la modestie de l'investissement public dans les projets évoqués, l'entrée au capital des collectivités se faisant sur des projets de faible envergure. À la fin de la décennie 1990, la ville de Troyes a créé une SEM, la société Énergie, pour gérer son réseau de chaleur. La ville en possède 32 % du capital, la Communauté d'agglomération Troyes Champagne métropole 32 %, le département de l'Aube 19 %, la Caisse des dépôts 17 % et la Caisse d'épargne Grand Est Europe et des personnes physiques pour 0,03 %. À partir de 2010, la ville va utiliser cette SEM pour entrer au capital de plusieurs sociétés par action simplifiée (SAS) de projets d'EnR. *La Gazette* détaille la composition du capital de la SAS Lhuitres Énergie, responsable d'un parc éolien dans l'Aube construit en 2010. Dans cette société, la SEM Énergie dispose de 23,3 % du

155. Bien résumé dans la partie 3 de la note Amorce/Ademe, <https://bibliothèque.ademe.fr/energies-renouvelables-reseaux-et-stockage/4624-le-financement-des-projets-d-energies-renouvelables-par-les-collectivites.html> (consulté le 23/11/2023).

156. Rép. min. publiée dans le *JO Sénat* du 17/09/2020, p. 4279.

157. <https://www.lagazettedescommunes.com/784154/collectivites-actionnaires-produire-de-lenergie-une-strategie-fructueuse> (consulté le 24/01/2024).

capital, la Caisse des dépôts et consignations de 46,7 %, le groupe Valorem de 16,7 % et un investisseur local de 13,3 %. Actionnaire minoritaire, la SEM a tout de même investi 800 000 euros pour entrer au capital. Un second projet est constitué d'un parc photovoltaïque construit en 2019. Dans ce cas de figure également, une SAS a été créée, la SAS Lassicourt Énergie, détenue à 83 % par Valorem, partenaire privé, et à 17 % par la SEM Énergie, qui a mobilisé 600 000 euros pour entrer au capital. Dans les deux cas, la ville et sa SEM restent minoritaires, mais prendre des parts dans les sociétés privées de production d'EnR permet à la collectivité de participer aux choix opérés et de maîtriser une partie des retombées financières sous forme de dividendes.

L'investissement direct est néanmoins un choix difficile dans une France où les collectivités gèrent leur patrimoine « en bon père de famille » et n'ont pas vocation à s'immiscer dans les activités privées, sauf lorsque le privé est défaillant, ce qui est loin d'être le cas pour la plupart des EnR. L'opportunité de l'investissement doit alors être bien pesée. Si le risque est minime dans le photovoltaïque, technologie éprouvée et rentable, il devient plus difficile à évaluer dans le cas de projets plus exploratoires (géothermie profonde, boucle eau de mer...) ou dépassant les capacités d'investissement des collectivités.

Le droit vient aussi contraindre les marges d'action financière des collectivités. L'article L. 1522-5 du CGCT plafonne les apports financiers de la collectivité au capital d'une société privée à 5 % des recettes réelles de la section de fonctionnement du budget de la collectivité ou du groupement. Si l'article L. 2253-1 du CGCT assouplit un peu cette règle pour les seules sociétés liées à l'énergie, il limite les prises de participation à 15 % des recettes réelles de la section de fonctionnement.

Le réseau Amorce, dans une étude parue en 2020, cosignée avec l'Ademe, s'essaie à un panorama du financement des projets d'EnR par les collectivités, à travers une enquête sur 45 projets¹⁵⁸. Des projets plutôt de tailles modestes. Si l'étude date un peu, dans un monde en évolution rapide, les réponses des collectivités à l'enquête esquissent quelques pistes quant aux stratégies menées. La volonté d'investir dans un projet de production d'EnR relève d'une décision politique motivée par plusieurs éléments.

Les collectivités qui n'ont pas souhaité s'engager motivent leur décision par le fait que :

- le projet était déjà engagé avant la création de leur collectivité ;
- il n'y avait pas de positionnement politique pour investir dans les EnR ;
- l'investissement était trop important, malgré la volonté de la collectivité ;
- les démarches étaient jugées trop complexes, malgré la volonté de la collectivité ;
- la collectivité a déclaré ne pas avoir connaissance des possibilités d'investissement dans une société privée de production d'EnR.

158. Téléchargeable sur <https://librairie.ademe.fr/energies-renouvelables-reseaux-et-stockage/4624-le-financement-des-projets-d-energies-renouvelables-par-les-collectivites.html> (consulté le 17/01/2024).

Inversement, pour les collectivités qui ont souhaité s'engager dans une société privée, la motivation principale est le pouvoir de décision (70 %) plutôt que la rentabilité espérée (30 %). Dans ce cas de figure, 60 % des collectivités actionnaires de sociétés de projets d'EnR ont la maîtrise du projet, c'est-à-dire ont le contrôle de la société de projet, alors que 16 % ont décidé de ne conserver qu'une minorité de blocage¹⁵⁹. La minorité de blocage correspond à un droit de veto sur les grandes décisions de la société.

Enfin, la taille des projets est un facteur discriminant. Les projets portés par des régions ou des sociétés publiques locales sont en général de plus petite taille (< 1 MW, essentiellement sur des toitures), alors que pour les plus gros projets, les partenariats public-privé sont privilégiés, est-il écrit page 15.

Les collectivités ne sont pas seules concernées par cette ouverture du capital, les particuliers peuvent également devenir actionnaires. Il est courant de voir un opérateur réserver une partie du capital à des résidents locaux — à l'échelle de la commune ou de l'intercommunalité, parfois à celle du département, et plus rarement, pour de grands projets nécessitant davantage de capitaux, à l'échelle nationale. Dans le cadre de projets importants, ces participations sont souvent symboliques et ne représentent que quelques pour cent de l'investissement total, dont la plus grande partie passe par le marché bancaire. Ils sont néanmoins souvent proposés aux élus locaux et perçus comme le gage d'une meilleure acceptation locale. Le montant de l'investissement pour les particuliers peut être plafonné ou non. Le montage le plus simple est l'achat d'obligations, dont la rémunération est déterminée à l'avance, pour une durée de 4 à 5 ans. Dans les Alpes-de-Haute-Provence, les projets participatifs lancés entre 2020 et 2022 offraient une rentabilité jusqu'à 6,25 %, avant prélèvements.

L'autoconsommation, une autre façon de valoriser son investissement

L'autoconsommation, totale ou partielle, est une petite révolution dans un pays comme la France. Son développement est récent. C'est l'ordonnance n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité qui lui donne un cadre légal. La loi n° 2017-227 du 24 février 2017 apporte également un certain nombre de compléments venant sécuriser les démarches. On relèvera la souplesse des textes qui permettent une autoconsommation totale ou partielle, individuelle ou collective, à l'échelle d'une construction, d'une copropriété ou d'un secteur entier comme une zone d'activité.

L'autoconsommation est désormais intégrée dans le Code de l'énergie au chapitre V du titre I^{er} du livre III. Celui-ci précise les conditions spatiales de l'installation. L'échelle du bâtiment est l'échelle par défaut de l'installation : « l'opération d'autoconsommation est collective lorsque la fourniture d'électricité est effectuée entre un ou plusieurs

¹⁵⁹. *Ibid.*, p 14.

producteurs et un ou plusieurs consommateurs finaux liés entre eux au sein d'une personne morale et dont les points de soutirage et d'injection sont situés dans le même bâtiment, y compris des immeubles résidentiels ». Néanmoins, l'arrêté du 21 novembre 2019 fixant le critère de proximité géographique de l'autoconsommation collective étendue précise que ce périmètre peut être étendu à deux kilomètres lorsque les participants sont situés dans des bâtiments différents. C'est notamment le cas des centrales villageoises ou des installations dans les zones d'activités. L'arrêté fixe les conditions auxquelles doivent répondre les opérations étendues :

- les points de soutirage et d'injection des participants les plus éloignés doivent être distants de deux kilomètres au maximum. « Cette distance entre les sites participant à l'opération d'autoconsommation collective étendue s'apprécie à partir du point de livraison pour les sites de consommation et du point d'injection pour les sites de production » ;
- en France métropolitaine, la puissance cumulée des installations de production participant à l'opération ne doit pas dépasser 3 MW ;
- les participants doivent être raccordés au réseau public de distribution basse tension.

Néanmoins, au titre de l'arrêté du 14 octobre 2020 fixant le critère de proximité géographique de l'autoconsommation collective étendue, « sur accord du ministère en charge de l'Énergie, le périmètre de l'autoconsommation peut être étendu de façon dérogatoire à 20 km, « en tenant compte notamment de l'isolement du lieu du projet, du caractère dispersé de son habitat et de sa faible densité de population ». Dans cette configuration, la puissance installée peut atteindre 5 MW.

Le droit évolue rapidement. Une ordonnance du 3 mars 2021 autorise aujourd'hui l'ouverture de la moyenne tension aux opérations d'autoconsommation à partir d'électricité renouvelable, jusqu'ici limitée à la basse tension. Ce saut de puissance permet désormais à des installations situées en zones d'activités de bénéficier des conditions de rachat qui étaient l'apanage des seuls particuliers jusqu'à cette date.

Un décret du 5 juillet 2021 est également venu simplifier les démarches de gestion des opérations d'autoconsommation pour les bailleurs sociaux, qui peuvent devenir personne morale organisatrice (PMO). L'arrêté du 6 octobre 2021 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment, hangar ou ombrière utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, permet aux installations sur toiture entre 100 et 500 kWc d'obtenir un contrat avec tarif d'achat. Le tarif de 98 euros le mégawattheure — auquel l'électricité produite et injectée dans le réseau est achetée par l'État — s'applique aux 1 100 premières heures de production. Une fois ce seuil dépassé, il est fixé à 40 €/MWh.

Le site Internet d'Enedis offre un aperçu fidèle des sept étapes à franchir pour qui porte un projet¹⁶⁰. La transition énergétique localisée est souvent l'occasion d'ouvrir un dia-

160. <https://www.enedis.fr/comment-monter-un-projet-dautoconsommation-collective> (consulté le 20/08/2023).

logue territorial entre habitants, monde économique et élus locaux, à l'image des centrales villageoises régulièrement présentées dans la presse. Ces sept étapes consistent à :

1. Évaluer les besoins de chaque utilisateur : ses besoins en puissance, ses jours et horaires de consommation, afin d'essayer de lisser la consommation, son intérêt financier à entrer dans le projet (qui diffère fortement entre un particulier bénéficiant d'un bouclier gouvernemental et une entreprise soumise aux fluctuations des prix du marché) ;
2. Dimensionner la production d'électricité nécessaire dans les limites réglementaires : une puissance maximum de 3 MW et le regroupement de tous les acteurs dans un cercle d'un kilomètre de rayon. Compte tenu des coûts d'investissement nécessaires, il est souvent peu pertinent de revendre son électricité aujourd'hui. L'exercice consiste donc à calibrer l'installation, de façon à ce qu'elle produise exactement la quantité d'énergie nécessaire pour l'ensemble des participants et que le surplus d'électricité revendu ne représente que quelques pour cent de la production ;
3. Définir la place de chacun dans l'opération. Certains peuvent être producteurs et consommateurs à la fois ; d'autres seulement consommateurs, s'ils ne souhaitent pas s'engager financièrement ou n'ont pas la possibilité technique de s'équiper d'installations pour produire de l'énergie ; et d'autres encore seulement producteurs ;
4. Constituer une personne morale organisatrice (PMO) et déterminer sa forme juridique. Les porteurs de projet disposent d'une grande marge d'initiative à ce sujet. En fonction des types d'opérations, une PMO peut prendre la forme d'une structure existante (collectivité, bailleur social, coopérative, etc.) ou bien être créée spécifiquement dans ce but (association, société privée, etc.). Celle-ci aura la charge de constituer, puis d'animer le collectif, en expliquant le projet et son intérêt, de récolter et communiquer les données à Enedis, de rédiger les contrats de fourniture de chacun, voire de rechercher de nouveaux participants en cas de départs... un véritable travail de fournisseur d'énergie qui rebute parfois certains ;
5. Définir les modalités de partage de l'électricité : pour chaque pas de 30 minutes, les coefficients appliqués à la production peuvent être constants (par exemple, client 1 : 25 %, client 2 : 35 %, client 3 : 40 %), dynamiques (différents à chaque pas de temps de 30 minutes) ou encore calculés automatiquement par Enedis, au prorata de la consommation sur chaque pas de 30 minutes ;
6. Établir les contrats et les conditions de facturation si l'électricité produite est vendue entre les participants ;
7. Signer la convention d'autoconsommation collective avec Enedis.

Cette ouverture de la production d'énergie aux acteurs territoriaux alimente un débat européen plus large sur les communautés énergétiques¹⁶¹ encore très frileusement retranscrit dans le droit français.

161. Pour ses aspects sociaux, voir Debizet et Pappalardo (2021). D'un point de vue réglementaire, voir Ordonnance n° 2021-236 du 3 mars 2021 portant transposition de diverses dispositions de la directive (UE) 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 et de la directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.

Pour l'Europe, l'objectif est de progressivement ouvrir la production d'énergie à des acteurs non spécialisés — particuliers, collectivités locales, exploitants agricoles, sociétés privées extérieures au champ de l'énergie... — avec comme ambition de favoriser l'appropriation de la transition par tous¹⁶². Par là même, il s'agit de contribuer à l'acceptabilité du déploiement des EnR en associant des acteurs locaux à des projets au plus près de chez eux. Une philosophie qui tranche avec la logique d'un marché de l'énergie historiquement très centralisé en France. Cette démarche vient également offrir un contrepoids à l'apparition, ces vingt dernières années, de nouveaux opérateurs d'EnR cherchant à maximaliser leurs seuls profits dans un marché souvent très rentable. Le développement de projets partagés permettrait aux acteurs locaux de bénéficier directement de ces nouvelles mannes, sans avoir à passer par un opérateur privé. C'est ce que rappelle le considérant 70 de la directive relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables du 23 avril 2009 : « La participation des populations locales et des autorités locales à des projets en matière d'énergie renouvelable par l'intermédiaire de communautés d'énergie renouvelable a apporté une grande valeur ajoutée sur le plan de l'acceptation de l'énergie renouvelable à l'échelle locale et a permis l'accès à davantage de capital privé, ce qui se traduit par des investissements locaux, un plus grand choix pour les consommateurs et une participation accrue des citoyens à la transition énergétique. Cet engagement local est d'autant plus essentiel dans un contexte d'augmentation de la capacité de production d'énergie renouvelable. Les mesures destinées à permettre aux communautés d'énergie renouvelable d'entrer en concurrence sur un pied d'égalité avec d'autres producteurs visent également à accroître la participation des citoyens locaux à des projets en matière d'énergie renouvelable et dès lors à augmenter l'acceptation des énergies renouvelables. »

L'introduction de ces nouveaux acteurs pose essentiellement des questions financières dans une activité très capitalistique. La plupart des exemples montrent que seules les entreprises privées ou les SEM ayant accès au marché bancaire peuvent réellement porter des projets d'envergure. Le développement de projets territoriaux butte aujourd'hui sur des difficultés de levée de fonds auprès de particuliers ou de collectivités de petite taille sans réelle marge de manœuvre financière. Il est aisé de deviner la frilosité des banques à prêter de l'argent, dans le cadre de projet sociaux complexes réunissant un grand nombre d'acteurs individuels.

Ces initiatives ne sont pas totalement nouvelles, comme le montrent les premières expérimentations du programme Tepos en France, souvent dans des territoires ruraux, ou la naissance des premières centrales villageoises à partir de 2011 (Fontaine, 2021 ; Devisse *et al.*, 2016)¹⁶³. La loi du 10 mars 2023 est venue renforcer l'attention du Code de l'énergie au sujet de ces communautés. Le nouvel article L. 291-1 du Code précise

162. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=COM:2022:221:FIN> (consulté le 14/06/2024).

163. Ou voir encore rapport pour l'Ademe, <https://www.ajena.org/sites/default/files/quelle-integration-territoriale-enr-participatives-2016-rapport.pdf> (consulté le 14/06/2024).

qu'une « communauté d'énergie renouvelable est une personne morale autonome, au sens de l'article 3 de l'annexe à la recommandation de la Commission du 6 mai 2003 concernant la définition des micros, petites et moyennes entreprises (2003/361/CE) », qui répond aux critères cumulatifs suivants :

- « elle repose sur une participation ouverte et volontaire » ;
- « ses actionnaires ou ses membres sont des personnes physiques, des petites et moyennes entreprises [...], des collectivités territoriales ou leurs groupements, des sociétés par actions [...], des fonds éligibles à la dénomination d'entrepreneuriat social [...], des sociétés ayant pour objet le développement des énergies renouvelables, bénéficiant de l'agrément "entreprise solidaire d'utilité sociale" »... Les associations sont également autorisées à participer à une communauté d'énergie à certaines conditions. Enfin, lorsqu'une entreprise privée participe à une communauté d'énergie renouvelable, cette participation ne peut constituer son activité commerciale ou professionnelle principale ;
- « elle est effectivement contrôlée par des actionnaires ou des membres se trouvant à proximité des projets d'énergie renouvelable auxquels elle a souscrit et qu'elle a élaborés » ;
- « son objectif premier est de fournir des avantages environnementaux, économiques ou sociaux à ses actionnaires ou à ses membres ou aux territoires locaux où elle exerce ses activités, plutôt que de générer des profits financiers ».

À ces conditions, la communauté d'énergie renouvelable peut « produire, consommer, stocker et vendre de l'énergie renouvelable, y compris par des contrats d'achat d'énergie renouvelable ; partager en son sein l'énergie renouvelable produite par les unités de production qu'elle détient et accéder à tous les marchés de l'énergie pertinents, soit directement, soit par agrégation, d'une manière non discriminatoire ».

Certaines associations se sont spécialisées dans l'accompagnement de projets participatifs, à l'image d'Énergie partagée, un des leaders du secteur des projets citoyens en France. Énergie partagée est née en 2010 et regroupe en 2023 plus de 330 structures adhérentes. Comme l'Europe, l'association vise à promouvoir un autre modèle de production d'énergie. C'est ce qu'indique le premier paragraphe du préambule de ses statuts : « Les membres fondateurs d'Énergie partagée association ont constaté leur accord unanime sur les impasses auxquelles conduisent les pratiques contemporaines de consommation et de production d'énergie. Refusant de suivre cette voie incompatible avec le développement durable, leur réflexion les a conduits à rédiger une "Charte Énergie partagée" définissant une "vision" du système énergétique de demain, des "engagements" pour la concrétiser et la "mission" que se donnent ces signataires. Il s'agit de permettre aux citoyens et aux acteurs des territoires de choisir, de se réapproprier et d'autogérer les modes de production et de consommation de leur énergie par l'émergence dans les territoires de "Projets citoyens". »

Le rapport d'activité 2021 de l'association annonçait l'accompagnement de 280 projets citoyens en France : 10 dans le bois énergie, 7 en hydroélectricité, 6 en méthanisation,

35 en éolien et 222 en photovoltaïque. À noter qu'en plus de cet accompagnement des projets citoyens, Énergie partagée a par ailleurs développé une capacité de production d'EnR en propre (c'est le rôle d'Énergie partagée coopérative, qui est propriétaire d'Enercoop) et d'investissement (Énergie partagée investissement), forte de près de 7 000 actionnaires capables de mobiliser leur épargne pour accompagner des projets locaux et prendre, si nécessaire, le relai des banques.

Depuis, bien d'autres sociétés se sont spécialisées dans les projets de boucle énergétique à destination des entreprises privées, notamment dans les zones d'activités. Ces sociétés proposent de décentraliser et de mutualiser la production énergétique, en regroupant entreprises privées et collectivités territoriales autour d'un projet d'autoconsommation porté par une SPV. Les SPV (*Special Purpose Vehicle*) sont des entités juridiques dont l'unique objectif est de porter un actif, en supporter les coûts et en percevoir les revenus. Il existe aujourd'hui de multiples sociétés privées qui proposent d'accompagner les propriétaires fonciers dans cette démarche. C'est ce que donne à voir une première expérience menée par la société Everwatt dans une ZAE de Saint-Martin-d'Hères, qui essaime aujourd'hui. Lors de ce projet, la société a proposé de porter 60 % de l'investissement et des parts de la SPV, et de laisser les 40 % à une communauté d'acteurs locaux composée de 20 à 30 acteurs, dont au moins 7 producteurs d'énergie photovoltaïque. Une façon d'impliquer tout autant les entreprises ayant la possibilité d'investir sur leur foncier ou leur bâtiment que celles qui seront de simples clientes de la boucle. Un contrat entre investisseurs, producteurs et consommateurs est alors signé pour 20 ans. À l'issue des 20 ans, ceux qui ont mis du foncier ou des bâtiments à disposition pour construire les infrastructures récupèrent les installations à l'euro symbolique, à moins que le contrat ne prévoie leur démantèlement.

Lorsqu'il s'agit de la démarche des industriels des zones d'activités, Everwatt précise qu'un projet de boucle locale en autoconsommation collective de 3MwC pour une ZAE représente un investissement d'environ 4 M€. Le taux de rentabilité interne de ce type de projet ressort entre 4,5 et 5,5 %, un pourcentage suffisant pour intéresser bien des entreprises. La réglementation limitant la puissance installée à 3MwC, les premiers retours d'expérience montrent que l'autoconsommation effective peut monter à 94 % sur les projets déjà réalisés¹⁶⁴.

Dans ce type de projet, les études de préfiguration techniques — études réseaux, recensement des lieux d'implantation comme les toitures plates, les parkings ou les bassins de rétention, permis de construire... — ne sont pas les plus complexes. L'innovation est davantage sociale. La démarche consiste à rassembler producteurs potentiels et clients intéressés au sein d'un même lieu et de définir avec eux un productible, une clé de répartition de l'investissement et de la production et un tarif d'achat spécifique pour ceux qui ne seraient que simples clients. Si, dans ces initiatives d'origine

164. Présentation de la démarche Everwatt par son président, lors du colloque national « Énergies renouvelables et achats publics », Université de Pau et des Pays de l'Adour, CNRS, Sipperec et cabinet Brun Cessac (Paris), 13/10/2022.

privées, les collectivités locales ne sont pas nécessairement à la manœuvre, elles restent néanmoins responsables du droit des sols et des autorisations d'urbanisme. Certaines expériences particulièrement novatrices nécessitent parfois de modifier les règlements d'urbanisme pour voir le jour.

Ces initiatives souffrent aujourd'hui de deux limites. La première relève du seuil de 3Mw, qui est bien trop faible pour répondre aux besoins globaux des acteurs des grandes ZA. Les grands consommateurs privés sont parfois soumis à un dilemme : soit participer à une expérience collective territoriale innovante et porteuse de sens, mais à la portée limitée, soit signer directement un PPP avec un producteur d'énergie extérieur au territoire, mais qui saura fournir toute la puissance nécessaire. La seconde limite concerne la mobilisation des collectivités dans ce type d'opération. Une partie du foncier disponible en zones d'activités peut être publique (délai de voirie, parking public, bassin de rétention...). Il peut s'avérer judicieux de mobiliser ce foncier au même titre que celui des entreprises. Les collectivités entrent donc au tour de table, lors de la constitution de la SPV, avec les contraintes inhérentes au droit public, ce qui est souvent source de complexité.

Conclusions

De ce paysage fragmenté, composé d'acteurs aux modes d'action propres, difficile de définir ce que serait une trajectoire territoriale vers la neutralité carbone. Trop de logiques aux rationalités autonomes s'entrechoquent pour tendre vers un but commun.

Ce n'est pas un souci pour la littérature académique, qui trouve dans ces confrontations de sens, d'acteurs et d'actions, un réservoir inépuisable d'études de terrain. Celles-ci permettent tour à tour de mettre en avant des mécanismes de gouvernement à distance et de décentralisation entravée, des formes bien diverses de construction d'accords collectifs localisés sans cesse recommencées ou encore l'impossibilité de stabiliser des coalitions d'acteurs.

La méthode a aussi ses limites, nous avons voulu le montrer : celles d'un développement heurté bien en deçà des ambitions affichées.

Dans le développement des EnR, la complémentarité État/territoires est bien repérable, mais l'État a bien pris soin de garder le dernier mot, cela a bien été documenté (Boutaud, 2016). Ce qui a moins été analysé, ce sont les mécanismes qui lui permettent de décider *in fine*. À l'inverse de ce à quoi on aurait pu s'attendre, ceux-ci ne relèvent pas exclusivement du champ de l'énergie (autorisations d'exploiter ou de se raccorder), mais plus largement d'un ensemble de compétences et de pouvoir de police plus anciens, opportunément réactivés dans le cadre des EnR. Si le caractère très politique des décisions gouvernementales a maintes fois été démontré dans le cas de grands appels d'offres nationaux, on aurait pu s'attendre au caractère plus ouvert des projets territoriaux reposant sur des technologies éprouvées comme le photovoltaïque. Il n'en est rien. Seul le tempo de l'intervention change. Dans le cadre de grands projets pilotés nationalement, l'État est davantage présent à l'origine des projets, pour en définir les contours et l'emplacement, quitte à laisse ensuite le processus se dérouler dans une séquence plus ouverte. C'est le contraire qui est observable dans le déploiement des projets du quotidien. L'État laisse alors « monter » les projets, pour y apposer en fin de course une série de filtres discriminants. Dans les deux cas, tant les capacités d'appropriation locales que la construction de coalitions restent fragiles.

Deuxième élément de conclusion, difficile pour autant de parler d'un gouvernement à distance, tel que présenté par Epstein (2005) ou Le Galès et Vezinat (2014) à partir de grands dispositifs nationaux. C'est bien plutôt un contrôle au plus près des territoires, fait de successions d'autorisations dans une logique qui reste sectorielle, qui est repérable. En matière de verticalité de l'administration d'État, l'analyse donne plutôt à voir une certaine disjonction entre l'administration centrale porteuse de grandes ambitions et ses relais locaux, plus embarrassés par la multiplication des injonctions contradictoires. La spatialisation des EnR telle que nous la décrivons n'est pas celle

de la géographie physique ou des acteurs locaux, mais celle des règlements nationaux aveugles aux territoires et à leurs volontés propres. Là réside un paradoxe, en dépit des ambitions : le déploiement des EnR doit, dans les faits, se frayer un chemin entre interstices spatiaux et empilements réglementaires.

Un État à la manœuvre, nationalement pour les grands objectifs et localement pour les autorisations : pourquoi pas, pourra-t-on objecter. Face à l'accélération sans fin des enjeux de la transition, énergétique dans notre cas, qui pourrait mieux accompagner le développement des projets que celui qui fixe tout autant les niveaux d'ambition que les règles ?

C'est sur ce point précis que portait notre démonstration. Le compte n'y est pas, et bien des injonctions restent des discours creux, appelant à rapidement inventer d'autres regards susceptibles de libérer le développement des EnR. Pour ce faire, trois pistes pourraient être approfondies.

La première ambitionne de rééquilibrer le droit de l'énergie face aux autres Codes. Même avec une présomption d'intérêt public majeur, les EnR ne peuvent rivaliser avec 50 ans de renforcement du Code de l'environnement notamment. Leur développement entre directement en contradiction avec des lois et règlements pensés à des époques où la question de l'énergie n'apparaissait pas dans les radars. Certains choix sociaux pourraient être revus. À l'heure du zéro artificialisation nette, de la lutte contre l'érosion de la biodiversité et de la souveraineté alimentaire, considérer les EnR comme de l'artificialisation d'espace relevant du Code de l'urbanisme bloque trop de projets ou nécessite des contorsions administratives toujours fragiles.

La deuxième concerne les enjeux financiers et la mobilisation des capitaux nécessaires au déploiement des EnR. Nous avons tour à tour évoqué de grands projets très capitalistiques ou des opérations citoyennes collectives ou individuelles de plus petites tailles. Dans tous les cas, l'accès aux financements est une problématique majeure. Celle-ci doit être considérée dans sa globalité, et non pas seulement du point de vue de la seule installation, à l'heure où bien des technologies sont suffisamment matures pour intéresser les banques. Les enjeux financiers concernent bien plutôt l'accès au foncier — nous avons pu évoquer les phénomènes spéculatifs à l'œuvre — ou la possibilité pour les opérateurs de réseaux d'offrir un nouveau maillage adapté aux EnR. Si la puissance publique n'a plus vraiment de raison d'investir directement dans des unités de production, elle a un rôle à jouer dans leurs conditions d'implantation et de raccordement.

La troisième vise à confronter l'urgence de la transition au droit de propriété, à l'image des politiques publiques naissantes contre les passoires énergétiques ou les logements vacants. Si les constructions neuves en viennent — très timidement — à être concernées par la production d'EnR, comment accompagner l'équipement de 37 millions de propriétés bâties et leurs terrains adjacents ? Là réside une dernière incohérence des politiques françaises : vu le nombre et l'importance des surfaces anthropisées

— toitures, grandes et petites, parkings, délaissés, sites abandonnés —, la majeure partie de la production d'EnR pourrait éviter de toucher les espaces naturels et agricoles... à la condition que ce potentiel soit effectivement mobilisé. Entraîner les propriétaires privés dans la transition est un enjeu fondamental si on veut limiter de développement de très grandes installations industrielles marquant les paysages. Bien des obstacles restent à franchir pour cela, qu'ils relèvent de contraintes sociales (quelle prise de conscience ?), financières (quel reste à charge pour un particulier ou une association ?) ou techniques (quelle capacité de portage de la toiture, quelle exposition de la pente, quel potentiel conflit de voisinage ?). Ici réside sans doute le plus grand des enjeux à venir.

Table des sigles

- Ademe : Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie
AHP : Alpes-de-Haute-Provence
AMI : appel à manifestation d'intérêt
AMP : Aix-Marseille-Provence
Anah : Agence nationale de l'habitat
CAA : Cours administrative d'appel
CDC : Caisse des dépôts et consignations
CDNPS : Commission départementale de la nature, des paysages et des sites
CDPENAF : Commission de préservation des espaces naturels, agricoles et forestiers
CEA : Commissariat à l'énergie atomique
CEE : certificats d'économie d'énergie
CNDP : Commission nationale du débat public
CNPf : Centre national de la propriété foncière
CPER : Contrats de plan État régions
CRE : Commission de régulation de l'énergie
CSPE : Contribution au service public de l'électricité
CU : Code de l'urbanisme
DDT : Direction départementale des territoires
DLVA : Durance Luberon Verdon agglomération
DOO : document d'orientation et d'objectifs
DPE : diagnostic de performance énergétique
DRAC : Direction régionale des affaires culturelles
Dreal : Direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement
EDF : Électricité de France
ELD : Entreprises locales de distribution
Enaf : Espaces naturels, agricoles et forestiers
EnR : énergies renouvelables
EPCI : établissements publics de coopération intercommunale
ERC : démarche « Éviter réduire compenser »

- Feder : Fonds européen de développement régional
- FSE : Fonds social européen
- GDF : Gaz de France
- GES : gaz à effets de serre
- GNV : gaz naturel véhicule
- ICPE : installation classée protection de l'environnement
- Ifer : imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux
- LPEC : Loi de programmation sur l'énergie et le climat
- LPPE : Loi de programmation pluriannuelle de l'énergie
- OAP : orientations d'aménagement et de programmation
- ONF : Office national des forêts
- ONPE : Observatoire national de la précarité énergétique
- Paca (région) : Provence-Alpes-Côte d'Azur
- PADD : projet d'aménagement et de développement durable
- PAEN : périmètres de protection et de mise en valeur des espaces agricoles et naturels périurbains
- PCAEM : plan Climat air énergie métropolitain
- PCAET : plan Climat air énergie territorial
- PLU[i] : plan local d'urbanisme [intercommunal]
- PMO : personne morale organisatrice
- PNACC : plan national d'Adaptation au changement climatique
- PNR : parc naturel régional
- PPA : *Power Purchase Agreement*
- PV : photovoltaïque
- RIIPM : raison impérative d'intérêt public majeur
- RNU : Règlement national d'urbanisme
- RTE : Réseau de transport d'électricité
- S3REnR : schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables
- Safer : Société d'aménagement foncier et d'établissement rural
- Scot : schéma de cohérence territoriale
- SEM : société d'économie mixte
- SNBC : Stratégie nationale bas carbone

Spic : Service public industriel et commercial

SPV : *Special Purpose Vehicule*, société de projet dédiée à une installation de production d'EnR

Sraddet : schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires

SRCAE : schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie

Stecal : secteurs de taille et de capacité d'accueil limité

TEPCV : Territoires à énergie positive pour la croissance verte

Tepos : Territoires à énergie positive

Udap : Unité départementale de l'architecture et du patrimoine

UE : Union européenne

ZA : zone d'activité

ZDE : zone d'accélération de l'éolien

Bibliographie sélective

- Abdesselam R., Renou-Maissant P., Roussafi F., 2019. Performances contrastées du développement des énergies renouvelables dans les régions françaises, *Revue d'économie régionale et urbaine*, 2019 (1), 27-54.
- Amorce/Ademe, 2018. *Précarité énergétique. Guide des bonnes pratiques des collectivités*, série Politique, Amorce/ENP57, 60 p.
- Aras M., 2021. Énergies renouvelables et coopération transfrontalière : la gouvernance multi-niveaux du processus de planification énergétique, *VertigO, la revue électronique en sciences de l'environnement* [en ligne], 21 (1).
- Baggioli V., 2017. Tensions sur l'espace villageois contemporain : les mécanismes de prévention des conflits liés à l'implantation des parcs solaires en région Provence-Alpes-Côte d'Azur, thèse de doctorat en sociologie, Aix-Marseille Université.
- Baggioli V., Burger C., Cacciari J., Mangold M., 2019. *Repenser la transition énergétique. Un défi pour les sciences humaines et sociales*, Presses universitaires de Rennes (PUR), 308 p.
- Balme R., Faure A., Mabileau A., 1999. *Les nouvelles politiques locales. Dynamiques de l'action publique*, Paris, Presses de Science Po, 486 p.
- Barron-Gafford G.A., Pavao-Zuckerman M.A., Minor R.L. et al., 2019. Agrivoltaics provide mutual benefits across the food-energy-water nexus in drylands, *Nature Sustainability*, 2, 848-855.
- Boutaud B., 2016. Un modèle énergétique en transition ? Centralisme et décentralisation dans la régulation du système énergétique, thèse de doctorat en Aménagement de l'espace, Urbanisme, sous la direction d'Olivier Coutard, Université Paris-Est.
- Bulkeley H., Betsill M., 2003. *Cities and Climate Change: Urban Sustainability and Global Environmental Governance*, Londres, Routledge, 280 p.
- Cacciari J., 2017. Les ménages face aux impératifs de « transition énergétique » : des raisonnements pris entre marché, normalisation institutionnelle et références pour agir forgées au fil de la trajectoire biographique, thèse en sociologie Aix-Marseille Université.
- Cassoret B., 2020. *Transition énergétique, Ces vérités qui dérangent !* 2^e édition, Paris, De Boek, 176 p.
- Chancel L., 2021. *Insoutenables inégalités — Pour une justice sociale et environnementale*, Paris, éditions Petits matins, 184 p.
- Charlier D., Risch A., Salmon C., 2015. Les indicateurs de la précarité énergétique en France, *Revue française d'économie*, volume XXX (4), 187-230.
- Chevalier J.-M., Cruciani M., Geoffron P., 2013. *Transition énergétique : les vrais choix*, Paris, Odile Jacob, 189 p.
- Christen G., Hamman P., 2015. *Transition énergétique et inégalités environnementales. Énergies renouvelables et implications citoyennes en Alsace*, Strasbourg, Presses Universitaires de Strasbourg, 228 p.
- Coutard O., 2019. Les ambivalences de l'autonomie énergétique locale, chapitre 7, in Douzou S. (éd.), *Les Territoires de la transition énergétique*, Cachan, Lavoisier, 127-136.
- Coutard O., Rutherford J., 2009. Les réseaux transformés par leurs marges : développement et ambivalence des techniques « décentralisées », *Flux*, 76-77 (2-3), 6-13.

- CRE, 2019. Coûts et rentabilités du grand photovoltaïque en métropole continentale, https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Rapports_et_etudes/import/Rapport_couts_PV_2019.pdf (consulté le 23/10/2023).
- Criqui P., Sebi C., 2023. Géopolitique de l'énergie en Europe : Comment réconcilier une Union désunie ?, *Confrontation Europe*, 5, <https://confrontations.org/geopolitique-de-lenergie-en-europe-comment-reconcilier-une-union-desunie> (consulté le 12/11/2023).
- De Charentenay J., Leseur A., Bordier C., 2012. Le Schéma régional climat-air-énergie : un outil d'orientation pour la transition énergétique et climatique des régions française, *Étude Climat CDC*, 36, 1-32.
- Debizet G., Pappalardo M., 2021. Communautés énergétiques locales, coopératives citoyennes et autoconsommation collective : formes et trajectoires en France, *Flux*, 126 (4), 1-13.
- Deffobis H., 2015. Précarité énergétique : inégalités résidentielles et vulnérabilités rurales, *Pour*, 2251, 147-150.
- Denolle AS., 2016. Commentaire de la loi relative à la Transition énergétique pour la Croissance verte, *Revue juridique de l'environnement*, 41 (1), 99-104.
- Devalière I., 2007. Comment prévenir la précarité énergétique ? Les leviers possibles et les risques inhérents à la libéralisation du service de l'énergie, *Les Annales de la recherche urbaine*, 103, 137-143.
- Devisse J.-S., Gilbert O., Reix F., 2016. Quelle intégration territoriale des énergies renouvelables participatives ?, rapport pour l'Ademe, www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/quelle-integration-territoriale-enparticipatives-2016-rapport.pdf (consulté le 12/10/2023).
- Dubois J., 2015. La mise en œuvre du programme TEPCV dans le sud de la France : Les candidatures du Pays Sud et du PNR du Luberon, rapport au conseil scientifique EDF et Territoires, en partenariat avec l'Essec, décembre 2015, 20 p., consultable avec l'ensemble de la synthèse des travaux nationaux sur <https://www.edfvilledurable.fr/atelierenergieetterritoires/sites/default/files/2018-09/AETRapportTEPCV-V1.pdf> (consulté le 02/03/2022).
- Dubois J., 2022. Les territoires face au défi de la production d'énergies renouvelables. Construire un projet territorial partagé ?, in Bourdin A., Idt J., *Mutations sociétales et action publique urbaine*, tome 2, Éditions de l'Aube/Essec, 22-53.
- Dubois J., Kébir L., 2021. Énergie et territoires, le retour des lieux, *Espaces et sociétés*, 2021/1 (182), 250 p.
- Dubois J., Thomann S., 2012. *Tensions sur les champs et les bois. L'essor des énergies vertes en Provence-Alpes-Côte d'Azur*, La Tour-d'Aigues, Éditions de l'Aube, 190 p. (coll. Monde en cours).
- Epstein R., 2005. Gouverner à distance. Quand l'État se retire des territoires, *Esprit*, 319, 96-111.
- Espaces et sociétés*, 2023, numéro thématique « Écologie populaire dans les périphéries urbaines », 2023/1 (188).
- Evrard A. (dir.), 2013. *Contre vents et marées. Politiques des énergies renouvelables en Europe*, Paris, Presses de Sciences Po, 268 p.
- Eyl-Mazzega M.-A., Mathieu C., 2020. Transition énergétique : Chine, États-Unis et Union européenne. Les technologies bas carbone à l'épreuve de la géopolitique, *Futuribles*, 436 (3), 55-66.
- Fauchoux B., 2013. La politique de transition énergétique de la Région Centre, *Pour*, 2013/2 (218), 171-180.
- Fontaine A., 2021. Expérimenter une transition énergétique coopérative : épreuves et innovations territoriales collectives autour d'un projet de « centrale photovoltaïque villageoise, Rhône-Alpes, France », *Nature science société*, 29, 1, 36-45.
- Fressoz J.-B., 2023. *Sans transition. Une nouvelle histoire de l'énergie*, Paris, Seuil, 407 p.

- Hodson M., Marvin S., 2010. Can cities shape socio-technical transitions and how would we know if they were?, *Research Policy*, 39, 477-485.
- Jacobs D., 2011. *Renewable Energy Policy Convergence in the EU: The evolution of feed-in tariffs in Germany, Spain and France*, Londres, Routledge, 312 p.
- Jancovici J.-M., 2017. *Dormez tranquilles jusqu'en 2100*, Paris, Odile Jacob, 196 p.
- Le Galès P., Vezinat N. (dir.), 2014. *L'État recomposé*, Paris, PUF, 107 p.
- Moatti S., Timbeau X., 2021. Entretien avec Benoît Leguet, « Neutralité carbone : il manque un projet politique », *L'Économie politique*, 89 (1), 49-61.
- Monstadt J., 2007. Urban Governance and the Transition of Energy Systems: Institutional change and shifting energy and climate policies in Berlin, *International Journal of Urban and Regional Research*, 31 (2), 326-343.
- Reghezza-Zitt M., 2022. La sobriété dont il question aujourd'hui n'est pas une réponse à la nécessité d'atténuer le changement climatique, mais une réaction palliative à des chocs indépendants du climat, *Revue internationale et stratégique*, 128 (4), 59-75.
- Renouard A.C., 2020. Les régions face au défi climatique : déterritorialisation des problèmes, reterritorialisation des dispositifs dans les schémas régionaux climat air énergie, *Pôle Sud*, 2020/1 (52), 113-127.
- Rockström J., Steffen W., Noone K. *et al.*, 2009. A safe operating space for humanity, *Nature*, 461, 472-475.
- Rüding A., 2018. Le suivi et l'évaluation de la transition bas carbone en France. Enjeux méthodologiques et recommandations, *IDDRI Study/Sciences-Po*, 07/2018, 24 p.
- Strunz S., Gawel E., Lehmann P., 2016. The Political economy of renewable energy policies in Germany and the EU, *Utilities Policy*, 42, 33-41.
- Verhaeghe, L., 2021. Le déploiement local des énergies renouvelables à l'amorce d'un mutualisme villes-campagnes ?, *Espaces et sociétés*, 182, 33-54, <https://doi.org/10.3917/esp.182.0033>.

Crédit photo de la couverture :

© Daniel (Adobe Stock n° 545786730),
Gros plan sur les pâles d'une éolienne par un matin brumeux.

Responsable éditoriale : Véronique Vêto
Coordination éditoriale : Anne-Lise Prodel
Édition : Mickaël Legrand

Mise en page :  EliLoCom

Achevé d'imprimer en août 2024 par ISlprint (France)

N° d'impression :

Dépôt légal : août 2024



Comment se déploient les énergies renouvelables aujourd'hui en France, avec quelles contraintes et pour quels résultats ? Les textes nationaux et européens fixent d'ambitieux objectifs pour atteindre la neutralité carbone en 2050. Il revient néanmoins aux collectivités territoriales, opérateurs privés, investisseurs et propriétaires fonciers, le soin de réaliser les installations. Alors que le développement des EnR dépend d'une multiplicité de projets locaux regroupant des coalitions d'acteurs spécifiques aux trajectoires propres, peut-on réellement planifier la trajectoire énergétique d'un pays comme la France ?

L'ouvrage comporte une forte dimension opérationnelle. Il adopte le point de vue des collectivités et des territoires confrontés à ces nouveaux enjeux et prend également soin d'intégrer à la réflexion les logiques du contrôle de l'État comme celles, financières et techniques, des opérateurs.

Il s'adresse aux urbanistes et aménageurs, publics et privés, comme aux gestionnaires de collectivités en charge des dossiers de transitions. Il intéressera également l'ensemble des porteurs de projets, des grands industriels aux associations locales, soucieux de se repérer dans le maquis des procédures comme dans celui des controverses territoriales. Plus largement enfin, en interrogeant l'écart entre la réalité et les trajectoires mises en avant par les politiques publiques, il pourra intéresser tous ceux que la transition énergétique préoccupe.

Jérôme Dubois est professeur d'aménagement à Aix-Marseille université. Comme élu local et comme consultant, il accompagne les collectivités territoriales — communes, communautés d'agglomérations, métropoles — dans leur politique de développement des EnR, tant en matière de planification que de montage d'opérations.



éditions
Quæ

Éditions Cirad, Ifremer, INRAE
www.quae.com

28€

ISBN : 978-2-7592-3937-5



ISSN : 2115-1229

Réf. : 02954