



N° 2200

ASSEMBLÉE NATIONALE

CONSTITUTION DU 4 OCTOBRE 1958

QUINZIÈME LÉGISLATURE

Enregistré à la Présidence de l'Assemblée nationale le 13 février 2024.

RAPPORT D'INFORMATION

DÉPOSÉ

en application de l'article 145-7 du Règlement

PAR LA COMMISSION DES AFFAIRES ÉCONOMIQUES

sur l'application de la loi n° 2023-175
du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies
renouvelables

ET PRÉSENTÉ PAR

MM. HENRI ALFANDARI, ÉRIC BOTHOREL, MAXIME LAISNEY
ET NICOLAS MEIZONNET

Députés.

SOMMAIRE

	Pages
INTRODUCTION	9
TITRE I^{ER} : MESURES FAVORISANT L'APPROPRIATION TERRITORIALE DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET LEUR BONNE INSERTION PAYSAGÈRE (ARTICLES 1^{ER} À 3)	13
A. LA FINALISATION DE LA TRANSPOSITION DU RÉGIME DES COMMUNAUTÉS D'ÉNERGIE RENOUVELABLE ET DES COMMUNAUTÉS ÉNERGÉTIQUES CITOYENNES (ARTICLE 3)	13
B. DES GUIDES POUR PRÉSERVER LA BONNE INSERTION PAYSAGÈRE DES INSTALLATIONS EnR ET ÉVALUER LA « SATURATION VISUELLE » (ARTICLES 1 ^{ER} ET 2)	14
TITRE II : MESURES DE SIMPLIFICATION ET DE PLANIFICATION TERRITORIALE VISANT À ACCÉLÉRER ET À COORDONNER LES IMPLANTATIONS DE PROJETS D'ÉNERGIES RENOUVELABLES ET LES PROJETS INDUSTRIELS NÉCESSAIRES À LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE (ARTICLES 4 À 33)	15
A. LA PLANIFICATION DU DÉPLOIEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES	15
1. Plusieurs articles du texte visent à améliorer la planification des énergies renouvelables, selon une logique ascendante	15
a. La création d'un référent préfectoral à l'instruction des projets d'énergies renouvelables et des précisions sur les indicateurs de suivi du développement des énergies renouvelables (art. 6)	15
b. La réduction de divers délais d'examen pour les projets situés en zone d'accélération (art. 7)	16
c. La création de zones d'accélération pour l'implantation d'installations terrestres de production d'énergies renouvelables (art. 15)	16
d. La création obligatoire d'un comité de projet pour les projets EnR situés en dehors d'une zone d'accélération (art. 16)	18
e. La prise en compte des zones d'accélération dans les procédures de mise en concurrence (art. 17)	18
2. L'application des dispositions relatives à la planification	19
a. Une circulaire relative aux référents préfectoraux à l'instruction des projets EnR a été prise	19

b. La programmation pluriannuelle de l'énergie et sa déclinaison régionale, indispensables pour juger de la pertinence des zones d'accélération au regard des objectifs de politique énergétique, n'ont pas encore été publiées	20
c. La mise à disposition des données relatives au potentiel d'implantation des EnR a été réalisée sous la forme d'un portail cartographique.....	21
i. Données mises à disposition	21
ii. Services proposés par l'outil	23
d. Le décret sur les comités de projet (art. 16) a été pris	24
e. Les dispositions de l'article 17 nécessitent une adaptation des cahiers des charges pour être applicables	25
3. Le travail de définition des zones d'accélération et son articulation avec les autres planifications	26
a. La réussite du dispositif repose sur sa bonne appropriation par les élus locaux ainsi que sur des moyens humains et financiers suffisants	26
b. L'articulation des zones d'accélération avec d'autres outils de planification reste à éclaircir.....	28
i. L'articulation avec les zones d'accélération définies par la directive RED III	28
ii. L'articulation avec le schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables.....	29
B. LA PRÉSUMPTION DE RAISON IMPÉRATIVE D'INTÉRÊT PUBLIC MAJEUR POUR CERTAINS PROJETS EnR (ARTICLE 19)	29
1. Les dispositions de la loi.....	29
2. Le décret précisant les conditions de la présomption de RIIPM a été pris.....	30
3. Le choix des seuils applicables a fait l'objet d'appréciations diverses.....	31
C. DES RÉFORMES DU RÉGIME DES RACCORDEMENTS EN ATTENTE DE MESURES D'APPLICATION COMPLÉMENTAIRES (ARTICLES 26 À 32).....	33
1. Les enjeux d'un déploiement, à la hauteur, des réseaux publics d'électricité	33
2. La réécriture du régime des raccordements par l'ordonnance n° 2023-816 du 23 août 2023.....	35
a. La recodification du régime des raccordements (art. 26, 29, 31 et 32) et la clarification des règles de prise en charge des coûts	35
b. Le renforcement encore théorique de la planification des raccordements (art. 29 et 104)	38
c. L'adaptation, à finaliser, du cadre des raccordements aux zones non interconnectées (art. 26, 29 et 102).....	41
d. Une faculté de modifier la puissance de raccordement des utilisateurs à concrétiser (art. 26).....	43
3. De nouveaux leviers pour accélérer le déploiement des réseaux, aux modalités restant souvent à préciser	43
a. Des dispositifs pérennes (art. 31, 32, 105 et 106).....	43
i. L'anticipation des études et travaux nécessaires au raccordement d'éoliennes en mer ...	43

ii. La possibilité de surdimensionner les ouvrages de raccordement d'un consommateur final.....	44
iii. La réduction des délais de raccordement au réseau de distribution d'électricité.....	45
b. Des dérogations temporaires pour accélérer le raccordement des grands projets de décarbonation industrielle (art. 27 et 28).....	45
i. Des dérogations procédurales.....	45
ii. La possibilité de définir un ordre temporaire de classement pour le raccordement des grands projets industriels nécessaires à la transition énergétique.....	48
4. Autres évolutions relatives aux raccordements électriques.....	50
D. LES AUTRES ARTICLES DU TITRE II NÉCESSITANT DES ACTES D'APPLICATION.....	50
1. La suppression du certificat de projet et l'amélioration de l'information du public dans le cadre de l'autorisation environnementale (art. 5).....	50
2. L'arrêté relatif à l'expérimentation devant permettre d'améliorer la qualité des bureaux d'études réalisant les études d'impact n'a pas encore été publié (art. 10).....	51
3. Les adaptations réglementaires sur les modalités de désignation des commissaires enquêteurs suppléants (art. 11).....	51
4. L'applicabilité de l'article 18, qui permet d'expérimenter un certificat de projet pour les projets EnR situés en ZAE, soulève des interrogations.....	51
5. La création, attendue, du nouvel observatoire des énergies renouvelables et de la biodiversité (art. 20).....	52
6. L'accompagnement du contentieux de l'autorisation environnementale (art. 23 et 24).....	53
TITRE III : MESURES TENDANT À L'ACCÉLÉRATION DU DÉVELOPPEMENT DE L'ÉNERGIE SOLAIRE, THERMIQUE, PHOTOVOLTAÏQUE ET AGRIVOLTAÏQUE (ARTICLES 34 À 55).....	55
A. L'ÉQUIPEMENT PHOTOVOLTAÏQUE DES BÂTIMENTS ET DES PARKINGS (ARTICLES 40 À 44 ET 51).....	56
1. Des obligations d'équipement solaire des toitures et ombrières qui se précisent, mais à des horizons encore éloignés (art. 40, 41 et 43).....	56
2. Des dispositifs complémentaires pour favoriser l'équipement des bâtiments résidentiels (art. 42 et 51).....	62
B. LE NOUVEL ENCADREMENT DE L'AGRIVOLTAÏSME ET DU PHOTOVOLTAÏQUE EN ZONES AGRICOLES, FORESTIÈRES OU NATURELLES (ARTICLE 54).....	63
1. La priorité donnée à la souveraineté alimentaire.....	63
2. La différenciation des régimes applicables.....	64
3. Agrivoltaïsme : le complexe équilibre entre maintien d'une activité agricole et rentabilité des projets énergétiques.....	68
a. La définition de ce qui est agrivoltaïque.....	68
i. L'implantation sur une parcelle agricole.....	68
ii. L'exigence de services rendus à la parcelle.....	69

iii. L'exigence d'une production agricole qui reste l'activité principale de la parcelle ou la difficile définition d'un taux maximal de couverture	71
b. Les conditions d'autorisation d'une installation agrivoltaïque	76
i. Le maintien d'une production agricole significative mesuré, notamment, par la limitation des pertes de rendement agronomique.....	76
ii. La garantie d'un revenu durable issu de l'exploitation agricole	80
c. La vérification du respect des exigences.....	81
4. Photovoltaïque sur les terrains agricoles, naturels ou forestiers réputés incultes ou non exploités depuis une certaine durée : une interprétation extensive de la loi.....	84
a. La délimitation des terrains concernés.....	84
i. L'identification par un document-cadre établi par les acteurs agricoles	84
ii. L'exclusion d'office de certains terrains	86
b. Une acception large des terrains réputés incultes.....	87
i. L'inclusion automatique de plusieurs types de terrains	88
ii. ...très contestée par différents acteurs du monde agricole	89
c. Le choix d'un délai glissant pour l'admissibilité des terrains non exploités.....	90
d. Le cas particulier des espaces forestiers	91
e. L'exigence d'une compatibilité des installations photovoltaïques	92
f. Procédures d'autorisation, de suivi et de contrôle.....	93
5. Durée des installations et démantèlement.....	95
6. Des problématiques importantes ne sont pas encore résolues ; les questions des baux ruraux et du partage des revenus	97
C. LES AUTRES ARTICLES PRÉVOYANT UN RAPPORT OU DES MESURES RÉGLEMENTAIRES (ARTICLES 36, 37, 45, 50 ET 52)	99
TITRE IV : MESURES TENDANT À L'ACCÉLÉRATION DU DÉVELOPPEMENT DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE EN MER (ARTICLES 56 À 66).....	101
A. LA CARTOGRAPHIE DES ZONES PRIORITAIRES POUR LE DÉVELOPPEMENT DE L'ÉOLIEN EN MER EST EN COURS (ARTICLE 56)	101
1. Les dispositions de la loi.....	101
2. Le débat public relatif à la révision des documents stratégiques de façade a débuté	101
3. La cartographie des éoliennes en mer doit prendre en compte l'ensemble des enjeux de planification maritime.....	102
a. Un travail de planification bienvenu.....	102
b. La réussite de l'exercice tient à l'adhésion de l'ensemble des parties prenantes à la planification et à la nécessaire mise à disposition des données s'y rattachant ...	103
c. Les critères de définition de ces zones doivent tenir compte de l'ensemble des activités, sans se focaliser uniquement sur la production d'énergie	104

B. LES DISPOSITIONS DE SIMPLIFICATION ADMINISTRATIVE LIÉES À L'ÉOLIEN EN MER	105
1. Les dispositions de la loi (art. 58, 60 et 61).....	105
2. Les dispositions d'application.....	106
C. LE DÉCRET SUR LES ÎLES ARTIFICIELLES, LES INSTALLATIONS ET LES OUVRAGES FLOTTANTS N'EST TOUJOURS PAS PUBLIÉ.....	106
1. Un décret doit préciser la réglementation applicable aux îles artificielles, aux installations et aux ouvrages flottants (art. 63)	106
2. Le décret est toujours en attente de publication.....	107
D. UN « DÉCRET BALAI » COMPORTANT DES DISPOSITIONS RELATIVES AUX ÉOLIENNES EN MER A ÉTÉ PUBLIÉ.....	107
E. D'AUTRES MESURES DU TITRE IV ONT FAIT L'OBJET DE MESURES RÉGLEMENTAIRES D'ADAPTATION	108
1. Les dérogations à la loi Littoral pour les ouvrages de transport d'électricité (art. 66) : une mesure réglementaire d'adaptation a été prise.....	108
2. La déclinaison dans les cahiers des charges de l'ajout de l'énergie osmotique à la liste des énergies renouvelables (art. 85)	109
TITRE V : MESURES PORTANT SUR D'AUTRES CATÉGORIES D'ÉNERGIES RENOUVELABLES (ARTICLES 67 À 85).....	111
A. LA GÉNÉRALISATION DE L'EXPÉRIMENTATION DU MÉDIATEUR DE L'HYDROÉLECTRICITÉ ET LA CRÉATION D'UN MÉDIATEUR DES ÉNERGIES RENOUVELABLES (ARTICLE 70).....	111
B. LES DÉROGATIONS AUX DÉBITS MINIMAUX DES COURS D'EAU EN CAS DE MENACE GRAVE SUR LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT (ARTICLE 72)	111
C. LE DÉCRET PRÉCISANT LES MODALITÉS DE REMBOURSEMENT DE CERTAINS INVESTISSEMENTS LIÉS À UNE CONCESSION HYDROÉLECTRIQUE EN CAS DE CHANGEMENT DE CONCESSIONNAIRE A ÉTÉ PRIS (ARTICLE 73)	112
D. LES MODALITÉS DE SOUTIEN AUX INSTALLATIONS DE MÉTHANISATION FONCTIONNANT EXCLUSIVEMENT À PARTIR D'EFFLUENTS D'ÉLEVAGE (ARTICLE 77).....	113
E. L'EXPÉRIMENTATION D'UN RÉFÉRENT UNIQUE POUR L'INSTRUCTION DES PROJETS DE PRODUCTION ET DE STOCKAGE D'HYDROGÈNE RENOUVELABLE OU BAS-CARBONE (ARTICLE 81)	113
F. LES DISPOSITIONS RELATIVES À LA GÉOTHERMIE (ARTICLE 83)	114
TITRE VI : MESURES TRANSVERSALES DE FINANCEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET DE RÉCUPÉRATION ET DE PARTAGE DE LA VALEUR (ARTICLES 86 À 103).....	115
A. LES CONTRATS DE VENTE DIRECTE D'ÉNERGIE RENOUVELABLE ENTRE UN PRODUCTEUR ET UN CONSOMMATEUR FINAL (« PPA »)..	115
1. Les dispositions de la loi.....	115
2. Les mesures réglementaires d'application sont toujours en attente de publication	116

a. Adaptation des dispositions réglementaires du code de l'énergie relatives à l'autorisation de fourniture.....	116
b. Liste des éléments à adresser à la CRE pour sa nouvelle mission de suivi des PPA conclus dans le cadre d'un contrat de soutien public.....	116
3. Le suivi des PPA par la CRE doit être étendu ; les modalités d'application des PPA demeurent encore sujettes à de nombreux questionnements	117
a. Le renforcement des missions de suivi de la CRE est bien accueilli et pourrait être élargi.....	117
b. Le souhait de précisions relatives à l'autorisation de fourniture	117
c. Un besoin de clarification sur les modalités de mise en œuvre des PPA par les pouvoirs adjudicateurs	119
B. LA CONTRIBUTION AU PARTAGE TERRITORIAL DE LA VALEUR (ARTICLE 93)	119
1. Les dispositions de la loi.....	119
2. Le projet de décret d'application	121
a. Financement des projets portés par la commune d'implantation ou l'intercommunalité.....	122
b. Financement des projets en faveur de la biodiversité	122
3. Un mécanisme indissociable d'une réflexion plus globale sur la fiscalité des EnR	123
C. LES AUTRES MESURES DU TITRE VI APPELANT DES MESURES RÉGLEMENTAIRES D'APPLICATION	124
1. Le caractère facultatif d'un budget annexe pour les ouvrages publics de production d'électricité photovoltaïque en cas d'autoconsommation (art. 88).....	124
2. Les dispositions relatives à la réciprocité pour le marchés publics d'EnR ont été modifiées par la loi « Industrie verte » (art. 90).....	124
3. La perception anticipée de l'intégralité de la redevance d'occupation domaniale pour le financement d'une participation au capital d'une entreprise productrice d'EnR (art. 96)	125
4. Des mesures réglementaires encore attendues sur le gaz bas-carbone	125
a. Création d'un cadre juridique applicable au gaz bas-carbone (art. 98).....	125
b. Création d'un dispositif d'autoconsommation collective étendue en gaz renouvelable (art. 100)	126
TITRE VII : DISPOSITIONS DIVERSES (ARTICLES 104 À 116).....	129
EXAMEN EN COMMISSION	131
ANNEXE 1 : TABLEAU RÉCAPITULATIF DES MESURES D'APPLICATION – ÉTAT DE L'APPLICATION DE LA LOI AU 1^{ER} FÉVRIER 2024.....	133
ANNEXE 2 : LISTE DES PERSONNES AUDITIONNÉES	155
ANNEXE 3 : LISTE DES CONTRIBUTIONS ÉCRITES RECUES.....	159

INTRODUCTION

La loi n° 2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables, dite loi APER, vise à accélérer et faciliter les procédures d'implantation de ce type de projets, afin de permettre à la France d'atteindre ses objectifs énergétiques, dont la neutralité carbone à horizon 2050.

Le projet de loi comportait initialement 20 articles. Il a été considérablement enrichi par les débats parlementaires, aboutissant ainsi à un texte de 116 articles à l'issue de la commission mixte paritaire conclusive entre les deux Assemblées. 11 articles ayant été censurés par le Conseil constitutionnel, le texte promulgué comporte finalement 105 articles.

L'adoption de la loi APER constitue une étape importante dans le développement des énergies renouvelables. Pour autant, les avancées permises par cette loi ne sauraient être opérantes sans une mise en œuvre rigoureuse de ses dispositions d'application. Cette loi nécessite également d'améliorer la coordination des moyens déployés pour sa mise en œuvre ainsi que le renforcement des services instructeurs.

Le présent rapport est présenté en application du premier alinéa de l'article 145-7 du Règlement de l'Assemblée nationale, aux termes duquel, à l'issue d'un délai de six mois suivant l'entrée en vigueur d'une loi dont la mise en œuvre nécessite la publication de textes de nature réglementaire, deux députés, dont le rapporteur du texte, présentent à la commission compétente un rapport sur sa mise en application.

La commission des affaires économiques avait désigné deux rapporteurs pour l'examen du projet de loi. Elle a donc désigné quatre rapporteurs d'application sur la loi APER : MM. Henri Alfandari (HOR) et Éric Bothorel (RE) – qui étaient rapporteurs du projet de loi – et MM. Maxime Laisney (LFI-NUPES) et M. Nicolas Meizonnet (RN). MM. Alfandari, Bothorel et Laisney tiennent par ailleurs à saluer le travail qui avait été effectué par M. Pierre Cazeneuve (RE) et Mme Aude Luquet (DEM), rapporteurs du projet de loi au nom de la commission du développement durable.

Ce rapport dresse un bilan d'étape de l'ensemble des mesures nécessaires à la mise en application de la loi du 10 mars 2023. Il recense les mesures d'application qui ont déjà été prises et celles qui doivent encore l'être. Ce rapport vise également à s'assurer que le contenu des mesures prises pour l'application de la présente loi ne s'écarte pas des intentions du législateur.

En revanche, ce rapport n'est pas un rapport d'évaluation de la loi. Celle-ci interviendra à l'issue d'un délai de trois ans suivant la promulgation de la loi, conformément au troisième alinéa de l'article 145-7 du Règlement de l'Assemblée nationale, si le bureau de la commission en décide.

Au 1^{er} février 2024, seulement 31 %⁽¹⁾ des mesures réglementaires d’application explicitement prévues par la loi APER avaient été prises. Six mois après la promulgation de la loi, une seule d’entre elles avait été publiée⁽²⁾. Vos rapporteurs soulignent aussi qu’outre ces dispositions d’application explicitement prévues par la loi, de nombreuses mesures d’adaptation des dispositions réglementaires en vigueur sont rendues nécessaires par la promulgation de la loi. De même, certains textes d’application publiés renvoient eux-mêmes à de nouvelles mesures réglementaires, ce qui a pour effet de ne pas rendre ces textes totalement applicables.

MM. Alfandari, Bothorel et Laisney regrettent ce faible taux d’application, 11 mois après la promulgation de la loi : il est important que les dispositions votées par le législateur ne soient pas privées d’effet en raison de la carence du pouvoir réglementaire – et ce, d’autant plus lorsque la loi en question est une loi d’accélération.

Certaines contraintes peuvent néanmoins être prises en compte, en particulier les délais nécessaires aux différentes consultations sur les projets de décret. On ne peut pas non plus reprocher à l’État sa volonté de co-construire les nouvelles règles avec les acteurs directement concernés. Il convient enfin de rappeler que le remaniement ministériel intervenu début janvier 2024 a provoqué un changement de tutelle ministérielle des services chargés de l’énergie. La nomination d’un ministre dédié n’est intervenue que le 8 février 2024.

Afin de dresser l’état des lieux de l’application de la présente loi, vos rapporteurs ont auditionné une trentaine d’acteurs et reçu une quinzaine de contributions écrites. Ils souhaitent remercier les personnes concernées pour leur contribution à ces travaux.

Compte tenu de l’ampleur de la loi et de la diversité des sujets qu’elle aborde, vos rapporteurs se sont concentrés sur des thématiques spécifiques. Ce rapport portera donc plus particulièrement sur la planification du déploiement des énergies renouvelables terrestres et maritimes, l’adaptation du régime des raccordements électriques, la reconnaissance de la raison impérative d’intérêt public majeur (RIIPM), l’encadrement de l’agrivoltaïsme et de l’implantation de panneaux photovoltaïques dans les espaces naturels, agricoles et forestiers, les contrats de vente directe d’énergie renouvelable entre un producteur et un consommateur final (PPA) et, enfin, sur la contribution au partage territorial de la valeur. Les mesures réglementaires attendues et publiées mais non directement liées à ces sujets ne feront l’objet que de brefs développements. Un tableau récapitulatif de l’ensemble des mesures réglementaires prises ou attendues est cependant annexé au présent rapport.

(1) Voir tableau infra pour le détail et les modalités de décompte.

(2) Ordonnance raccordement.

**TABLEAUX RÉCAPITULATIFS DES ORDONNANCES, DÉCRETS, ARRÊTÉS ET CIRCULAIRES
PRIS OU ATTENDUS AU 1^{ER} FÉVRIER 2024 ⁽¹⁾**

Textes	État d'application	Taux d'application
Décrets	8/24	33 %
Arrêtés/Circulaires	1/7	14 %
Habilitations à légiférer par ordonnances	1/1	100 %
TOTAL	10/32	31 %

	Décrets	Arrêtés et circulaires	Ordonnances	Taux d'application
Titre I ^{er}	1/1	-	-	100 %
Titre II	4/8	1/4	1/1	46 %
Titre III	2/5	-	-	40 %
Titre IV	0/1	-	-	0 %
Titre V	1/5	-	-	20 %
Titre VI	0/4	0/3	-	0 %
Titre VII	-	-	-	-
TOTAL	8/24	1/7	1/1	31 %

Outre les mesures d'application explicitement prévues par la loi APER, 4 décrets supplémentaires ont été publiés, qui permettent d'adapter les dispositions réglementaires en vigueur aux nouvelles dispositions de la loi.

On note enfin que seuls 3 des 10 rapports attendus avant le 1^{er} février 2024 ont été remis.

(1) Ne sont pas prises en compte :

- les mesures déjà prises avant la publication de la loi, même si elles peuvent nécessiter une adaptation ;
- celles dont l'entrée en vigueur est différée au-delà du 1^{er} février 2024 ;
- les mesures facultatives ainsi que les mesures prises mais non explicitement prévues par la loi.

Les données se basent sur le texte de loi proprement dit mais également sur les informations fournies par le Gouvernement, indiquant pour certaines mesures la publication d'un décret commun.

Enfin, ont été décomptés pour un seul texte les mesures prévues à différents endroits d'un même dispositif et logiquement réunies dans un même texte.

TITRE I^{ER} : MESURES FAVORISANT L'APPROPRIATION TERRITORIALE DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET LEUR BONNE INSERTION PAYSAGÈRE (ARTICLES 1^{ER} À 3)

En complément du dispositif organisant la planification du développement des énergies renouvelables (EnR) par les territoires eux-mêmes, porté par l'article 15 du titre II, le titre I^{er} de la loi APER a introduit quelques mesures visant à faciliter l'appropriation de ce développement par les populations et les responsables locaux.

Seul l'article 3 cite expressément un acte réglementaire d'application.

A. LA FINALISATION DE LA TRANSPOSITION DU RÉGIME DES COMMUNAUTÉS D'ÉNERGIE RENOUVELABLE ET DES COMMUNAUTÉS ÉNERGÉTIQUES CITOYENNES (ARTICLE 3)

L'article 3 parachève la transposition en droit français du régime des communautés d'énergie renouvelable (CER) et des communautés énergétiques citoyennes (CEC), formes juridiques issues du droit européen⁽¹⁾ de portage « citoyen » – et localisé – de projets de production d'énergie renouvelable.

Il cite notamment différentes catégories de personnes physiques et morales (collectivités territoriales, petites et moyennes entreprises et associations) pouvant participer à ces communautés constituées pour créer et exploiter ensemble des installations d'énergie renouvelable, et aligne une partie du régime des CEC sur celui des CER (prévoyant en particulier qu'un décret « *précise les conditions de participation des associations* » aux CEC).

Le décret n° 2023-1287 du 26 décembre 2023 relatif aux communautés d'énergie ne se contente pas de mettre en œuvre cette dernière étape de la transposition, entamée par la loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat ; **il crée l'ensemble de la partie réglementaire du code de l'énergie relative aux communautés d'énergie**, venant préciser les formes juridiques possibles, les modalités de contrôle garantissant leur autonomie, ainsi que les critères de proximité géographique des actionnaires, associés ou membres de la communauté.

Le décret tient aussi compte de la plupart des remarques formulées par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) dans ses délibérations des 30 juin 2022 et 6 septembre 2023 en explicitant les modalités de sortie des

(1) Cf. la directive 2018/2001 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et la directive 2019/944 concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.

communautés et en prévoyant une indemnisation des gestionnaires de réseaux qui coopèrent avec les communautés, ce qui a fondé son avis favorable ⁽¹⁾.

B. DES GUIDES POUR PRÉSERVER LA BONNE INSERTION PAYSAGÈRE DES INSTALLATIONS EnR ET ÉVALUER LA « SATURATION VISUELLE » (ARTICLES 1^{ER} ET 2)

L’**article 1^{er}** de la loi APER prévoit en effet que le document d’orientation et d’objectif du SCoT d’un territoire doit désormais définir ses objectifs d’insertion et de qualité paysagère des activités humaines, notamment en matière de production d’EnR, et doit veiller à « limiter les effets de saturation visuelle ».

De son côté, l’**article 2** exige que l’autorisation environnementale, dont les nouvelles installations doivent faire l’objet, tienne compte des implantations éoliennes terrestres existant déjà sur le territoire concerné.

Ces deux articles n’appellent aucun acte réglementaire d’application spécifique. Mais les services ministériels ont indiqué à vos rapporteurs avoir élaboré et mis en ligne **différents outils qui devraient aider les responsables locaux à identifier et définir ces limites**, même si les projets relèveront toujours d’une analyse au cas par cas :

– le « *guide de l’étude d’impact sur l’éolien terrestre* » propose une méthode pour apprécier la saturation visuelle ⁽²⁾, qui s’attache avant tout aux effets cumulés entre les différents champs de vision ;

– la problématique de l’impact visuel au milieu d’un grand paysage, à l’abord d’un site et sur le site lui-même est également étudiée à travers le « *guide interministériel de l’insertion architecturale et paysagère des panneaux solaires à l’usage des services instructeurs et des porteurs de projet* » ⁽³⁾, publié en novembre 2023 par les ministères chargés de la culture, de la transition écologique et de la cohésion des territoires et de la transition énergétique, et le « *guide de recommandations pour l’intégration paysagère des EnRs* » ⁽⁴⁾ qui traite plus spécifiquement du photovoltaïque et de la méthanisation.

(1) [Délégation n° 2022-196 du 30 juin 2022 portant avis sur le projet de décret relatif aux communautés d’énergie.](#)

(2) https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/Guide_EIE_MAJ%20Paysage_20201029-2.pdf

(3) <https://www.culture.gouv.fr/Thematiques/Monuments-Sites/Ressources/Les-guides-guides-techniques-fascicules-et-manuels/Guide-de-l-insertion-architecturale-et-paysagere-des-panneaux-solaires>

(4) <https://www.maine-et-loire.gouv.fr/Actions-de-l-Etat/Developpement-durable/Energies-Renouvelables-EnR/Recommandations/Guide-de-recommandations-pour-l-integration-payagere-des-EnR>

TITRE II : MESURES DE SIMPLIFICATION ET DE PLANIFICATION TERRITORIALE VISANT À ACCÉLÉRER ET À COORDONNER LES IMPLANTATIONS DE PROJETS D'ÉNERGIES RENOUVELABLES ET LES PROJETS INDUSTRIELS NÉCESSAIRES À LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE (ARTICLES 4 À 33)

A. LA PLANIFICATION DU DÉPLOIEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

1. Plusieurs articles du texte visent à améliorer la planification des énergies renouvelables, selon une logique ascendante

L'un des enjeux majeurs des énergies renouvelables est la planification de leur déploiement géographique, car elles consomment nécessairement du foncier et soulèvent de forts enjeux d'acceptabilité. Plusieurs articles du texte cherchent à améliorer cette planification, selon une logique ascendante, en partant de l'échelon local. **C'est particulièrement le cas de l'article 15, qui crée des zones d'accélération des énergies renouvelables (ZAER).** Si cet article n'appelle pas de disposition d'application réglementaire au sens strict, vos rapporteurs ont souhaité dresser un bilan d'étape de sa mise en application, eu égard à son importance.

a. La création d'un référent préfectoral à l'instruction des projets d'énergies renouvelables et des précisions sur les indicateurs de suivi du développement des énergies renouvelables (art. 6)

L'article 6 de la loi APER crée un référent à l'instruction des projets de développement des énergies renouvelables et des projets nécessaires à la transition énergétique. Ce référent est nommé au niveau départemental, parmi les sous-préfets. Outre un travail de facilitation des démarches et de coordination des travaux des services qui instruisent les projets d'EnR, il est également chargé de réaliser un bilan annuel de l'instruction des projets sur son territoire. **Les missions de ce référent doivent être précisées par voie réglementaire.**

Par ailleurs, l'article 83 de la loi « Climat et résilience »⁽¹⁾ a créé des **objectifs régionaux de développement des EnR, qui doivent être définis par décret**. Ils doivent contribuer aux objectifs nationaux de politique énergétique, en particulier ceux fixés par la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). Une méthode et des indicateurs communs doivent permettre aux collectivités de chaque région et à l'État de suivre le déploiement et la mise en œuvre de ces objectifs, selon des modalités fixées là aussi par décret. Le II de l'article 6 de la loi APER précise que ces indicateurs sont **déclinés à l'échelle du département et arrêtés par le ministre chargé de l'énergie**. Ils sont rendus publics et doivent notamment inclure le nombre de projets en cours d'instruction, le nombre d'autorisations refusées, les motifs de refus et les délais moyens d'instruction.

b. La réduction de divers délais d'examen pour les projets situés en zone d'accélération (art. 7)

Afin d'encourager les porteurs de projet à s'implanter dans les zones d'accélération, l'article 7 de la loi APER prévoit, pour les projets situés dans ces zones :

– une réduction de 30 à 15 jours du délai laissé au commissaire-enquêteur pour rendre son rapport et ses conclusions à l'issue de l'enquête publique. Un décret est en cours de préparation pour procéder aux adaptations nécessaires dans la partie réglementaire du code de l'environnement ;

– une réduction de 4 à 3 mois de la durée maximale de la phase d'examen lors de la demande d'autorisation environnementale. Cette disposition a cependant été abrogée par l'article 4 de la loi « Industrie verte »⁽²⁾, qui a réformé le régime d'instruction de l'autorisation environnementale. Les phases d'examen et de consultation du public seront désormais mutualisées. La durée de la consultation du public est fixée à 3 mois lorsque l'avis de l'autorité environnementale n'est pas requis.

c. La création de zones d'accélération pour l'implantation d'installations terrestres de production d'énergies renouvelables (art. 15)

L'article 15 crée des **zones d'accélération pour l'implantation d'installations terrestres de production d'énergies renouvelables (ZAER)**. Les modalités de création de ces ZAER peuvent être résumées ainsi :

– l'État⁽³⁾ doit mettre à la disposition des collectivités les informations disponibles sur le **potentiel d'implantation des EnR**. La loi détaille la nature des informations qui doivent être fournies⁽⁴⁾. Ces informations doivent être mises à

(1) Loi n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets, dite loi « Climat et résilience ».

(2) Loi n° 2023-973 du 23 octobre 2023 relative à l'industrie verte, dite loi « Industrie verte ».

(3) Les gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz sont responsables de la mise à disposition des informations relatives aux réseaux.

(4) Voir le I° du II de l'article L. 141-5-3 du code de l'énergie.

disposition dans un délai de 2 mois à compter de la promulgation de la loi. Elles sont mises à jour *a minima* lors de chaque révision de la PPE ;

– une fois ces informations mises à disposition, **les communes ont 6 mois pour identifier des zones d'accélération**, après une procédure de concertation du public dont elles déterminent librement les modalités. Elles doivent transmettre ce zonage au référent préfectoral, à l'intercommunalité et, le cas échéant, à l'établissement porteur du schéma de cohérence territoriale (SCoT) ;

– au cours de ces mêmes 6 mois, **un débat doit se tenir au sein de l'intercommunalité** sur la cohérence des zones d'accélération ainsi identifiées avec le projet du territoire. L'intercommunalité ou le référent préfectoral peuvent, par ailleurs, accompagner les communes pour l'identification des zones d'accélération ;

– à l'issue de ce délai, **le référent préfectoral arrête la cartographie des zones d'accélération** et la transmet pour avis au comité régional de l'énergie (CRE). Le référent consulte, au sein d'une **conférence territoriale**, les intercommunalités et l'établissement porteur du SCoT ;

– le CRE rend un avis sur cette cartographie au plus tard 3 mois après réception de celle-ci :

- s'il juge que les ZAER identifiées au niveau régional sont suffisantes pour atteindre les objectifs régionaux de développement des EnR, **les zones d'accélération sont arrêtées par le référent préfectoral à l'échelle de chaque département**, après avoir recueilli l'avis conforme des communes du département ;
- s'il juge ces ZAER insuffisantes au regard de l'atteinte de ces mêmes objectifs, les référents préfectoraux demandent aux communes d'identifier des zones complémentaires. Ces nouvelles zones sont soumises, dans un délai de **3 mois** à compter de cette demande, au CRE, pour un nouvel avis. Puis, dans un délai de 2 mois à compter de ce nouvel avis, **le référent préfectoral arrête la cartographie à l'échelle du département, après avis conforme des communes de celui-ci.**

Ce travail d'identification des ZAER doit être renouvelé à chaque période quinquennale de la PPE. Les ZAER doivent contribuer, à compter du 31 décembre 2027, à atteindre les objectifs prévus par cette programmation.

Les zones d'accélération peuvent être intégrées aux différents documents d'urbanisme **selon la procédure de modification simplifiée**. Ces mêmes documents peuvent définir des **zones d'exclusion des EnR uniquement lorsqu'a été arrêtée une cartographie des zones d'accélération** au niveau départemental et que le CRE a estimé que ces ZAER étaient suffisantes pour atteindre les objectifs régionaux de déploiement des EnR. Ces zones d'exclusion peuvent être définies dès lors que les installations EnR « *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 ».

d. La création obligatoire d'un comité de projet pour les projets EnR situés en dehors d'une zone d'accélération (art. 16)

La définition de zones d'accélération par les communes ne signifie pas qu'il sera impossible d'implanter des installations EnR en dehors de ces zones. Cependant, afin d'inciter les porteurs de projet à privilégier celles-ci, l'article 16 de la loi APER prévoit que les projets EnR situés en dehors d'une zone d'accélération doivent faire l'objet d'un **comité de projet**. Les différentes parties prenantes au projet doivent être représentées, notamment les communes et les EPCI, ainsi que les représentants des communes limitrophes. **Un décret en Conseil d'État doit préciser les modalités d'application de l'article, en particulier les seuils de puissance conditionnant la mise en place de ces comités de projet.**

e. La prise en compte des zones d'accélération dans les procédures de mise en concurrence (art. 17)

L'article 17 prévoit deux dispositions ayant également vocation à inciter l'implantation en zone d'accélération des projets EnR. Il prévoit une prise en compte de cette implantation lors des procédures de mise en concurrence permettant à ces installations de bénéficier d'un soutien public :

– parmi les critères utilisés par l'autorité administrative pour sélectionner les bénéficiaires, peut figurer l'implantation dans une zone d'accélération – sans que ce critère puisse avoir d'effet discriminatoire entre les candidats potentiels. Il doit être mentionné dans le cahier des charges ;

– les conditions d'exécution du contrat peuvent prévoir, pour les projets situés en ZAER, **une modulation annuelle du tarif de rachat** permettant de compenser les pertes de productibles liées à des conditions d'implantation moins favorables que la moyenne dans la zone du projet.

Ces dispositions ne nécessitent pas de mesures réglementaires d'application mais les cahiers des charges utilisés lors des procédures de mise en concurrence devront être adaptés pour prendre en compte ces nouveaux critères.

2. L'application des dispositions relatives à la planification

a. Une circulaire relative aux référents préfectoraux à l'instruction des projets EnR a été prise

L'article 6 prévoyait un décret pour préciser les modalités de mise en place des référents préfectoraux. C'est finalement une **circulaire** qui a été publiée en novembre 2023 ⁽¹⁾. Le ministère a indiqué avoir procédé par circulaire car la loi était déjà suffisamment claire sur la définition générale des missions du préfet et qu'une circulaire permettait dès lors de donner des indications plus opérationnelles. Elle fait suite à une première circulaire prise en septembre 2022, qui donnait aussi des instructions sur l'accélération du déploiement des EnR ⁽²⁾.

La circulaire de novembre 2023 précise que le rôle du référent préfectoral est celui d'un « **facilitateur et d'[un] accompagnateur pour la planification des énergies renouvelables, tout particulièrement à destination des collectivités territoriales** ». En appui du référent, un **correspondant « énergies renouvelables »** doit également être identifié au sein de chaque direction départementale des territoires (DDT) et de chaque direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement (DREAL). Le référent préfectoral est l'**interlocuteur privilégié** des collectivités pour définir les ZAER, en coordination avec les correspondants EnR. C'est notamment lui qui arrête la cartographie de ces zones au niveau départemental.

Plus généralement, le référent préfectoral doit **accompagner les différents projets et faciliter leur instruction**. Il doit notamment s'assurer de la réalisation du bilan annuel de l'instruction des projets sur son territoire et est chargé du suivi des indicateurs prévus à l'article 6 de la loi APER. Il a un rôle en matière de **formation** sur les enjeux liés aux EnR et doit veiller « *à la bonne appropriation des outils et des méthodes par les collectivités* ». Des formations sont mises en place pour les référents par la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), avec l'appui du Cerema ⁽³⁾ ; à leur tour, les référents peuvent mettre en place des formations sur leurs territoires.

Le référent préfectoral aux EnR est également **référent aux projets de production et de stockage d'hydrogène renouvelable et bas carbone**, mis en place à titre expérimental, en application du V de l'article 81 de la loi APER. La circulaire prévoit par ailleurs des mesures relatives à la géothermie de minime importance.

(1) [Circulaire du 28 novembre 2023](#) relative aux missions du référent préfectoral à l'instruction de projets d'énergies renouvelables et des projets industriels nécessaires à la transition énergétique et à la géothermie de minime importance.

(2) [Instruction du Gouvernement du 16 septembre 2022](#), relative à l'organisation de la répartition et du délestage de la consommation de gaz naturel et de l'électricité dans la perspective du passage de l'hiver 2022-2023 et à l'accélération du développement des projets d'énergie renouvelable.

(3) Centre d'études et d'expertise sur les risques, l'environnement, la mobilité et l'aménagement.

b. La programmation pluriannuelle de l'énergie et sa déclinaison régionale, indispensables pour juger de la pertinence des zones d'accélération au regard des objectifs de politique énergétique, n'ont pas encore été publiées

La bonne mise en œuvre de l'article 15 est tributaire d'actes réglementaires d'application de l'article 83 de la loi « Climat et résilience » qui n'ont toujours pas été pris, à savoir :

– **le décret fixant les objectifs régionalisés de la PPE.** La Stratégie française pour l'énergie et le climat (SFEC)⁽¹⁾, qui présente les grandes orientations de la PPE, a été mise en consultation mais la PPE n'est toujours pas publiée. C'est pourtant sur le fondement de ces objectifs régionalisés que les CRE doivent juger de la suffisance des zones d'accélération. Le ministère indique que « *des travaux permettant de donner aux régions des cibles indicatives auxquelles se référer durant le premier exercice d'évaluation du potentiel des zones d'accélération à l'échelle régionale sont en cours de définition, en lien avec les régions* ». Régions de France a par ailleurs souligné le sujet de l'articulation des ZAER et des objectifs régionaux de déploiement des EnR avec le volet « énergie » des schémas régionaux d'aménagement et de développement durable du territoire (Sraddet). L'organisation estime que l'avis des CRE sur la suffisance des ZAER s'appuiera, « *selon une large majorité de régions, sur les objectifs 2030 des Sraddet déjà arrêtés* » ;

– **le décret définissant les modalités de déploiement des indicateurs communs permettant le suivi de ces objectifs,** duquel dépend l'arrêté prévu à l'article 6 de la loi APER, qui doit définir ces indicateurs. Ces indicateurs sont vivement attendus par les acteurs du secteur. Le ministère estime toutefois qu'il est possible de définir de tels indicateurs en l'absence d'objectifs régionaux de la PPE, en les modifiant ensuite au besoin. Ils seraient fondés sur les indicateurs du bilan « EnR » mis en place par la circulaire de septembre 2022 précitée.

Vos rapporteurs appellent à la vigilance quant à la définition d'objectifs régionaux ou d'indicateurs provisoires, dans l'attente du vote de la loi de programmation énergie-climat (LPEC) prévue par la loi « Énergie-climat » de 2019 et sa déclinaison dans une nouvelle PPE. Il est évidemment nécessaire de donner de la visibilité aux acteurs. Mais le travail de planification est un exercice délicat et complexe : les premières ZAER mises en place ne devront pas être contraintes à une révision à trop court terme en raison du seul retard dans l'adoption de la PPE et de ses objectifs régionaux. Par ailleurs, faute d'objectifs nationaux actualisés dans le cadre de la future PPE, l'exercice de planification s'avère délicat pour le CRE, les référents préfectoraux et, en définitive, les élus locaux.

Le ministère a indiqué que le travail général sur la territorialisation des objectifs de la PPE depuis le vote de la loi Climat et résilience est bien en cours,

(1) https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/23242_Strategie-energie-climat.pdf

mais que la priorité avait d'abord été donnée à la rédaction du décret relatif aux comités régionaux de l'énergie ⁽¹⁾, publié en janvier 2023, afin que ceux-ci puissent être installés. Tous les CRE ont été progressivement installés au cours de l'année 2023, sauf deux qui manquent encore : celui d'Île-de-France, dont l'installation est prévue pour début avril selon le ministère, et celui d'Auvergne-Rhône-Alpes. **Vos rapporteurs ne peuvent qu'appeler à la mise en place de ces deux derniers comités régionaux de l'énergie dans les meilleurs délais.** Ils soulignent également l'importance du partage de l'information sur la création et la composition des CRE auprès des autres collectivités territoriales et des EPCI.

c. La mise à disposition des données relatives au potentiel d'implantation des EnR a été réalisée sous la forme d'un portail cartographique

Les données sur l'implantation des EnR, qui devaient être mises à disposition par l'État dans les 2 mois suivant la promulgation de la loi, ont été publiées dans les temps. Une version *bêta* d'un portail cartographique a été mise en ligne le 10 mai 2023 ⁽²⁾. Il a fait l'objet de mises à jour régulières, a connu une mise à jour d'ampleur le 11 décembre 2023 et devrait en connaître une nouvelle à la fin du premier trimestre 2024. Ce portail a été réalisé par l'IGN et le Cerema. Sa mise en place a demandé des moyens conséquents pour l'ensemble des équipes impliquées, tant du côté des services ministériels que de ces deux organismes.

i. Données mises à disposition

Toutes les données prévues à l'article 15 de la loi APER ont été intégrées au portail, selon la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC). De nombreux organismes ont contribué à fournir des bases de données sur les différentes sources d'énergie et réseaux concernés ⁽³⁾. Des données complémentaires, par exemple sur l'occupation des sols, la topographie, les infrastructures aéronautiques ou routières ont aussi été ajoutées. **Les données relatives aux enjeux de biodiversité agrégées par l'OFB ont bien été intégrées, comme cela était demandé par de nombreux acteurs.**

S'agissant de la **mise à disposition d'un cadastre solaire**, explicitement mentionnée à l'article 15 de la loi APER, le ministère souligne qu'il est disponible depuis le 10 mai 2023 dans une version simplifiée, mais qu'« *il sera prochainement complété d'un cadastre solaire pour le photovoltaïque au sol, et par une couche comprenant les cadastres locaux (pour les collectivités ayant déjà réalisé leurs propres cadastres)* ».

En complément, l'outil propose des couches « clé en main », qui agrègent de nombreux critères afin de connaître les zones plus ou moins favorables à

(1) [Décret n° 2023-35 du 27 janvier 2023](#) relatif aux comités régionaux de l'énergie.

(2) <https://planification.climat-energie.gouv.fr/>

(3) Notamment : l'agence Opérateur de Réseaux d'énergie (ORé) et la plateforme « *opendata réseaux énergies* » (ODRé), RTE (outil Caparéseau), Enedis (outil Capacité des réseaux), GRTgaz, le Bureau de recherches géologiques et minières (BRGM), France Chaleur Urbaine, le Commissariat général au développement durable (CGDD), etc.

l'implantation d'équipements de production donnés. Cet outil existe déjà pour l'éolien terrestre et existera très prochainement pour le photovoltaïque (PV) au sol.

Un travail est en cours pour améliorer les données disponibles sur les réseaux. Toutes les données de l'*open data* d'Enedis ont été intégrées dès la première version du portail. Pour la version sortie en décembre 2023, a également été intégré l'outil « *Bilan de mon territoire* », qui permet de fournir des éléments sur les consommations et les productions électriques. Une version enrichie de ce dernier outil est à l'étude, afin de permettre des comparaisons entre les territoires ou d'intégrer les données des entreprises locales de distribution (ELD).

Le Cerema et l'IGN notent d'autres améliorations qui pourraient être réalisées sur l'outil cartographique :

– concernant **l'outre-mer**, « *si certaines données sont bel et bien disponibles, on constate néanmoins des lacunes significatives comparativement à la situation dans l'Hexagone* ». Cependant, ils relèvent qu'« *indépendamment des données produites localement, comme des cadastres solaires dans certains territoires et des études géothermiques partielles, par exemple, des données ont récemment été produites dans le cadre du portail national et sont en ligne : zones favorables à l'éolien terrestre (IGN), parkings (Cerema)* ». Le Cerema devrait prochainement proposer à la DGEC un plan pour compléter ces données. Le Syndicat des énergies renouvelables (SER) relève aussi des données moindres pour l'outre-mer et, plus généralement, que « *plusieurs élus [ultramarins] ont fait part de leur étonnement au SER quant au fait que cet exercice devait également s'appliquer sur leur territoire* » ;

– concernant la **géothermie**, un travail est réalisé avec le BRGM pour intégrer des données au portail, mais celles-ci présentent une structuration complexe, liée notamment aux différents types de technologies employées. Seules les données des régions Provence-Alpes-Côte-d'Azur, Centre-Val de Loire et Île-de-France ont pu être intégrées ;

– pour le **réseau routier**, si les données des principales sociétés d'autoroutes ont été remontées, un travail est en cours auprès des directions interdépartementales des routes pour intégrer des données supplémentaires courant 2024. Le Cerema indique par ailleurs que « *la méthodologie ainsi établie sera mise à la disposition des autres maîtres d'ouvrage infrastructures linéaires : départements, agglomérations, Voies navigables de France, SNCF...* ».

Certains acteurs entendus auraient préféré une compilation de données plus locale. Le FNCCR relève que les AODE auraient pu jouer un rôle plus important dans la collecte de données, compte tenu de leurs missions, notamment pour garantir l'efficacité de l'articulation entre ZAER et S3REnR⁽¹⁾. Régions de France note également qu'une place plus importante aurait pu être donnée aux régions dans cet exercice de planification, ce qui aurait par exemple permis de partager les données

(1) Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables.

de leurs observatoires régionaux. La Ligue pour la protection des oiseaux (LPO) souhaiterait que soient distinguées plus clairement les zones spéciales de conservation des chiroptères au sein des réseaux Natura 2000 des autres zones exclues des aires d'accélération, dans la mesure où l'article 15 de la loi opère cette distinction. Dans ces zones, il n'est pas possible d'implanter de l'éolien terrestre.

S'agissant des élus locaux sollicités ou d'organisations les représentant, certains ont regretté l'insuffisance des données mises à disposition sur la première version du portail, ainsi qu'un manque d'ergonomie dans l'utilisation, tant pour visualiser les différents potentiels que pour télécharger certaines données. À cet égard, le nouveau classement des potentiels d'implantation par grandes thématiques, permis par l'outil depuis le 11 décembre, est le bienvenu.

MM. Alfandari, Bothorel et Laisney saluent cet important travail de cartographie, réalisé malgré des délais et des effectifs contraints, indispensable pour le suivi des travaux et l'éclairage de la prise de décision. Ils souhaitent qu'une attention particulière continue à être portée à l'ergonomie de l'outil, gage de sa bonne appropriation par ses utilisateurs.

ii. Services proposés par l'outil

L'IGN et le Cerema évoquent un quintuple objet de ce portail : il est à la fois une **cartographie**, un **outil permettant de renseigner directement les zones d'accélération et de les instruire**, une **communauté d'entraide**, un **outil de données statistiques sur la consommation et la production d'énergie** et enfin un **outil de consultation des zones d'accélération**.

Toute la procédure de saisie et d'instruction des zones d'accélération peut être réalisée grâce à ce portail, ce que MM. Alfandari, Bothorel et Laisney saluent. Au 22 janvier 2024, **4 993** comptes communs avaient été activés et **18 697 zones d'accélération** saisies ⁽¹⁾. Le Cerema et l'IGN notent cependant des disparités dans la saisie des ZAER entre les différentes régions, « *liée à la surreprésentation ou à la sous-représentation des populations (par exemple, la région Bourgogne Franche-Comté compte plus de 4 600 ZAER face à 700 ZAER en Île-de-France ou 320 ZAER en région PACA)* ».

Il est également prévu que l'outil cartographique puisse donner une estimation des capacités de production d'énergie au titre d'une zone d'accélération. Selon les maîtres d'ouvrage, « *la DGEC anime un travail avec les opérateurs, dont l'ADEME, afin de proposer au plus vite des outils clé en main à cet effet, de type "calculettes"* ». **Vos rapporteurs appellent de leurs vœux la mise en place de cet outil**, qui est la condition du calcul concret de l'atteinte des objectifs.

(1) *Données fournies par l'IGN et le Cerema. Plus précisément, ils établissent le bilan suivant : « une activation de 4 993 comptes communes (et 344 comptes EPCI, et, pour les services déconcentrés de l'État, 282 comptes DDT 44 DREAL, 83 RPU – il peut y avoir plusieurs comptes par organisme), ainsi qu'un nombre de total de 18 697 ZAER déjà saisies (représentant env. 19 000 km²). À noter que la filière la plus saisie jusqu'ici est le solaire PV toiture avec 12 343 zones ».*

Enfin, vos rapporteurs appuient le souhait de l'IGN et du Cerema d'assurer que les données liées aux zones d'accélération puissent bénéficier au plus grand nombre : « *Il conviendra (...) d'établir le statut des données des zones d'accélération de façon à ce que divers bénéficiaires puissent accéder dans de bonnes conditions aux bases de données (...) Trop d'exemples récents mettent en évidence que des questions de droits d'accès à certaines données se révèlent bloquantes pour l'action publique* ».

d. Le décret sur les comités de projet (art. 16) a été pris

Le décret prévu à l'article 16 de la loi APER a été pris : il s'agit du **décret n° 2023-1245 du 22 décembre 2023** relatif au comité de projet prévu à l'article L. 211-9 du code de l'énergie.

Comme précisé par la loi, il instaure des seuils de puissance, par type d'énergie, au-delà desquels la création d'un comité de projet est obligatoire. Ils sont récapitulés dans le tableau ci-dessous. Le ministère explique que le choix des seuils a été fait en cohérence avec le cadre réglementaire existant pour le régime des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) ainsi qu'avec le seuil retenu dans le décret d'application de l'article 19, relatif à la raison impérative d'intérêt public majeur (RIIPM), s'agissant du photovoltaïque (voir *infra*).

SEUILS DE PUISSANCE AU-DELÀ DESQUELS LE COMITÉ DE PROJET EST OBLIGATOIRE

Nature de l'installation	Seuil de puissance retenu
Éoliennes terrestres	Soumises à autorisation au titre de la nomenclature ICPE
Photovoltaïque hors toitures et ombrières de stationnement	Puissance > 2,5 MWc
Combustion de biomasse	Soumise à autorisation au titre de la nomenclature ICPE
Méthanisation	Soumise à autorisation au titre de la nomenclature ICPE
Géothermie	Soumise à autorisation au titre du code minier
Hydrauliques	Relevant du régime de la concession
Énergies renouvelables en mer	Soumises à une procédure de mise en concurrence

Le décret liste également les **membres obligatoires** de ce comité : les porteurs de projet, les représentants des communes et EPCI concernés et ceux des communes limitrophes ou comprises dans le rayon d'affichage pour les ICPE. Pour l'éolien en mer, sont concernées les communes et les organisations de pêche maritimes et des élevages marins susceptibles de bénéficier du produit de la taxe sur les éoliennes en mer, ainsi que les communes concernées par un ouvrage de raccordement.

Des **membres facultatifs** peuvent également être ajoutés à cette composition, en particulier le préfet ou son représentant et les gestionnaires de

réseaux concernés. À la demande des communes et des EPCI d'implantation ou du porteur de projet, peut être également être conviée toute autre partie intéressée.

Le comité de projet se réunit avant le dépôt de la première autorisation, afin de « *débattre de la faisabilité et des conditions d'intégration dans le territoire couvert par [le projet]* ». Le porteur de projet doit préciser quelles conséquences il entend tirer des observations émises dans ce cadre. Les éléments qu'il doit présenter sont listés dans le décret. Ils doivent être accessibles au public par voie électronique.

Les dispositions du décret comportent une date d'entrée en vigueur différée, 6 mois après la publication de celui-ci. Conformément au souhait de nombreux acteurs auditionnés, cela permet de ne pas pénaliser les projets sur le point de déposer leurs demandes d'autorisation. **Vos rapporteurs relèvent qu'à l'expiration de ce délai, tout projet souhaitant s'implanter dans une commune n'ayant pas encore réussi à définir et faire valider des zones d'accélération serait donc soumis à la création d'un comité de projet.**

Sur le bilan de la consultation publique effectuée, le ministère a indiqué qu'« *une demande de simplicité du mécanisme envisagé a été formulée à de nombreuses reprises et a bien été prise en compte dans le texte publié* ». Par ailleurs, plusieurs associations de défense de l'environnement interrogées par vos rapporteurs regrettent l'absence d'inclusion d'acteurs de la société civile, notamment d'acteurs de la protection de l'environnement, parmi les membres obligatoires du comité de projet. La LPO aurait également souhaité que les comités de projet soient rendus obligatoires pour des installations de plus faible puissance ou pour tout projet soumis à évaluation environnementale. Le SER a quant à lui fait observer que le comité de projet institutionnalise une pratique de concertation déjà existante dans les faits et souhaite qu'elle ne fasse pas doublon avec des procédés de concertation lorsque ceux-ci existent déjà en application d'autres dispositions légales.

e. Les dispositions de l'article 17 nécessitent une adaptation des cahiers des charges pour être applicables

Comme indiqué plus haut, les dispositions relatives à la modulation tarifaire permise pour les projets situés en zone d'accélération nécessiteront une adaptation des cahiers des charges afférents pour être applicables. Les services ministériels ont indiqué à vos rapporteurs qu'une information à la Commission européenne était prévue et que les cahiers des charges pourront ensuite être modifiés le cas échéant.

L'implantation d'EnR en zone d'accélération nécessite que les porteurs de projet y trouvent des avantages clairs et incitatifs. Certains acteurs souhaiteraient d'ailleurs aller plus loin, en permettant une modulation tarifaire non uniquement liée aux zones d'accélération, afin d'inciter plus généralement au développement de projets dans des zones où les conditions d'implantation sont moins favorables. FNE et WWF appellent notamment à une extension de la modulation tarifaire aux projets hors appel d'offres

3. Le travail de définition des zones d'accélération et son articulation avec les autres planifications

a. La réussite du dispositif repose sur sa bonne appropriation par les élus locaux ainsi que sur des moyens humains et financiers suffisants

La volonté de planification du déploiement des EnR a été largement saluée par une grande majorité des acteurs auditionnés. Le processus de définition des zones s'avère néanmoins souvent complexe à mettre en œuvre pour les élus locaux.

L'objectif était que les communes puissent faire remonter leurs zones d'accélération au référent préfectoral en fin d'année 2023 ⁽¹⁾. **Ce délai était contraint pour les communes et n'a d'ailleurs pas été tenu dans la majorité des cas.** La bonne appropriation des dispositions de la loi, l'enrichissement progressif de l'outil cartographique, le délai nécessaire à la bonne prise en main de celui-ci, les délais de consultation du public, l'ingénierie et les moyens nécessaires à la définition de ces zones sont autant de facteurs d'explication.

Il est par ailleurs permis de s'interroger sur la suite des opérations, à savoir comment les comités régionaux de l'énergie vont pouvoir se prononcer sur la suffisance des zones d'accélération définies au regard des objectifs régionaux de la PPE, ces derniers n'ayant pas encore été fixés (*cf. supra*). Ce point peut devenir un élément de blocage alors même que le travail de définition des zones d'accélération aura été fait.

MM. Alfandari, Bothorel et Laisney saluent la mobilisation des élus pour réaliser au mieux cet exercice. Parmi les facteurs de difficulté évoqués par ceux qu'ils ont rencontrés en audition ou sollicités par écrit, ils relèvent les principales observations suivantes :

– certains ont eu le sentiment que les décisions sur la localisation des zones étaient déjà prises. **Vos rapporteurs rappellent qu'il s'agit uniquement d'un outil novateur d'aide à la décision, visant à faciliter la mise à disposition de données, l'identification des zones et le suivi de celles-ci ;**

– certains considèrent que le portail cartographique est trop complexe d'utilisation, souvent en raison d'un manque de compétences internes. Les plus petites communes, notamment les communes rurales, sont souvent mal outillées pour un tel exercice. Cependant, le Cerema et l'IGN ont indiqué avoir eu des retours d'expérience très positifs. **Plusieurs acteurs estiment que la maille intercommunale aurait été plus appropriée pour définir ces zones d'accélération.** Intercommunalités de France souligne que selon une étude qu'ils ont conduite en fin d'année 2023 (132 répondants), « 9 intercommunalités sur 10 apportent un appui aux communes, en termes d'ingénierie, de définition des objectifs et de dialogues avec les services de l'État ». **À l'inverse, les représentants**

(1) La loi APER a été promulguée le 11 mars 2023. Les données cartographiques exigées ont été mises en place dans le délai des 2 mois impartis. Les communes avaient ensuite 6 mois pour transmettre leurs propositions de zones d'accélération.

de l'Association des maires ruraux de France (AMRF) et de l'Association des maires de France (AMF) rencontrés en audition ont salué le fait que la commune soit au cœur de l'exercice. En tout état de cause, vos rapporteurs notent l'effort des différentes collectivités qui s'impliquent dans l'exercice et estiment là encore que l'accompagnement des élus est un facteur clé de réussite ;

– la consultation du public a bien lieu, selon des modalités diverses, parfois avec l'appui des intercommunalités. Plus généralement, Intercommunalités de France craint « *une répétition des concertations sur les objectifs, au risque d'une perte de lisibilité* » (articulation entre le travail des CRE, des COP régionales, etc.). Selon M. Jean-Luc Dupont, président du syndicat intercommunal d'énergies d'Indre-et-Loire, « *les communes ont été obligées de s'adapter faute de temps pour pouvoir organiser des réunions publiques (...) dans la plupart des cas, elles ont dû se contenter de mettre en place des modalités simples et rapides d'information du public (...) d'où l'impression de nombreux élus d'avoir manqué de temps et le sentiment parfois d'une phase de concertation bâclée* ». Les élus locaux ont, par ailleurs, témoigné de la difficulté de retranscrire à la population, les mécanismes et les objectifs d'une planification qui restent à leurs yeux difficilement compréhensibles ;

– l'implication du référent préfectoral dans le soutien aux communes pour la définition de leurs zones d'accélération est très variable selon les territoires ;

– la question de la comptabilisation de ces zones au titre du « zéro artificialisation nette » est source d'interrogations, de même que l'articulation des zones d'accélération avec les dispositions de l'article 54 de la loi APER, relatives à l'agrivoltaïsme et au PV au sol dans les espaces naturels, agricoles et forestiers ⁽¹⁾.

La DGEC, l'IGN et le Cerema se sont mobilisés pour proposer des dispositifs d'accompagnement. Plusieurs formations, notamment 4 webinaires ont déjà été organisés au niveau national sur l'outil cartographique. 2 500 participants au total ont assisté aux trois premiers d'entre eux. L'outil comporte également une communauté d'entraide : la plateforme « Expertises Territoires », qui compte 1 250 membres, dont 60 % de collectivités. Lors de la mise en ligne de la nouvelle version du portail, un accompagnement renforcé a été mis en place avec, par exemple, l'organisation de permanences hebdomadaires. Enedis a également formé 400 de ses collaborateurs pour accompagner les élus et les collectivités chargés de la définition des zones.

La bonne réussite de la planification des zones d'accélération repose avant tout sur un renforcement de l'accompagnement des élus au plus près du terrain. Celui-ci nécessite notamment d'améliorer la coordination entre les différentes entités impliquées dans l'exercice.

(1) Voir, infra, le commentaire des mesures réglementaires d'application de l'article 54.

Par ailleurs, compte tenu des difficultés exposées et malgré les efforts déployés pour réussir à définir des ZAER au plus près des besoins, il est possible que la première remontée des zones d'accélération débouche, selon les cas, sur un constat d'insuffisance de celles-ci par le comité régional de l'énergie et qu'il soit donc procédé à la phase de « réinterrogation » des communes par le référent préfectoral, afin de définir des zones complémentaires. **MM. Bothorel et Laisney souhaitent dès lors que des moyens d'ingénierie et humains supplémentaires soient déployés à temps pour que cette seconde phase se passe dans les meilleures conditions possibles. MM. Alfandari, Bothorel et Laisney souhaitent également que les améliorations en cours de développement sur l'outil cartographique, dont il a été fait mention précédemment, soient disponibles pour cette même seconde phase.**

Enfin, une fois les zones d'accélération définies, il conviendra de veiller à ce que l'intégration de celles-ci au sein des documents d'urbanisme ne soit pas source de difficultés et de délais supplémentaires.

b. L'articulation des zones d'accélération avec d'autres outils de planification reste à éclaircir

i. L'articulation avec les zones d'accélération définies par la directive RED III

Un premier point d'attention porte sur l'articulation des zones d'accélération créées par la loi APER avec les zonages introduits par la directive dite « RED III » ⁽¹⁾. La superposition des deux dispositifs pourrait s'avérer source de complexité. En effet, cette directive crée deux types de zones :

– des premières zones doivent être identifiées afin de permettre d'atteindre *a minima* la contribution nationale à l'objectif global de développement des EnR de l'Union européenne à horizon 2030 ;

– au sein de celles-ci, des zones d'accélération doivent être choisies, « *dans lesquelles le déploiement d'un ou de plusieurs types spécifiques de sources d'énergie renouvelable ne devrait pas avoir d'incidence importante sur l'environnement (priorité aux surfaces artificielles et construites, excluent les sites Natura 2000 et autres zones désignées au titre de régimes nationaux de protection....) et établissent des règles en matière de mesures d'atténuation efficaces à adopter pour accueillir les installations EnR* », selon le ministère.

Celui-ci, qui a indiqué sa vigilance sur l'articulation entre ZAER et zones issues de la directive RED III, précise également que **les zones d'accélération définies en application de cette directive permettront d'effectuer un travail de**

(1) Directive (UE) 2023/2413 du Parlement européen et du Conseil du 18 octobre 2023 modifiant la directive (UE) 2018/2001, le règlement (UE) 2018/1999 et la directive 98/70/CE en ce qui concerne la promotion de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, et abrogeant la directive (UE) 2015/652 du Conseil.

« **dérisquage** » au travers d'une **évaluation environnementale**, ce qui n'est pas le cas des ZAER de la loi APER.

Les dispositions correspondantes de la directive doivent être transposées avant le 21 mai 2025.

- ii. L'articulation avec le schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables

L'articulation entre la planification des zones d'accélération et celle des raccordements – en particulier au travers du schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) – est un enjeu central. La définition des ZAER ne peut se faire sans prendre en compte les délais de raccordement associés, qui peuvent être conséquents. **Vos rapporteurs sont convaincus que les deux exercices doivent se nourrir réciproquement.** Il faut tirer parti des capacités de raccordement déjà offertes ou qui peuvent se mettre en place rapidement. Mais la définition des ZAER doit aussi agir comme un signal envoyé aux gestionnaires de réseau pour adapter leurs capacités en fonction de celles-ci. Il serait parfaitement incohérent, dans une perspective d'accélération, de disposer soit de ZAER non aisément raccordables ou dans des délais extrêmement longs ou, à l'inverse, de disposer de capacités de raccordement dépourvues de lien avec ces zones, au risque de transformer ces ouvrages en actifs échoués. On peut rappeler à cet égard que l'article L. 343-3 du code de l'énergie dispose que la capacité globale de raccordement qui doit être mise à la disposition des installations de production d'EnR grâce aux ouvrages définis par le S3REnR est définie « *en tenant compte (...) de la dynamique de développement des énergies renouvelables dans la région* ».

Le ministère souligne que « *le décret d'application de l'article 29 de la loi APER relatif aux évolutions des S3REnR pourra préciser, si c'est opportun, les modalités de prise en compte des zones d'accélération dans l'élaboration des nouveaux S3REnR* ». Pour faciliter ce travail d'articulation entre les deux outils de planification, l'IGN et le Cerema indiquent qu'un travail est en cours pour élaborer un guide permettant d'intégrer le sujet de la faisabilité des raccordements à la conception des ZAER.

B. LA PRÉSUMPTION DE RAISON IMPÉRATIVE D'INTÉRÊT PUBLIC MAJEUR POUR CERTAINS PROJETS EnR (ARTICLE 19)

1. Les dispositions de la loi

L'article 19 de la loi introduit, sous conditions, une reconnaissance de la raison impérative d'intérêt public majeur (RIIPM) pour certains projets d'énergies renouvelables.

La RIIPM constitue l'une des trois conditions cumulatives prévues à l'article L. 411-2 du code de l'environnement, permettant à un projet d'EnR de

déroger à l'interdiction de porter atteinte aux espèces protégées et à leur habitat. Elle est appréciée au cas par cas par les juridictions au regard de l'intérêt socioéconomique du projet mais également de son impact écologique. Cette mise en balance peut être difficile à démontrer pour certains projets d'EnR qui ne sont pas de taille suffisamment importante.

Afin de faciliter et d'accélérer le développement de ces projets, **l'article 19 de la loi APER reconnaît la RIIPM aux projets d'installations de production d'énergies renouvelables ou de stockage d'énergie dans le système électrique**, y compris leurs ouvrages de raccordement, dès lors qu'ils satisfont à des conditions définies par décret en Conseil d'État.

Ces conditions doivent tenir compte du type d'énergies renouvelables, de la puissance prévisionnelle totale de l'installation projetée et de la contribution globale attendue des installations de puissance similaire à la réalisation des objectifs de la PPE.

2. Le décret précisant les conditions de la présomption de RIIPM a été pris

Le décret relatif aux conditions de reconnaissance de la RIIPM a été publié le 28 décembre 2023 ⁽¹⁾, après avoir été soumis à consultation publique.

Il fait mention des projets d'installations de production d'EnR mais également de leurs ouvrages de raccordement, et, s'agissant des installations de stockage, des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), les autres installations de stockage n'ayant pu être intégrées faute d'objectifs les concernant dans la PPE actuelle.

Ce décret prévoit deux conditions cumulatives permettant de satisfaire à la présomption de RIIPM :

– la puissance prévisionnelle totale de l'installation projetée est supérieure ou égale à un seuil fixé par nature d'installation de production d'énergie renouvelable ;

– la puissance totale du parc métropolitain, pour chaque source d'EnR, est inférieure à l'objectif maximal de puissance fixé par la PPE pour cette même source.

(1) [Décret n° 2023-1366 du 28 décembre 2023](#) pris pour l'application, sur le territoire métropolitain continental, de l'article L. 211-2-1 du code de l'énergie et de l'article 12 de la loi n° 2023-491 du 22 juin 2023.

TABLEAU RÉCAPITULATIF DES SEUILS PLANCHERS PAR TYPE DE PRODUCTION OU DE STOCKAGE D'ÉNERGIES RENOUVELABLES

Nature de l'installation	Seuil plancher de la puissance de l'installation
Photovoltaïque	2,5 MWc
Solaire thermique	2,5 MW
Éolien terrestre	9 MW
Biogaz	12 GWh PCS/an
Production hydroélectrique gravitaire	1 MW
Station de transfert d'énergie par pompage (STEP)	1 MW

Les services ministériels ont informé vos rapporteurs que « *les projets éoliens en mer, du fait de leur taille et de leur importante capacité de production électrique, bénéficieront de la RIIPM sans qu'il soit nécessaire de le préciser dans un projet de décret* ».

Les seuils de puissance applicables aux zones non interconnectées, qui figuraient dans le projet de décret soumis à consultation publique, n'ont pas été repris dans la version finale de celui-ci.

3. Le choix des seuils applicables a fait l'objet d'appréciations diverses

Les seuils ont été fixés de manière à ce que, pour chaque type de sources d'EnR, les installations satisfaisant aux conditions de puissance requises représentent entre 80 % et 85 % de la puissance totale du parc total de cette même source. Vos rapporteurs constatent que, pour l'éolien terrestre, cela conduirait à intégrer dans les faits la plupart des projets, la puissance moyenne d'un parc éolien étant estimée à 10 MW, selon les chiffres disponibles sur le site du ministère de la transition écologique et de la cohésion des territoires ⁽¹⁾.

(1) <https://www.ecologie.gouv.fr/eolien-terrestre> ⁽¹⁾.

Plusieurs dispositions du décret ont été critiquées par les associations de protection de l'environnement. La LPO, par exemple, regrette que la RIIPM ne soit « *conditionnée qu'à des critères économiques et (...) mesurée qu'en termes de contribution aux objectifs de la PPE, sans mise en balance avec les enjeux de biodiversité* ». La pertinence des seuils planchers a également été critiquée. L'OFB et WWF estiment notamment que les différents seuils adoptés sont suffisamment bas pour classer en RIIPM la plupart des projets d'énergies renouvelables. WWF souhaiterait également n'autoriser la présomption de RIIPM que pour les zones d'accélération, « *lesquelles doivent être conditionnées au respect de la non-perte nette de biodiversité, à la réalisation des plus faibles impacts environnementaux et à l'atteinte des objectifs de la PPE* ».

Le Conseil national de la protection de la nature (CNP) a donné un avis défavorable sur le projet de décret, en particulier compte tenu des enjeux de biodiversité se rattachant à la présomption de RIIPM. Il estimait également que le décret devait « *prendre comme élément de référence la puissance autorisée raccordable et non la puissance autorisée effectivement raccordée* » afin de reconnaître la RIIPM.

Il est important de rappeler que la **RIIPM ne constitue que l'une des trois conditions nécessaires afin de déroger à l'interdiction de porter atteinte aux espèces protégées**. Ainsi, la reconnaissance de la RIIPM n'est pas suffisante à elle seule pour obtenir une telle dérogation.

Le seuil de 3 MW initialement retenu dans le décret pour les projets hydroélectriques a été jugé trop élevé par plusieurs acteurs, parmi lesquels France Hydroélectricité et le SER, craignant d'exclure ainsi une part trop importante du potentiel de la petite hydroélectricité. Un seuil de 150 kW a été défendu en Conseil supérieur de l'énergie, mais le décret a finalement retenu un seuil d'1 MW. France Hydroélectricité estime que cela constitue un progrès, mais que « *chaque kWh devrait être reconnu d'intérêt public majeur tant que les objectifs de développement des énergies renouvelables ne sont pas atteints* ». L'organisation appelle à la vigilance quant à l'impact de ce seuil sur les plus petits projets : « *[l'intérêt public majeur] sera probablement plus compliqué encore à démontrer car ces projets seront en quelque sorte présumés ne pas l'être* »⁽¹⁾.

Enfin, la consultation du public a pu donner lieu à des contributions tantôt en faveur d'une baisse du seuil relatif à l'hydroélectricité, tantôt d'une hausse du seuil relatif à l'éolien terrestre.

Enfin, comme pour d'autres dispositions de la loi, l'application des dispositions de l'article 19 repose en partie sur la définition d'objectifs de développement d'EnR dans la PPE, dont la nouvelle version n'a toujours pas été publiée. À ce sujet, le ministère a indiqué à vos rapporteurs qu'« *en l'absence de mise à jour des objectifs de la PPE, les objectifs de la PPE en cours seront utilisés* ».

(1) <https://www.france-hydro-electricite.fr/actualites/energie/lhydroelectricite-reconnue-dinteret-public-majeur-a-partir-d1mw/>

C. DES RÉFORMES DU RÉGIME DES RACCORDEMENTS EN ATTENTE DE MESURES D'APPLICATION COMPLÉMENTAIRES (ARTICLES 26 À 32)

1. Les enjeux d'un déploiement, à la hauteur, des réseaux publics d'électricité

Le rythme de développement des EnR et celui de l'électrification des usages sont également déterminés par le rythme du déploiement des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, qui font le lien entre producteurs et consommateurs et assurent à chaque instant les équilibres entre les flux. Un trop grand décalage entre une nouvelle implantation de production et son raccordement aux réseaux retarde d'autant sa contribution à l'approvisionnement électrique du pays – ou à la transition énergétique d'une installation industrielle, par exemple – et l'atteinte des objectifs nationaux.

Or, le foisonnement des EnR comme la multiplication des points de consommation démultiplient les besoins de raccordement.

Réseau de transport d'électricité (RTE), qui gère déjà 105 000 km de lignes à haute et très haute tensions (de type B) et 2 828 postes électriques, considère qu'**aujourd'hui les réseaux ont encore les capacités d'absorber les nouveaux raccordements**. Mais ces besoins croissent rapidement. Dans l'hypothèse d'un doublement de la production d'EnR électriques d'ici 2035, **le gestionnaire évalue à plus de 5,5 milliards d'euros (Md€) sur 10 ans, contre 1,3 Md€ sur la décennie précédente, les investissements indispensables à réaliser pour leur accès au réseau de transport.**

Quant à Enedis, le principal gestionnaire des réseaux publics de distribution (à savoir les lignes à haute tension de type A – HTA ou moyenne tension– et à basse tension – BT) en France métropolitaine, avec 1,4 million de kilomètres de lignes électriques, 2 300 postes sources HTB/HTA et 800 000 postes de distribution HTA/BT, il estime que **ses propres investissements devront passer de 4 Md€ en moyenne par an – dont plus d'1 Md€ attribués à la résilience et à la modernisation du réseau – à plus de 5 Md€ par an** pour suivre le développement des EnR, l'essor de la mobilité électrique et la décarbonation de l'économie, soit un supplément de 10 Md€ sur la période 2022-2040.

De fait, les demandes de raccordement au réseau de RTE ont déjà quasiment doublé en deux ans. Les demandes de raccordement des installations photovoltaïques (PV) en autoconsommation individuelle adressées à Enedis doublent quant à elles tous les dix-huit mois : elles étaient 3 000 en 2015 ; on en compte aujourd'hui près de 240 000, sur 630 000 installations PV fin 2022. Dans son document préliminaire Plan de développement de réseau (PDR), en se fondant sur les hypothèses de l'actuelle programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), **Enedis table sur un rythme durable de 200 000 nouveaux raccordements chaque année**, avec une accélération sur tous les segments techniques (PV et éolien).

De tels afflux peuvent entraîner un embouteillage dans le traitement des demandes de raccordement. Si les réseaux actuels ne sont pas encore saturés – comme en témoigne le Syndicat des énergies renouvelables (SER) –, la gestion de ces flux demande d’ores et déjà une programmation renforcée des travaux à venir. Mais la montée en puissance des besoins et le foisonnement croissant des réseaux électriques exigent d’anticiper la complexité à venir, même si elle s’inscrit dans un horizon plus lointain, eu égard aux délais nécessaires pour développer les infrastructures capables d’accueillir les nouvelles lignes. À titre d’exemple, le raccordement de parcs EnR de taille moyenne (de 40 à 80 MW) au réseau de transport d’électricité prend environ 2 à 5 ans – les deux-tiers du temps étant lié aux phases d’obtention des autorisations – ; le raccordement d’un consommateur industriel de forte puissance prend 5 à 7 ans, voire 8 ans lorsqu’il y a création de liaisons aériennes, et celui d’un parc éolien en mer environ 8 à 10 ans.

Il importe donc de mettre rapidement en place une planification des ouvrages de raccordement à développer qui soit solide et assez rapidement adaptable, pour anticiper les besoins tout en évitant d’en faire trop pour limiter les actifs échoués, et d’actionner les leviers permettant de prévenir une dérive des délais de réalisation, voire de les réduire. Tels sont les objectifs premiers des articles 26 à 32 et 105 à 106 de la loi APER.

Mais si l’ordonnance prévue par l’article 26, et qui réécrit une partie de ces dispositifs, a été publiée à peine cinq mois après la promulgation de la loi, **leur mise en œuvre nécessite souvent des mesures réglementaires complémentaires qui font encore, presque toutes, défaut à ce jour.**

Vos rapporteurs observent ainsi que onze mois après l’adoption d’une loi œuvrant à l’accélération du développement des EnR, les textes devant faciliter le déploiement coordonné des réseaux électriques tardent à être pris. En l’état, il se pourrait que les réseaux deviennent un obstacle à l’objectif d’accélération des énergies renouvelables.

*

* *

À côté des gestionnaires des réseaux, il faut aussi évoquer les besoins d’investissements massifs que les autorités organisatrices de la distribution d’énergie (AODE) auront elles-mêmes à porter pour accélérer la transition énergétique dans les zones rurales et éviter l’apparition de fractures territoriales – par exemple en matière de production d’EnR associée à des infrastructures de recharge de véhicules électriques.

L’article 33 de la loi APER leur apporte un début de réponse en confirmant la possibilité pour les collectivités d’accéder au Fonds de financement des aides aux collectivités pour l’électrification rurale (FACé) « *en cas de travaux facilitant l’insertion des EnR sur le réseau et le développement de la flexibilité* ». Si l’article 33 n’évoque pas de mesure d’application particulière, le décret

n° 2020-1561 du 10 décembre 2020 relatif aux aides pour l'électrification rurale ne vise pas explicitement ce type de travaux. Cela n'interdit pas de recourir aux aides du fonds dans la catégorie « *travaux innovants répondant à un besoin local spécifique* ». Toutefois, une concertation est en cours sur une éventuelle révision de ce décret en 2024 : il s'agirait d'améliorer sa performance ; mais ce pourrait être aussi l'occasion d'une clarification de son champ d'application.

Les services ministériels évoquent aussi le besoin de faire évoluer l'arrêté du 24 décembre 2007 pris en application du décret n° 2007-1826 du 24 décembre 2007 relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité, afin de reconnaître les problèmes de surtension générés par les injections d'EnR sur le réseau public comme justifiant le recours au FACé pour financer des opérations de renforcement.

Pour autant, les besoins seraient tels que la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR) – propriétaires des réseaux de distribution – affirme qu'il devient **urgent d'augmenter l'enveloppe du compte d'affectation spéciale FACé** (programmes budgétaires 793 et 794), dont le montant global de 360 millions d'euros (M€) n'a pas progressé depuis sa création en 2011.

2. La réécriture du régime des raccordements par l'ordonnance n° 2023-816 du 23 août 2023

a. La recodification du régime des raccordements (art. 26, 29, 31 et 32) et la clarification des règles de prise en charge des coûts

Avant toutes réformes, **les 1° à 3° de l'article 26** ont habilité le Gouvernement à légiférer par ordonnance pour améliorer la lisibilité du régime des raccordements aux réseaux publics d'électricité et clarifier les règles de prise en charge des coûts de ces raccordements « *sans modifier la répartition actuelle de ces prises en charge ni aggraver leur niveau* ».

Les 4° et 5° autorisaient par ailleurs le Gouvernement à adapter par ordonnance ces dispositions aux zones non interconnectées (ZNI, soit plus précisément la Corse et les outre-mer). Et **le 6°** l'habilitait à prévoir « *les conditions dans lesquelles les conventions de raccordement [...] peuvent permettre une évolution par rapport à la puissance de raccordement par rapport à la puissance effectivement mise à disposition par le gestionnaire des réseaux publics d'électricité* ». Enfin, plusieurs autres points de réforme avaient été directement introduits dans la loi par ce qui est devenu **l'article 29**.

Conformément aux attendus, **l'ordonnance n° 2023-816 du 23 août 2023 relative au raccordement et à l'accès aux réseaux publics d'électricité a recodifié l'essentiel des dispositions du code de l'énergie concernées**, l'ensemble des évolutions prévues à l'article 26 ou introduites par l'article 29, ainsi que les nouveaux dispositifs créés par les articles 31 et 32, selon le tableau ci-après :

Articles du code de l'énergie avant l'ordonnance	Nouvelle codification après l'ordonnance
Articles 26 et 29 de la loi APER	
321-7	321-7 342-3 (nouv)
322-8	361-1
342-1 2 ^e alinéa	342-1 342-4 (nouv) 361-3 (nouv)
342-2	342-6 (nouv)
342-3	342-8 (nouv)
342-3-1	342-9 (nouv)
342-7-1	342-10 (nouv)
342-4	342-22 (nouv)
342-8	342-19 (nouv)
342-9	342-23 (nouv)
6° de l'article 26	342-24 (nouv)
342-10	342-20 (nouv)
342-11	342-21 (nouv)
342-13	342-7 (nouv)
341-2	341-2
341-2-1 et partie 342-11	342-11 (nouv)
342-5	342-25 (nouv)
342-6	342-12 (nouv)
342-7	342-17 (nouv) 342-16 (nouv)
342-12	342-13 (nouv) 342-14 (nouv) 342-15 (nouv)
Article 31	
342-7	342-5 (nouv) 342-16 (nouv)
Article 32	
342-7-2	342-2 342-18 (nouv)

4° et 5° de l'article 26 et 4° du I de l'article 29	
361-1	361-1
	361-2 (nouv)
361-1	361-3 (nouv)

De l'avis des praticiens, l'ordonnance a réussi remettre de l'ordre dans les dispositions applicables aux raccordements. Certains de ces articles ont été recomposés, voire partiellement réécrits pour plus de clarté. Mais **leur contenu ou leur portée n'a généralement pas changé.**

● Hormis des précisions terminologiques, cette réécriture du code de l'énergie n'introduit que des **clarifications relatives aux règles de partage des coûts de raccordement, sans modification des équilibres.** Ainsi :

– L'article 2 de l'ordonnance du 23 août 2023 explicite, à l'article L. 341-2 du code de l'énergie, le principe, appliqué mais jamais écrit, selon lequel « *l'ensemble des coûts de renforcement* » d'un réseau est pris en charge par les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (Turpe) ;

– L'article 3 (dans un nouvel L. 342-4 du code de l'énergie) précise par ailleurs le périmètre du « raccordement », qui détermine aussi le périmètre des coûts que les demandeurs doivent acquitter : outre les ouvrages propres à leur installation, il intègre également une quote-part des ouvrages créés ou adaptés en application du schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) – la quote-part qui est définie pour son « *périmètre de mutualisation* » –, ou une quote-part de ceux qui ne sont pas inscrits dans le S3REnR mais sont nécessaires à ce raccordement ;

– Enfin, tirant les conséquences de **la suppression, actée par le 7° du I de l'article 29 de la loi APER**, de la contribution versée par la commune ou l'EPCI en charge de l'urbanisme (dits CCU) au gestionnaire des réseaux, pour l'extension située hors de l'assiette d'une opération faisant l'objet d'un permis de construire, **l'ordonnance identifie le redevable en rappelant** (à l'article L. 342-21) **le principe général selon lequel le demandeur du raccordement au réseau de distribution s'acquitte de l'ensemble de la contribution due au gestionnaire**, dont celle due pour les travaux d'extension rendus nécessaires pour son raccordement, quels qu'ils soient.

Dans sa délibération n° 2023-173 du 28 juin 2023 portant avis sur le projet d'ordonnance, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) avait approuvé cette clarification, qui comble un vide juridique. Elle a néanmoins jugé nécessaire de préciser ultérieurement la portée de la suppression de la contribution des CCU et ses conséquences en termes de facturation du coût des extensions : sa délibération n° 2023-300 du 22 septembre portant décision sur les conditions de raccordement et d'accès des utilisateurs aux réseaux publics de distribution d'électricité indique que le principe général s'applique à toutes les demandes de raccordement de consommateurs au réseau public de distribution d'électricité qui font l'objet d'un permis de construire, d'un permis d'aménager ou d'une décision de non-opposition à une déclaration préalable délivrée à compter du 10 septembre 2023.

Enfin, pour sécuriser pleinement cette nouvelle répartition des coûts, le projet de loi de ratification de l'ordonnance n° 2023-816, déposé le 8 novembre 2023, a proposé de modifier l'article L. 332-15 du code de l'urbanisme, qui dispose toujours que les pétitionnaires ne sont redevables que de la part de la contribution correspondant aux ouvrages situés dans le terrain d'assiette de l'opération de raccordement. Mais ce projet de loi n'ayant pas été examiné, **une contradiction perdure entre le code de l'énergie et le code de l'urbanisme, qui fait craindre à la FNCCR des contestations** de la part des demandeurs de raccordement.

- Une autre évolution est à relever par rapport au texte initial de la loi APER : la transformation en simple faculté de l'obligation, initialement dévolue par les articles 31 et 32 à la Commission de régulation de l'énergie (CRE), de définir « *les conditions de pertinence technique et économique* » d'une anticipation ou d'un surdimensionnement des ouvrages de raccordement.

Les services ministériels précisent toutefois qu'il s'agit d'une modification opérée par le Conseil d'État qui ne remet pas en cause la compétence exclusive de la CRE, laquelle peut décider de définir ces conditions si elle le juge nécessaire.

b. Le renforcement encore théorique de la planification des raccordements (art. 29 et 104)

- Si l'**article 104** (titre VII) de la loi APER ratifie, sans modification, l'ordonnance n° 2019-501 du 22 mai 2019 portant simplification de la procédure d'élaboration et de révision des schémas de raccordement au réseau des énergies renouvelables (EnR), **le 3° du I de l'article 29** a réformé le régime de ces schémas régionaux (dits S3REnR) afin d'améliorer leur capacité d'adaptation aux évolutions des besoins, tout en renforçant leur portée planificatrice. Il est ainsi prévu que :

- la capacité globale est fixée pour des raccordements sur 10 à 15 ans, et non plus seulement sur 3 à 10 ans dans la pratique précédente ;

- les schémas sont néanmoins censés pouvoir évoluer en fonction (notamment) de « *la dynamique de développement des énergies renouvelables* », en particulier des prévisions d'installations EnR (déclarées auprès de RTE *via* la

plateforme AERO) et des projections de demandes de raccordement des installations de faible puissance ;

– l’introduction de critères techniques et économiques, fixés par décret, doit permettre de rationaliser la planification des évolutions du réseau (anticiper assez en limitant de futurs actifs échoués ; mais aussi temporiser l’inscription dans le schéma de certains gisements d’EnR dont le coût de raccordement s’avérerait trop élevé pour la collectivité dans son ensemble, évoque EDF) ;

– enfin, les schémas doivent préciser les ouvrages – reconnus prioritaires – dont les études ou les travaux de réalisation sont engagés dès l’approbation de leur quote-part, selon des méthodes approuvées par la CRE.

L’article 3 de l’ordonnance du 23 août 2023 se contente de recodifier à l’article L. 342-3 ces dispositions (y compris celles issues de l’ordonnance de 2019) initialement inscrites à l’article L. 321-7. S’il les réécrit en partie, leur portée n’est ni modifiée, ni précisée.

Leur mise en œuvre reste notamment dépendante de décrets d’application – en particulier pour définir le délai d’élaboration et la périodicité de mise à jour du schéma – **qui sont toujours en discussion, sans que vos rapporteurs n’aient eu accès au contenu de ces discussions.**

Les rapporteurs Alfandari, Bothorel et Laisney déplorent un tel retard alors qu’il y a urgence à disposer d’outils de planification opérationnels eu égard aux temps de développement des ouvrages structurants du réseau électrique.

● Au-delà de ces renforcements, une intégration plus étroite entre les différentes planifications d’un territoire pourrait être un autre facteur d’optimisation.

Bien que ni la loi APER, ni ses textes d’application n’aient traité cette dimension, vos rapporteurs se sont notamment **interrogés sur la coordination entre les S3REnR**, définis sous la maîtrise d’ouvrage de RTE, **et les zones d’accélération des EnR (ZAER)** que les communes doivent identifier (voir le chapitre correspondant).

Les périmètres d’accélération comme les éventuelles zones d’exclusion identifiés au terme de ce processus pourront en effet venir renforcer, ou au contraire réduire, les projections initialement prises en compte dans les schémas. Il n’apparaît donc pas absurde d’imaginer un certain rebouclage entre les deux dispositifs de planification. RTE considère toutefois que les échelles géographiques sont trop différentes pour envisager une coordination étroite. Au demeurant, les S3REnR, et notamment leurs disponibilités existantes, font déjà partie des données mises à la disposition des collectivités pour la définition de leurs zones d’accélération. La proximité de capacités disponibles ou déjà programmées est en effet un critère de pertinence technique et économique.

Il n'en reste pas moins que **les ZAER pourraient être un élément de détermination des futures infrastructures électriques prioritaires** (c'est-à-dire les ouvrages dont les études ou les travaux sont à engager sans attendre les demandes de raccordement). **Elles devraient au moins être prises en compte pour donner aux efforts de planification des communes et intercommunalités leur pleine mesure.** Mais on a vu précédemment que la définition de ces ZAER prend du retard, créant **le risque d'une déconnexion entre les choix des ouvrages prioritaires et les priorités des collectivités.**

De son côté, la FNCCR a souligné l'importance d'associer les AODE, responsables de l'aménagement de leur territoire, à l'élaboration et à l'évolution des S3REnR. Cela lui semble d'autant plus nécessaire que ces collectivités doivent désormais organiser la mise en œuvre du principe du « zéro artificialisation nette » (ZAN) sur lequel les aménagements d'ouvrages électriques auront un impact.

À ce sujet, **Enedis alerte vos rapporteurs sur l'emprise que représenteront les 260 postes sources qu'il pense devoir construire d'ici 2030**, dont 180 pour desservir les projets EnR. En effet, la loi n° 2023-630 du 20 juillet 2023 visant à faciliter la mise en œuvre des objectifs de lutte contre l'artificialisation des sols et à renforcer l'accompagnement des élus locaux (dite loi ZAN) précise que ne peuvent être considérés comme des projets d'envergure nationale ou européenne que « *i) les opérations de construction ou d'aménagement de postes électriques de tension supérieure ou égale à 220 kilovolts, selon des modalités précisées par arrêté du ministre chargé de l'urbanisme* » (7° de l'article 3). Sachant qu'une ligne HTB porte en général 63 kV, 90 kV ou 225 kV de tension et qu'une ligne en HTA est comprise entre 1 kV et 50 kV, les postes sources du réseau de distribution, qui transforment la haute tension HTB en tension HTA, ne répondent pas à ce critère. **La question se pose donc : sur quel « quota d'artificialisation des sols » seront imputés les postes électriques de RTE et Enedis ?** Eu égard à l'étendue du périmètre qu'elles desservent, **il pourrait être légitime que certaines de ces infrastructures soient prises en compte dans le décompte mutualisé au niveau régional.**

Autre sujet enfin : **vos rapporteurs constatent que ni la loi APER, ni les dispositions réglementaires déjà prises n'anticipent les futures dispositions de l'article 15 *sexies* de la Directive (UE) 2023/2413** du Parlement européen et du Conseil du 18 octobre 2023 dite « RED III », qui prévoit la possibilité pour les États membres, d'ici au 1^{er} juillet 2024, de créer des **zones** – associées à des simplifications procédurales – **destinées aux infrastructures de réseau et de stockage** nécessaires à l'intégration des énergies renouvelables dans le système électrique (voir également la partie relative à la planification).

c. L'adaptation, à finaliser, du cadre des raccordements aux zones non interconnectées (art. 26, 29 et 102)

Comme rappelé, **les 4° et 5° de l'article 26 de la loi APER** prévoyaient l'adaptation par voie d'ordonnance du régime des raccordements aux spécificités des zones non interconnectées (ZNI). Cela fait l'objet de **l'article 4 de l'ordonnance n° 2023-816** précitée. Il développe à cette fin l'article L. 361-1 du code de l'énergie, code qu'il complète aussi par les nouveaux articles L. 361-2 et L. 361-3.

● La principale évolution apportée par l'ordonnance est **le renforcement du lien entre les schémas de raccordement au réseau des EnR locaux (S2REnR) et les PPE de ces territoires** (ou le schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie d'Île-de-France). Le **4° du I de l'article 29** de la loi APER étendait à la Corse le principe selon lequel le gestionnaire de réseau compétent élabore un S2REnR spécifique, à l'instar de ce que l'article L. 361-1 du code de l'énergie prévoyait déjà pour les territoires ultramarins. Mais cet article L. 361-1 se contentait jusqu'alors de renvoyer aux modalités applicables aux S3REnR de la métropole, qui n'imposent que la « *prise en compte* » de la PPE (nationale en l'espèce).

Le nouvel article L. 361-1 issu de l'ordonnance exige désormais **que les S2REnR des ZNI soient définis « afin d'atteindre les objectifs fixés » par les PPE locales**, et qu'à chaque nouvelle PPE les S2REnR puissent être révisés « *dans des conditions à définir par voie réglementaire* ».

Dans sa délibération n° 2023-173 du 28 juin 2023 portant avis sur le projet d'ordonnance, la CRE a dit partager la nécessité d'une cohérence entre les S2REnR et les PPE des ZNI dans la mesure où leurs périmètres sont très proches, mais a regretté que la mise à jour de ces schémas soit limitée à la seule mise à jour des PPE.

● L'autre évolution essentielle apportée par l'ordonnance n° 2023-816 a consisté à **redéfinir les limites du périmètre de mutualisation des coûts des ouvrages d'un S2REnR**.

En effet, le **5° du I de l'article 29** de la loi APER a – entre autres – étendu aux ZNI le principe de la mutualisation des coûts des ouvrages créés en application du schéma de raccordement. Il s'agissait d'acter le partage des coûts des ouvrages du réseau de haute tension A (HTA), qui n'étaient jusqu'alors pas distingués comme tels et restaient à la charge de chaque demandeur, pouvant représenter des frais particulièrement lourds, notamment quand ces ouvrages relient plusieurs îles entre elles. Mais de son côté, **l'article 102** (au titre VI) s'est attaché à inclure dans le périmètre de mutualisation d'un S2REnR *tous* les postes du réseau public de distribution (soit des tensions comprises entre 50 et seulement 1 kV).

Or, dans sa délibération précitée, la CRE a relevé que l'énoncé de la loi pouvait autoriser la définition d'**un périmètre de mutualisation plus large que nécessaire**, pouvant aller jusqu'à l'exonération des demandeurs de la prise en charge de leurs ouvrages propres – notamment par le jeu du plafonnement de la quote-part qui s'applique aux ZNI.

Une mutualisation systématique des charges des postes basses tension, notamment, représenterait un élargissement « *beaucoup trop important* » selon l'évaluation des ministères, avec un report de la charge sur le Turpe sans justification dans la plupart des cas. **L'ordonnance du 23 août 2023 propose donc une approche plus cadrée**, approuvée par la CRE, qui :

– précise les limites du périmètre de mutualisation, en définissant des seuils explicites, distinguant les lignes à plus de 50 kV, à défaut de différencier un réseau de transport du réseau de distribution, ainsi qu'un seuil de 15 kV, qui **garantit un traitement spécifique aux ouvrages de haute tension de niveau A les plus importants, sans inclure les postes de tension plus basse**, qui restent donc à la charge des seuls demandeurs ;

– et confie au pouvoir réglementaire (un décret pour l'article L. 361-1 ou la « voie réglementaire » pour l'article L. 361-2) le soin d'affiner le cadre de chaque nouveau périmètre de mutualisation (un pour chaque schéma ultramarin, avec une quote-part qui reste plafonnée conformément au principe maintenu au nouvel article L. 361-3).

Vos rapporteurs prennent acte de cette réécriture partielle des règles de mutualisation, qui leur semble plus équitable.

Les services ministériels indiquent que les dispositions de l'ordonnance ont été accueillies favorablement non seulement par la CRE mais aussi par l'unique gestionnaire des réseaux opérant dans les ZNI : EDF-SEI.

Le Syndicat des énergies renouvelables (SER) salue pour sa part des évolutions législatives et réglementaires qui « *vont dans le sens d'une prise en compte des spécificités des ZNI, tout en maintenant des dispositifs ad hoc de financement pour éviter que le réseau constitue un coût prohibitif au développement dans ces territoires* ». Il attend désormais qu'EDF-SEI dévoile ses ambitions pour le renforcement des réseaux locaux, mais s'inquiète « *des difficultés [d'EDF-SEI] pour trouver des entreprises disponibles et compétentes pour réaliser les travaux* ».

Il reste que l'ordonnance n'est qu'une première étape : ces réformes appellent elles-mêmes **des décrets d'application qui sont encore en cours d'élaboration**. Les services ministériels indiquent que leur publication est envisagée au premier trimestre 2024.

d. Une faculté de modifier la puissance de raccordement des utilisateurs à concrétiser (art. 26)

Le 6° de l'article 26 habilitait le Gouvernement à donner au gestionnaire de réseaux la faculté de modifier la puissance de raccordement d'un consommateur final lorsque la puissance maximale soutirée est inférieure à la puissance de raccordement prévue par la convention ou le protocole de raccordement.

Il s'agit d'assurer un dimensionnement optimal des réseaux, d'utiliser au mieux les capacités existantes et d'éviter la création d'ouvrages superflus. Il s'agit aussi d'inciter les demandeurs à dimensionner leur demande au plus près de leurs besoins réels, afin d'éviter notamment des captations excessives par les secteurs les plus consommateurs (tels les *data centers*).

Ce dispositif est désormais **défini, par l'article 3 de l'ordonnance du 23 août 2023**, à l'article L. 342-24 du code de l'énergie, pour les conventions en cours d'exécution ou conclues postérieurement à l'ordonnance, moyennant d'éventuelles indemnisations.

Toutefois, il revient à la CRE de déterminer les modalités de récupération de la puissance de raccordement, et **un arrêté ministériel** doit préciser les catégories d'installations concernées. Or, les services ministériels ont indiqué à vos rapporteurs que **les discussions avec la CRE viennent seulement de débiter**. Une consultation publique doit être lancée sur le sujet au premier trimestre.

3. De nouveaux leviers pour accélérer le déploiement des réseaux, aux modalités restant souvent à préciser

a. Des dispositifs pérennes (art. 31, 32, 105 et 106)

- i. L'anticipation des études et travaux nécessaires au raccordement d'éoliennes en mer

L'article 31 de la loi APER prévoit qu'après la publication de la cartographie des zones prioritaires, l'État peut demander à RTE de mener par anticipation des études et des travaux pour le raccordement d'installations éoliennes en mer.

L'ordonnance du 23 août se contente de recodifier, à un nouvel article L. 342-16 du code de l'énergie, ce dispositif initialement inscrit à l'article L. 342-7, en ajoutant, à la demande du Conseil d'État, la mention que ces dispositions doivent être précisées par voie réglementaire. Les services ministériels considèrent qu'elles peuvent être directement mises en œuvre, mais ils réfléchiront à un éventuel décret ou arrêté sur le sujet.

RTE souligne pour sa part le caractère stratégique de cette capacité d'anticipation, alors que l'État français souhaite accélérer significativement le rythme de développement de l'éolien *offshore*, et dit s'y préparer activement. **II**

importe en effet de réserver à temps les capacités industrielles nécessaires au raccordement des parcs qui seront mis en service d'ici 2035. Or, ces capacités sont aujourd'hui limitées, en raison d'un petit nombre de fournisseurs sur chaque segment de la chaîne de valeur, et fortement sollicitées par une demande européenne et internationale croissante (80 GW de raccordement en courant continu sont déjà identifiés en Europe d'ici 2033). Pour sécuriser ces capacités, RTE a adopté une stratégie d'achat spécifique à *l'offshore*, consistant notamment à standardiser et sécuriser en 2024 et 2025 l'approvisionnement de plus de 14 GW de raccordements (ainsi que 5 GW supplémentaires en option) au travers de cinq grands marchés multi-projets.

Il est également crucial que l'État, de son côté, respecte les délais de publication de sa future décision relative aux zones prioritaires pour le développement de l'éolien en mer (prévue au plus tard en septembre 2024).

Quant à la mission dévolue à la CRE de définir « *les conditions de pertinence technique et économique* » de ces travaux anticipés – ou des surdimensionnements de travaux autorisés par l'article 32 (voir le point suivant) –, celle-ci explique qu'elle s'assurera, en amont du lancement des études détaillées et de la passation des commandes, de la pertinence technique et économique de la solution proposée (choix de la solution, modifications induites sur le réseau existant, stratégie d'achat...) sur la base de justifications fournies par RTE et d'éléments de *benchmark* dont elle dispose.

- ii. La possibilité de surdimensionner les ouvrages de raccordement d'un consommateur final

L'article 32 de la loi APER ouvre la possibilité de surdimensionner les ouvrages de raccordement d'un consommateur final pour accueillir d'autres installations de consommation ou ouvrages de réseaux. Cela peut s'envisager lorsqu'il existe une dynamique de développement d'une zone, par exemple. Cette « mutualisation » doit permettre de réduire les coûts et l'impact environnemental des ouvrages.

L'ordonnance du 23 août 2023 a recodifié cette disposition à l'article L. 342-2 du code de l'énergie. Même si l'article ne l'évoque plus, **un projet de décret d'application était attendu** fin janvier (mais n'a pas encore été publié).

En anticipation de ce décret, la CRE a déjà approuvé la possibilité pour RTE de proposer une **offre de raccordement alternative mutualisée** dans le cas où il reçoit plusieurs demandes concomitantes sur une même zone. Cette possibilité a été mobilisée par RTE dans plusieurs zones, où il facture aux demandeurs de la zone, une quote-part des coûts des ouvrages créés (et dont ils bénéficient) au prorata de la puissance de raccordement qu'ils demandent. L'objectif est de renforcer ce mécanisme au travers du décret et des règles qui seront définies par la CRE après consultation publique. La CRE précise que le délai pendant lequel cette quote-part

s'appliquerait ne devrait pas excéder 10 ans à compter de la mise en service des ouvrages conformément à l'article L. 342-18 du code de l'énergie.

iii. La réduction des délais de raccordement au réseau de distribution d'électricité

L'article 105 de la loi APER réduit de **deux à un mois le délai des raccordements de faible puissance** et **l'article 106** ramène **de 18 à 12 mois le raccordement des installations EnR autres** que celles disposant d'une puissance inférieure ou égale à 3 kVA et pour lesquelles il n'est pas nécessaire d'entreprendre des travaux d'extension ou de renforcement du réseau de distribution (article L. 342-8 après recodification par l'ordonnance du 23 août 2023 précitée).

Ces évolutions nécessitent **au moins une actualisation de l'article D. 342-4-1 du code de l'énergie** ⁽¹⁾, qui se réfère toujours au délai de 18 mois. En revanche, selon Enedis, il n'est pas prévu d'adaptation du décret fixant les indemnités à verser au demandeur en cas de non-respect du délai. Au demeurant, Enedis rappelle que le délai des travaux fait l'objet d'une régulation incitative dans le Turpe.

Quant aux modèles de conventions de raccordement, ils ne fixent pas un délai des travaux normatif « par défaut ». Le délai est défini par le gestionnaire dans les conditions particulières de la convention de raccordement, au cas par cas en fonction de la consistance des travaux à réaliser. **Il doit cependant être inférieur au plafond fixé par la loi.**

Pour respecter ces nouveaux délais, Enedis a défini dans son « Projet industriel et humain » un objectif « *ambitieux* » sur la réduction des délais de raccordement. Son délai moyen de raccordement des petits producteurs est déjà inférieur à 30 jours et il se dit en bonne voie pour respecter un délai moyen d'un an pour les gros producteurs.

b. Des dérogations temporaires pour accélérer le raccordement des grands projets de décarbonation industrielle (art. 27 et 28)

i. Des dérogations procédurales

Un des objectifs majeurs de la transition énergétique de notre pays est l'électrification des procédés industriels les plus énérgo-intensifs. D'importants investissements sont à l'étude dans les bassins du Havre et de Fos-sur-mer. Leur aboutissement suppose que les raccordements nécessaires puissent être programmés et réalisés dans un calendrier cohérent. Pour y parvenir, **l'article 27** de la loi APER a ouvert, pour deux ans renouvelables une fois, plusieurs dispositifs dérogatoires visant à accélérer l'instruction des projets d'ouvrages et travaux de raccordement au réseau public de transport d'électricité des projets de production ou de stockage

(1) « Le délai de dix-huit mois mentionné au deuxième alinéa de l'article L. 342-3 court à compter de la date de réception par le gestionnaire de réseau de la convention de raccordement mentionnée à l'article D. 342-10 signée par le demandeur. »

d'hydrogène renouvelable ou bas-carbone ou des grandes opérations de décarbonation de l'industrie susceptibles de réduire significativement les émissions de gaz à effet de serre d'un bassin industriel :

– le II organise une procédure simplifiée de concertation préalable, sans saisine de la Commission nationale du débat public (CNDP) ;

– le III dispense d'évaluation environnementale les projets localisés sur les sites dont la liste est fixée par décret, pour les soumettre à une simple consultation du public par voie électronique sur la base d'une analyse des incidences notables du projet pour l'environnement et la santé humaine assortie, le cas échéant, des mesures de compensation qu'il prévoit ;

– le IV prévoit que lorsque la construction de lignes aériennes fait l'objet d'une autorisation environnementale ou d'une déclaration d'utilité publique, et que la réglementation technique en vigueur est prise en compte, ces décisions peuvent tenir lieu d'approbation administrative du projet et le dispense de toute autre forme d'instruction ;

– enfin, le V autorise la construction de postes et lignes électriques dans les espaces littoraux identifiés comme remarquables ⁽¹⁾ ou les milieux identifiés comme nécessaires aux équilibres biologiques et protégés par la loi Littoral pour desservir les sites industriels éligibles aux dérogations. Un décret est censé fixer la liste des espaces concernés.

Ces dernières dispositions sont **similaires au troisième alinéa de l'article 66** qui prévoit la même dérogation, mais de manière pérenne, pour les seules lignes électriques desservant des installations répondant aux objectifs de la transition énergétique et sans obligation d'identifier les sites concernés. Or, après échanges avec RTE, il est apparu que la dérogation du V de l'article 27 ne concernerait finalement qu'un seul site, que son activation ne serait même pas nécessaire et que **le projet concerné peut être mené à bien en utilisant le dispositif prévu à l'article 66**. Aucune liste ne sera donc publiée.

En revanche, la liste des sites éligibles à la dispense d'évaluation environnementale (III) a fait l'objet d'un **projet de décret mis en consultation publique du 3 au 24 janvier 2024**. Elle identifie **44 sites** répondant aux critères posés par la loi ⁽²⁾. Elle a été établie sur la base de données ETS ⁽³⁾ (en éliminant les sites outre-mer ainsi que les centrales électriques) et a été consolidée avec les

(1) *L'interprétation de la DGALN serait que seuls les espaces remarquables du littoral (ERL) identifiés dans des documents d'urbanisme ont vocation à figurer dans ce décret. La conséquence, selon RTE, serait qu'aucune dérogation ne peut être demandée en dehors des zones qualifiées d'ERL par les documents d'urbanisme, même si le site retenu serait susceptible d'être qualifié par le juge d'ERL.*

(2) *Les installations concernées doivent avoir émis au moins 250 000 tonnes de gaz à effet de serre au cours d'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.*

(3) *Les émissions de gaz à effet de serre décomptées par le système d'échange de quotas d'émission de l'Union européenne.*

DREAL ⁽¹⁾ et l'Ademe pour identifier les « clusters industriels ». RTE confirme qu'elle reprend tous les sites qu'il avait signalés.

L'inscription d'un site sur cette liste n'emporte pas en elle-même une dispense d'évaluation environnementale pour les ouvrages de raccordement. Celle-ci reste **conditionnée à une décision du ministre chargé de l'environnement** ⁽²⁾ après instruction d'un dossier argumenté fourni RTE. Le site de la consultation précise que ce levier d'accélération est envisagé pour des projets de renforcement ou d'ouvrages mutualisés réalisés par RTE pour alimenter plusieurs sites industriels importants s'inscrivant dans une forte dynamique de décarbonation.

RTE signale que les services ministériels ne lui ont pas encore transmis d'informations sur les modalités pratiques de dépôt et d'instruction de ces demandes de dispense (pièces attendues, procédure d'instruction), « *alors même que les besoins de précision sur ce point sont immédiats, car il est envisagé de solliciter cette dérogation dans les zones du Havre et de Fos-sur-Mer* ». Le gestionnaire craint qu'au final, cette procédure ne permette pas de gain de temps substantiel, voire crée une incertitude nuisible à l'ensemble de l'opération si l'emplacement envisagé est refusé à un stade avancé du projet.

Vos rapporteurs rappellent à ce propos que si l'évaluation ministérielle des impacts d'un projet de raccordement doit rester rigoureuse, réussir une véritable accélération de l'instruction est le cœur même des dispositifs de l'article 27.

La proportionnalité de la mise en œuvre des autres dérogations sera également contrôlée par les DREAL (dispositifs des II et IV), la DGEC ⁽³⁾ ou le CGDD ⁽⁴⁾ (pour les IV et V), sur la base de justifications détaillées par RTE, qui devront démontrer le fait que les calendriers classiques de procédures sont incompatibles avec le calendrier de mise en service des projets industriels (et leur urgence).

Au-delà de ces contrôles, les dispositions de l'article 27 n'appelaient pas d'autres mesures réglementaires d'application.

Un décret n° 2023-517 du 28 juin 2023 fixant certaines modalités d'application des articles 27, 37 et 66 de la loi n° 2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables **a cependant été pris pour préciser certaines modalités de délivrance des dérogations à la loi Littoral**. La loi APER prévoit en effet que le bénéfice de ces dispositifs dérogatoires

(1) Directions régionales de l'environnement, de l'aménagement et du logement

(2) En outre, ces dispositions ne remettent pas en cause le fait que certains projets de raccordement pourront faire l'objet d'une évaluation environnementale en application de la notion de « projet » au sens du code de l'environnement. L'évaluation environnementale d'un projet de décarbonation industrielle conduit en effet dans certains cas à inclure dans cette évaluation les ouvrages de raccordement

(3) Direction générale de l'énergie et du climat

(4) Commissariat général au développement durable

(en faveur des ouvrages de raccordement au réseau public de transport d'électricité nécessaires à la décarbonation des industries et au développement de l'éolien en mer ou des ouvrages nécessaires à la production d'énergie solaire photovoltaïque ou thermique sur des friches ou des bassins industriels de saumure saturée en discontinuité de l'urbanisation) est soumis à l'obtention d'une **autorisation spéciale de l'État délivrée au cas par cas**. Ce décret a d'abord pour objet de déroger à la règle selon laquelle le silence gardé par l'administration sur une demande vaut acceptation. La complexité de la procédure d'instruction de ces demandes d'autorisation justifie également d'allonger à quatre mois le délai permettant d'acter des décisions implicites, en application de l'article L. 231-6 du code des relations entre le public et l'administration. Enfin, le décret désigne le ministre chargé de l'urbanisme comme l'autorité compétente pour délivrer les autorisations prévues à l'article L. 121-12-1 du code de l'urbanisme.

*

**

Enedis a signalé à vos rapporteurs qu'au-delà des grandes opérations de décarbonation industrielle directement raccordées au réseau de transport d'électricité, l'industrie française est aussi composée d'**usines de taille intermédiaire raccordées au réseau public de distribution qui portent également des enjeux de décarbonation** pouvant parfois nécessiter la création ou l'extension de postes sources de transformation HTB/HTA. Or la création de ces postes sources nécessite aujourd'hui environ 3 ans de procédures administratives. **Enedis suggère que l'on s'inspire des dispositifs de l'article 27 pour alléger les procédures encadrant la création ou l'extension des postes sources du réseau public de distribution.**

MM. Alfandari, Bothorel et Laisney reconnaissent que cette piste mérite d'être sérieusement étudiée, même s'ils considèrent que l'accélération des procédures doit être prioritairement liée à un accroissement des moyens d'instruction plutôt qu'à l'instauration de nouvelles dérogations, notamment à l'obligation d'évaluation environnementale.

- ii. La possibilité de définir un ordre temporaire de classement pour le raccordement des grands projets industriels nécessaires à la transition énergétique

L'article 28 permet, pendant deux ans renouvelables une fois, de définir un ordre de classement entre les demandes de raccordements aux réseaux de transport et de distribution d'électricité des grands projets de décarbonation industrielle, ou de production ou stockage d'hydrogène bas carbone ou renouvelable lorsque, dans un périmètre donné, l'ensemble de ces demandes engendre un délai de raccordement supérieur à cinq ans pour au moins l'un de ces projets (et que ce délai est supérieur au délai prévu pour la mise en service de l'installation industrielle).

Il revient ainsi – temporairement – sur le principe ordinaire d’une allocation au « *premier arrivé, premier servi* », quelle que soit l’urgence du projet industriel lui-même, afin de s’assurer que chaque grand projet est affecté au « palier » de déploiement des réseaux correspondant à son horizon probable de mise en service et qu’on ne gèle pas des capacités pour des projets aux horizons plus lointains parce qu’ils ont passé leur convention de raccordement plus tôt.

Le décret qui devait fixer les conditions et les critères de cette priorisation a été **publié le 31 décembre 2023. Le décret n° 2023-1417** ⁽¹⁾ encadre les modalités d’échange entre le préfet de région chargé d’établir cet ordre de classement, les gestionnaires de réseau et les demandeurs de raccordement. Son article 7 définit les critères obligatoires et facultatifs sur lesquels l’ordre de classement pourra s’appuyer. Parmi les premiers, outre les critères fixés par la loi, sont **notamment pris en compte l’éventuel caractère de projet d’intérêt national majeur (catégorie créée par la récente loi sur l’industrie verte pour les grandes installations contribuant à la transition énergétique ou à la souveraineté nationale)** et l’importance des réductions d’émission de gaz à effet de serre espérées du projet à raccorder. Le classement tient également compte des possibilités d’échelonnement acceptées par les demandeurs. Enfin, le décret prévoit la compétence en premier et dernier ressort de la cour administrative d’appel de Paris pour juger les litiges relatifs à l’application de ces dispositions.

La CRE a émis un avis favorable sur ce projet de décret.

Interrogés par vos rapporteurs sur **la concurrence que pourrait créer cette priorisation entre grands projets pour les autres demandes de raccordement**, les services ministériels ont assuré avoir veillé à ce que ces dispositions aient un impact indirect nul ou négligeable sur les demandes non visées par l’article 28.

RTE reste tenu de répondre à l’ensemble des demandes de raccordement. Il ne devrait pas y avoir d’impact pour les producteurs d’énergie, qui se développent plutôt dans les territoires ruraux alors que les grands consommateurs industriels sont, pour leur part, circonscrits à quelques grandes zones industrielles de notre territoire, dans lesquelles RTE prévoit d’installer des infrastructures mutualisées, capables d’accueillir à la fois les grands projets industriels et de la production.

Quant aux consommateurs finals, le décret ne prévoit qu’une suspension d’au maximum 4 mois (le temps de la procédure de classement conduite par le préfet de région) de l’instruction des demandes de raccordement de sites consommateurs au réseau haute tension.

(1) Décret n° 2023-1417 du 29 décembre 2023 portant application de l’article 28 de la loi n° 2023-175 du 10 mars 2023 relative à l’accélération de la production d’énergies renouvelables et fixant les conditions et limites de certaines demandes de raccordement au réseau électrique.

4. Autres évolutions relatives aux raccordements électriques

- En complément de ces réformes, **l'article 29** de la loi APER a prévu une harmonisation des modèles de contrat ou de protocole d'accès au réseau de distribution d'électricité (1° du I). La CRE envisage un modèle commun à tous les gestionnaires de réseau de distribution (GRD) avec des options spécifiques à chaque GRD lorsque le besoin est identifié.

Il a été convenu avec le régulateur de commencer par le modèle de contrat d'accès au réseau pour les producteurs en haute tension A (CARD-i HTA), avec pour objectif une saisine de la CRE pour approbation autour de l'été 2024. Une fois ce modèle de contrat approuvé, les autres segments seront traités dans l'ordre suivant : clients consommateurs en HTA, producteurs puis consommateurs basse tension supérieure à 36 kVA, enfin tension inférieure à 36 kVA.

- Le **8° du I de l'article 29** autorise le couplage de la pose de lignes en fibre optique avec les travaux de raccordement au réseau de distribution d'une installation de production d'électricité (nouvel article L. 342-7 du code de l'énergie). Le cadre de cette mutualisation est **encore en discussion** avec les services ministériels.

- Enfin, **l'article 30** prévoit une expérimentation de la participation des installations de production raccordées au réseau public de distribution d'électricité au réglage de la tension sur les réseaux de distribution et de transport.

Enedis et les services indiquent que cette faculté de réglage est déjà utilisée, avec des résultats satisfaisants, sur des centaines d'installations de production raccordées en HTA. L'article 30 permet d'utiliser – sans mesure d'application particulière – ce levier pour les besoins du réseau public de transport, et non plus seulement pour ceux du réseau public de distribution.

À terme, l'approbation du CARD-i HTA par la CRE (voir ci-dessus) permettra de généraliser l'usage du levier à toutes les installations, au-delà de la période expérimentale, sans besoin d'encadrement réglementaire complémentaire.

D. LES AUTRES ARTICLES DU TITRE II NÉCESSITANT DES ACTES D'APPLICATION

1. La suppression du certificat de projet et l'amélioration de l'information du public dans le cadre de l'autorisation environnementale (art. 5)

L'article 5 de la loi APER supprime le certificat de projet, qui était auparavant établi par l'administration à la demande d'un porteur de projet lorsque celui-ci est soumis à autorisation environnementale (AE). La partie réglementaire du code de l'environnement encadrant les certificats de projet est toujours en vigueur : il conviendra, à terme, d'abroger ces dispositions.

L'article 5 précise également que dans le cadre de l'instruction de l'AE, l'avis de l'autorité environnementale, ainsi que la réponse écrite du maître d'ouvrage à cet avis, doivent être mis à disposition sur le site internet de l'autorité compétente. Le II de l'article R. 122-7 du code de l'environnement pourrait être adapté en conséquence afin qu'y figure expressément le fait que la réponse du maître d'ouvrage doit être mise en ligne.

2. L'arrêté relatif à l'expérimentation devant permettre d'améliorer la qualité des bureaux d'études réalisant les études d'impact n'a pas encore été publié (art. 10)

L'article 10 de la loi crée une expérimentation sur 4 ans, avec les bureaux d'études et les porteurs de projet volontaires, pour améliorer la qualité des études d'impact ou de l'étude des dangers requise pour la délivrance d'une autorisation environnementale d'une installation de production d'EnR. L'expérimentation doit permettre que le maître d'ouvrage puisse s'assurer de la compétence du bureau d'études chargé de cette étude « *au regard d'exigences minimales* » qui doivent être fixées par arrêté du ministre chargé des installations classées. Cette compétence peut être attestée ou certifiée par des tierces parties, attestation ou certification qui peuvent être retirées si un défaut manifeste du bureau d'études concerné est relevé.

Cette expérimentation doit faire l'objet d'un appel à manifestations d'intérêt. Un bilan devra être transmis au Parlement, sur le fondement duquel le ministre prévoit les conditions de généralisation éventuelle du dispositif.

Le ministère indique que les travaux sur l'arrêté, qui conditionne le lancement de l'appel à manifestations d'intérêt, sont en cours, pour une publication envisagée courant 2024.

3. Les adaptations réglementaires sur les modalités de désignation des commissaires enquêteurs suppléants (art. 11)

L'article 11 de la loi APER modifie les modalités de désignation des commissaires enquêteurs suppléants en cas d'enquête publique, afin qu'ils puissent reprendre sans délai le travail d'enquête si le commissaire enquêteur principal est empêché. Selon les services ministériels, le projet de décret tirant les conséquences de l'article 7 de la loi APER concernant les délais applicables au commissaire-enquêteur, permettra aussi de procéder aux adaptations réglementaires nécessaires sur ce point : il prévoit notamment la transmission du dossier d'enquête au commissaire enquêteur suppléant.

4. L'applicabilité de l'article 18, qui permet d'expérimenter un certificat de projet pour les projets EnR situés en ZAE, soulève des interrogations

L'article 18 prévoit qu'une société d'économie mixte (SEM) dont est actionnaire un gestionnaire de zone d'activité économique (ZAE) disposant de

projets d'EnR solaires au sein de cette zone, peut se voir délivrer un certificat de projet dans les modalités prévues à l'article 212 de la loi Climat et résilience.

Cet article 212 prévoit une expérimentation de 3 ans permettant d'établir un certificat de projet à la demande d'un porteur de projet situé sur une friche, lorsqu'il est soumis à plusieurs autorisations au titre de diverses réglementations. Un décret devait préciser les modalités de demande de ce certificat de projet au préfet de département : il a été mis en consultation⁽¹⁾ mais n'a jamais été publié. L'expérimentation n'a donc pas encore eu lieu. On peut par ailleurs relever que l'article 5 de la loi APER supprime le dispositif du certificat de projet applicable en matière de droit de l'environnement – dont était largement inspiré celui créé à l'article 212 de la loi Climat et résilience.

5. La création, attendue, du nouvel observatoire des énergies renouvelables et de la biodiversité (art. 20)

L'article 20 de la loi APER prévoit la création, au plus tard un an après sa promulgation, d'un **observatoire des énergies renouvelables et de la biodiversité**. Il aura notamment pour mission de faire un état des lieux de la connaissance des incidences des EnR sur la biodiversité, les sols et les paysages, ainsi que des moyens d'évaluer ces incidences et des moyens d'améliorer les connaissances. Ses modalités d'organisation doivent être précisées par voie réglementaire.

Déplorant un « *manque cruel de connaissance* » sur le fonctionnement des écosystèmes et une grande hétérogénéité des données existantes et de leur exploitation, **les organisations de défense de l'environnement consultées par vos rapporteurs attendent beaucoup de la création de cet observatoire**, notamment pour objectiver, grâce à des indicateurs communs, la définition des mesures visant à « *éviter, réduire, compenser* » (ERC) les impacts environnementaux des projets d'installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE), puis le suivi de leur efficacité pendant les phases d'exploitation. FNE et WWF observent que le partage de ces connaissances devrait aussi nourrir les réflexions des communes dans la définition de leurs zones d'accélération, et faciliter l'instruction des projets par les services de l'État. En tout état de cause, les associations de protection de la nature et de l'environnement souhaitent être associées au fonctionnement de cet observatoire.

Toutefois, **le texte d'application n'est pas encore publié**. Les services ministériels indiquent que des échanges ont eu lieu avec l'Office français de la biodiversité (qui gère déjà l'Observatoire national de la biodiversité) et l'Ademe. Un projet d'arrêté devait être examiné par le Conseil supérieur de l'énergie le 25 janvier dernier.

Vos rapporteurs n'ont pas eu accès à plus de précisions, hormis la confirmation que **l'observatoire des énergies renouvelables et de la biodiversité**

(1) <https://www.consultations-publiques.developpement-durable.gouv.fr/projet-de-decret-pris-pour-l-application-de-l-a2752.html>

et l’observatoire de l’éolien en mer (voir le titre IV) **resteront disjoints**. Créé le 8 avril 2022, ce dernier est piloté par les ministères chargés de l’énergie, de la biodiversité et de la mer, avec l’appui de l’OFB et de l’Ifremer.

L’observatoire prévu par l’article 20 ne concernera donc que les ENR terrestres. Et même dans ce périmètre, **les associations de protection de l’environnement se demandent dans quelle mesure l’observatoire aura accès aux données récoltées dans le cadre de contrats privés** passés entre des installateurs et les propriétaires des terrains ou des bâtiments concernés.

Vos rapporteurs considèrent qu’il serait nécessaire d’étudier la possibilité de définir certaines obligations de mise à disposition des données recueillies à l’occasion de l’exploitation d’une installation EnR terrestre, dans une volonté de transparence et d’éclairage de la décision publique. Ils appellent de leurs vœux la mise en place rapide de l’observatoire susmentionné.

6. L’accompagnement du contentieux de l’autorisation environnementale (art. 23 et 24)

• **L’article 23** a apporté certaines modifications au contentieux des autorisations, telle l’obligation pour le juge de permettre, avant de procéder à une éventuelle annulation, la régularisation d’une illégalité affectant une autorisation environnementale, même après l’achèvement des travaux.

Mais seule l’obligation faite au requérant, à peine d’irrecevabilité, de **notifier son recours à l’auteur de la décision** (autorité compétente) et au bénéficiaire de la décision (le cas échéant, le porteur de projet) devait faire l’objet d’un décret en Conseil d’État. **Le décret n° 2023-1103 du 27 novembre 2023** relatif à la notification des recours en matière d’autorisations environnementales précise ainsi que cela se fait par lettre recommandée avec avis de réception et s’applique, entre autres, à tout recours contentieux de tiers intéressés contre l’autorisation environnementale ou un arrêté fixant des prescriptions complémentaires, ou contre la décision refusant de retirer ou d’abroger une autorisation environnementale ou un arrêté complémentaire.

• Par ailleurs, **l’article 24** avait prévu la création d’un **fonds de garantie pour le développement des projets d’EnR destiné à compenser une partie des pertes qui résultent d’un recours en annulation de l’autorisation environnementale**, ou du permis de construire pour les projets de production d’énergie solaire, *via* une mutualisation des risques entre les porteurs de projets.

L’adhésion au fonds est facultative, mais doit intervenir avant le début des travaux de construction. Les adhérents sont ensuite tenus de verser une contribution calculée en fonction de la puissance installée du projet.

Le dispositif renvoie à un décret en Conseil d’État la définition de ses modalités d’application, notamment les conditions, les taux, les plafonds et les

délais d'indemnisation, ainsi que le montant de la contribution financière et les modalités de gestion du fonds de garantie.

Interrogés, les services ministériels ont indiqué que des échanges ont eu lieu entre les différents ministères concernés et les acteurs. Mais « *il est apparu que toutes les conditions pour la mise en place d'un fonds de garantie robuste et efficace pour accélérer la mise en service des projets n'étaient pas réunies. Ce point est donc encore à l'étude* ».

*

* *

On notera enfin que **l'article 25 de la loi APER**, qui prévoit la réévaluation périodique du montant des **garanties financières de mise en service des éoliennes terrestres**, notamment pour tenir compte de l'inflation, n'appelait pas directement de mesure d'application.

De fait, l'arrêté du 26 août 2011 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 prévoit déjà des dispositions permettant l'actualisation des coûts.

On observera néanmoins que l'arrêté du 11 juillet 2023 modifiant cet arrêté est venu **révaluer à la hausse la part fixe des garanties financières à constituer pour chaque aérogénérateur, de 50 000 euros à 75 000 euros.**

TITRE III : MESURES TENDANT À L'ACCÉLÉRATION DU DÉVELOPPEMENT DE L'ÉNERGIE SOLAIRE, THERMIQUE, PHOTOVOLTAÏQUE ET AGRIVOLTAÏQUE (ARTICLES 34 À 55)

La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) pour la période 2019-2023 visait un mix énergétique composé à 40 % d'énergies renouvelables (EnR) en 2030.

S'agissant de la production photovoltaïque, les rapports de l'Agence de la transition écologique (Ademe) de 2018 et 2019 estimaient initialement les gisements à 364 GW sur les toitures, 49 GW sur les friches industrielles et 4 GW pour les parkings. Enfin, 24 000 à 32 000 zones d'activité, soit 450 000 hectares déjà artificialisés, pourraient également être mobilisées – même si la production énergétique n'est pas la seule valorisation pertinente de ces zones d'activité, rappellent vos rapporteurs, qui insistent également sur leur potentiel d'aménagement, industriel notamment, et de production de logements que la loi ZAN incite à mieux exploiter.

Interrogés, les services ministériels évaluent aujourd'hui les gisements sur les friches entre 3 et 5 GW, sur les parkings entre 20 et 38 GW, pour l'agrivoltaïsme entre 33 et 49 GW et pour le photovoltaïque au sol sur les terrains agricoles, forestiers et naturels entre 50 et 80 GW, ce qui donnerait des potentiels de développement de la production électrique solaire entre 111 et 192 GW, hors installations sur bâtiments. Sans se prononcer sur la faisabilité, et l'opportunité, de l'exploitation de ces gisements, au stade de ce rapport sur l'application de la loi, on relèvera que le plan France Nation Verte de juin 2023 s'est donné un objectif de production d'énergie photovoltaïque de 140 GW à l'horizon 2050 (contre 17,15 GW [16,44 en métropole] au premier semestre 2023), dont 45 GW sur les sols agricoles et forestiers – ce qui représenterait 100 000 hectares supplémentaires à équiper à raison d'un rendement de 1 à 3 hectares pour produire 1 MW.

Le titre III réunit les dispositions de la loi APER qui visent à faciliter mais aussi encadrer le développement de la production photovoltaïque (en particulier).

Parmi ses articles 34 à 55, **peu nécessitent des actes réglementaires d'application**. L'essentiel des mesures attendues se concentre sur deux grands ensembles : le photovoltaïque sur les ombrières de parkings ou les bâtiments (soit les articles 40 à 44 et 51), et l'article 54 qui encadre l'implantation des installations photovoltaïques sur les exploitations agricoles ou les terres agricoles, forestières ou naturelles.

A. L'ÉQUIPEMENT PHOTOVOLTAÏQUE DES BÂTIMENTS ET DES PARKINGS (ARTICLES 40 À 44 ET 51)

1. Des obligations d'équipement solaire des toitures et ombrières qui se précisent, mais à des horizons encore éloignés (art. 40, 41 et 43)

Depuis la loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat, **les toitures de certains bâtiments non résidentiels et les ombrières de certains parkings sont soumis à des obligations d'équipement photovoltaïque.** Ces dispositions ont été renforcées par la loi n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets, et à nouveau **complétées par les articles 40, 41 et 43 de la loi APER.** Ces renforcements et leurs échéances sont décrits dans le tableau suivant :

Types de bâtiments	Dernier état de la loi	Seuils des obligations	Obligations	Échéance de mise en œuvre
– Toitures de constructions, <u>nouvelles ou lourdement rénovées</u> de bâtiments non résidentiels , entrepôts ou hangars non ouverts au public – Et ombrières des parkings couverts , accessibles au public, <u>nouveaux ou associés aux bâtiments non résid. lourdement rénovés</u>	<i>Art. L. 171-4 du CCH</i> Loi Climat et résilience, article 101	Plus de 500 m ²	Installation PV, ou végétalisation, sur au moins 30 % de la surface	Depuis le 1 ^{er} juillet 2023.
Les mêmes bâtiments non résidentiels et parkings couverts <u>existants, sans condition de rénovation lourde</u>	<i>Art. L. 171-5 du CCH</i> Loi APER, article 43	Au moins 500 m ² .	Pour l'ensemble , sur une proportion de la toiture ou de l'ombrière, définie par arrêté, d'au moins 40 % de la surface à compter du 1 ^{er} juillet 2026 ; puis d'au moins 50 % à compter du 1 ^{er} juillet 2027.	À compter du 1 ^{er} janvier 2025.
– Parkings extérieurs <u>associés</u> aux bâtiments non résidentiels concernés par l'art. L. 171-4 du CCH – Et <u>nouveaux</u> parcs extérieurs ouverts au public	<i>Art. L. 111-19-1 code urbanisme</i> Loi Climat et résilience, article 101	Plus de 500 m ²	Équipement en aménagements hydrauliques ou végétalisés sur au moins la moitié de la surface Et des ombrières ou des dispositifs végétalisés concourant à leur ombrage sur au moins la moitié de leur surface. Les ombrières doivent intégrer un procédé EnR sur la totalité de leur surface.	À compter du 1 ^{er} juillet 2023.

<p>Parkings extérieurs non couverts <u>existants</u> ou prévus avant le 1^{er} juillet 2023, <u>sans condition de rénovation lourde</u></p>	<p>Loi APER, article 40 (<i>non codifié</i>)</p>	<p>– Plus de 1 500 m²</p> <p>– Les seuils sont adaptés à chaque département ou région d’outre-mer, entre 500 m² et 2 500 m²</p>	<p>Équipement en ombrières PV sur au moins la moitié de la superficie</p> <p>Et aménagements hydrauliques ou végétalisés sur le reste de la surface</p>	<p>Mise en conformité :</p> <p>– selon les cas, au 1^{er} juillet 2026 ou au 1^{er} juillet 2028 pour les parcs gérés en concession ou en délégation de service public ;</p> <p>Sinon :</p> <p>– au 1^{er} juillet 2026 pour les superficies supérieures à 10 000 m² ;</p> <p>– au 1^{er} juillet 2028 pour les superficies comprises entre 2 500 et 10 000 m².</p> <p>Des reports de 5 ans, prolongeables de 2 ans, sont possibles pour les parcs dont la transformation est programmée dans le cadre de projets partenar. d’aménagt, d’opérations de revitalisation du territoire, d’une opération d’intérêt national, etc.</p>
---	---	--	---	---

Les articles 40, 41 et 43 renvoient à **différents actes réglementaires d’application**, à savoir :

– un décret en Conseil d’État pour préciser les critères permettant aux parcs de stationnement extérieurs de plus de 1 500 m² de l’obligation de s’équiper d’ombrières intégrant un procédé de production d’énergies renouvelables (II de l’article 40) ;

– un décret qui définit, pour chaque département et région d’outre-mer relevant de l’article 73 de la Constitution, le seuil d’assujettissement à l’obligation précitée pour ses parcs de stationnement extérieurs (VI dudit article 40) ;

– un décret en Conseil d’État qui définit les conditions d’application de l’article 40, notamment celles relatives à la sanction pécuniaire prévue en cas de manquement aux obligations d’équipement (VII) ;

– un arrêté des ministres chargés de la construction et de l’énergie qui définit la proportion de surface qui doit être équipée de la toiture d’un bâtiment (non résidentiel) construit ou rénové de manière lourde ainsi que des ombrières nouvellement créées. Cette proportion doit être d’au moins 30 % à compter du 1^{er} juillet 2023 (le droit existant), puis d’au moins 40 % à compter du 1^{er} juillet 2026, enfin d’au moins 50 % à compter du 1^{er} juillet 2027 (III de l’article 41) ;

– un décret définissant la surface de la toiture ou de l'ombrière du bâtiment (non résidentiel) ou d'un parc de stationnement couvert existant soumise à l'obligation d'équipement à compter du 1^{er} janvier 2028 (1° du I de l'article 43) ;

– un décret en Conseil d'État précisant les critères relatifs aux exonérations pouvant être invoquées pour ces bâtiments et parcs de stationnement (1° du I du même article 43) ;

– enfin, un arrêté du ministre chargé des installations classées qui définit les cas dans lesquels tout ou partie de l'obligation est écartée, ou soumise à des conditions de mise en œuvre spécifiques pour les ICPE dès lors que l'obligation est incompatible avec les caractéristiques de l'installation (1° du I de l'article 43)

Mais les échéances de leur mise en œuvre sont plus ou moins lointaines : janvier 2025 (article 41), juillet 2026 (articles 40 et 41), juillet 2027, janvier (article 43) et juillet 2028 (article 40).

• Les dispositions de **l'article 40** (équipement en ombrières photovoltaïques des parkings extérieurs) ne s'imposeront qu'à partir du 1^{er} juillet 2026 pour les plus grands parkings et au 1^{er} juillet 2028 pour les autres. En outre, l'article 23 de la loi n° 2023-973 du 23 octobre 2023 relative à l'industrie verte permet un report d'un an et demi de la première échéance pour permettre aux gestionnaires d'acheter des panneaux d'origine européenne plus performants.

Les futurs obligés doivent anticiper ces échéances, notamment en termes de commandes des panneaux solaires. Il n'en reste pas moins que les services ministériels disposent encore d'un peu de temps pour finaliser leurs textes. Ils envisageraient des publications **dans le courant de l'année 2024.**

Vos rapporteurs en prennent acte, tout en précisant qu'ils seront vigilants à ce que les dérogations n'aillent pas plus loin que celles définies par la loi.

Pour rappel, outre la faculté de préférer des procédés de production d'EnR ne requérant pas d'ombrières et permettant une production équivalente, sont **des motifs d'exonérations de l'obligation d'équipement PV**, dans chaque régime :

– les contraintes techniques, de sécurité, architecturales, patrimoniales ou environnementales, notamment si l'installation PV est de nature à aggraver un risque ou présente une difficulté technique insurmontable.

L'article 43 (qui concerne les bâtiments et parkings couverts existants) ajoute la possibilité de reconnaître des incompatibilités avec les caractéristiques d'une ICPE ;

– l'impossibilité de satisfaire cette obligation dans des conditions économiquement acceptables ;

– le fait que le parking est ombragé par des arbres sur au moins la moitié de sa surface ;

– enfin, lorsque la suppression ou la transformation totale ou partielle du parc de stationnement est prévue, dans le cadre d'une opération d'aménagement ou non, et pour laquelle une autorisation d'urbanisme est délivrée avant l'expiration des délais de mise en œuvre de l'obligation d'équipement. Lorsque ces transformations ne sont que partielles, l'obligation s'applique sur la partie restante.

• Il reste que **le décret n° 2023-1208 publié le 20 décembre 2023** ⁽¹⁾ **donne déjà une interprétation de ces exemptions, qui s'inscrit bien dans les limites de la loi.**

Il ne vise pas l'article 40, ni même l'article 41 de la loi APER, bien que ce dernier étende et renforce les obligations issues de l'article 101 de la loi Climat et résilience de 2021. **Le décret n° 2023-1208 vient seulement préciser l'application de cet article 101.** Il a notamment pour objet de définir la rénovation lourde qui soumet les bâtiments non résidentiels à l'obligation d'équipement, ainsi que **les exonérations relatives à l'intégration d'un procédé de production d'énergies renouvelables** (par exemple le solaire photovoltaïque, le solaire thermique, *etc.*) ou d'un système de végétalisation, en toiture du bâtiment prévue par l'article L. 171-4 du code de la construction et de l'habitation.

Ainsi, pour les bâtiments situés aux abords des monuments historiques, dans le périmètre d'un site patrimonial remarquable ou au cœur d'un parc national, l'accord de l'autorité administrative compétente au titre des procédures particulières prévues pour ces zones ou immeubles doit donner son accord. Quant aux autres contraintes, techniques, architecturales ou de sécurité, le maître d'ouvrage doit justifier de leur incompatibilité totale ou partielle avec l'équipement solaire ou végétalisé. Les nouveaux articles R. 171-38 à R. 171-42 explicitent les différentes situations possibles : impossibilité technique, mise en cause de la pérennité des bâtiments initiaux, présence d'installations techniques incompatibles ou d'une sur-toiture ventilée, *etc.*

(1) Décret n° 2023-1208 du 18 décembre 2023 portant application de l'article L. 171-4 du code de la construction et de l'habitation et de l'article L. 111-19-1 du code de l'urbanisme.

Le maître d'ouvrage doit également justifier, devis comparatifs à l'appui, des coûts disproportionnés invoqués pour solliciter une exception, « *l'existence de coûts d'installation disproportionnés [étant] établie lorsque le rapport entre le coût hors taxes des travaux nécessaires à l'installation d'un système de production d'énergies renouvelables ou d'un système de végétalisation et le coût total hors taxes des travaux de construction, d'extension ou de rénovation dépasse un taux fixé par un arrêté conjoint des ministres chargés de la construction et de l'énergie* ».

L'existence de coûts de production d'EnR peut aussi être invoquée « *lorsque le coût actualisé de l'énergie produite par le système de production d'énergie renouvelable dépasse une valeur fixée par un arrêté conjoint des ministres chargés de la construction et de l'énergie, tenant compte d'un taux d'actualisation fixé par ce même arrêté. Le coût actualisé de l'énergie est défini comme la somme actualisée des coûts d'investissement et des coûts d'exploitation et de maintenance du système, divisée par la somme actualisée des quantités annuelles d'énergie produite par le système* ».

Ces exigences s'appliquent aux bâtiments et parties de bâtiments construits ou rénovés dont les demandes d'autorisations d'urbanisme ont été déposées à compter du 1^{er} janvier 2024 ou, à défaut, pour lesquels la date d'acceptation des devis ou de passation des contrats relatifs aux travaux de rénovation est postérieure au 1^{er} janvier 2024.

Deux arrêtés du 19 décembre 2023 portant application de l'article L. 171-4 du code de la construction et de l'habitation, publiés au *Journal officiel* du 29 décembre, complètent ce décret :

– le premier fixe la proportion de la toiture du bâtiment couverte par un système de végétalisation ou de production d'énergies renouvelables, **en intégrant l'augmentation progressive de cette proportion telle que prévue par l'article 41 de la loi APER**, et précise les conditions économiquement acceptables liées à l'installation de ces systèmes ;

– le second fixe les caractéristiques minimales que doivent respecter les systèmes de végétalisation installés en toiture.

Le décret n° 2023-1208 définit également la rénovation lourde d'un parc de stationnement (non intégré à un bâtiment) déclenchant l'obligation d'équipement, la superficie assujettie à cette obligation, ainsi que les critères relatifs aux exonérations de l'obligation d'installer des revêtements de surface, des aménagements hydrauliques ou des dispositifs végétalisés favorisant la perméabilité et l'infiltration des eaux pluviales ou leur évaporation, et de l'obligation d'installer des dispositifs végétalisés ou des ombrières comportant un procédé de production d'énergies renouvelables, fixées par l'article L. 111-19-1 du code de l'urbanisme.

Les nouveaux articles R. 25-3 à R. 25-15 listent les incompatibilités ou difficultés pouvant être invoquées, sur justificatifs, pour dispenser un parking de ses obligations d'équipement en matière de gestion des eaux pluviales comme en

matière d'ombrage, telles une contrainte technique liée au sol, « *un ensoleillement insuffisant engendrant des coûts d'investissement portant atteinte de manière significative à la rentabilité de cette installation* », ou des coûts totaux excessifs.

La suppression ou la transformation totale ou partielle d'un parc de stationnement sont aussi des motifs d'exception aux obligations d'équipement si une première autorisation d'urbanisme a été délivrée avant le 1^{er} juillet 2023, ou si elle est programmée dans le cadre d'une action ou d'une opération d'aménagement plus importante (revitalisation, opération d'intérêt national, etc.), conformément et dans les conditions prévues par la loi.

Ces exigences s'appliquent aux parcs de stationnement et aux rénovations lourdes liées à ces parcs entrant dans le champ de l'article L. 111-19-1 du code de l'urbanisme, dont les autorisations d'urbanisme sont déposées à compter du 1^{er} janvier 2024, ainsi qu'aux parcs de stationnement faisant l'objet de la conclusion ou d'un renouvellement de contrat de concession de service public, de prestation de service ou de bail commercial à compter du 1^{er} janvier 2024.

Le décret n° 2023-1208 ne vise pas l'article 41 de la loi APER mais **il pourra s'appliquer, à compter du 1^{er} janvier 2025, aux bâtiments que l'article 41 a introduits** dans le champ d'application de l'article L. 171-4 du CCH. **Une consultation des acteurs est toutefois envisagée pour déterminer si le décret doit être ajusté** pour prendre en compte les spécificités propres de ces bâtiments (hôpitaux, bâtiments administratifs, équipements sportifs, récréatifs et de loisirs, bâtiments scolaires et universitaires).

● S'agissant de **l'article 43** (obligation d'installer un procédé de production d'EnR ou de végétalisation sur les bâtiments non résidentiels existants de plus de 500 m², sans condition de rénovation lourde), l'obligation ne s'imposera qu'à partir du 1^{er} janvier 2028.

Des réflexions sont en cours afin de pouvoir publier les textes d'application suffisamment en amont de l'entrée en vigueur de l'obligation. Les services ministériels précisent que la surface de toiture devra être « *fixée de manière à ne pas conduire des bâtiments ayant rempli leurs obligations au titre de l'article L. 171-4 du CCH (bâtiment neuf ou lourdement rénové) à devoir effectuer de nouveaux travaux au titre de l'article 43* ». De même, « **les critères d'exonération seront autant que possible similaires à ceux définis pour l'application de l'article L. 171-4 du CCH. Cependant, l'article 43 s'appliquant aux bâtiments existants sans condition de travaux, certains critères d'exonération basés sur la présence de travaux devront être adaptés ».**

2. Des dispositifs complémentaires pour favoriser l'équipement des bâtiments résidentiels (art. 42 et 51)

• **L'article 42** prévoit qu'à l'occasion du renouvellement de leur diagnostic de performance énergétique ou dans les cinq ans suivants, **les organismes HLM** réalisent une étude de faisabilité du développement des équipements de production d'EnR sur le foncier artificialisé des bâtiments collectifs de logements à loyers modéré dont ils ont la charge, et renvoie à un acte réglementaire la définition de ses modalités d'application.

Mis en consultation jusqu'au 12 décembre, le projet de décret correspondant exclut de l'obligation les immeubles soumis au statut de la copropriété, c'est-à-dire ceux qui comportent des logements privés et des logements HLM : mais cette obligation porte sur l'ensemble du foncier artificialisé, parkings compris.

L'étude de faisabilité comporte au minimum l'étude de l'installation d'un équipement de production d'électricité renouvelable et d'un équipement de production de chaleur renouvelable, en présentant les coûts ainsi que les avantages et les inconvénients de chaque solution étudiée, ou la justification technique d'une impossibilité d'équipement. Le projet de décret précise aussi les situations justifiant une adaptation de cette obligation.

• **L'article 51** ne prévoit pas de mesure d'application, mais **ses réformes, qui concernent tous types de bâtiments, y compris résidentiels, auront probablement des suites réglementaires :**

– la modification, au I, de l'article L. 151-28 du code de l'urbanisme – pour autoriser un dépassement du gabarit pour permettre l'installation d'EnR – pourrait entraîner l'adaptation des articles R. 171-1 et R. 171-4 du code de la construction et de l'habitation ;

– et pour l'application du II, qui introduit à l'article L. 172-1 du code de la construction et de l'habitation le principe que la conception technique des bâtiments neufs doit faciliter les installations de production d'EnR, des réflexions sont en cours pour adapter le décret en Conseil d'État fixant les résultats minimaux en termes de performance énergétique et environnementale pour les bâtiments neufs.

Cela étant, l'intégration d'EnR sur les bâtiments résidentiels est déjà encouragée par la réglementation environnementale 2020 (notamment au travers de l'indicateur de consommation d'énergie primaire non renouvelable [Cep, nr]).

B. LE NOUVEL ENCADREMENT DE L'AGRIVOLTAÏSME ET DU PHOTOVOLTAÏQUE EN ZONES AGRICOLES, FORESTIÈRES OU NATURELLES (ARTICLE 54)

1. La priorité donnée à la souveraineté alimentaire

À côté des possibilités d'équipement solaire qu'offrent les toitures des bâtiments et les terrains situés en zones urbanisées, urbaines, à urbaniser ou constructibles identifiées par les documents d'urbanisme, les autres terrains, ceux qu'un plan local d'urbanisme désigne comme « *zones agricoles, naturelles ou forestières* » (zones NAF), présentent également **un potentiel de développement des capacités de production qui pourrait être crucial** pour atteindre les objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie. Mais **celui-ci ne saurait être envisagé que de manière durable et en s'assurant de la protection de leur vocation première**, en particulier leur vocation alimentaire.

Or, avant la loi APER, le développement du photovoltaïque en zones NAF n'était encadré que par les règles relatives aux procédures applicables aux implantations photovoltaïques (PV), d'un côté, et celles prévues par le code de l'urbanisme, de l'autre. Tout en affirmant un principe d'inconstructibilité, ce dernier ménageait différentes exceptions : sont ainsi admises, dans les zones non urbanisées des communes soumises au règlement national d'urbanisme, les zones agricoles, naturelles ou forestières définies par un plan local d'urbanisme ou les secteurs délimités comme non constructibles par une carte communale, les constructions et installations « *nécessaires* » à l'exploitation agricole, ainsi que les constructions et installations nécessaires à la transformation, au conditionnement et à la commercialisation des produits agricoles quand ces activités constituent le prolongement de l'acte de production et/ou à des équipements collectifs dès lors qu'elles ne sont « *pas incompatibles avec l'exercice d'une activité agricole, pastorale ou forestière* » sur leur terrain d'implantation (et, selon les cas, « *ne portent pas atteinte à la sauvegarde des espaces naturels et des paysages* »).

Ces dispositions ne font pas de distinction entre les terrains conservant une activité agricole ou pastorale et ceux où d'autres utilisations l'emportent. Le droit préexistant n'offrait donc aucun véritable garde-fou face aux conflits d'usages et le développement du photovoltaïsme en zones agricoles en dépit de ses externalités positives, pouvait devenir une menace pour la production agricole française et la souveraineté alimentaire de notre pays.

L'article 54 de la loi APER est venu définir **un cadre juridique plus exigeant pour ces activités** : tout en introduisant le développement de l'agrivoltaïsme parmi les objectifs de la politique énergétique nationale, il pose **un principe fondamental**, celui de « *[garder] la priorité donnée à la production alimentaire et [de s'assurer] de l'absence d'effets négatifs sur le foncier et les prix agricoles* »⁽¹⁾. L'identification des surfaces ouvertes à des installations

(1) Article L. 100-4 du code de l'énergie.

photovoltaïques (PV) compatibles avec une activité agricole, pastorale ou forestière affirme également l'exigence de « *préserver la souveraineté alimentaire* »⁽¹⁾.

Tout en observant que l'agriculture et la sylviculture apportent d'autres services précieux pour notre pays, **vos rapporteurs rappellent que la priorité donnée à la souveraineté alimentaire est au cœur des nouveaux régimes définis par la loi, et qu'elle doit servir de guide à leur déclinaison réglementaire.**

2. La différenciation des régimes applicables

Le dispositif de **l'agrivoltaïsme** fait l'objet de la nouvelle section VII du chapitre IV du titre I^{er} du livre II du code de l'énergie. **Il se distingue du régime des installations photovoltaïques « compatibles avec l'exercice d'une activité agricole »**, désormais décrit dans la nouvelle section IX du chapitre I^{er} du titre I^{er} du code de l'urbanisme.

Cette différenciation se fonde sur la distinction entre les terrains faisant l'objet d'une exploitation agricole (cultures ou élevages), qui doit rester l'activité principale, et les terrains qui pourraient faire l'objet d'une activité agricole, pastorale ou forestière, mais sont « *réputés incultes ou [ne sont pas] exploités depuis une durée minimale [...] définie par décret en Conseil d'État* », qui peuvent alors être ouverts à des installations PV au sol – lesquelles doivent néanmoins rester compatibles avec l'exercice ultérieur d'une de ces activités.

Juridiquement elle est traduite de façon différente selon les dispositifs : le nouvel article L. 314-36 du code de l'énergie construit tout le régime de l'agrivoltaïsme sur le fait que l'installation photovoltaïque est située sur une parcelle agricole « *où [elle contribue] durablement à l'installation, au maintien ou au développement d'une production agricole* ». Le fait que l'activité agricole n'est encore qu'un projet peut suffire à qualifier cette parcelle ; mais en théorie peu importe que ce terrain soit identifié par les documents d'urbanisme comme ayant une nature agricole.

Il convient de relever par ailleurs que les dispositions relatives à l'agrivoltaïsme renvoient à différents décrets en Conseil d'État le soin de définir leurs modalités d'application. La conséquence est qu'**en l'absence de ces précisions réglementaires, les critères et les exigences prévues par les articles L. 314-36 à L. 314-40 du code de l'énergie ne s'imposent pas encore aux projets PV en cours d'instruction.** Cela a un **double effet de bord** : les investisseurs peu soucieux de la préservation des exploitations agricoles peuvent en profiter pour faire passer leurs projets, pendant que les investisseurs responsables voient leurs projets suspendus à la publication des nouvelles règles.

Les articles L. 111-27 à L. 111-29 du code de l'urbanisme s'attachent quant à eux à préciser le régime applicable aux projets PV envisagés sur des terrains

(1) Article L. 111-29 du code de l'urbanisme.

qualifiés par les documents d'urbanisme de zones non urbanisées (par le règlement national d'urbanisme, article L. 111-4 du code de l'urbanisme), non constructibles (par une carte communale, article L. 161-4) ou de zones NAF (par un PLU, article L. 151-11). **En dehors de ces périmètres, c'est donc le droit commun qui s'applique** (ou le régime agrivoltaïque si la parcelle et l'installation répondent aux critères).

Dans ces périmètres, les articles L. 111-27 à L. 111-29 distinguent différents cas de figure :

– les installations qui répondent aux critères de l'agrivoltaïsme au sens de l'article L. 314-36 du code de l'énergie (voir leur analyse au point 3) et relèvent évidemment de ce régime. L'article L. 111-27 les inscrit de plein droit dans la catégorie des installations « *nécessaires à l'exploitation agricole* » dont l'implantation est admise dans ces zones ;

– les serres, hangars et ombrières équipés en panneaux photovoltaïques. L'article L. 111-28 ne les reconnaît comme agrivoltaïques (et ne les autorise) que si leur implantation correspond à « *une nécessité liée à l'exercice effectif d'une activité agricole, pastorale ou forestière significative* ». Il s'agit de **s'assurer que ces installations ne sont pas un alibi** pour contourner les limites de la loi. Elles doivent apporter un service à ces activités selon le ministère chargé de l'agriculture.

Précisons que **l'équipement en toiture des bâtiments agricoles** indissociables de l'exploitation, dont il n'est qu'un accessoire, **ne relève pas du régime de l'agrivoltaïsme mais des règles spécifiques au PV sur bâtiments** (sans toutefois être soumis aux obligations prévues par l'article L. 171-4 du code de l'habitation et de la construction, cf. l'analyse de l'article 41 du titre III) ;

– enfin, les installations PV reconnues comme « *compatibles avec l'exercice d'une activité agricole, pastorale ou forestière* » (dans les conditions analysées au point 4).

L'article L. 111-29 indique que cette compatibilité s'apprécie « *à l'échelle de l'ensemble des terrains d'un seul tenant, faisant partie de la même exploitation agricole, pastorale ou forestière, au regard des activités agricoles, pastorales ou forestières qui y sont effectivement exercées ou, en l'absence d'activité effective, qui auraient vocation à s'y développer* ». **Sur les terrains répondant à cette définition**, aucun projet PV – hors projet agrivoltaïque – ne peut être autorisé « *en dehors des surfaces identifiées dans un document-cadre arrêté (...) sur proposition de la chambre départementale d'agriculture* ».

La concertation menée autour des projets de textes d'application a soulevé **le problème de la délimitation des « terrains à vocation agricole, pastorale ou forestière »**. La réponse détermine le régime à appliquer :

– la lecture croisée des nouveaux articles L. 111-29 et L. 111-31 du code de l'urbanisme conduit en effet à considérer que si les terrains (s'inscrivant dans les

périmètres précités) ont une vocation agricole, pastorale ou forestière, aucun projet photovoltaïque ne peut être implanté hors surfaces identifiées dans le document-cadre, ajoutant que s'ils répondent à cette condition, les ouvrages sont alors autorisés sur simple avis de la commission départementale de la préservation des espaces naturels, agricoles et forestiers (CDPENAF) – sauf s'il s'agit de projets agrivoltaïques qui relèvent toujours d'un avis conforme ;

– en revanche, si les terrains ne présentent pas une telle vocation, les projets peuvent être implantés en dehors des surfaces identifiées par le document-cadre, sous réserve de l'avis conforme de la CDPENAF et sans être soumis aux exigences posées par les articles L. 111-30 et suivants.

Or, ni la loi APER, ni aucune autre disposition légale ne donnent de définition de ces terres à vocation agricole, pastorale ou forestière.

Selon le ministère chargé de l'agriculture, cette notion doit être entendue comme visant des terres dont les caractéristiques présentent potentiellement une aptitude pour l'exercice d'une activité agricole, pastorale ou forestière. Certains espaces naturels pourraient ainsi ne pas présenter de « vocation » à développer ces activités, par exemple un site naturel dégradé présentant de faibles enjeux environnementaux.

Quoi qu'il en soit, se heurtant à des interprétations multiples de la combinaison des deux articles, et après échanges avec les acteurs de la concertation, les services ministériels ont proposé **d'écrire explicitement à l'article R. 111-56 du projet de décret d'application** (mis en consultation publique du 26 décembre 2023 au 16 janvier 2024) **que l'impossibilité d'implanter du PV en dehors des surfaces identifiées par le document-cadre ne s'applique qu'aux espaces à vocation agricole, pastorale ou forestière** et que pour les terrains naturels sans vocation agricole, pastorale ou forestière, les projets peuvent être autorisés hors surfaces identifiées par le document-cadre sur avis conforme de la CDPENAF. Selon le ministère chargé de l'agriculture, **ces cas devraient rester des exceptions.**

Vos rapporteurs en prennent acte.

Le régime défini par les articles L. 111-29 et suivants prévoit plusieurs mesures réglementaires d'application. Mais à l'inverse du dispositif de l'agrivoltaïsme, **l'absence de ces textes et des documents-cadres interdit désormais l'aboutissement de tout projet PV (hors projets agrivoltaïques) dans ces zones.**

Avant de se prononcer sur l'adéquation du projet de décret, **MM. Bothorel, Alfandari et Laisney insistent sur l'urgence qu'il y a désormais de publier les textes attendus, ainsi que les arrêtés d'application qu'ils peuvent eux-mêmes prévoir.**

Les auditions menées ont montré que la concertation sur les futurs cadres réglementaires a été soutenue ⁽¹⁾; et la succession des projets de décret confirme la complexité de l'exercice. Mais **MM. Bothorel et Alfandari estiment dommageable pour les exploitations agricoles comme pour la transition énergétique du pays de laisser perdurer encore longtemps tant ce gel des projets de PV au sol qu'un encadrement trop permissif des projets agrivoltaïques**, et ce, d'autant qu'il faudrait un an et demi de préparation et d'études avant de déposer un dossier de demande d'autorisation selon les producteurs agrivoltaïques.

L'équilibre reste à trouver entre le risque de se retrouver pendant 40 ans avec des aménagements PV mal dimensionnés, parce que leur remise en cause ne sera pas évidente, si on hâte la publication de textes mal ciblés et aléatoires dans leur interprétation, et le risque de retarder encore le développement de ces capacités photovoltaïques.

Les services ministériels promettent de publier les arrêtés en même temps que le projet de décret (à l'exception de l'arrêté relatif aux technologies éprouvées). **Toutefois**, bien que la consultation soit close depuis le 16 janvier 2024, **aucun de ces actes n'est encore accessible**.

Vos rapporteurs les ont aussi interrogés sur les délais et dispositions transitoires proposés par le projet de décret. Les services ont expliqué que :

– l'entrée en vigueur différée (en général un mois après la publication des textes d'application) est indispensable pour l'appropriation des nouvelles règles par les parties prenantes ;

– une disposition transitoire est prévue pour que les installations photovoltaïques sur les terrains agricoles, naturels ou forestiers puissent être **autorisées avec l'avis conforme de la CDPENAF dans l'attente de l'adoption des documents-cadres**, afin de ne pas freiner davantage le développement de ce type d'installations pendant la période d'élaboration du document-cadre départemental ;

– le délai de neuf fois (à compter de la publication du décret) laissé aux chambres d'agriculture pour élaborer leur document-cadre répond à une demande des agriculteurs, délai qui était initialement de six mois.

Chambres d'agriculture France a assuré à vos rapporteurs que ce délai de neuf mois est adapté. Le réseau des chambres d'agriculture a déjà commencé à définir un protocole assurant une déclinaison similaire entre les départements.

(1) Elle a été menée au sein de trois groupes de travail :

- un groupe comprenant les organisations professionnelles agricoles (Chambre d'agriculture France, les syndicats nationaux d'exploitants agricoles et la Coopération aAgricole). Des représentants des acteurs forestiers ont été consultés en parallèle ;
- un groupe associant les représentants des énergéticiens et l'Ademe ;
- enfin, un groupe associant des représentants des services déconcentrés (DDT et DRAAF).

*

* *

L'ensemble des régimes mis en place par l'article 54 font l'objet du projet de décret « relatif au développement de l'agrivoltaïsme et aux conditions d'implantation des installations photovoltaïques sur terrains agricoles, naturels ou forestiers », analysé aux points ci-après, et non publié à ce jour, dont les dispositions suscitent encore plusieurs questionnements.

3. Agrivoltaïsme : le complexe équilibre entre maintien d'une activité agricole et rentabilité des projets énergétiques

Les articles L. 314-36 à L. 314-40 du code de l'énergie posent les jalons du nouveau dispositif de l'agrivoltaïsme. L'article L. 314-37, qui ouvre la possibilité de lancer des procédures de mise en concurrence pour développer les installations agrivoltaïques, et l'article L. 314-38, qui rend les surfaces portant des installations agrivoltaïques éligibles aux aides de la Politique agricole commune (PAC), n'appellent pas de mesure d'application spécifique. Les autres articles sont précisés par les articles 1 et 6 du projet de décret.

a. La définition de ce qui est agrivoltaïque

L'article L. 314-36 du code de l'énergie dispose que : « *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.* »

Il précise par ailleurs que : « *II. – 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 I^{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.* »

i. L'implantation sur une parcelle agricole

Comme on l'a vu, **le premier critère** d'une installation agrivoltaïque est de se situer sur une parcelle agricole.

L'article R. 314-108 proposé par le projet de décret dispose que « *la parcelle agricole à considérer (...) correspond à une surface agricole continue présentant les mêmes caractéristiques et concernée par le projet agrivoltaïque. Elle correspond aux limites physiques d'une implantation continue de panneaux photovoltaïques. Elle peut être infra parcellaire.* »

Le ministère chargé de l'agriculture explique que, dans la mesure où la loi exige par ailleurs, à la fois, l'apport d'un service et le caractère significatif et principal de l'activité agricole à l'échelle de cette parcelle pour reconnaître le caractère agrivoltaïque d'une installation PV, une interprétation trop extensive de la « *parcelle agricole* » aurait biaisé le dispositif souhaité par le législateur. Par exemple pour une parcelle cadastrale de grande taille occupée par une culture, si les panneaux PV n'occupent qu'une partie de cette parcelle, évaluer la perte de rendement ou le taux de couverture à l'échelle de la parcelle entière gonflerait artificiellement les résultats. Cela faciliterait le contournement des exigences du nouveau cadre réglementaire, au risque de pénaliser l'activité agricole sur la partie équipée en PV.

Les services ministériels confirment en revanche que les interrangs sont pris en compte dans le périmètre de l'implantation continue des panneaux s'ils font partie du projet agrivoltaïque et sont situés sur une même unité de culture.

Ils indiquent enfin que **le décret pourrait être complété d'un guide.**

Les acteurs auditionnés n'ont pas signalé de difficulté particulière, à l'exception de France Agrivoltaïsme qui relève un flou dans l'expression de « *superficie totale couverte par l'installation* » mentionnée à l'article R. 314-16 définissant la notion d'activité principale.

ii. L'exigence de services rendus à la parcelle

● **Le second critère** est que l'installation agrivoltaïque apporte **un service direct à la parcelle agricole.**

Les équipements photovoltaïques accessoires aux bâtiments agricoles restent autorisés, mais il ne s'agit plus d'agrivoltaïsme. En-dehors de ce cas, **toute installation PV sur une parcelle agricole qui ne lui rend pas un des services visés par la loi est censée être interdite.**

La loi liste quatre catégories de services rendus :

– *L'amélioration du potentiel et de l'impact agronomique*, définie par l'article R. 314-110 par rapport aux qualités agronomiques du sol et à l'évolution du rendement de la production agricole.

On peut considérer que ces progrès doivent s'apprécier indépendamment des pratiques d'assolement, de rotation ou de mise en jachère qui visent aussi à reconstituer le potentiel productif des sols ;

– *L'adaptation au changement climatique* qui, selon l'article R. 314-111, « *consiste en une limitation des effets néfastes du changement climatique débouchant sur une augmentation du rendement de la production agricole, ou à défaut, au maintien voire à la réduction d'une baisse tendancielle observée au niveau local, ou sur une amélioration de la qualité de la production agricole* ».

Cela peut consister en une meilleure résilience aux plus hautes températures, grâce à l'ombre des panneaux PV, ou en une limitation du stress hydrique. Une amélioration de la qualité de la production agricole peut s'appréhender sur plusieurs indicateurs : pour les fruits par exemple, la fermeté, la couleur, le calibre et le poids, le taux de sucre... ; elle peut aussi être appréciée au regard de la réduction des marques de brûlure sur les fruits. Quant à l'augmentation du rendement, il pourra s'apprécier, au stade du permis de construire, par des retours d'expérience similaires ou des résultats d'études prévisionnelles. Les rendements seront ensuite quantifiés par des mesures réalisées sur la parcelle dans le cadre du suivi et du contrôle du projet ;

– *la protection contre les aléas*, météorologiques (R. 314-112). La protection contre des aléas strictement économiques et financiers ne serait pas un critère efficient pour la préservation de l'activité agricole ;

– *l'amélioration du bien-être animal*, que l'article R. 314-113 identifie à l'amélioration du confort thermique au regard de deux critères cumulatifs : l'observation d'une diminution des températures dans les espaces accessibles aux animaux à l'abri des panneaux PV et « *l'apport de services ou de structures améliorant les conditions de vie des animaux* ». Le service principal est le fait de leur procurer de l'ombre et un abri contre la pluie ; mais la formulation laisse la place à d'éventuelles innovations technologiques, comme un travail sur la localisation des panneaux permettant d'éviter un sur-entassement des animaux.

La Fédération française des producteurs agrivoltaïques (FFPA) regrette que ne soient pas pris en compte les services tels que favoriser l'emploi agricole et le renouvellement des générations.

La Fondation nature et environnement (FNE) regrette de son côté qu'au-delà des services rendus à l'exploitation agricole, l'évaluation du projet PV ne prenne pas en compte la protection des milieux naturels qui rendent également des services à la parcelle.

La FNSEA salue pour sa part un projet de décret qui définit des services précis mais génériques, sans prétendre à un recensement exhaustif, qui serait trop limitatif. En tout état de cause, **l'exigence d'un service rendu à la parcelle agricole impose au projet PV de prendre en compte les dynamiques de la production agricole**, de créer une synergie, « *même s'il faut être réaliste sur le fait que tous les types de production agricole ne bénéficieront pas du même niveau de service* ».

• En miroir, le III de l'article L. 314-36 précise que ne peut être considérée comme agrivoltaïque une installation « *qui porte une atteinte substantielle à un des services attendus ou une atteinte limitée à deux de ces services* ».

Le projet de décret ne propose aucune interprétation de cette règle, la concertation n'ayant pas montré le besoin de la clarifier. Le ministère chargé de

l'agriculture considère que ces atteintes devront faire **l'objet d'une appréciation locale**.

- iii. L'exigence d'une production agricole qui reste l'activité principale de la parcelle ou la difficile définition d'un taux maximal de couverture

Le IV de l'article L. 314-36 définit en creux **deux autres critères** :

– ne peut pas (non plus) être considérée comme agrivoltaire une installation qui ne serait pas réversible – démantèlement et remise en état du site sont un volet obligatoire d'un projet agrivoltaïque ;

– et/ou qui *« ne permet pas à la production agricole d'être l'activité principale de la parcelle »*. Le V indique que cette caractéristique *« peut s'apprécier au regard du volume de production, du niveau de revenu ou de l'emprise au sol »*.

Les références au volume de production et au niveau de revenu renvoient aux conditions opérationnelles d'une *« production agricole significative »* et d'un *« revenu durable en étant issu »* examinées plus loin.

Le projet de décret explicite la référence à l'emprise au sol en liant le caractère d'activité principale à trois conditions, précisées à l'article R. 314-116 :

– *la limitation de la superficie qui n'est plus exploitable* en raison de l'implantation des modules **sur un maximum de 10 %** de la totalité de la parcelle couverte par l'installation PV. Les projets devront être conçus de façon à limiter la perte de surface agricole ;

– *une hauteur des modules PV et un espacement entre les rangées de modules qui ne gênent pas l'exploitation agricole*, notamment s'agissant de la circulation, de la sécurité physique et de l'abri des animaux, ainsi que du passage des engins agricoles nécessaires à cette exploitation. Ces paramètres peuvent évidemment varier fortement selon la production agricole envisagée. Pour l'élevage de moutons par exemple, la Fédération nationale ovine estime qu'il est nécessaire de prévoir une hauteur minimale des panneaux de 1,5 mètre, avec la possibilité de descendre à 1,2 mètre en cas d'impossibilité technique due à la nature des sols ;

– enfin, *un taux de couverture maximale à ne pas dépasser*. Celui-ci est défini comme le rapport de **la surface maximale projetée au sol** des modules PV sur la parcelle agricole (telle qu'elle est définie par l'article R. 314-108) et la surface de cette parcelle *« dans des conditions normales d'utilisation »*.

Leur emprise directe au sol et l'ombre qu'ils créent sont en effet un **facteur déterminant de l'impact des panneaux PV sur la production**. En outre, ce taux d'emprise **peut être apprécié dès le stade de la demande de permis de construire** (à la différence des critères relatifs au revenu durable ou à la production agricole

significative, qui ne peuvent pleinement s'apprécier que dans le cadre du suivi et du contrôle *ex post* de l'installation PV).

Cette limite du taux de couverture maximale a cristallisé les débats entre les acteurs de la concertation. Les auditions menées par vos rapporteurs ont fait apparaître des divergences d'appréciation sur sa définition même entre les ministères. Cela s'est traduit par de fortes variations entre les versions successives du projet de décret. Le ministère chargé de l'agriculture s'est ainsi dit favorable à la reprise de la formule proposée par un groupe de chercheurs de l'INRAe⁽¹⁾ pour le calcul d'un « *taux de couverture ajusté* » et du plafonnement à 25 % qu'ils recommandent, **préoccupé par le fait que le taux de couverture ne doit pas être trop large** pour minimiser les impacts et que la référence à la surface projetée au sol pourrait ne pas être le bon indicateur de l'ombrage induit par l'installation PV. Ces propositions ont été retenues un temps dans une version du projet de décret dont vos rapporteurs ont eu connaissance.

Mais des arbitrages sont intervenus sur cette question. Par conséquent c'est une autre version qui a été soumise au Conseil d'État et à la consultation publique. Les autres ministères concernés ont en effet considéré que la formule suggérée par les chercheurs de l'INRAe, qui se décline en plusieurs cas et coefficients, était très complexe à appliquer et qu'**une formule plus simple** était suffisante et davantage opérationnelle. Toutefois, ces arguments n'ont pas convaincu **vos rapporteurs qui estiment que le dispositif retenu n'est pas moins complexe et qu'il ne résout pas les problèmes soulevés concernant l'articulation entre rendement agricole et production énergétique.**

L'article R. 314-116 du projet de décret retient ainsi la surface maximale projetée au sol comme référence et prévoit **une fixation du taux de couverture maximale variant selon les technologies PV** envisagées :

– **l'arrêté interministériel** qui fixera la liste des « *technologies agrivoltaïques éprouvées* » (identifiées par l'Ademe, voir le point suivant) devra également fixer, par type de technologie éprouvée, la valeur maximale du taux de couverture « *pouvant permettre de garantir que la production agricole reste l'activité principale de la parcelle* ».

Les taux-plafonds varieront donc en fonction du mode de culture ou d'élevage, du procédé technique photovoltaïque utilisé et de l'implantation géographique. Et ils pourront être modifiés dès qu'un retour d'expérience suffisant sur une technologie sera disponible. **Aucun maximum général n'est posé ;**

– pour les technologies de plus de 10 MW non couvertes par cet arrêté, le projet de décret précise simplement que le taux de couverture ne peut excéder 40 %.

(1) Cf. *Mise en oeuvre de l'agrivoltaïsme dans le cadre de la loi APER. Note de positionnement de chercheurs INRAe impliqués dans des recherches en agrivoltaïsme, 17 novembre 2023.*

On en déduit enfin qu’aucun plafond ne s’imposera aux installations de moins de 10 MW aux technologies non éprouvées.

Les services ministériels assurent que l’Ademe, avec l’aide de l’INRAe, dispose déjà d’un certain nombre de données opérationnelles pour déterminer les taux plafonds, et expliquent que :

– les installations de 10 MW, et *a fortiori* celles dont la puissance installée est moindre, ont une « *taille limitée* » et que le projet de décret prévoit un contrôle *ex post* plus fréquent.

De fait, l’article R. 314-117 précise que le contrôle de suivi du respect des conditions de régularité des installations agrivoltaïques se fera tous les cinq ans pour les installations à la technologie éprouvée, tous les trois ans pour les autres si leur taux de couverture est inférieur à 40 %, et tous les ans si leur taux de couverture est supérieur ;

– le choix du Gouvernement est de ne pas restreindre l’innovation technologique, encore, pour certains cas d’usages, au stade de développement en agrivoltaïsme, avec de trop fortes contraintes imposées *ex ante* aux projets. Il mise plutôt sur les contrôles de suivi pour « *rapidement réagir si un projet ne respectait pas les conditions nécessaires à l’agrivoltaïsme* ».

Il est vrai que ces contrôles réguliers permettront de consolider un retour d’expérience suffisant pour pouvoir resserrer les critères *ex ante* dans le futur.

Toutefois, **vos rapporteurs s’interrogent vis-à-vis des installations qui seront déjà en service.** Sachant qu’aujourd’hui, il faut entre 1 et 3 hectares pour produire 1 MW d’électricité solaire, **le seuil des 10 MW apparaît conséquent.** Or, le projet de décret ne propose comme réponses aux installations ne respectant pas les critères de l’agrivoltaïsme qu’une sanction pécuniaire, la suspension, pour un an maximum, de l’autorisation d’exploiter ou, dans les cas les plus graves seulement, le retrait de cette autorisation (voir plus loin). Il existe un risque de multiplication des installations mal dimensionnées, sans remise en cause effective une fois installées : on imagine mal en effet qu’un taux de couverture ou une perte de rendement un peu supérieurs aux limites préconisées soient sanctionnés par une obligation de démantèlement. **Vos rapporteurs s’interrogent donc sur la légitimité du seuil des 10 MW et rappellent l’impératif de préservation de notre souveraineté agricole.**

Sans disposer des données techniques permettant de juger de la compatibilité d’un **taux de couverture-plafond à 40 %** avec les exigences d’une activité agricole principale et d’une production agricole significative (et notamment d’une perte de rendement limitée à 10 %), mais relevant que les chercheurs de l’INRAe situent plutôt le plafond de précaution à 25 %, **vos rapporteurs s’interrogent également sur ce seuil qui leur paraît élevé, a fortiori pour des technologies non éprouvées.**

WWF remarque que **la densité retenue de 40 % par parcelle est pratiquement équivalente à celle d'une centrale solaire au sol standard, sans activité agricole associée**, et paraît peu conciliable, pour les cultures et le fourrage en particulier, avec des pertes de rendement agricole limitées à 10 % (voir le point suivant).

Le syndicat Jeunes Agriculteurs considère qu'à de rares exceptions (les cultures sous serre par exemple), un taux de 40 % est bien trop élevé, et appelle à un taux de 25 %.

Vos rapporteurs regrettent par ailleurs que le taux de couverture maximale soit renvoyé à un arrêté pour les technologies éprouvées.

Vos rapporteurs s'inquiètent enfin de la façon dont le taux de couverture des installations utilisant des technologies non éprouvées de plus de 10 MW sera finalement arrêté. Certes, la pertinence des caractéristiques d'un projet agrivoltaïque sera soumise à l'avis conforme de la CDPENAF et à l'appréciation de l'autorité compétente (le préfet de département) au stade de l'examen du permis de construire. Le nouvel article R. 431-27 du code de l'urbanisme, proposé par le projet de décret, exige que les porteurs de projets apportent, à l'appui de leur demande d'autorisation, les « *informations* » justifiant que leurs installations respecteront les conditions d'une activité agricole principale et d'une production agricole significative. **Pourtant il semble peu probable que les porteurs de projets disposent des données suffisantes pour des technologies non éprouvées. Là encore, l'essentiel de l'encadrement reposera sur les contrôles et les suivis *ex post*, avec les limites déjà soulignées.**

Au reste, si les représentants des énergéticiens approuvent le rehaussement des taux de couverture par rapport à la version précédente du décret, qui assure une meilleure rentabilité à leurs investissements, **France Agrivoltaïsme conseille néanmoins un encadrement plus resserré avec :**

– la prise en compte de la surface totale des panneaux (même verticaux) en lieu et place de la surface projetée de ces derniers, afin de véritablement refléter la lumière interceptée par les panneaux au détriment de la parcelle agricole ;

– un taux de couverture maximal fixé à 40 % pour l'ensemble des installations agrivoltaïques non éprouvées.

L'organisation constate au demeurant que la compatibilité d'un taux de couverture de 40 % avec l'exigence d'une perte de rendement limitée à 10 % (voir point suivant) ne soit pas encore démontrée ;

– la possibilité d'un dépassement pour l'expérimentation d'innovations et des installations inférieures à 5 MW. **Ce seuil de 5 MW est également préconisé par la FNSEA. Il s'agit « de cantonner les expérimentations aux plus petits projets qui, en cas de dérive, présenteront le moins d'impact ».**

La FNSEA indique par ailleurs être « favorable à l'instauration d'un taux de principe de 20 à 40 % selon le type de technologie comme l'ont préconisé certains chercheurs, dans la mesure où cela permet d'assurer le maintien d'une production agricole significative », même si des dérogations peuvent exister selon les résultats avérés de la technologie. Dans la mesure où « il est nécessaire de se concentrer sur la finalité (le maintien des rendements) plutôt que sur les moyens (un taux unique de couverture) », le syndicat agricole approuve la modulation du taux de couverture en fonction de l'état des connaissances.

À ce propos, la Coordination rurale confirme que les données et travaux de recherche disponibles ont d'ores et déjà permis d'écarter certaines technologies pour certains sites ou cultures (comme les grandes cultures céréalières qui nécessitent de grandes surfaces sans obstacles) et ont montré à l'inverse de bons résultats pour la vigne, les fruits et légumes et l'arboriculture. Les installations PV s'avèrent enfin particulièrement intéressantes pour les « terres à moutons », plus pauvres.

La FNSEA rappelle toutefois que les données d'impact manquent encore pour de nombreux élevages et cultures. Si les parcs solaires présentent des avantages pour certaines exploitations, les résultats ne sont pas encore assurés pour les autres. Le syndicat préférerait que l'on regarde d'abord comment cela se passe ailleurs avant d'autoriser l'agrivoltaïsme pour ces derniers.

Une certaine prudence paraît en effet de mise car les investisseurs n'iront pas spontanément vers les terres les plus pauvres, souvent plus éloignées des postes sources, leur préférant des terrains plus productifs généralement mieux placés pour le raccordement des installations PV.

La FNSEA et les Jeunes Agriculteurs s'inquiètent aussi des biais des futurs projets qui, pour obtenir un taux de couverture supérieur (et donc plus de revenus), pourraient **inciter les exploitants à choisir des cultures compatibles**, inversant la logique du dispositif, voire des cultures alibis, au détriment du niveau de production finale.

En tout état de cause, **le taux de couverture ne peut être le seul indicateur pertinent**. De fait, un taux très faible ne suffirait pas à garantir qu'une production agricole soit maintenue sous les panneaux. « Plus la surface est couverte, plus la concurrence entre panneaux et sols risque d'être forte, observe la FNSEA. Il convient donc pour respecter l'esprit de la loi de fixer une limite. Le dispositif doit cependant surtout reposer sur le résultat agronomique plutôt que sur le taux de couverture. [...] Il faut une obligation sur le résultat avec des contrôles réguliers et des sanctions importantes ».

C'est précisément la finalité des conditions de production agricole significative et de revenu durable issu de cette production, étudiées ci-après.

b. Les conditions d'autorisation d'une installation agrivoltaïque

En sus des précédents critères, cumulatifs, l'article L. 314-36 du code de l'énergie impose à une installation agrivoltaïque de garantir « à un agriculteur actif⁽¹⁾ ou à une exploitation agricole à vocation pédagogique – les lycées agricoles notamment – une production agricole significative et un revenu durable en étant issu », et renvoie à un décret en Conseil d'État la détermination de la méthodologie définissant ces deux indicateurs.

- i. Le maintien d'une production agricole significative mesuré, notamment, par la limitation des pertes de rendement agronomique

La poursuite d'une activité agricole significative est **la clé de l'équilibre entre souveraineté alimentaire et développement des énergies renouvelables**.

Le nouvel article R. 314-114 distingue plusieurs cas :

– 1° Pour une installation agrivoltaïque utilisant une technologie éprouvée, **la production agricole significative sera « uniquement appréciée au regard de la production agricole de la parcelle »**.

Ces **technologies agrivoltaïques « éprouvées au regard des éléments de connaissance »** fournis par l'Ademe **seront listées par un arrêté** conjoint des ministres chargés de l'énergie et de l'agriculture, en fonction du mode de culture ou d'élevage, du procédé technique photovoltaïque utilisé et de l'implantation géographique.

– 2° Pour une installation – hors ouvrage sur élevage et sur serre – qui ne répond pas aux caractéristiques retenues par cet arrêté, **le caractère significatif de la production agricole sur sa parcelle d'implantation sera évalué par comparaison avec le rendement d'une parcelle de contrôle**.

Celle-ci sera généralement **une zone témoin** située à proximité de l'installation PV, ne comportant aucune installation PV ou apportant de l'ombre. Elle devra être prévue par le projet d'installation, représenter au moins 5 % de la surface agrivoltaïque installée, dans une limite d'un hectare, connaître des conditions pédoclimatiques équivalentes et être cultivée dans les mêmes conditions que la parcelle équipée.

Mais une **installation agrivoltaïque similaire** au niveau départemental, ou régional, et connaissant des conditions pédoclimatiques équivalentes pourra également servir de référence. Le projet de décret ne dit pas, en revanche, si ces installations similaires devront elles-mêmes comporter une zone témoin.

Enfin, s'il y a une incapacité technique à mettre en place une zone témoin, le préfet départemental pourra accorder aux installations dont le taux de couverture est inférieur à 40 % une dérogation à cette obligation, éventuellement pour toute la

(1) Défini par le nouvel article R. 314-109.

vie de l'exploitation après avis de la CDPENAF. Dans ce cas, **un référentiel local** devra être utilisé, basé sur les résultats agronomiques et les séries de données historiques disponibles.

La production agricole sera alors considérée comme significative lorsque **la moyenne du rendement par hectare observé sur la parcelle d'implantation des modules PV n'est pas inférieure de plus de 10 % à la moyenne du rendement par hectare observé sur la zone témoin** ou le référentiel. **Un arrêté** des ministres chargés de l'agriculture et de l'énergie devra définir les modalités de cette comparaison. Il est également prévu que les résultats agronomiques de la parcelle agricole et de la zone témoin fassent l'objet d'une vérification de cohérence.

Le préfet pourra accepter une diminution plus importante *« en raison d'événements imprévisibles et sur demande dûment justifiée ou si l'installation agrivoltaïque permet une amélioration significative et démontrable de la qualité d'une production agricole »* par rapport aux résultats antérieurs ou par comparaison avec la zone témoin ;

– enfin, les installations agrivoltaïques sur élevage – sans que le projet de décret ne fasse de distinction entre les technologies éprouvées et les autres – seront dispensées de zone témoin ou de référentiel local. Le caractère significatif de l'activité agricole pourra être apprécié *« notamment »* au regard du volume de biomasse fourragère, du taux de chargement ou encore du potentiel reproductif du cheptel.

On relèvera que **le projet de décret ne précise aucune référence applicable aux installations agrivoltaïques sur serre**. Elles sont à tout le moins exemptées de l'obligation de créer une zone témoin. Le ministère chargé de l'agriculture reconnaît que **le contrôle du caractère significatif sur ces installations reste à clarifier** : il suggère que des comparaisons de rendement soient réalisées par rapport à un référentiel local basé sur les résultats agronomiques et les séries de données historiques disponibles.

Le projet de décret ne précise pas non plus si ces règles s'appliquent ou non aux exploitations agricoles à vocation pédagogique. Le texte ne l'exclut pas ; mais les services ministériels ont indiqué qu'un cadre spécifique pour l'expérimentation de technologies pilotes est envisagé (avec un taux de couverture supérieur à 40 %, des contrôles renforcés et une taille limitée des projets). Le suivi de ces technologies permettra de construire des référentiels.

• La Fédération française des producteurs agrivoltaïques (FFPA) doute du réalisme de la limitation à 10 % de la perte de rendement pour les installations dont les technologies ne sont pas éprouvées. Elle verrait plutôt un taux à 15 ou 20 %. Elle s'interroge notamment sur le traitement des exploitations en transition agronomique (comme un changement radical de production ou le passage en cultures biologiques), qui s'accompagne souvent d'un temps de baisse de rendement, mais sans entrer dans la catégorie des événements imprévisibles.

Toutefois **la plupart des acteurs auditionnés plébiscitent ce critère**. Il permet « *d'être exigeant tout en laissant une marge d'erreur ainsi que l'espace nécessaire pour l'implantation des panneaux* », commente la FNSEA.

Le syndicat Jeunes Agriculteurs considère que ce critère, comme celui du niveau de revenu agricole, sont plus de l'affichage que le critère du taux de couverture car ils ne peuvent être concrètement vérifiés qu'*ex post*. Ils sont néanmoins utiles, en particulier pour éviter les cultures alibis.

- En revanche, certains acteurs regrettent le caractère flou des circonstances pouvant justifier une baisse supérieure, qui restent donc à l'entière appréciation des préfets et des contrôleurs. Néanmoins, l'énoncé ne permet d'envisager que des situations exceptionnelles et non pérennes.

- Ils sont plus nombreux encore à **ne pas se satisfaire du régime applicable aux installations utilisant une technologie éprouvée**.

D'un point de vue temporel d'abord, **la liste de ces technologies est encore en construction** avec l'Ademe sur la base des retours d'expérience existants ou en cours d'acquisition. L'expertise scientifique de l'INRAe est également mise à contribution pour élaborer cette liste.

Le ministère chargé de l'agriculture explique que cette approche est surtout prévue pour éviter une charge administrative trop lourde aux porteurs de projets et permettre la dissémination rapide des installations quand elles seront éprouvées.

La liste a vocation à être complétée au fur et à mesure de la consolidation des résultats des nouvelles technologies. Les acteurs agricoles insistent même sur **la nécessité de réviser, annuellement si possible, l'arrêté** fixant la liste de ces technologies et les taux de couverture qui leur sont applicables. Mais **il importe que la première mouture de l'arrêté soit bientôt publiée** pour relancer les projets dans un cadre mieux maîtrisé.

Plus fondamentalement, **les acteurs déplorent l'absence d'obligation de résultat explicite**.

Certes, le nouvel article R. 431-27 exige de chaque porteur de projets agrivoltaïques (technologies éprouvées ou non) qu'il fournisse les informations permettant d'apprécier que la production agricole est significative et qu'elle assure des revenus durables lors de leur demande d'autorisation. Les services ministériels assurent que l'Ademe dispose d'éléments de connaissance sur les technologies éprouvées provenant de son étude sur l'agrivoltaïsme et qu'elle pourra continuer à constituer de telles ressources du fait de la mission de suivi statistique qui lui est confiée par **le V de l'article 54** (article L. 313-3 du code de l'environnement) ⁽¹⁾. On peut imaginer que ces données permettront de définir des référentiels de

(1) L'Ademe sera également destinataire des rapports établis à l'occasion des contrôles réalisés sur les installations agrivoltaïques et leur démantèlement (article R. 314-19).

rendement adaptés à chaque technologie éprouvée, culture et zone géographique d'implantation.

Il n'en reste pas moins que le projet de décret ne propose aucune définition de la production agricole significative attendue des installations utilisant une technologie éprouvée, ni aucun élément d'appréciation de ce critère. Comme la Fédération française des producteurs agricoles le reconnaît, la disposition relative à ces installations « *ne veut pas dire grand-chose* ».

France Agrivoltaïsme recommande de la compléter pour préciser que les technologies éprouvées sont également soumises à une obligation de résultat, même si les moyens de contrôle peuvent être assouplis.

Le syndicat Jeunes Agriculteurs souhaiterait que les zones témoin soient la règle plutôt que l'exception. Il craint en effet que l'on ne soit plus en mesure de juger des pertes de rendement au bout de 5 ans.

Quant à Chambres d'agriculture France, elle propose d'ajouter un référentiel de contrôle fondé sur les données de l'Ademe et **d'appliquer le principe d'une limitation à 10 % des pertes de rendement à toutes les installations agrivoltaïques**. « *Dans le cas contraire, rien [n']empêcherait [les installations utilisant des technologies éprouvées] de cesser toute activité agricole sous les panneaux photovoltaïques* ».

Lors de son examen du projet de décret, le Conseil supérieur de l'énergie a adopté un amendement qui propose la formulation alternative suivante : « *Pour une installation agrivoltaïque utilisant une technologie listée dans cet arrêté, la production agricole significative est appréciée au regard des données recueillies par l'Agence de la transition écologique, en application du premier alinéa, qui font office de référentiel* ». Les services ministériels indiquent que cette proposition est en cours d'examen.

En tout état de cause, vos rapporteurs considèrent que la mise en œuvre d'un critère aussi crucial que le maintien d'une production agricole significative ne peut se contenter d'une définition floue et ouverte à toutes les interprétations.

Ils considèrent, au regard des enjeux de la souveraineté alimentaire et de la préservation des terres agricoles, qu'une perte de rendement de 10 % doit être un maximum.

• Pour autant il n'apparaît pas nécessaire de généraliser la zone témoin. Les acteurs auditionnés ne le demandent pas ; le Syndicat des énergies renouvelables y est opposé. De fait **une telle contrainte ne s'impose pas partout ; et les alternatives proposées par le projet de décret peuvent suffire si leur pertinence est bien garantie.**

La FNSEA observe qu'imposer une zone témoin en élevage ou pour les serres n'aurait pas de sens économiquement parlant car cela supposerait de doubler le troupeau ou la serre, entraînant des coûts et des contraintes techniques exorbitants.

Elle souligne que le référentiel historique de l'exploitation ne saurait suffire en raison des importantes variations historiques de la production, sans compter que l'implantation de panneaux peut s'accompagner de nouvelles productions agricoles. Un référentiel local, moins circonstancié mais plus objectif, est donc une alternative pertinente. Enfin, s'il n'est pas possible de réaliser une zone témoin, et dans le cas très rare où il n'existerait pas non plus de référentiel local, la FNSEA considère logique de se tourner vers une installation sur une exploitation présentant des caractéristiques similaires.

Chambres d'agriculture France et France Agrivoltaïsme proposent de préciser que l'installation « similaire » qui peut être utilisée comme référentiel de comparaison doit être située sur la même « *petite région agricole* ». Il s'agit d'une notion éprouvée pour désigner une zone agricole homogène. Elle paraît, selon elles, plus appropriée que la notion floue de « *conditions pédoclimatiques équivalentes* ».

France Agrivoltaïsme demande par ailleurs qu'un référentiel local soit imposé sur l'élevage et les serres.

- Le caractère significatif de l'activité agricole dans le cas d'installations agrivoltaïques sur élevage soulève également quelques interrogations.

Les indicateurs proposés doivent permettre d'écarter les projets alibis, consistant par exemple à faire pâturer occasionnellement des animaux sur les surfaces équipées. La FNSEA observe que **certains indicateurs**, comme la production de biomasse fourragère, **ne peuvent suffire à eux seuls** pour caractériser une production significative : tous les élevages ne produisent pas de fourrage ; et l'on peut produire du fourrage en arrêtant son activité d'élevage.

La FNSEA et Chambres d'agriculture France contestent par ailleurs la notion de « potentiel reproductif du cheptel » qui n'est pas le terme technique employé par les professionnels, lui préférant soit le « taux de reproduction du cheptel », soit le « taux de productivité numérique ».

Enfin, **aucun seuil n'est précisé** ; et il n'y a pas de renvoi à un acte réglementaire complémentaire pour encadrer ces indicateurs. Le niveau de performance pourrait donc être laissé à l'appréciation de la CDPENAF et du préfet.

ii. La garantie d'un revenu durable issu de l'exploitation agricole

Ce critère se cumule avec celui de la limitation des pertes de rendement, sans que les acteurs de la concertation n'aient identifié de difficulté à les concilier.

En revanche, **le critère relatif à un revenu agricole durable s'applique quel que soit le taux de couverture retenu sur le projet.**

Le nouvel article L. 314-115 du code de l'énergie énonce que « *le revenu issu de la production agricole est considéré comme durable lorsque la moyenne des revenus issus de la vente des productions végétales et animales de l'exploitation agricole après l'implantation de l'installation agrivoltaïque n'est pas inférieure à la moyenne des revenus issus de la vente des productions végétales et animales de l'exploitation agricole avant l'implantation de l'installation agrivoltaïque, en tenant compte de l'évolution de la situation économique générale et de l'exploitation, selon des modalités définies par arrêté. Une diminution plus importante peut être acceptée par le représentant de l'État dans le département, en raison d'événements imprévisibles et sur demande dûment justifiée. Dans le cas de l'installation d'un nouvel agriculteur, le revenu est considéré comme durable par comparaison avec les résultats observés pour d'autres exploitations du même type localement* ».

Le ministère chargé de l'agriculture a indiqué que :

– l'arrêté devrait préciser que ces revenus seront calculés sur la base d'un excédent brut d'exploitation, diminué des revenus issus de l'installation agrivoltaïque ;

– l'évolution des revenus ne peut s'apprécier qu'à l'échelle de l'exploitation agricole ; un revenu à l'échelle de la parcelle agricole n'a pas de sens sur le plan économique. Mais ce n'est pas incompatible avec le suivi du rendement de ladite parcelle.

La FNSEA rappelle enfin que le revenu agricole fluctue en fonction des prix des marchés, du niveau de production, lui-même fonction de la météo, du climat et de la qualité des sols sur une année. Il est donc pertinent de se référer à une moyenne plutôt qu'à un seuil de revenu, avec la possibilité d'y déroger en cas d'évènement imprévisible, tel d'importants aléas climatiques.

c. La vérification du respect des exigences

Le contrôle du dispositif de l'agrivoltaïsme intervient *ex ante* lors de la demande d'autorisation du projet, et *ex post*, à l'occasion des opérations de contrôle de suivi du respect des critères d'admissibilité. Le projet de décret organise ces étapes.

- Pour rappel, l'article L. 111-31 du code de l'urbanisme dispose que tous les projets agrivoltaïques sont soumis à un avis conforme de la CDPENAF. Cet avis vaut pour toutes les procédures administratives nécessaires à ces projets.

On relèvera qu'en raison de la complexité et de l'impact des projets, et pour satisfaire l'exigence de la loi APER (article L. 111-31) d'auditionner systématiquement le pétitionnaire, le nouvel article R. 423-70-2 du même code

allonge d'un à deux mois le délai à l'issue duquel l'avis de la CDPENAF est considéré comme favorable sur une demande de permis ou la déclaration préalable relative à une installation agrivoltaïque (ou PV au sol).

Le syndicat Jeunes Agriculteurs témoigne cependant d'une jurisprudence très disparate de la part des CDPENAF. Il suggère qu'une charte des CDPENAF soit définie pour harmoniser davantage leur application des règles. Mais en l'absence d'obligation légale, cela ne serait pas envisagé.

● Les procédures d'instruction d'une demande de permis sont précisées par le nouvel article R. 431-27 du code de l'urbanisme, qui détaille en particulier les documents ou informations que le pétitionnaire doit fournir à l'appui de sa demande pour justifier que son projet répond à chaque critère et condition de l'agrivoltaïsme.

Notons aussi que **le projet de décret propose de modifier les règles en matière de compétence pour la délivrance des autorisations d'urbanisme** : les demandes relatives à une installation agrivoltaïque, qui relèvent parfois de la compétence de droit commun (à savoir le maire au nom de la commune si cette dernière dispose d'un document d'urbanisme), seront toutes instruites par les services de l'État et délivrées par le préfet.

Cette réforme est contestée par France Agrivoltaïsme qui préférerait que l'instruction des projets d'une puissance inférieure à 10 MW, comme l'ensemble des projets nécessaires à l'exploitation agricole, relève de la compétence du maire pour favoriser l'appropriation locale des projets.

Si elle est confirmée, les services ministériels soulignent que **cela nécessitera un renforcement des équipes en charge de l'instruction de ces demandes dans les services déconcentrés de l'État**, à raison d'au moins 1 équivalent temps plein (ETP) supplémentaire par département, pour l'analyse de ces dossiers à forte composante technique.

● L'article L. 314-36 du code de l'énergie prévoit quant à lui la définition, par un décret en Conseil d'État des modalités de suivi et de contrôle des installations, ainsi que les sanctions en cas de manquement.

Le nouvel article R. 314-117 du même code décline ce contrôle – qui s'applique également aux zones témoin – en plusieurs temps, à savoir :

- un contrôle préalable à leur mise en service ;
- un contrôle du suivi du respect des critères et conditions réglementaires de l'agrivoltaïsme.

Pour rappel, ces contrôles de suivi auront lieu **tous les 5 ans pour les installations utilisant une technologie éprouvée, tous les 3 ans pour les autres installations, si le taux de couverture est inférieur à 40 %, et tous les ans sinon.**

Chacun de ces contrôles devra se conclure par la transmission à l'autorité compétente (le préfet) d'un rapport d'un organisme scientifique, d'un institut technique agricole, d'une chambre d'agriculture ou d'un expert foncier et agricole établissant un relevé technique des caractéristiques de l'installation. Un **arrêté des ministres** chargés de l'énergie, de l'urbanisme et de l'agriculture précise les points du relevé technique devant figurer dans ce rapport ainsi que les conditions de compétence et d'indépendance de l'organisme mobilisé, « *qui ne peut être partie prenante à l'exploitation du projet d'installation agrivoltaïque* ».

Le ministère chargé de l'agriculture précise que ce rapport devra comprendre une comparaison de la production agricole de l'installation agrivoltaïque à celle de la zone témoin, ou du référentiel en faisant office, et une vérification de cohérence avec résultats agronomiques et séries de données historiques disponibles à l'échelon local. Cette comparaison comprendra les valeurs annuelles de rendement depuis le dernier rapport de suivi. ⁽¹⁾

Le syndicat Jeunes Agriculteurs a fait part de ses doutes sur la fréquence de ces contrôles, en raison notamment de la charge qu'ils représenteront pour les organismes concernés.

● L'article R. 314-117 prévoit enfin que le défaut de transmission du rapport préalable à la mise en service ou de suivi et **le défaut du respect des critères et conditions réglementaires de l'agrivoltaïsme seront sanctionnés par l'application de l'article L. 142-31 du code de l'énergie.** ⁽²⁾

Comme cela a déjà été souligné, le régime de sanction retenu par le projet de décret n'envisage qu'une sanction pécuniaire, la suspension de l'autorisation d'exploiter, pour une durée n'excédant pas un an, ou son retrait dans les cas les plus graves.

Vos rapporteurs se demandent dans quels cas concrets l'autorisation d'exploiter pourra être retirée, déclenchant l'obligation de démanteler les installations et de remettre en état le terrain (conformément à l'article L. 111-32 du code de l'urbanisme). Le silence du texte donne à l'autorité compétente – le préfet – une grande marge d'appréciation, et pourrait laisser perdurer nombre d'installations irrégulières au regard des exigences de l'agrivoltaïsme.

(1) *L'exploitant d'une installation PV relevant d'un des deux régimes organisés par l'article 54 de la loi APER devra par ailleurs transmettre chaque année les informations permettant à l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe) d'assurer le futur suivi statistique des installations agrivoltaïques (article L. 131-3 du code de l'environnement). L'Ademe travaille à la formalisation de ces données. Un formulaire simplifié serait envisagé.*

(2) *L'autorité administrative met l'intéressé en demeure de se conformer dans un délai déterminé aux dispositions du présent code dont elle vise à assurer le respect ou aux dispositions réglementaires prises pour leur application. Elle peut rendre publique cette mise en demeure. Lorsque l'intéressé ne se conforme pas dans les délais fixés à cette mise en demeure, l'autorité administrative peut prononcer à son encontre en fonction de la gravité du manquement :*

1° *Une sanction pécuniaire ;*

2° *Le retrait ou la suspension, pour une durée n'excédant pas un an, de l'autorisation d'exploiter une installation de production d'électricité (notamment).*

Engager cette mesure radicale pourrait intervenir dans un second temps, après avoir demandé aux exploitants des installations de mettre ces dernières en conformité avec les exigences. Vos rapporteurs regrettent que le dispositif ne prévoit pas une telle demande formelle de mise en conformité, en-dehors des installations sur serres, hangars ou ombrières à usage agricole (articles L. 111-28 et R. 463-4 ; et contrairement au régime du PV au sol commenté ci-après).

En tout état de cause, la plupart des syndicats auditionnés partagent la crainte que la France agricole n'ait à supporter pendant des décennies des installations non-conformes.

Enfin, il convient de souligner que les remontées auprès de l'Ademe de données permises par les contrôles serviront également au suivi du déploiement des installations agrivoltaïques. Ce suivi sera réalisé par l'Ademe par le biais de remontées régulières annuelles qui seront capitalisées et anonymisées ; un formulaire simplifié est pour l'heure envisagé. **Ce suivi apparaît indispensable pour chiffrer le bon déroulé des déploiements et répond à la volonté de transparence du législateur.**

4. Photovoltaïque sur les terrains agricoles, naturels ou forestiers réputés incultes ou non exploités depuis une certaine durée : une interprétation extensive de la loi

a. La délimitation des terrains concernés

- i. L'identification par un document-cadre établi par les acteurs agricoles

Pour rappel, l'article L. 111-29 du code de l'urbanisme ouvre, sous certaines conditions, la possibilité d'équiper en modules photovoltaïques (PV) au sol les terrains non urbanisés, non constructibles ou identifiés comme espaces naturels, agricoles ou forestiers (ENAF) par les documents d'urbanisme.

Cette compatibilité s'apprécie, en premier lieu, « *au regard des activités agricoles, pastorales ou forestières qui y sont effectivement exercées ou, en l'absence d'activité effective, qui auraient vocation à s'y développer* ». On a vu au point 2 la portée de cette notion de terrains à vocation agricole, pastorale ou forestière. La lecture croisée des articles L. 111-29 et L. 111-31, confirmée par le nouvel article R. 111-56, distingue ainsi les terrains n'ayant pas une telle vocation, sur lesquels des projets PV peuvent être implantés sur avis conforme de la CDPENAF, et qui ne sont pas soumis aux exigences définies par les articles L. 111-30 et suivants, des terrains ayant une vocation agricole, pastorale ou forestière, sur lesquels **aucun projet photovoltaïque ne peut être implanté hors surfaces identifiées dans un document-cadre**, hors projets agrivoltaïques.

La procédure est ainsi décrite par la loi (article L. 11-29) :

– le document-cadre est proposé par la chambre départementale d'agriculture pour le département concerné.

Il définit notamment les surfaces agricoles et forestières ouvertes à un projet d'installation mentionnées au présent article et à l'article L. 111-30 ainsi que les conditions d'implantation dans ces surfaces ;

– il fait ensuite l'objet d'un arrêté préfectoral, pris après consultation de la commission départementale de préservation des espaces naturels, agricoles et forestiers (CDPENAF), des organisations professionnelles intéressées et des collectivités territoriales concernées. Une des conséquences est que l'autorisation d'implanter des installations PV dans les espaces identifiés par le document-cadre ne relève plus que d'un avis simple de la CDPENAF (sauf s'il s'agit de projets agrivoltaïques).

Le délai entre la proposition du document-cadre et la publication de l'arrêté ne peut excéder six mois.

L'article R. 111-57 du projet de décret mis en consultation précise que :

– la chambre départementale d'agriculture dispose d'un délai de neuf mois pour transmettre au préfet sa proposition de document-cadre ;

– celui-ci la transmet alors pour avis aux organisations et collectivités concernées. Cet avis est réputé favorable à l'expiration d'un délai de deux mois ;

– en revanche, si la chambre d'agriculture n'a pas transmis sa proposition dans les neuf mois impartis, le préfet arrête le document-cadre intégrant au moins les terres identifiées pour une inscription d'office par les alinéas b) à o) de l'article R. 111-54. Bien que cela ne soit pas explicité, cet arrêté devrait être soumis aux mêmes consultations ;

– le document-cadre est révisé au plus tard tous les cinq ans dans les mêmes conditions. Les services ministériels confirment par ailleurs que le document-cadre pourra tout à fait être révisé plus fréquemment.

Vos rapporteurs rappellent que l'esprit du dispositif adopté par le législateur était de confier aux acteurs agricoles, par l'intermédiaire de leurs chambres d'agriculture, la responsabilité et le dernier mot sur l'identification des terrains ouverts aux implantations PV, tout en respectant des délais raisonnables.

Aussi, le projet de décret prévoit l'hypothèse d'une reprise en main par le préfet si la chambre d'agriculture n'a pas transmis sa proposition de document-cadre dans les neuf mois, ainsi que l'inscription d'office dans ce document-cadre de plusieurs types de terrains (voir le point suivant).

La première représente un compromis acceptable entre le temps de travail nécessaire aux chambres d'agriculture (et sollicité par elles) et l'urgence de débloquer les projets PV.

Toutefois, si les services ministériels expliquent que les inscriptions automatiques visent à faciliter l'élaboration des document-cadres, et à rouvrir aux implantations PV des terrains qui constituaient jusqu'alors des cibles privilégiées pour les appels d'offres lancés par le Gouvernement, **vos rapporteurs considèrent que le parti-pris du projet de décret est problématique dans la mesure où :**

– **la liste des terrains concernés est étendue et va plus loin que le périmètre ouvert par la loi au PV au sol ;**

– **cette liste dessaisit largement les chambres d'agriculture de leur pouvoir d'appréciation et d'arbitrage.**

ii. L'exclusion d'office de certains terrains

• **Parallèlement à ces inscriptions automatiques, le 3^o de l'article L. 111-54 exclut d'office certains terrains du recensement par le document-cadre.**

Les services ministériels expliquent qu'il s'agit de **terrains présentant un fort potentiel agricole**, qui doivent être préservées pour l'agriculture, ou qui ont fait ou vont faire l'objet d'opérations d'aménagement foncier pour améliorer leur exploitation agricole.

Ce sont plus précisément des terrains :

– identifiés au sein d'une zone agricole protégée (ZAP), à savoir des zones agricoles dont la préservation présente un intérêt général en raison soit de la qualité de leur production, soit de leur situation géographique, soit de leur qualité agronomique. Elles sont annexées en tant que servitudes d'utilité publique aux plans locaux d'urbanisme intercommunaux [PLU(i)] ;

– inclus dans des périmètres d'aménagement foncier agricole et forestier (AFAF) en cours ou clôturé depuis moins de dix années : les AFAF financés par les conseils départementaux visent à rationaliser les conditions d'exploitation en diminuant le morcellement et la dispersion géographique des parcelles ;

– ou identifiés par la commission départementale d'aménagement foncier au titre de la procédure de mise en valeur des terres incultes ou manifestement sous-exploitées et destinées à être remises en culture.

En revanche, aucune exclusion n'ayant été explicitement citée pour le domaine public, viser des surfaces appartenant au domaine public semble possible *a priori*.

• **La FNSEA et France Agrivoltisme recommandent d'exclure aussi les terres en jachère.** De fait, dans la mesure où elles ne comportent pas de production agricole, on ne peut confirmer la pérennité de leur vocation agricole et contrôler l'absence de détournement en PV sol. Et même si un aménagement

pourrait être prévu pour les jachères en rotation, il serait techniquement complexe d'instaurer un contrôle efficace.

Vos rapporteurs approuvent cette proposition.

b. Une acception large des terrains réputés incultes

Selon l'article L. 111-29 du code de l'urbanisme, seuls peuvent être identifiés au sein des surfaces ouvertes aux implantations PV au sol « *des sols réputés incultes ou non exploités depuis une durée minimale* » définie par décret en Conseil d'État.

Le 1° de l'article R. 111-54 du projet de décret, cité ci-dessous, vient détailler la typologie des terrains réputés incultes.

« Art. R. 111-54. – 1° Une terre est réputée inculte lorsqu'elle est identifiée comme une terre à vocation agricole ou pastorale et qu'elle répond à au moins une des conditions suivantes :

« a) l'exploitation agricole ou pastorale y est impossible au regard du territoire environnant en raison de ses caractéristiques topographiques, pédologiques et climatiques ou à la suite d'une décision administrative. Ce point peut notamment être apprécié au vu d'un indice pédologique départemental ;

« b) Le site est un site pollué ou une friche industrielle ;

« c) Le site est une ancienne carrière, sauf lorsque la remise en état agricole ou forestière a été prescrite ou une carrière en activité dont la durée de concession restante est supérieure à 25 ans ;

« d) Le site est une ancienne carrière avec prescription de remise en état agricole ou forestière datant de plus de 10 ans mais dont la réalisation est inefficace en dépit du respect des prescriptions de cessation d'activité ;

« e) Le site est une ancienne mine, dont ancien terril, bassin, halde ou terrain dégradé par l'activité minière, sauf lorsque la remise en état agricole ou forestier a été prescrite ;

« f) Le site est une ancienne Installation de Stockage de Déchets Dangereux ou une ancienne Installation de Stockage de Déchets Non Dangereux ou une ancienne Installation de Stockage de Déchets Inertes, sauf lorsque la remise en état agricole ou forestier a été prescrite ;

« g) Le site est un ancien aérodrome, délaissé d'aérodrome, un ancien aéroport ou un délaissé d'aéroport en domaine public ou privé ;

« h) Le site est un délaissé fluvial, portuaire routier ou ferroviaire en domaine public ou privé ;

« i) Le site est situé à l'intérieur d'un établissement classé pour la protection de l'environnement soumis à autorisation, à l'exception des carrières et des parcs éoliens ;

« j) Le site est un plan d'eau ;

« k) Le site est dans une zone de danger d'un établissement SEVESO pour laquelle la gravité des conséquences humaines d'un accident à l'extérieur de l'établissement est à minima importante défini selon l'annexe 3 de l'arrêté du 29 septembre 2005 ;

« l) Le site est en zone d'aléa fort ou très fort d'un plan de prévention des risques technologiques ;

« m) Le site est un terrain militaire, ou un ancien terrain, faisant l'objet d'une pollution pyrotechnique ;

« n) Le site est situé dans une zone classée comme favorable à l'implantation de panneaux photovoltaïques dans le plan local d'urbanisme de la commune ou de l'intercommunalité, le cas échéant

« o) Le site est situé sur un terrain forestier, à l'exception des catégories de forêts à forts enjeux de stock de carbone, de production sylvicole et d'enjeux patrimoniaux sur le plan de la biodiversité et des paysages, listées par arrêté interministériel. »

i. L'inclusion automatique de plusieurs types de terrains

Hormis la première catégorie (les terrains où l'exploitation agricole s'avère impossible), pour laquelle la chambre d'agriculture conserve une marge d'appréciation ⁽¹⁾, le projet de décret prévoit que **toutes les autres terres, listées aux alinéas b à o, sont « *présumées incultes* » et automatiquement incluses dans les documents-cadres.**

Sont également incluses d'office dans le document-cadre les surfaces en zone agricole non exploitées et situées à moins de 100 mètres d'un bâtiment d'une exploitation agricole.

Les services ministériels confirment en outre que **l'avis contraire de la chambre d'agriculture à l'inscription automatique de ces terrains n'est pas prévu.**

Ils expliquent que ces terrains correspondent aux terrains du « cas 3 » de l'appel d'offres « Photovoltaïque au sol », c'est-à-dire des terrains sur lesquels le Gouvernement favorise depuis longtemps l'implantation de panneaux photovoltaïques. Le ministère chargé de l'agriculture assure qu'ils représenteraient peu ou pas d'enjeux agricoles ou que leurs possibilités d'exploitation agricole seraient fortement contraintes.

La direction générale de l'aménagement, du logement et de la nature (DGALN) reconnaît toutefois que l'éventualité d'une exploitation agricole ou forestière, sans parler des projets de renaturation, existe toujours pour un certain nombre de ces sites, tels que les différents délaissés ou un ancien aérodrome ; **certains d'entre eux font même déjà l'objet d'une exploitation agricole, pastorale ou forestière.**

Certes, le projet de décret écarte les sites qui sont concernés par une prescription de remise en état agricole ou forestière (les c à f). Mais les sites exploités en-dehors de ce cadre seront inscrits d'office dans les documents-cadres dès lors qu'ils entrent dans l'une des catégories listées.

Quant aux *zones classées comme favorables à l'implantation de panneaux photovoltaïques* (cas n), elles correspondent aux zones délimitées en tant que telles dans le plan local d'urbanisme de la commune ou de l'intercommunalité, souvent sous la forme d'un zonage indicé (les sectorisations de type Npv par exemple). Elles peuvent éventuellement correspondre aux zones d'accélération (ZAER), notamment si la commune a modifié son document d'urbanisme pour que les secteurs identifiés dans les zones d'accélération puissent accueillir des projets d'installations photovoltaïques. Pour autant, **rien ne permet de présumer le caractère inculte de ces périmètres : aussi, il existe un risque d'inclusion dans ce champ de terres où l'exploitation agricole est avérée ou possible.** Le ministère

(1) Même si elle pourra se fonder sur un indice pédologique départemental à mettre en place.

chargé de l'agriculture admet que **cette catégorie est éloignée des critères posés par l'article L. 111-29.**

De manière générale, peu des catégories listées par l'article R. 111-54 semblent mériter une inscription automatique, d'autant moins qu'il s'agit de catégories génériques alors que les contraintes peuvent varier d'un territoire à l'autre.

Vos rapporteurs considèrent en conséquence que la proposition du projet de décret va trop loin.

Lister les sites susceptibles de rentrer dans les conditions du régime défini par l'article L. 111-29 présente un vrai intérêt. Mais **cette liste devrait rester indicative et l'admissibilité de ces différents types de terrains devrait être examinée au cas par cas par les chambres d'agriculture.**

Une telle approche ne serait pas incompatible avec le ciblage de ces sites par les appels d'offre de l'État. Elle pourrait restreindre raisonnablement le vivier potentiel ; il est toutefois probable que les chambres d'agriculture examineront le plus souvent leurs cas dans un esprit d'ouverture, au regard des enjeux d'accélération des EnR comme de valorisation économique de terrains dont les possibilités d'exploitation restent contraintes.

Cette approche préconisée par vos rapporteurs permettrait de respecter l'intention du législateur en redonnant le choix aux professionnels de l'agriculture.

ii. ...très contestée par différents acteurs du monde agricole

Tête de réseau des chambres d'agriculture, **Chambres d'agriculture France dénonce fortement le parti-pris du projet de décret** : *« il n'a pas vocation à inclure d'office ces terrains en les présumant incultes par le biais d'une détermination arbitraire qui ne tient pas compte de leur potentiel agricole ».*

L'organisation critique en particulier l'inscription automatique des zones classées comme favorables à l'implantation de PV dans le PLUi, mais aussi celle des carrières, mines et installations de stockage de déchets, alors que de nouvelles techniques de remise en état du potentiel agricole sont en train d'être développées, ainsi que des délaissés qui font de plus en plus souvent l'objet de conventions entre opérateurs et exploitants agricoles. Elle revendique d'avoir son mot à dire sur ces inscriptions.

Vos rapporteurs partagent cet avis et l'intérêt de prendre en compte systématiquement le potentiel agricole.

La FNSEA et Jeunes Agriculteurs expriment également leur inquiétude concernant les sites classés d'office, et souhaitent qu'*a minima* la procédure

proposée par le projet de décret ne s'applique pas aux zones NPV, qui peuvent être très larges.

France Agrivoltaïsme considère pour sa part que cette procédure représente un risque majeur de déclassement des terres agricoles et souhaite que les chambres d'agricultures et la CDPENAF puissent émettre un veto sur ces inscriptions.

c. Le choix d'un délai glissant pour l'admissibilité des terrains non exploités

L'article R. 111-55 précise le deuxième critère posé par l'article L. 111-29 pour être inscrit dans le document-cadre. Il dispose ainsi que la surface « *doit être non exploitée depuis au moins dix ans* ».

Mais alors que **la loi prévoyait un délai minimal fixé par rapport à sa date de publication, le projet de décret prend en considération des périodes de non-exploitation qui pourront être décomptées après la publication de la loi** : « *À partir du 10 mars 2033, cette surface doit être non exploitée depuis une date antérieure au 10 mars 2023* ».

Concrètement, cela signifie que :

– jusqu'au 10 mars 2033, la terre ne doit pas avoir été exploitée depuis 10 ans. Cela fait nécessairement partir le décompte d'une date antérieure à la publication de la loi ;

– ensuite, à partir du 10 mars 2033, la condition sera que la terre n'aura pas été exploitée depuis le 10 mars 2023, soit une période de 10 ans en 2033, mais 15 ans en 2038, *etc.*

Ce délai glissant modifie le choix du législateur. Toutefois, il serait le fruit de la concertation ; et en retenant une durée significative, il ne remet pas en cause l'objectif premier de la loi de favoriser le développement du photovoltaïque tout en préservant les terres agricoles.

L'idée est de ne pas empêcher la mobilisation future de terrains qui rempliraient cette condition plus tard, sans compromettre l'éventualité d'une reconquête agricole de terrains inexploités depuis une durée plus courte.

Chambres d'agriculture France craint que ce système n'incite les propriétaires fonciers à laisser en sommeil des terrains dont l'exploitation s'est arrêtée peu avant l'adoption de la loi APER. Si une telle possibilité existe effectivement, le risque de sa concrétisation semble limité puisque cela suppose tout de même d'attendre 10 ans sans véritable valorisation des terres.

En tout état de cause, le système n'offre pas d'incitation à laisser dormir les terrains dont l'exploitation s'est arrêtée après la publication de la loi.

d. Le cas particulier des espaces forestiers

Les critères de l'état d'inculture et de non-exploitation sont inadaptés aux forêts. Les cycles sylvicoles étant longs, il peut être normal de ne pas avoir d'intervention pendant plusieurs dizaines d'années.

Il reste que l'article L. 111-29 du code de l'urbanisme vise des zones qui peuvent être forestières ou avoir une vocation forestière. Le projet de décret propose alors de **considérer tout terrain forestier comme ouvert aux implantations PV « à l'exception des catégories de bois et forêts à forts enjeux de stock de carbone, de production sylvicole et d'enjeux patrimoniaux au plan de la biodiversité et des paysages, listées par arrêté interministériel »** (catégorie o de l'article R. 111-54)

Notons que le projet de décret prévoit par ailleurs que ces terrains forestiers soient **automatiquement inscrits dans le document-cadre**.

Selon les informations données par le ministère chargé de l'agriculture, **l'arrêté interministériel pourrait écarter les bois et forêts suivants :**

(i) Ceux qui relèvent du régime forestier défini à l'article L. 211-1 du code forestier, hormis les zones classées hors sylviculture visées au point (ii) ;

(ii) Ceux qui disposent ou relèvent de l'obligation de disposer d'un document de gestion forestière durable prévu au 1° a) et au 2° a) de l'article L. 122-3 du même code, sauf pour les zones classées hors sylviculture dans ces documents lorsqu'ils sont approuvés ;

(iii) Ceux qui disposent d'un des documents de gestion agréé visé aux 1° b), 2° b) et c) de l'article L. 122-3 dudit code ;

(iv) Ceux qui sont issus de boisements ou de reboisements financés par des aides publiques ou réalisés dans le cadre d'une compensation au titre du L. 341-6 du code forestier ;

(v) Ceux qui sont issus de boisements ou reboisements financés sous convention « Label bas carbone » défini par le décret n° 2018-1043 du 28 novembre 2018 ;

(vi) Ceux qui jouent un rôle de protection prévue au titre IV du Livre I^{er} du code forestier ou classés en réserve boisée au titre de l'article L. 341-6 du code forestier ;

(vii) Ceux qui sont classés en réserve biologique au titre de l'article L. 212-2-1 du code forestier ;

(viii) Ceux qui sont reconnus comme zones de protection forte conformément au décret n° 2022-527 du 12 avril 2022 ;

(ix) Ceux qui relèvent d'un statut de protection prévu au livre III du code de l'environnement ;

(x) Ceux qui sont sous engagement fiscal lié au droit de mutation et de succession visé à l'article 793 du code général des impôts ;

(xi) Et ceux qui sont installés sur des sols fertiles avec un potentiel de production forestière supérieur à 3 m³/ha et par an.

Le Centre national de la propriété forestière, l'Institut national de l'information géographique et forestière et l'Office national des forêts apporteront leur appui aux services de l'État et à la chambre d'agriculture départementale pour l'identification des surfaces concernées.

Quant aux zones forestières ouvertes à une implantation PV, on rappellera que **l'article L. 111-33 du code de l'urbanisme interdit ces installations si elles**

nécessitent un défrichement supérieur à 25 hectares (seuil à partir duquel un défrichement est soumis à évaluation environnementale systématique).

En deçà, une autorisation de défrichement au titre de l'article L. 341-3 du code forestier reste nécessaire. Et la parcelle doit retrouver sa vocation forestière à l'issue de l'exploitation.

WWF voudrait que la préservation des forêts aille plus loin en ne permettant que le déboisement des anciennes terres agricoles qui se sont boisées, et interdisant tout défrichement proprement dit (au sens de l'article L. 341-1 du code forestier).

Pour sa part, Chambres d'agriculture France demande que le décret précise que les défrichements correspondant à l'emprise des installations PV sur des terrains forestiers ne peuvent être compensés par le boisement de terre agricole. D'autres modes de compensation existent ; il serait cohérent avec l'objectif l'article 54 que l'on préserve la finalité initiale de ces terres.

e. L'exigence d'une compatibilité des installations photovoltaïques

L'article L. 111-30 du code de l'urbanisme pose **une double condition** : 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 sur lequel elle est implantée.

Ces exigences sont à rapprocher de la **condition de réversibilité** attendue des installations agrivoltaïques (article L. 314-36 du code de l'énergie) comme des installations PV au sol compatibles avec l'exercice d'une activité agricole (article L. 111-32 du code de l'urbanisme), réversibilité qui se traduit en particulier par une obligation de démantèlement des ouvrages au terme de l'exploitation et de remise en état du terrain.

Le nouvel article R. 111-20-1 du code de l'urbanisme en tire aussi des conséquences quant à **la prise en compte de ces installations dans le calcul de la consommation d'espace naturels, agricoles et forestiers** au titre du dispositif du « Zéro artificialisation nette » (ZAN), renvoyant à **deux textes publiés le 31 décembre 2023** :

– **le décret n° 2023-1408 du 29 décembre 2023** définissant les modalités de prise en compte des installations de production d'énergie photovoltaïque au sol dans le calcul de la consommation d'espace au titre du 6° du III de l'article 194 de la loi n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets ;

– et **l'arrêté du 29 décembre 2023** définissant les caractéristiques techniques des installations de production d'énergie photovoltaïque exemptées de prise en compte dans le calcul de la consommation d'espaces naturels, agricoles et forestiers.

Le décret fixe, pour la première tranche de dix ans, les conditions dans lesquelles un espace naturel ou agricole occupé par une installation de production d'énergie photovoltaïque au sol n'est pas comptabilisé dans la consommation d'espaces naturels, agricoles et forestiers, **en se contentant de reprendre les deux conditions précitées** : ne pas affecter durablement les fonctions écologiques du sol et son potentiel agronomique et être compatible avec l'exercice d'une activité agricole ou pastorale sur le terrain sur lequel elle est implantée, si la vocation de celui-ci est agricole.

L'arrêté précise la liste des caractéristiques techniques (une hauteur minimale de 1,10 mètre des panneaux au point bas, un espacement minimal de 2 mètres entre les rangées de panneaux, les types d'ancrages au sol, *etc.*) permettant l'atteinte de ces critères.

Le projet de décret ne va pas plus loin dans l'explicitation des conditions définies par l'article L. 111-30. **Fondamentalement il s'agit d'éviter que le potentiel du terrain ne soit pas dégradé par l'installation de PV au sol, ou pas durablement.**

Mais l'article L. 111-29 précisant que la compatibilité des ouvrages PV avec l'exercice d'une activité agricole, pastorale ou forestière s'apprécie « *à l'échelle des terrains d'un seul tenant faisant partie de la même exploitation* », il faut entendre que les panneaux PV ne devront pas avoir d'impact négatif (en générant de l'ombre par exemple) sur les autres parcelles qui feraient l'objet d'une activité agricole.

Ces impacts potentiels devront être évalués dans les études préalables fournies à l'appui de la demande de permis de construire. De même, le dispositif de suivi devra permettre de veiller à ce que l'installation ne compromette pas la destination future de la zone.

f. Procédures d'autorisation, de suivi et de contrôle

• Les procédures d'autorisation sont précisées par le nouvel article R. 431-27 du code de l'urbanisme.

Le dossier de demande de permis de construire ou celui qui est joint à la déclaration préalable devra comporter des éléments permettant d'apprécier le respect des conditions de compatibilité prévues à l'article R. 111-20-1 pour exempter les installations du décompte « ZAN » (lesquelles sont la reprise des conditions de l'article L. 111-30, voir ci-dessus).

Le dossier de déclaration préalable devra comprendre, en outre, la description de l'état initial du terrain et de ses abords indiquant, s'il y a lieu, les constructions, la végétation et les éléments paysagers existants.

• A l'instar des ouvrages agrivoltaïques, les installations PV au sol seront soumises à des contrôles spécifiques.

L'article R. 463-1 prévoit ainsi un contrôle préalable à leur mise en service, puis un contrôle du respect des conditions de compatibilité qui interviendra **six ans après l'achèvement des travaux**.

L'article L. 461-1 du code de l'urbanisme (non modifié par la loi APER) permet par ailleurs aux préfets et à leurs agents de visiter, de façon inopinée, les installations et de se faire communiquer tous documents se rapportant à leur réalisation. Mais l'article précise que ces contrôles ne peuvent s'exercer que dans les six ans suivant l'achèvement de l'installation. **Cette limite interdirait aussi de réaliser un autre contrôle « article R. 463-1 » après la période des six ans.**

Il pourrait donc être opportun de modifier l'article précité pour que le droit de visite s'exerce sur toute la durée de vie de l'installation PV.

Comme le dispositif de l'agrivoltaïsme, l'article R. 463-1 prévoit que le second contrôle donne lieu à un rapport établi par un organisme scientifique, une chambre d'agriculture ou un expert foncier et agricole, qui doit être indépendant.

Contrairement au dispositif de l'agrivoltaïsme, il ne renvoie pas au régime de sanction de l'article L. 142-31 du code de l'énergie. La réponse au constat que les conditions de compatibilité avec l'activité agricole, pastorale ou forestière ne sont plus réunies est organisée en plusieurs temps :

– **le préfet notifie à l'exploitant de l'installation les points qui nécessitent la mise en conformité de l'installation et le met en demeure d'y procéder** dans un délai ne pouvant excéder six mois ;

– si à l'expiration du délai imparti il n'a pas été déféré à la mise en demeure, le préfet peut faire application des dispositions des articles du titre VIII du livre IV du code de l'urbanisme (articles L. 480-1 à L. 481-3) qui prévoient des astreintes, des mesures de consignation, voire des sanctions pénales et civiles.

L'autorité compétente peut également prescrire le démantèlement de l'installation (comme le prévoit l'article L. 111-32 du code de l'urbanisme) **dans un délai qu'elle détermine.**

Vos rapporteurs saluent la gradation de cette réponse administrative, qui fait défaut au dispositif de l'agrivoltaïsme.

Ils s'interrogent néanmoins sur la forme que prendra le contrôle préalable, et sur le flou sur la mise en œuvre des sanctions : qui ? combien ? pourquoi ?

Ils relèvent enfin que les acteurs agricoles appellent à des sanctions réellement dissuasives pour être efficaces.

5. Durée des installations et démantèlement

L'article L. 111-32 du code de l'urbanisme dispose, pour les deux types d'installations solaires (agrivoltaïsme et PV au sol sur terres agricoles, naturelles ou forestières), que ces ouvrages sont autorisés pour une durée limitée et qu'ils doivent être démantelés au terme de cette durée ou au terme de la durée de l'ouvrage s'il survient avant.

Le propriétaire du terrain d'assiette est également tenu d'enlever « *dans un délai raisonnable* » l'ouvrage et de remettre en état le site lorsque l'ouvrage n'est pas ou plus exploité ou lorsqu'il est constaté que les conditions de compatibilité avec l'activité agricole, pastorale ou forestière ne sont plus réunies.

● L'article R. 111-58 du projet de décret précise que les installations visées par l'article 54 de la loi APER seront autorisées pour une **durée maximale de 40 ans, avec possibilité de la proroger de 10 ans, renouvelables**, si elles présentent encore un rendement significatif.

Pour les développeurs les projets sont généralement amortis au bout de 20 ans. Toutefois 40 ans correspondent à la durée de vie possible de ces installations, ainsi qu'à la durée d'activité d'un agriculteur. L'agrivoltaïsme peut ainsi permettre à des jeunes de s'installer et d'avoir un accès au foncier plus facilement.

Les services ministériels indiquent que **le service instructeur vérifiera que les critères prévus par le décret sont toujours remplis** avant d'accorder la prorogation ; et les contrôles continueront à être menés dans les conditions permises par le projet de décret.

● L'article R. 111-59 liste pour sa part les opérations de démantèlement et de remise en état attendues, jusqu'au recyclage ou à l'élimination des déchets.

Elles devront être réalisées dans le **délai d'un an** à compter de la fin de l'exploitation ou de la date d'échéance de son autorisation – mais ce délai peut être étendu jusqu'à trois ans en cas de difficultés matérielles tenant à la topographie du terrain (notion qui n'est pas bien comprises par tous)

Les articles R. 111-59, R. 314-118 et R. 463-3 prévoient également l'intervention de l'organisme responsable des contrôles pour établir **un relevé technique du terrain**, transmis à l'autorité compétente, et attester le maintien des qualités agronomiques des sols. C'est une garantie supplémentaire pour la bonne réalisation de ces opérations.

Par ailleurs, les articles L. 314-40 du code de l'énergie et L. 111-32 du code de l'urbanisme disposent que l'autorisation des installations agrivoltaïques ou

photovoltaïques sur terres agricoles, naturelles ou forestières pourra être subordonnée à **la constitution de garanties financières** nécessaires aux opérations de démantèlement et de remise en état des terrains.

L'article R. 111-60 du projet de décret en exempte toutefois les installations sur bâtiments car il n'est pas envisagé, passé 40 ans, de demander le démantèlement d'un bâtiment équipé en panneaux solaires, sauf s'il s'agit d'une serre agrivoltaïque. ⁽¹⁾

Aux termes des articles R. 314-18 et R. 463-3, **les garanties financières pourront être mises en œuvre** si, après une mise en demeure, le rapport de contrôle n'a toujours pas été transmis, qu'il ne permet pas d'attester du respect de la bonne réalisation des opérations de démantèlement et de remise en état ou que ces travaux n'ont pas été réalisés dans les conditions prévues. L'autorité compétente procédera alors d'office aux travaux nécessaires.

Certains acteurs auditionnés, comme Chambres d'agriculture France et France Agrivoltaïsme, souhaiteraient que la constitution de ces garanties financières soit obligatoire, et non à la discrétion de l'autorité délivrant l'autorisation.

Cela constituerait une forme d'assurance pour le financement de ces opérations qui rassurerait les CDPENAF et les agriculteurs.

Ces derniers craignent en effet le budget que cela représentera : le coût serait d'environ 7 000 € par MWh aux dires de Jeunes Agriculteurs. Mais les exigences de recyclage pourraient l'alourdir encore.

Or, si l'obligation de constituer des garanties financières revient au bénéficiaire de l'autorisation d'implantation, c'est-à-dire l'énergéticien, **le projet de décret fait reposer la responsabilité du démantèlement et de la remise en état du site sur le propriétaire de l'assiette foncière**. Les garanties financières n'étant utilisées qu'en cas de défaillance de ce dernier, ce dispositif reviendra, dans la plupart des cas, à faire porter au propriétaire tout ou partie des coûts de ces opérations.

Nombre d'acteurs considèrent au contraire que leur charge devrait revenir à l'énergéticien qui pose lui-même les panneaux solaires et en recueille l'essentiel des revenus. Cette prise en charge pourrait être modulée en fonction de la puissance installée et pourrait se concrétiser soit par une mise en œuvre directe, soit par un financement. **Entériner cette attribution nécessiterait une modification législative.**

(1) L'article R. 111-60 vient plus largement préciser les modalités et l'utilisation des garanties financières :
– leur montant est fixé par l'arrêté d'autorisation d'urbanisme et peut être actualisé ;
– elles sont consignées entre les mains de la Caisse de dépôts et consignations. Le récépissé de consignation doit ensuite être transmis au maire avant le démarrage des travaux ;
– la levée de ces obligations intervient lorsque les travaux de démantèlement et de remise en état du site ont partiellement ou totalement été réalisés.

6. Des problématiques importantes ne sont pas encore résolues ; les questions des baux ruraux et du partage des revenus

À l'exception de la Confédération paysanne, opposée à l'ouverture des terres agricoles aux implantations PV, les autres acteurs agricoles auditionnés oscillent entre enthousiasme et prudence, mais reconnaissent tous les opportunités que l'agrivoltaïsme ou les installations compatibles avec une activité agricole, pastorale ou forestière peuvent offrir aux propriétaires, exploitants agricoles et aux jeunes agriculteurs qui veulent s'installer, par les services, l'électricité en autoconsommation et les revenus complémentaires qu'elles apportent.

Ces installations peuvent aussi être une réponse aux terres agricoles abandonnées. Entre 30 000 et 35 000 hectares par an seraient ainsi perdus pour la production agricole, selon le syndicat Coordination rurale, parce qu'elles sont peu rentables et plus difficiles à exploiter ou que le renouvellement de l'exploitant ne se fait pas. On approcherait des 3 millions d'hectares ainsi délaissés. Même si toutes ces terres ne sont pas attractives pour des investissements PV, le vivier est assez large pour répondre à une partie des objectifs nationaux.

Il y a donc une attente certaine s'agissant de la publication des décrets et arrêtés, sous réserve que les difficultés précédemment soulevées soient clarifiées pour garantir un déploiement des installations PV respectueux des principes voulus par le législateur.

L'article 54 de la loi APER invite ainsi le décret à déterminer les conditions de déploiement de l'agrivoltaïsme dans le respect non seulement de la priorité donnée à l'activité agricole et à la souveraineté alimentaire, mais aussi des règles qui régissent le marché du foncier agricole, notamment le statut du fermage – la question des baux ruraux –, la mission des sociétés d'aménagement foncier et d'établissement rural et la politique de renouvellement des générations.

Vos rapporteurs invitent le Gouvernement à poursuivre les réflexions pour sécuriser l'articulation juridique entre déploiement de l'agrivoltaïsme et respect des règles du foncier agricole, qui dépassent le cadre du décret.

- Certains acteurs auditionnés ont alerté vos rapporteurs sur le risque majeur que les propriétaires fonciers, en particulier quand ils ne sont pas eux-mêmes exploitants, puissent privilégier les projets PV, plus rémunérateurs pour eux, au détriment de l'exploitation agricole de leurs terres, en profitant par exemple de l'échéance du bail rural, d'un remplacement des exploitants ou d'une succession.

Le risque vient aussi des baux emphytéotiques conclus entre propriétaires fonciers et énergéticiens qui retirent aux exploitants la maîtrise du sol. Les énergéticiens peuvent aujourd'hui imposer à ces derniers les contraintes découlant du projet d'aménagement PV convenu avec le propriétaire foncier. Il y a donc un enjeu vital à réfléchir à la bonne coordination entre ces baux emphytéotiques et les baux ruraux.

Chambres d'agriculture France constate qu'aujourd'hui, les conventions entre les trois parties ne sont pas assez sécurisées.

Conscients des dérives possibles, les services ministériels ont indiqué que **des adaptations sont en cours de réflexion** : notamment sur l'introduction de clauses agrivoltaïques dans le bail rural pour sécuriser la co-activité.

Ces évolutions, *« s'il est démontré qu'elles sont nécessaires »*, **impliqueront des modifications législatives.**

Ces réflexions devraient être conduites dans le cadre du Pacte d'orientation en faveur du renouvellement des générations en agriculture. Un groupe de travail devrait être constitué pour identifier les dispositions législatives et réglementaires nécessaires **pour sécuriser les relations contractuelles entre bailleur, preneur et un tiers intervenant** dans le cadre de projets énergétiques prenant place dans la durée sur l'exploitation.

- Il faut également évoquer l'impact ambivalent qu'aura la valorisation des propriétés par l'équipement PV sur le prix du foncier et son accessibilité aux jeunes agriculteurs : apportant des revenus plus stables, elle sécurisera ces derniers ; mais elle entraînera aussi un prix des terres un peu plus élevé.

L'accompagnement des banques face à ces nouvelles données sera déterminant.

- Par ailleurs, la question du partage des revenus issus des installations PV est posée, sans réponse claire.

S'agissant du partage de la valeur, tel que prévu par l'article 93 de la loi APER, le projet de décret correspondant propose **un dispositif spécifique** pour les projets agrivoltaïques ou PV sur terres agricoles, forestières et naturelles, **dont vos rapporteurs interrogent la pertinence** (voir l'analyse de l'article 93 au titre VI).

Pour rappel, il est envisagé de flécher le financement provenant de ces installations agrivoltaïques vers des actions financées par les communes en faveur de la résilience agricole au changement climatique et sélectionnées après avis de la chambre d'agriculture.

Le sujet du partage contractuel de la valeur demeure également un point d'attention crucial qu'il convient d'étudier plus en détail.

Tous les acteurs considèrent que les exploitants devraient percevoir une part des importants bénéfices que les énergéticiens tireront des implantations PV sur leurs terres, parce que même correctement dimensionnées, elles représenteront une contrainte significative pour leur activité et parce que dans la plupart des cas elles entraîneront une diminution de leurs rendements sans qu'un principe de compensation ne soit posé par la loi ou le projet de décret.

Les ministères indiquent que des échanges avec les représentants de la profession agricole sont engagés sur ce sujet.

• Enfin, **vos rapporteurs s’interrogent sur la façon dont les projets agrivoltaïques seront pris en compte dans la détermination des objectifs régionaux de développement des EnR et dans l’appréciation de l’atteinte de ces objectifs.**

Ni la loi APER, ni le projet de décret ne répondent à cette question.

C. LES AUTRES ARTICLES PRÉVOYANT UN RAPPORT OU DES MESURES RÉGLEMENTAIRES (ARTICLES 36, 37, 45, 50 ET 52)

• Trois articles prévoyaient la remise d’un rapport du Gouvernement au Parlement dans les six mois ou l’année de la promulgation : **l’article 45**, sur l’opportunité de couvrir les toitures des bâtiments non résidentiels d’un revêtement réfléchissant ; **l’article 50**, sur les soutiens financiers existants à l’installation de dispositifs de production d’énergie solaire ainsi que sur les mesures financières envisagées pour accélérer leur déploiement et **l’article 52**, sur les synergies qui pourraient exister entre le désamiantage des bâtiments et le développement du solaire photovoltaïque. **Seul ce dernier a été remis le 13 décembre 2023.**

Les rapporteurs regrettent l’absence de remise des autres rapports.

• **L’article 36** adapte les procédures de mise en concurrence sur le domaine public de l’État et des communes afin d’accélérer le développement de projets de production d’EnR. **Le II** de l’article prévoit notamment que l’État se fixe un objectif de mise à disposition, sur son domaine public et son domaine privé, de surfaces pour le développement d’installations de production d’EnR. Pour la période 2023-2027, un décret doit ventiler cet objectif par ministères et gestionnaires des domaines de l’État.

Pour la mise en œuvre de cet article, les services ministériels n’évoquent qu’un **recensement des espaces routiers susceptibles d’être équipés en photovoltaïque**. La mission d’appui au financement des infrastructures (FININFRA) de la direction générale du Trésor et le Cerema accompagnent ainsi les 11 directions interdépartementales de routes (DIR) pour la valorisation des parkings sur les aires de repos (non concédées) ainsi que des échangeurs routiers (délaissés du domaine public routier). Ils visent particulièrement les parkings disposant de places de stationnement d’une surface supérieure à 500 m² et d’une configuration permettant la création de grappes de projets d’une puissance minimale de 2MWc et ne s’intéressent qu’aux échangeurs de plus de 5 000 m².

Le volume de projets à développer – après mises en concurrence – devrait être fixé à la mi-février, pour une mise en œuvre sur les parkings qui pourrait s’engager dès le deuxième trimestre 2024.

Les rapporteurs Alfandari, Bothorel et Laisney saluent ce volontarisme mais déplorent que l'État ne semble pas avoir engagé un recensement équivalent sur l'ensemble de ses domaines.

● **L'article 37** prévoit des dérogations à la loi Littoral pour l'implantation en discontinuité urbaine, sous certaines conditions et hors espaces remarquables, d'installations solaires (photovoltaïque ou thermique), ou de stockage ou de production d'hydrogène bas carbone, sur des friches (au sens de l'article L. 111-26 du code de l'urbanisme, à savoir des sites dont le réemploi nécessite un aménagement ou des travaux préalables) ou des bassins industriels de saumure saturée. Cet article renvoie à un décret le soin d'établir la liste des friches ouvertes à ces dérogations.

Après concertation avec le Conservatoire de l'espace littoral et des rivages lacustres, et consultation informelle de l'ensemble des communes ou établissements publics de coopération intercommunale, qui auraient tous répondu favorablement, **un premier décret n° 2023-1311** ⁽¹⁾ a été publié le 29 décembre 2023. Toutefois, certaines friches repérées par les services déconcentrés nécessitant un complément d'analyse, un second décret pourrait venir le compléter au premier semestre 2024.

Notons que cet article 37 est également visé par le **décret n° 2023-517 du 28 juin 2023** qui renverse le principe ordinaire selon lequel le silence de l'administration vaut acceptation s'agissant des autorisations spéciales accordées aux projets susceptibles de prétendre aux dérogations (voir commentaire au titre II).

(1) Décret n° 2023-1311 du 27 décembre 2023 pris pour l'application de l'article L. 121-12-1 du code de l'urbanisme.

TITRE IV : MESURES TENDANT À L'ACCÉLÉRATION DU DÉVELOPPEMENT DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE EN MER (ARTICLES 56 À 66)

Le titre relatif à l'éolien en mer n'appelle explicitement qu'un seul décret d'application, non encore paru. Néanmoins, des enjeux de planification imminents se rattachant à d'autres dispositions de ce titre, vos rapporteurs se sont intéressés à la réalisation de la cartographie des zones prioritaires pour le développement de l'éolien en mer.

A. LA CARTOGRAPHIE DES ZONES PRIORITAIRES POUR LE DÉVELOPPEMENT DE L'ÉOLIEN EN MER EST EN COURS (ARTICLE 56)

1. Les dispositions de la loi

L'article 56 de la loi APER prévoit que le document stratégique de façade (DSF) établisse une **cartographie des zones maritimes et terrestres prioritaires pour l'implantation des éoliennes en mer et de leurs ouvrages de raccordement**, sur une période de **10 ans** à compter de sa publication. Cette cartographie doit également définir les **zones prioritaires pour le développement de l'éolien en mer à l'horizon 2050**, ces zones pouvant être revues lors des révisions du DSF intervenant après cette première période de 10 ans. Plusieurs précisions sont apportées pour la bonne définition de ces zones :

– la cartographie à 10 ans doit être réalisée de manière à atteindre les objectifs de développement des EnR prévus par la PPE, en prenant en compte l'objectif de préservation et de reconquête de la biodiversité, en particulier des aires marines protégées ;

– cette même cartographie doit cibler d'abord « *des zones prioritaires situées dans la zone économique exclusive et en dehors des parcs nationaux ayant une partie maritime* ». En complément, l'article 57 prévoit que les procédures de mise en concurrence pour l'éolien en mer doivent concerner en priorité les zones prioritaires situées en zone économique exclusive (ZEE).

Aux termes de cet article 56, **la publication de la cartographie à 10 ans doit intervenir en 2024**, dans le cadre de la révision des DSF. Enfin, il adapte les procédures de participation du public relatives à la planification maritime.

2. Le débat public relatif à la révision des documents stratégiques de façade a débuté

Une nouvelle **Stratégie nationale pour la mer et le littoral** devrait prochainement être publiée par décret, couvrant la période 2023-2029. Elle a été

élaborée avec l'ensemble des acteurs concernés et porte tant sur les enjeux économiques, qu'environnementaux et sociaux.

Par ailleurs, le Président de la République avait annoncé, en 2022, l'objectif de déployer **40 GW** d'éolien en mer à l'horizon 2050. En 2023, le Gouvernement a rehaussé cet objectif à **45 GW**, un objectif intermédiaire étant fixé à **18 GW** en 2035. Selon les services du ministère, ces objectifs s'expliquent notamment « *au regard des tensions identifiées sur le système électrique, l'électrification des usages impliquant un besoin en électricité supérieur à celui envisagé initialement* ».

Le rehaussement de cet objectif de 40 à 45 GW, s'il s'explique par un besoin en électricité supérieur à celui envisagé initialement, a été diversement accueilli de la part des acteurs : si les exploitants de parcs éoliens en mer en sont satisfaits, d'autres sont plus réservés. Le Comité national des pêches maritimes et des élevages marins (CNPMEM) préférerait un objectif de 40 GW, en soulignant notamment la possibilité que d'autres technologies puissent se développer et contribuer aussi à la souveraineté énergétique française. L'Association nationale des élus des littoraux (ANEL) regrette des évolutions « *impromptues ou n'ayant pas fait l'objet d'un travail de concertation préalable* ».

Un débat national sur la mise à jour des DSF et sur la cartographie de l'éolien en mer a été lancé par la Commission nationale du débat public (CNDP) et s'étend du **20 novembre 2023 au 26 avril 2024** ⁽¹⁾.

3. La cartographie des éoliennes en mer doit prendre en compte l'ensemble des enjeux de planification maritime

a. Un travail de planification bienvenu

La planification de l'éolien en mer et, plus largement, le débat sur la révision des DSF est un exercice indispensable et perçu comme tel par une très large majorité d'acteurs auditionnés. Cependant, l'objectif de publier la cartographie de l'implantation des éoliennes en mer dès 2024 est, là aussi, diversement accueilli.

Les exploitants des parcs éoliens sont plutôt convaincus par l'objectif et optimistes quant à son atteinte. Par exemple, EDF souligne la nécessité que ce calendrier soit tenu, notamment pour lancer les appels d'offres attendus. Les enjeux de respect du calendrier sont tout aussi majeurs compte tenu des capacités industrielles à réserver afin d'assurer le raccordement des parcs dans les délais, comme a pu le souligner RTE. D'autres, tels que le CNPMEM ou l'ANEL, appellent cependant à la vigilance afin de ne pas précipiter l'exercice. L'absence de publication de la nouvelle PPE n'est pas non plus de nature à donner toute la visibilité suffisante.

(1) <https://www.debatpublic.fr/la-mer-en-debat>

Par ailleurs, les services ministériels ont précisé à vos rapporteurs l'articulation entre les deux échéances de planification prévues à l'article 56 de la loi :

– à l'horizon de 10 ans, le but est de disposer d'une cartographie permettant, en accord avec les objectifs de la PPE, de débiter rapidement les projets concernés. L'objectif est d'identifier **15,5 GW de capacités** à attribuer sur cette période. À cette échéance, c'est le **déploiement de l'éolien posé** – plutôt que flottant – qui sera privilégié, compte tenu de la maturité et de la compétitivité des filières concernées. En effet, le ministère relève qu'« *il est aujourd'hui techniquement et économiquement inenvisageable de raccorder un parc éolien en mer dont le poste en mer serait dans une profondeur d'eau supérieure à 100 mètres, la technologie flottante pour la sous-station électrique n'existant pas encore à ce jour. Il est en revanche envisagé que la technologie flottante pour les sous-stations électriques en courant continu soit disponible au-delà de 2040 et rende donc possible l'installation de parcs sur l'ensemble du plateau continental à cet horizon* » ;

– à l'horizon de 2050, il s'agit d'élaborer une cartographie permettant de donner de la visibilité aux différents acteurs, par exemple en initiant des études sur les zones retenues. De l'éolien flottant pourra plus facilement être déployé plus loin des côtes à un tel horizon : cette technologie atteint désormais un stade commercial et ses coûts, « *aujourd'hui plus élevés en l'absence de projets de taille importante (...), devraient se rapprocher sensiblement de ceux de l'éolien posé pour des projets attribués à la fin de la décennie* ».

b. La réussite de l'exercice tient à l'adhésion de l'ensemble des parties prenantes à la planification et à la nécessaire mise à disposition des données s'y rattachant

Vos rapporteurs relèvent la nécessité de bien intégrer l'ensemble des parties prenantes au travail de cartographie. Tous les acteurs doivent pouvoir contribuer à alimenter celle-ci. Comme pour les zones d'accélération définies pour les EnR terrestres, il est important de ne pas donner le sentiment de décisions déjà prises avant même que le débat ait lieu.

Cette préoccupation rejoint celle d'un besoin de disposer de données objectives sur lesquelles fonder le débat et les décisions qui en découleront. Le travail de cartographie et de planification doit être l'occasion de mettre à disposition le plus vaste spectre de données possible, afin de disposer d'un constat partagé sur l'établissement ou la quantification de certains phénomènes, en particulier concernant les conséquences de l'implantation d'éoliennes en mer sur la biodiversité et la ressource halieutique.

Dans cet objectif, le Cerema accompagne l'administration, tandis que RTE met à la disposition du public un ensemble d'éléments pédagogiques au cours des débats (cartes, fiches techniques par exemple). L'OFB est également associé à la

réalisation des zonages en contribuant notamment à la description, la priorisation et la localisation des enjeux environnementaux.

Vos rapporteurs souhaitent que l’Observatoire national de l’éolien en mer, créé en 2022, permette d’accélérer et de structurer ce travail. Un appel à projets de recherche dans le cadre de cet observatoire, porté par l’OFB, a été lancé le 15 juin 2023, afin de « *développer des connaissances nouvelles sur le milieu marin et les impacts de l’éolien en mer sur ce milieu* ». Trois premiers projets ont été sélectionnés dans ce cadre. D’autres projets pourraient être retenus à l’issue de la seconde phase de candidatures, qui s’est achevée le 31 décembre 2023.

c. Les critères de définition de ces zones doivent tenir compte de l’ensemble des activités, sans se focaliser uniquement sur la production d’énergie

La définition des zones prioritaires pour le développement de l’éolien en mer doit s’effectuer selon une approche intégrée, qui prend en compte l’ensemble des enjeux abordés dans le cadre de la révision des DSF. C’est un gage de son acceptabilité.

Vos rapporteurs ont pu constater une certaine unanimité lors des auditions sur le fait de privilégier des parcs éoliens de taille importante plutôt que de multiplier les petits parcs.

Les impacts sur la biodiversité et l’environnement doivent être limités. Cet enjeu de préservation de la biodiversité est partagé par les acteurs. L’OFB souligne par exemple qu’« *il est particulièrement important de prendre en compte l’avifaune marine en phase d’exploitation, les mammifères marins en phase chantier (bruit sous-marin), ou encore les habitats du fond de la mer (par exemple le maerl ou le corail profond)* ». Certaines associations regrettent une insuffisante prise en compte de ces enjeux environnementaux. FNE et WWF souhaitent exclure toute implantation d’éoliennes au sein des aires marines protégées. FNE souligne aussi la nécessité de « *prendre en compte les impacts cumulés des activités déjà existantes dans les zones envisagées* ».

Par ailleurs, l’implantation de 45 GW d’éolien en mer couvrira moins de 2 % du domaine maritime métropolitain, selon Engie. Sur les parcs déjà construits, plusieurs acteurs ont fait état de l’apparition d’un « effet récif » autour des éoliennes, renforçant la densité de la faune et de la flore. Le partage de données dans le cadre de la cartographie devrait permettre d’objectiver cet effet.

Concernant l’implantation prioritaire des éoliennes en mer en ZEE et en dehors des parcs nationaux ayant une partie maritime, le ministère confirme que les zones soumises au débat respecteront la priorisation en ZEE. Seule la zone Picard-Opale sur la façade Manche Est-Mer du Nord fait exception. Plus généralement, le ministère relève que « *la localisation d’un parc dans le domaine public maritime (DPM) pourrait être conditionnée à des enjeux de trafic maritime, la minimisation du risque d’effet environnemental, une bonne acceptabilité locale, ou encore les capacités de raccordement* ». Par ailleurs, seuls deux parcs

nationaux ⁽¹⁾ ont une partie maritime en France métropolitaine et les zones soumises à débat ne sont pas situées dans ces parcs.

Le **pluriusage** des zones semble inévitable pour le CNPMM, « *l'espace maritime étant soumis à plusieurs pressions (politiques environnementales et autres usages) et n'étant pas extensible. La profession défend strictement la nécessité de prévoir le maintien de la pêche dans les parcs éoliens et est favorable à la compatibilité entre aires marines protégées et parcs éoliens* ».

Par ailleurs, tout comme pour la planification terrestre, les enjeux liés au **raccordement** devront nécessairement être pris en compte.

Plus généralement, ces nouveaux parcs éoliens poseront la question du **partage de la valeur**. Plusieurs acteurs souhaitent que des contributions des porteurs de projet puissent être fléchées vers le secteur de la pêche, notamment pour la décarbonation de sa flotte. L'ANEL souhaite également que la future fiscalité des éoliennes en ZEE « *puisse venir alimenter un fonds d'adaptation des territoires littoraux aux effets du changement climatique, effets parmi lesquels figurent l'accélération de l'érosion côtière et la montée du niveau des eaux* ». À ce sujet, le Président de la République déclarait aux Assises de l'économie de la mer en novembre 2023 que « *l'éolien en mer va nous permettre de financer la pêche à hauteur de 700 millions d'euros* » ⁽²⁾. Plus globalement, la question de la répartition du produit de la taxe sur les éoliennes maritimes reste posée, renvoyée à la prochaine loi de finances.

B. LES DISPOSITIONS DE SIMPLIFICATION ADMINISTRATIVE LIÉES À L'ÉOLIEN EN MER

1. Les dispositions de la loi (art. 58, 60 et 61)

L'article 58 de la loi APER impose à l'État la **réalisation des études techniques et environnementales** nécessaires aux candidats dans le cadre d'un appel d'offres pour l'exploitation d'éoliennes en mer, en particulier pour leur permettre de produire l'étude d'impact demandée. Il est aussi prévu la possibilité pour l'État **d'anticiper ces études**, préalablement au lancement d'une ou plusieurs procédures de mise en concurrence.

Les **articles 60 et 62** comportent des dispositions ayant trait à **l'octroi de pouvoirs de régularisation** au juge administratif pour les litiges portant sur les conventions d'occupation du domaine public maritime (CUDPM) et sur l'autorisation unique en ZEE. Ces dispositions n'appellent pas explicitement de mesures réglementaires d'application.

(1) Parc national des Calanques et parc national de Port-Cros.

(2) <https://www.vie-publique.fr/discours/292043-emmanuel-macron-28112023-souverainete-maritime-de-la-france>

Enfin, l'**article 61** permet, pour les installations de production d'EnR en mer et leurs ouvrages de raccordement, que l'autorisation environnementale tienne lieu d'autorisation unique et de CUDPM.

2. Les dispositions d'application

L'**article 58**, qui ne nécessite pas de mesures d'application, est salué positivement par les exploitants : la réalisation en temps et en heure de ces études est en effet un facteur clé pour accélérer le déploiement de l'éolien en mer et pour tenir les délais. Ces mesures vont de pair avec celles prévues à l'article 31 de la loi APER (cf. *supra*). Le ministère indique que pour les procédures de mise en concurrence prévues pour 2024 et 2025, les études seront bien lancées en anticipation.

S'agissant de l'**article 61**, l'article 1^{er} du décret n° 2023-1209 ⁽¹⁾ procède à une adaptation réglementaire rendue nécessaire pour modifier le contenu du dossier de demande de l'autorisation environnementale, afin d'y inclure des éléments relatifs à la CUDPM et à l'autorisation unique en ZEE. RTE indique que le projet Centre Manche 1&2, situé en ZEE, sera le premier à bénéficier des simplifications permises par l'article 61.

C. LE DÉCRET SUR LES ÎLES ARTIFICIELLES, LES INSTALLATIONS ET LES OUVRAGES FLOTTANTS N'EST TOUJOURS PAS PUBLIÉ

1. Un décret doit préciser la réglementation applicable aux îles artificielles, aux installations et aux ouvrages flottants (art. 63)

L'article 63 de la loi APER crée de nouvelles dispositions encadrant le statut et la sécurité des îles artificielles, des installations et des ouvrages flottants dans les espaces maritimes relevant de la souveraineté ou de la juridiction française. Ils étaient auparavant assimilés à des navires en ZEE, régime manifestement inadapté pour de telles installations.

La loi renvoie largement au pouvoir réglementaire le soin de fixer les dispositions applicables. Doivent ainsi être définies :

– **les règles de construction, d'entretien et d'exploitation de ces ouvrages**, ces règles devant permettre d'assurer la sécurité maritime, la sûreté de leur exploitation et la prévention de la pollution ;

– par décret en Conseil d'État, **les modalités du contrôle de l'application de ces règles**, qui peut être effectué par un organisme agréé ;

– par décret en Conseil d'État, sous quelles conditions l'agrément d'un tel organisme peut être suspendu ou retiré par l'autorité administrative compétente ;

(1) [Décret n° 2023-1209 du 19 décembre 2023](#) portant application de l'article L. 181-2 du code de l'environnement et modifiant l'article D. 314-15 du code de l'énergie.

– par décret en Conseil d’État, des précisions sur l’emploi des sommes consignées en raison d’un non-respect de la réglementation par le propriétaire ou l’exploitant de l’ouvrage.

Enfin, il est également possible **d’exclure par voie réglementaire** certaines catégories d’îles artificielles, d’installations ou d’ouvrages flottants du régime créé par l’article 63, selon leurs caractéristiques, la finalité et l’usage poursuivis.

2. Le décret est toujours en attente de publication

Le décret d’application de l’article 63 n’a pas encore été publié. Les services ministériels ont précisé que la date prévisionnelle de publication de celui-ci avait été repoussée au mois d’avril 2024, « *au regard de la technicité de ces textes et de la nécessaire concertation avec d’autres entités ministérielles, ainsi qu’avec certains acteurs industriels* ». Il s’agit en effet de créer un cadre juridique totalement nouveau, qui concerne des structures très diverses – et pas uniquement des éoliennes flottantes.

L’OFB a publié un référentiel technique spécifique à ce type d’installations, en lien avec les industriels et les associations environnementales. Il « *comprend des recommandations en termes de réalisation de l’état initial, d’évaluation des incidences et d’application de la séquence " éviter, réduire, compenser " qui pourraient être en partie reprises par voie réglementaire, au sein d’un arrêté (inter)ministériel de prescriptions générales par exemple* », selon cet office.

D. UN « DÉCRET BALAI » COMPORTANT DES DISPOSITIONS RELATIVES AUX ÉOLIENNES EN MER A ÉTÉ PUBLIÉ

Non prévu par la loi APER, le **décret n° 2023-1419 du 29 décembre 2023** portant diverses modifications aux dispositions applicables aux installations de production d’énergie renouvelable en mer et à leurs ouvrages de raccordement précise, entre autres dispositions, certaines modalités d’application de son article 61. Il comporte également des dispositions d’application relatives à la loi de programmation militaire⁽¹⁾. Parmi les dispositions de ce décret ayant plus spécifiquement trait à l’éolien en mer :

– **les articles 1^{er} et 2** prévoient un allongement de la durée de l’autorisation d’exploiter une éolienne en mer, tant sur le domaine public maritime qu’en ZEE : celle-ci passe de 40 à 50 ans. Le ministère explique que cette échéance est davantage en adéquation avec la durée de vie des turbines, compte tenu des progrès récents effectués en la matière ;

– **l’article 3** constitue une modalité d’application de l’article 61 de la loi APER : il précise les saisines pour avis que doit faire le préfet lorsque la demande

(1) [Loi n° 2023-703 du 1^{er} août 2023](#) relative à la programmation militaire pour les années 2024 à 2030 et portant diverses dispositions intéressant la défense.

d'AE tient lieu d'autorisation unique et qu'elle porte sur un projet de raccordement d'éoliennes en mer ;

– **l'article 5** prévoit la compétence du Conseil d'État en premier et dernier ressort pour certains contentieux, par exemple ceux liés à la participation du public dans le cadre des procédures de mise en concurrence pour l'éolien en mer ;

– **les articles 6 à 9** apportent des précisions relatives aux procédures de mise en concurrence pour les installations d'EnR en mer. Le cahier des charges pourra prévoir le nombre maximal de lots ou la puissance maximale cumulée qui peuvent être attribués à un même candidat. Selon le ministère, « *cette disposition a pour objectif de répartir l'effort, et donc le risque, afin de garantir la sécurité d'approvisionnement et la tenue des délais* ». Est également prévue la possibilité pour le ministre chargé de l'énergie de publier des informations sur les études techniques et environnementales réalisées par ses services, sur une plateforme dématérialisée ;

– **l'article 12** simplifie diverses dispositions relatives à l'autorisation d'exploiter les éoliennes en mer, en lien avec l'article 22 de la loi APER, qui rend automatique l'obtention de l'autorisation d'exploiter au titre du code de l'énergie pour les candidats retenus à l'issue d'une procédure de mise en concurrence pour un projet EnR.

Le décret est globalement bien accueilli par les acteurs de la filière. Vos rapporteurs regrettent que certaines mesures n'aient pas fait l'objet des débats parlementaires, notamment concernant l'allongement de la durée de l'autorisation d'exploiter une éolienne en mer.

E. D'AUTRES MESURES DU TITRE IV ONT FAIT L'OBJET DE MESURES RÉGLEMENTAIRES D'ADAPTATION

1. Les dérogations à la loi Littoral pour les ouvrages de transport d'électricité (art. 66) : une mesure réglementaire d'adaptation a été prise

L'article 66 de la loi APER facilite l'implantation d'ouvrages du réseau de transport d'électricité en zone littorale, en dérogeant à certaines dispositions de la loi Littoral, afin notamment de faciliter le raccordement des éoliennes en mer.

Si cet article n'appelait pas de mesures réglementaires d'application explicites, un décret de juin 2023 ⁽¹⁾ précise que le silence des ministres chargés d'octroyer les autorisations d'urbanisme sur le fondement de cet article vaut décision implicite de rejet, à l'expiration d'un délai de 4 mois.

(1) *Décret n° 2023-517 du 28 juin 2023 fixant certaines modalités d'application des articles 27, 37 et 66 de la loi n° 2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables.*

Par ailleurs, comme mentionné *supra*, l'article 66 devrait permettre de fonder l'essentiel des dérogations formulées par RTE, l'article 27 ne devant *a priori* pas être mobilisé (il permet de plus fortes dérogations).

2. La déclinaison dans les cahiers des charges de l'ajout de l'énergie osmotique à la liste des énergies renouvelables (art. 85)

L'article 85 de la loi APER ajoute l'énergie osmotique (résultant de la pression induite par la différence de salinité entre l'eau de mer et l'eau douce) à la liste des énergies renouvelables figurant à l'article L. 211-2 du code de l'énergie.

L'article 2 du décret n° 2023-1209 précité complète l'article D. 314-15 du code de l'énergie, afin de préciser que les installations de production d'EnR en mer éligibles à l'obligation d'achat comprennent notamment celles de production d'énergie osmotique et marémotrice.

TITRE V : MESURES PORTANT SUR D'AUTRES CATÉGORIES D'ÉNERGIES RENEUVELABLES (ARTICLES 67 À 85)

A. LA GÉNÉRALISATION DE L'EXPÉRIMENTATION DU MÉDIATEUR DE L'HYDROÉLECTRICITÉ ET LA CRÉATION D'UN MÉDIATEUR DES ÉNERGIES RENEUVELABLES (ARTICLE 70)

L'article 70 de la loi APER prévoit deux dispositions :

– **l'extension de l'expérimentation d'un médiateur de l'hydroélectricité**, créé à l'article 89 de la loi Climat et résilience, **à l'ensemble du territoire métropolitain**, pour une durée allongée de 4 à 6 ans. Le ministère a indiqué que le décret prévoyant une telle extension ⁽¹⁾ était en préparation, sur la base des retours d'expérimentation du médiateur institué en Occitanie. France Hydroélectricité appelle de ses vœux cette extension ;

– la création d'un **médiateur des énergies renouvelables**. Une réflexion est en cours au niveau de l'administration sur les modalités de sa mise en place, en lien avec une expérimentation, menée par les ministères chargés de la transition énergétique et de la transition écologique et de la cohésion des territoires, d'une cellule d'instruction des projets complexes identifiés par les services déconcentrés.

B. LES DÉROGATIONS AUX DÉBITS MINIMAUX DES COURS D'EAU EN CAS DE MENACE GRAVE SUR LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT (ARTICLE 72)

L'article 72 de la loi APER permet à l'autorité administrative, en cas de menace grave sur la sécurité d'approvisionnement en électricité, de déroger aux débits minimaux des cours d'eau. Ces dérogations doivent faire l'objet d'un suivi des impacts environnementaux. Au moins 80 % des bénéfices nets tirés de la production supplémentaire d'électricité ainsi permise doivent être affectées à des opérations de compensation ou de réduction des impacts sur l'environnement.

(1) Non prévu explicitement par l'article 70 de la loi APER mais rendu nécessaire compte tenu des modifications législatives intervenues.

Interrogés par vos rapporteurs sur d'éventuelles adaptations réglementaires à prendre, les services ministériels ont précisé :

– qu'un travail d'identification des potentiels existants et des impacts environnementaux associés a été mené avec les concessionnaires. Cela permettra de prendre, par arrêté ministériel ou préfectoral, des dispositions par installation, afin de « *préciser l'amplitude des baisses de débits possibles et les conditions d'activation* ». Ainsi, lorsqu'il sera nécessaire de recourir à l'abaissement des débits, cela pourra être fait sans délai, « *dans un cadre prédéfini* » ;

– sur l'affectation de 80 % de bénéfices supplémentaires générés à des opérations de compensation, il est prévu qu'elle soit réalisée au cas par cas, selon les installations et les projets locaux. Le ministère souligne que les arrêtés mentionnés *supra* « *pourront éventuellement préciser la nature des projets visés* », tout en relevant que ces dérogations étant par nature exceptionnelles et temporaires, les montants en jeu seront « *vraisemblablement très faibles* ».

C. LE DÉCRET PRÉCISANT LES MODALITÉS DE REMBOURSEMENT DE CERTAINS INVESTISSEMENTS LIÉS À UNE CONCESSION HYDROÉLECTRIQUE EN CAS DE CHANGEMENT DE CONCESSIONNAIRE A ÉTÉ PRIS (ARTICLE 73)

L'article 73 de la loi APER porte sur les investissements nécessaires au fonctionnement des concessions hydroélectriques effectués sous le régime des « *délais glissants* ». Il permet au concessionnaire de réaliser les investissements nécessaires « *pour assurer le maintien en bon état de marche et d'entretien de la future exploitation* » durant cette période.

Pour ce faire, ces investissements doivent être inscrits, après accord de l'autorité administrative, sur un compte dédié. Ils doivent être soumis à l'agrément de l'autorité administrative, sous réserve de la réalisation d'un procès-verbal établi de manière contradictoire par le concessionnaire, dressant l'état des dépendances de la concession. Les dépenses ainsi effectuées et non amorties lors du renouvellement de la concession sont remboursées directement au concessionnaire précédent par le concessionnaire retenu : **les modalités de ce remboursement doivent être précisées par décret en Conseil d'État.**

Ce décret a été pris : il s'agit du **décret n° 2023-1246 du 22 décembre 2023** portant diverses dispositions relatives à la fin des concessions d'énergie hydraulique. Il précise que la part non amortie des investissements concernés est directement remboursée par le nouveau concessionnaire à l'ancien, dans un délai d'un an à compter de la fin de la période de prorogation. Au-delà de la stricte question du remboursement, le décret n° 2023-1246 apporte d'autres précisions sur les modalités d'application de l'article 73 :

– pour la réalisation du procès-verbal, le préfet peut demander des détails supplémentaires sur le bon état de marche des biens de la concession, et faire

procéder si besoin à leur expertise ;

– si le procès-verbal fait l’objet d’un désaccord, les dépenses d’investissement concernées ne peuvent pas être inscrites sur le compte dédié ;

– le concessionnaire doit soumettre au préfet les projets de travaux envisagés, avec la justification de leur éligibilité ainsi que des informations sur leur coût et leur amortissement ;

– une fois les travaux effectués, le préfet contrôle la conformité des dépenses au devis avant inscription des dépenses afférentes sur le compte dédié.

Enfin, le décret opère un ajustement relatif à la date de remise du dossier que doit remettre le concessionnaire à l’autorité administrative lorsque la concession arrive à échéance (art. 2).

D. LES MODALITÉS DE SOUTIEN AUX INSTALLATIONS DE MÉTHANISATION FONCTIONNANT EXCLUSIVEMENT À PARTIR D’EFFLUENTS D’ÉLEVAGE (ARTICLE 77)

L’article 77 de la loi APER prévoit que les installations de biogaz par méthanisation **produit exclusivement à partir d’effluents d’élevage** bénéficient d’un soutien complémentaire : les modalités de ce soutien doivent être fixées par la PPE.

Comme cela a déjà été évoqué, la PPE est toujours en attente de publication. Le ministère relève par ailleurs que l’arrêté tarifaire en vigueur ⁽¹⁾ relatif au soutien à la production de biogaz injecté dans le réseau de gaz naturel (qui prend la forme d’une obligation d’achat) « *prévoit actuellement une prime basée sur la proportion d’effluents d’élevage. Le niveau de cette prime est maximal si la proportion d’effluents d’élevage, calculée sur une base annuelle, est supérieure à 60 %* ».

La CRE collecte actuellement des données auprès des producteurs de biométhane, ce qui pourra nourrir l’analyse sur ce soutien complémentaire pour cette forme spécifique de biogaz. Ce soutien serait cependant constitutif d’une aide d’État et devra donc faire l’objet des justifications nécessaires au regard du droit de l’Union européenne. Le ministère fait enfin observer qu’à ce jour, « *il n’existe aucune installation de production de biométhane produit exclusivement à partir d’effluents d’élevage* ».

E. L’EXPÉRIMENTATION D’UN RÉFÉRENT UNIQUE POUR L’INSTRUCTION DES PROJETS DE PRODUCTION ET DE STOCKAGE D’HYDROGÈNE RENOUVELABLE OU BAS-CARBONE (ARTICLE 81)

L’article 81 comporte diverses mesures modifiant le cadre légal applicable au déploiement des installations de production et de stockage d’hydrogène

(1) [Arrêté du 10 juin 2023](#) fixant les conditions d’achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

renouvelable ou bas-carbone. En particulier, le V de cet article crée à **titre expérimental, pour une durée de 3 ans, un référent unique** pour les porteurs de ce type de projets et des ouvrages des réseaux associés, afin de simplifier l’instruction de ces projets. **Les modalités d’application de cette expérimentation, ainsi que sa date d’entrée en vigueur – qui ne peut être plus tardive que le 1^{er} juillet 2023 – doivent être précisées par décret en Conseil d’État.** Sa publication est envisagée en février 2024, selon le ministère chargé des relations avec le Parlement.

La circulaire de novembre 2023 précitée prise pour l’application de l’article 6 de la loi APER (voir *supra*) précise que **le référent préfectoral aux EnR est également chargé des projets d’installations de production et de stockage d’hydrogène renouvelable ou bas-carbone.** Par ailleurs, un projet de décret relatif à l’autoconsommation étendue de gaz, qui devrait être examiné par le Conseil d’État début 2024, comporte diverses dispositions relatives à l’hydrogène, mais non spécifiquement liées à la loi APER, par exemple sur la gestion des garanties d’origine. Le projet d’article 2 confirme cependant la création du référent préfectoral.

Par ailleurs, le volet de la PPE consacré au développement des énergies renouvelables et de récupération devra comporter une évaluation de la production d’hydrogène renouvelable ou bas-carbone.

F. LES DISPOSITIONS RELATIVES À LA GÉOTHERMIE (ARTICLE 83)

L’article 83 comporte diverses dispositions relatives à la géothermie de minime importance, en particulier sur les exigences techniques applicables aux projets et sur les sanctions applicables en cas de non-respect de la réglementation en vigueur. Le ministère chargé des relations avec le Parlement indique un objectif de publication de la plupart des mesures réglementaires associées en juin 2024.

TITRE VI : MESURES TRANSVERSALES DE FINANCEMENT DES ÉNERGIES RENOUELABLES ET DE RÉCUPÉRATION ET DE PARTAGE DE LA VALEUR (ARTICLES 86 À 103)

A. LES CONTRATS DE VENTE DIRECTE D'ÉNERGIE RENOUELABLE ENTRE UN PRODUCTEUR ET UN CONSOMMATEUR FINAL (« PPA »)

1. Les dispositions de la loi

L'article 86 a pour objet de faciliter la souscription de contrats de vente directe, aussi appelés *Power Purchase Agreements* (PPA), entre un producteur d'électricité ou de gaz renouvelable et un consommateur final. Il permet notamment à un producteur bénéficiaire d'une obligation d'achat ou d'un complément de rémunération *via* une procédure de mise en concurrence de revendre une partie de sa production sous forme de PPA. Cet article permet aussi aux **pouvoirs adjudicateurs et entités adjudicatrices** de souscrire des PPA.

Les producteurs d'électricité concluant des PPA avec des consommateurs finals ou des gestionnaires de réseaux pour leurs pertes doivent être titulaires, à compter du 1^{er} juillet 2023, d'une **autorisation de fourniture**. Ils peuvent cependant **déléguer** cette obligation à un tiers. Le décret en Conseil d'État précisant les conditions d'application des dispositions relatives à l'autorisation de fourniture, déjà prévu par le code de l'énergie, doit être adapté en conséquence : celui-ci devra être pris après avis de la CRE (la mention de cet avis est un ajout de la loi APER).

De nouvelles missions de suivi sont par ailleurs confiées à la CRE : **elle est chargée de surveiller les PPA conclus dans le cadre d'un contrat de soutien public**. L'article 86 précise qu'un certain nombre d'informations affectant le contrat doivent lui être transmises par le producteur. Elle peut également établir la liste des éléments qui doivent lui être adressés. **Ces dispositions doivent être précisées par le décret en Conseil d'État mentionné *supra***. Enfin, la CRE doit publier un rapport, dans un délai d'un an suivant la promulgation de la loi, dressant le bilan de cette nouvelle mission de surveillance.

L'article 86 de la loi APER prévoit également un régime de suramortissement fiscal pour les sociétés spécifiquement créées afin de conclure des PPA en électricité renouvelable. Ces dispositions seront rendues applicables à une date fixée par décret et dans un délai maximal de 3 mois après la confirmation du Gouvernement, auprès de l'UE, que ce mécanisme est conforme au droit des aides d'État. Les services ministériels ont indiqué que des échanges sont actuellement en cours au niveau technique sur ce sujet avec la Commission européenne.

Enfin, l'article 86 apporte une précision sur les modalités de décompte des droits d'accès régulé à l'énergie nucléaire historique (ARENH) applicables aux consortiums d'entreprises qui bénéficient d'un dispositif de suramortissement fiscal pour l'achat d'électricité nucléaire, afin qu'ils ne bénéficient pas de volumes

supérieurs à la consommation. Si cette disposition renvoie à un décret, elle est, selon le ministère, déjà explicitée par les articles D. 336-40 à D. 336-44 du code de l'énergie.

2. Les mesures réglementaires d'application sont toujours en attente de publication

a. Adaptation des dispositions réglementaires du code de l'énergie relatives à l'autorisation de fourniture

Un projet de décret est à l'étude pour adapter les dispositions relatives à l'autorisation de fourniture dans la partie réglementaire du code de l'énergie consacrée à l'électricité ⁽¹⁾. Il a reçu un avis favorable de la CRE ⁽²⁾. L'objectif de publication fixé pour ce décret est février 2024.

Ce projet substitue à la fourniture entendue comme « *achat d'électricité pour revente* » la simple notion de « *fourniture* » – en particulier pour couvrir le cas des PPA. Par ailleurs, un amendement adopté par le Conseil supérieur de l'énergie (CSE) a été pris en compte dans la version du projet de décret soumise à la CRE. Il précise la définition d'un contrat de vente directe d'électricité, ce qui permet d'exclure les contrats d'achat « financiers » ⁽³⁾ de l'obligation de détenir une autorisation de fourniture ; la CRE salue cet ajout.

Le projet de décret modifie également le contenu du dossier de demande d'autorisation de fourniture, afin de l'adapter au cas des PPA. Il confirme la possibilité de déléguer les obligations d'autorisation de fourniture.

Enfin, il facilite également la transmission systématique d'un certain nombre d'informations à la CRE par les assujettis à l'autorisation de fourniture concernant leur activité, et ce afin de faciliter l'accomplissement de ses missions de contrôle.

b. Liste des éléments à adresser à la CRE pour sa nouvelle mission de suivi des PPA conclus dans le cadre d'un contrat de soutien public

Le projet de décret précité ne contient pas les dispositions réglementaires prévues par l'article 86 relatives à la nouvelle mission de suivi des PPA par la CRE. Une délibération de la CRE devrait préciser ces éléments, selon le ministère.

(1) Les dispositions relatives au gaz n'ont pas besoin d'être adaptées : le ministère a indiqué que les autorisations de fourniture en gaz sont déjà nécessaires pour toute entité qui injecte du gaz sur les réseaux, qu'elle fasse de la fourniture à un client final ou bien de l'achat pour revente.

(2) [Délibération n° 2024-03](#) du 18 janvier 2024.

(3) C'est-à-dire des contrats d'achat d'électricité pour lesquels, selon les explications données dans l'avis de la CRE mentionné supra, « la totalité de la consommation demeure fournie par le fournisseur dans le cadre d'un contrat de fourniture classique ».

3. Le suivi des PPA par la CRE doit être étendu ; les modalités d'application des PPA demeurent encore sujettes à de nombreux questionnements

a. Le renforcement des missions de suivi de la CRE est bien accueilli et pourrait être élargi

La nouvelle mission de suivi des PPA confiée à la CRE est bien accueillie par les acteurs. La CRE a lancé une enquête à l'été 2023 sur ces nouvelles formes de contrat, dans le cadre de ses missions de surveillance de bon fonctionnement du marché ⁽¹⁾. Le SER relève qu'« *actuellement, il n'existe pas de source robuste et libre d'accès permettant d'avoir une vision précise du marché des CPPA. Le suivi statistique lancé par la CRE sera d'une importance cruciale pour le Gouvernement et le régulateur puisqu'il permettra d'avoir une vision claire sur les volumes de projets EnR développés via les PPA* » – et, le cas échéant, permettra l'adaptation des dispositions réglementaires applicables.

La CRE regrette cependant que la loi ne lui confie qu'une mission de suivi des seuls PPA adossés à un contrat de soutien public – aucun PPA n'ayant, par ailleurs, été souscrit à ce jour dans un tel cadre. La CRE estimerait pertinent d'élargir explicitement dans la loi une telle mission de suivi à l'ensemble des PPA souscrits. **Vos rapporteurs ne peuvent que soutenir une telle demande et souhaitent que l'assise légale de cette mission puisse être élargie à toutes les formes de PPA dès qu'un véhicule législatif le permettra, afin de sécuriser les pouvoirs de la CRE en la matière.**

L'enquête précitée menée par la CRE porte sur les PPA en électricité renouvelable conclus sur une durée supérieure ou égale à 10 ans, qu'ils soient adossés ou non à un contrat de soutien public. Le retour d'expérience ainsi recueilli doit notamment permettre de concourir au bon fonctionnement du marché des PPA, selon la CRE, ainsi que « *d'aider au bon dimensionnement des dispositifs de soutien* » pour les PPA adossés à un contrat de soutien public. Le questionnaire permettant de récolter les différentes informations nécessaires a été envoyé en juillet 2023 aux intéressés ; la CRE a reçu 45 réponses à date et devrait publier son analyse d'ici mi-2024.

b. Le souhait de précisions relatives à l'autorisation de fourniture

Vos rapporteurs relèvent que si la loi prévoit une autorisation de fourniture pour tout producteur souscrivant un PPA à compter du 1^{er} juillet 2023, **le décret précisant les modalités de cette autorisation de fourniture est toujours en attente de publication**. Le ministère précise cependant que, dans l'intervalle, « *une notice sur le contenu des demandes d'autorisation pour l'activité de vente directe d'électricité à un consommateur final a été publiée sur le site internet du ministère et communiquée aux entreprises souhaitant déposer une demande* ».

(1) <https://www.cre.fr/actualites/la-cre-adresse-un-questionnaire-a-destination-des-signataires-de-contrats-de-vente-directe-a-long-terme-d-electricite-d-origine-renouvelable-power>

La nécessité de détenir une autorisation de fourniture pour un producteur souscrivant un PPA suscite des inquiétudes quant à ses modalités d'application, notamment au regard des spécificités du statut de producteur par rapport à un fournisseur effectuant une activité d'achat pour revente.

Certains acteurs sollicités, tels que la FNCCR ou Énercoop, souhaiteraient dispenser l'autoconsommation collective d'autorisation de fourniture. Plus généralement, la FNCCR souhaiterait maintenir une distinction, dans le décret d'application, entre l'activité d'achat pour revente et la vente directe d'énergie du producteur au consommateur dans le cadre d'un PPA, ces deux activités « *relevant de marchés et d'opérateurs économiques différents* ». Elle estime qu'*a minima*, il serait opportun que « *selon un principe général de proportionnalité, l'instruction des demandes d'autorisation opère des distinctions selon le statut des producteurs, les caractéristiques de leurs projets et la taille de leur portefeuille de clients* ».

Cela rejoint d'autres interrogations concernant **la répartition précise des obligations de chaque acteur lorsque le producteur souscrivant un PPA délègue son autorisation de fourniture à un tiers.**

La CRE, dans son avis sur le projet de décret, a formulé plusieurs remarques sur ces différents points :

– elle estime que certains éléments à fournir dans le cadre d'une demande d'autorisation pourront ne pas s'appliquer aux producteurs signataires d'une PPA, par exemple « *les moyens et compétences mis en œuvre pour évaluer les besoins en électricité et les achats correspondants* ». Elle recommande l'élaboration d'une notice explicative sur le dossier à fournir, sur le modèle de celle mentionnée *supra*, en l'attente de la publication du décret ;

– les producteurs souhaitant conclure un PPA pourraient dans les faits beaucoup recourir à la délégation de leurs obligations à un fournisseur tiers : la bonne implication de ceux-ci dans le dispositif est donc essentielle. De plus, les temporalités d'un contrat de fourniture et d'un PPA sont différentes : il faudra donc veiller aux difficultés contractuelles que cela pourrait emporter ;

– elle juge opportun de préciser la répartition des obligations incombant à chacun lorsque le consommateur dispose de plusieurs fournisseurs. La CRE est prête à s'impliquer dans des travaux autour de ce sujet ;

– selon sa compréhension, l'autoconsommation collective et l'autoconsommation collective étendue ne rentrent pas dans la définition d'un contrat de vente directe d'électricité, notamment car elles répondent à un régime juridique propre, impliquant un périmètre géographique limité, et qu'« *une opération d'autoconsommation collective s'inscrit dans un cadre conventionnel multipartite, s'organisant autour d'une personne morale organisatrice à la différence d'un contrat de vente directe d'électricité au sens d'un PPA* ».

Vos rapporteurs appellent à la clarification du cadre réglementaire concernant le régime des autorisations de fourniture sur ces différents points, en particulier sur le régime de l’autoconsommation collective.

c. Un besoin de clarification sur les modalités de mise en œuvre des PPA par les pouvoirs adjudicateurs

La possibilité de souscrire des PPA pour les pouvoirs adjudicateurs et entités adjudicatrices est une mesure saluée par les collectivités.

Toutefois, il semble aujourd’hui nécessaire de clarifier l’articulation entre cette nouvelle faculté et les dispositions du code de la commande publique. En particulier, certains acteurs concernés regrettent qu’une collectivité souhaitant souscrire un PPA avec une société d’économie mixte (SEM) locale productrice d’énergie se voit soumise aux obligations de mise en concurrence au regard du droit de la commande publique, ce qui pourrait conduire à retenir un autre producteur plus éloigné. Pour une opération d’autoconsommation collective par exemple, une telle mise en concurrence est nécessaire mais Enercoop souligne que *« les contraintes géographiques de l’autoconsommation collective peuvent cependant avoir pour conséquence de rendre impossible une mise en concurrence »* (...) *« Il semble donc indispensable que soit précisé par voie réglementaire que le cadre de la commande publique ne s’applique pas dans certains cas – notamment lorsque la collectivité souhaite participer à une opération d’autoconsommation collective mise en œuvre sur un périmètre dans lequel il dispose de sites de consommation »*.

Vos rapporteurs appellent le ministère à éclairer les porteurs de projet en tant que de besoin et à clarifier l’articulation entre les dispositions régissant les PPA et celles applicables aux pouvoirs adjudicateurs et entités adjudicatrices au titre du code de la commande publique.

B. LA CONTRIBUTION AU PARTAGE TERRITORIAL DE LA VALEUR (ARTICLE 93)

1. Les dispositions de la loi

L’article 93 de la loi APER améliore le partage de la valeur entre les porteurs de projet d’EnR et les communes et intercommunalités d’implantation, tout en fléchant aussi certaines contributions pour des actions en faveur de la biodiversité. Deux mécanismes distincts de partage de la valeur sont prévus.

En premier lieu, les sociétés créées pour porter un projet d’installation de production d’EnR ont l’obligation d’informer le maire et l’EPCI concernés par le projet, avant la signature des statuts, afin de leur proposer une **prise en participation au capital de la société**. Il en est de même quand les associés souhaitent vendre une participation. Cette disposition n’appelle pas explicitement de mesures d’application réglementaires.

En second lieu, une contribution au partage territorial de la valeur est créée pour les candidats retenus à l'issue d'une procédure de mise en concurrence ou d'un appel à projets pour une installation de production d'EnR, en électricité comme en gaz. Ils seront tenus de financer à la fois :

– **des projets de la commune ou de l'EPCI** 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* ». Cette contribution peut prendre la forme d'une souscription au capital du projet par la commune ou l'EPCI ;

– **des projets de protection ou de sauvegarde de la biodiversité**. Ce financement peut être réalisé grâce à des versements à l'OFB. Dans ce cas, ils doivent uniquement financer des actions s'inscrivant dans le cadre des plans nationaux d'action en faveur des espèces menacées.

85 % du montant versé par le porteur de projet devront être destinés aux projets portés par la commune d'implantation, les **15 %** restants revenant aux projets de protection ou de sauvegarde de la biodiversité. La commune peut rétrocéder une partie de la contribution à l'EPCI, mais au moins **80 %** de celle-ci doivent rester affectés à la commune.

Le montant de la contribution doit être exprimé en fonction de la puissance installée. Les contributions sont versées avant l'activation des contrats. Les communes et EPCI concernés ainsi que l'OFB devront rendre compte, sous un format ouvert et librement réutilisable, de l'emploi des sommes ainsi perçues. L'OFB devra également remettre un rapport annuel détaillant l'affectation des sommes perçues.

Un décret, pris après avis de la CRE, doit préciser le fonctionnement de ce nouveau mécanisme, en particulier :

- les **caractéristiques des installations concernées** ;
- les modalités selon lesquelles les contributions peuvent prendre la forme **de versements à des fonds** ;
- le **seuil minimal** du montant de la contribution ;
- les modalités selon lesquelles la contribution peut prendre la forme d'une souscription de la commune ou de l'EPCI au capital de la société portant le projet d'installation EnR.

Ces dispositions sont applicables à compter du **1^{er} juin 2024** ou, si elle est postérieure, à compter de la date de réception par le Gouvernement de la conformité

du dispositif au regard du droit européen des aides d'État. Sur ce point, le ministère indique que des échanges sont prévus avec la Commission européenne début 2024.

2. Le projet de décret d'application

Un projet de décret a été présenté en Conseil supérieur de l'énergie et devrait prochainement être soumis à consultation publique. Il concerne uniquement l'électricité, le ministère indiquant qu'un décret spécifique au biométhane devrait être pris début 2024. Les informations données ci-dessous sont susceptibles d'avoir évolué au travers d'une nouvelle version du projet de décret.

Ce projet liste les installations de production d'EnR soumises au nouveau mécanisme de partage de la valeur. Seraient concernées les centrales photovoltaïques au sol, les installations agrivoltaïques, les éoliennes terrestres et les installations hydrauliques soumises à autorisation.

Le projet de décret **ne s'applique pas aux éoliennes en mer**, ni aux installations hydroélectriques sous le régime de la concession, ni au PV sur bâtiment. Concernant le cas de l'éolien en mer, ce type d'installations fait déjà l'objet d'un mécanisme de partage de la valeur, *via* la taxe sur les éoliennes au mer. La CRE souligne également que les cahiers des charges pour ce type de projets « *prévoient généralement l'allocation de montants supplémentaires à destination de mesures de développement territorial ou de "fonds biodiversité"* ». Elle recommande par ailleurs de préciser la définition des installations photovoltaïques au sol concernées par le mécanisme de partage de la valeur.

Le montant de la contribution est fixé à **17 500 €/MW installé**, quel que soit le type d'EnR considéré. Le ministère explique ce choix par le fait que lors du dépôt du projet de loi, le Gouvernement avait initialement envisagé un mécanisme de partage de la valeur sous la forme d'une réduction de la facture des riverains des installations, fondé sur un tel montant. La contribution n'est pas formellement présentée sous forme de seuil, comme prévu par la loi, mais d'un montant fixe, le ministère faisant observer que « *les développeurs pourront toujours proposer plus s'ils le souhaitent* ».

Plusieurs mécanismes de financement sont prévus. Il est précisé que le cahier des charges pourra fixer des prescriptions complémentaires à celles décrites ci-après, notamment concernant le **calendrier de versement des contributions** et la **répartition des montants** versés entre les différents bénéficiaires potentiels. Le ministère précise aussi que le cahier des charges pourra préciser **la répartition de ces montants entre les différents mécanismes de financement**.

a. Financement des projets portés par la commune d'implantation ou l'intercommunalité

Pour le financement des projets portés mentionnés à l'article 93 de la loi par la commune ou l'EPCI d'implantation, quatre modalités de contribution sont prévues :

– **le financement direct d'un projet porté par la commune**, après avis du préfet de département ;

– **le financement direct d'un projet porté par l'EPCI concerné**, sans que le montant de la contribution ne puisse excéder 20 % du montant versé à la commune par financement direct, sauf en cas de délibération de la commune en faveur de l'EPCI. L'avis du préfet de département est également prévu ;

– **une consignation de la contribution auprès de la Caisse des dépôts et consignations (CDC)**, sur décision du préfet de département. Cette consignation peut être totale ou partielle. C'est également le préfet qui décide de la déconsignation des sommes, en faveur de la commune ou de l'EPCI bénéficiaire. Au bout de 13 ans, le préfet peut ordonner la déconsignation des sommes au profit de l'État – la durée de 13 ans correspondant environ à la moitié de la durée d'un contrat d'achat, selon le ministère ;

– **une prise de participation en capital de la commune ou de l'EPCI d'implantation au projet**. Conformément au droit en vigueur, celle-ci ne peut excéder 50 % du capital total.

Enfin, une disposition spécifique est prévue pour les installations agrivoltaïques : les projets financés peuvent contribuer à la résilience agricole au changement climatique. Ils sont sélectionnés après avis de la chambre d'agriculture.

b. Financement des projets en faveur de la biodiversité

Le projet de décret précise que, pour le financement des projets en faveur de la biodiversité, les contributions des porteurs de projet peuvent également financer des projets portés par les communes limitrophes, ou ayant une portée départementale ou régionale.

Trois modalités de financement sont prévues :

– **un versement à l'OFB** pour financer des actions dans le cadre des plans nationaux d'actions en faveur des espèces menacées ;

– **un versement à un projet en faveur de la biodiversité** porté par la commune ou l'EPCI d'implantation, une commune limitrophe ou son EPCI, le département ou une association agréée de protection de l'environnement, après avis du préfet de département dans tous les cas ;

– la consignation de la contribution, totale ou partielle, auprès de la CDC, sur décision du préfet de département. Au bout de 8 ans, le préfet peut ordonner la déconsignation des sommes au profit de l’OFB.

Le préfet de département et l’OFB doivent publier chaque année un rapport détaillant l’affectation des sommes perçues et rendent compte de cette affectation dans un format ouvert et librement réutilisable. Ce rapport est transmis à l’Observatoire des EnR et de la biodiversité créé par l’article 20 de la loi APER.

3. Un mécanisme indissociable d’une réflexion plus globale sur la fiscalité des EnR

Par rapport à une première version du projet de décret, la suppression de seuils de puissance installée pour les différentes catégories d’énergies renouvelables concernées a été saluée par de nombreux acteurs. Enercoop regrette toutefois l’exclusion de l’éolien en mer du dispositif.

Par ailleurs, certains, tels que l’UFE ou le SER, souhaiteraient que le montant de la contribution soit différencié par filière. La CRE formule le même souhait, afin de tenir compte des différences de facteur de charge. Elle estime que *« le montant proposé dans le projet de décret pour la contribution modifie le coût complet des installations de production EnR (en €/MWh) de manière non équivalente »*. Elle a indiqué à vos rapporteurs proposer un seuil de 7 000 €/MWh pour le photovoltaïque, de 14 000 €/MW pour les éoliennes terrestres et de 22 000 €/MW pour les installations hydroélectriques, en appelant également à prendre en compte, pour ces dernières, les autres contributions dont elles sont redevables afin de minorer ce montant.

EDF indique qu’il serait intéressant de permettre de tels mécanismes de partage de la valeur pour les contrats hors soutien public (PPA), notamment pour le solaire.

S’agissant des modalités d’attribution du fonds, Intercommunalités de France *« alerte sur le projet de décret, qui donne au préfet un pouvoir d’appréciation semblant excessif au regard de l’esprit de la loi »* et n’est pas favorable à la déconsignation des sommes au profit de l’État lorsque la contribution n’est pas mobilisée par les collectivités concernées. L’organisation souligne que *« les modalités doivent rester à la main des collectivités »*.

Dans tous les cas, vos rapporteurs ne peuvent qu’insister sur la nécessité d’assurer une totale transparence sur l’affectation des différentes sommes grâce à la publication des données relatives à cette affectation et rappellent l’objectif de maintenir des délais raisonnables.

S’agissant des dispositions spécifiquement prévues par le décret concernant l’agrivoltaïsme, vos rapporteurs rappellent qu’elles ne peuvent en aucun cas se substituer à la problématique plus générale du partage de la valeur entre énergéticien, propriétaire et exploitant de terres agricoles présentée *supra* dans le

commentaire du décret d'application de l'article 54. Cette problématique, qui rejoint celle de l'adéquation des baux ruraux à l'agrivoltaïsme, doit faire l'objet d'un traitement spécifique.

Enfin, plusieurs acteurs appellent à une certaine vigilance sur l'articulation de ce nouveau mécanisme de partage de la valeur avec les mécanismes déjà existants et l'équilibre financier global des procédures de mise en concurrence. Plus généralement, la réflexion autour du mécanisme du partage de la valeur est indissociable de celle relative à l'imposition forfaitaire des entreprises de réseaux (IFER), comme l'avaient montré les débats en commission et en séance à l'Assemblée. Un groupe de travail, composé de parlementaires et d'associations d'élus, a travaillé à des pistes de réforme en 2023 ; vos rapporteurs appellent à la poursuite du travail engagé. Des évolutions sont par ailleurs attendues dans le cadre de la prochaine loi de finances. MM. Alfandari, Bothorel et Laisney soutiennent la nécessité d'une révision de l'affectation du produit de l'IFER au profit des territoires, notamment le bloc communal.

C. LES AUTRES MESURES DU TITRE VI APPELANT DES MESURES RÉGLEMENTAIRES D'APPLICATION

1. Le caractère facultatif d'un budget annexe pour les ouvrages publics de production d'électricité photovoltaïque en cas d'autoconsommation (art. 88)

À l'article 88 de la loi APER, un arrêté conjoint des ministres chargés de l'énergie et des collectivités territoriales doit définir le seuil de puissance en deçà duquel la production d'électricité d'origine photovoltaïque injectée sur le réseau de distribution dans le cadre d'une opération d'autoconsommation individuelle, d'une part, et collective, d'autre part, est dispensée de la constitution d'une régie et d'un budget annexe, pour les collectivités territoriales, les EPCI ou les syndicats mixtes.

Le ministère a précisé à vos rapporteurs que l'arrêté était en cours de rédaction avec la direction générale des collectivités locales (DGCL), et que « *le seuil de puissance est encore en cours de définition, mais devrait permettre de toucher les petites communes* ». La FNCCR a souligné l'importance « *de ne pas fixer un seuil trop bas qui pourrait dissuader les collectivités de développer des projets EnR, compte tenu des contraintes administratives et comptables ainsi induites* ».

2. Les dispositions relatives à la réciprocité pour le marchés publics d'EnR ont été modifiées par la loi « Industrie verte » (art. 90)

L'article 90 de la loi APER prévoit que pour un marché de fourniture ou de travaux d'installations ou d'équipements de production ou de stockage d'EnR, une offre contenant des produits originaires de pays tiers ne disposant pas d'accords de réciprocité avec l'UE en matière d'accès aux marchés peut être rejetée comme irrégulière, à condition que ces produits représentent la part majoritaire de la valeur

totale des produits de cette offre. Les conditions dans lesquelles ce rejet peut intervenir doivent être précisées par voie réglementaire.

Toutefois, cet article a été abrogé par l'article 29 de la loi « Industrie verte », qui étend la possibilité d'un tel rejet à l'ensemble des marchés de fourniture ou de travaux de pose et d'installation de celles-ci. Les précisions devant intervenir par voie réglementaire sont donc en attente de publication afin de prendre en compte ces nouvelles dispositions législatives.

3. La perception anticipée de l'intégralité de la redevance d'occupation domaniale pour le financement d'une participation au capital d'une entreprise productrice d'EnR (art. 96)

L'article 96 de la loi APER permet une perception anticipée de l'intégralité de la redevance d'occupation domaniale pour le financement d'une participation au capital d'une entreprise productrice d'EnR.

Un décret en Conseil d'État doit fixer les conditions d'inscription du produit de la redevance au budget des collectivités ou de leurs groupements : ce décret n'est toujours pas paru. Selon les informations fournies par le ministère chargé des relations avec le Parlement, l'objectif de publication de ce décret est fixé au mois de février 2024.

4. Des mesures réglementaires encore attendues sur le gaz bas-carbone

a. Création d'un cadre juridique applicable au gaz bas-carbone (art. 98)

L'article 98 de la loi APER crée un cadre juridique applicable au gaz renouvelable et bas-carbone. Celui-ci contient notamment des dispositions sur le régime de fourniture, sur l'application du dispositif de contrat d'expérimentation à ce type de gaz ou encore sur le régime de réfaction des coûts de raccordement et sur le droit à l'injection.

Un arrêté du ministre chargé de l'énergie doit définir le seuil d'émissions, engendrées lors du procédé de production, en deçà duquel un gaz est considéré comme bas-carbone. Selon les informations recueillies auprès des services ministériels, l'élaboration de cet arrêté est conditionnée à la prise d'un acte délégué lié à la future directive européenne sur le gaz ⁽¹⁾, devant intervenir dans les douze mois à compter de l'entrée en vigueur de celle-ci. Cet acte délégué permettra d'établir une définition européenne du gaz bas-carbone.

(1) Directive visant à établir des règles communes pour les marchés intérieurs des gaz naturel et renouvelable et de l'hydrogène.

b. Création d'un dispositif d'autoconsommation collective étendue en gaz renouvelable (art. 100)

À l'instar de ce qui existe pour l'électricité, **l'article 100 de la loi APER crée un mécanisme d'autoconsommation collective étendue en gaz renouvelable**. Les modalités d'application du dispositif doivent être précisées par voir réglementaire :

– un **arrêté, pris après avis de la CRE, doit fixer les critères, notamment de proximité géographique**, que doivent respecter les points de consommation et d'injection situés sur le réseau de distribution ;

– un décret en Conseil d'État doit préciser les modalités d'application du dispositif lorsque **l'opération d'autoconsommation réunit un organisme HLM** et ses locataires ou des personnes physiques ou morales tierces ;

– doivent également être précisées **les modalités de prise en compte de la production autoconsommée** entre les consommateurs, afin d'établir la consommation de gaz complémentaire éventuelle à l'opération d'autoconsommation.

Un projet d'arrêté a été établi afin de fixer le critère de proximité géographique de l'autoconsommation collective étendue de gaz. Les critères de distance retenus par le projet sont les mêmes que ceux applicables pour l'électricité ⁽¹⁾ – le ministère relevant que les problématiques sont similaires et que cela participe à l'intelligibilité de la réglementation. Ainsi, la distance séparant les deux participants les plus éloignés de doit pas excéder **2 kilomètres**. Une dérogation à ce critère peut être demandée, pour des opérations situées sur le territoire de communes rurales ou périurbaines, mais elles ne peuvent excéder **10 ou 20 km** selon les cas.

Quant au plafond de production fixé pour une opération afin qu'elle puisse être qualifiée d'autoconsommation collective, il est de **25 GWh par an**.

Par ailleurs, un projet de décret relatif à l'autoconsommation collective étendue de gaz (qui comporte aussi des dispositions sur l'hydrogène, le biogaz et les gaz renouvelables et bas-carbone) est à l'étude. Il permet de préciser :

– le fonctionnement du contrat d'expérimentation, lorsqu'une instruction de certains critères par la CRE est prévu ;

– le régime d'autoconsommation collective étendue pour le gaz renouvelable. Ces dispositions portent notamment sur les conditions de participation requises pour une telle opération, les équipements de comptage requis, les mesure des quantités autoconsommées, la répartition de la quantité de production affectée à chaque consommateur final, etc. ;

(1) [Arrêté du 21 novembre 2019](#) fixant le critère de proximité géographique de l'autoconsommation collective étendue.

– le fonctionnement des opérations d’autoconsommation collective à l’initiative d’un organisme HLM. En particulier, sont précisées les modalités d’information des locataires, les délais et les modalités qui leur sont applicables pour manifester leur refus de participer à l’opération et les modalités de manifestation de ce refus.

TITRE VII : DISPOSITIONS DIVERSES (ARTICLES 104 À 116)

Traitant essentiellement de dispositifs relatifs au raccordement électrique, les articles 104 (ratification de deux ordonnances), 105 et 106 (encadrement des délais de réalisation) sont présentés dans la thématique Raccordement du titre II.

Ils ne prévoyaient pas de mesure d'application spécifique.

Cinq des sept autres articles de ce titre-balai (art. 107 à 116) prévoyaient la remise, dans des délais de 3 à 6 mois, de différents rapports – par l'Ademe (art. 116) ou par le Gouvernement (pour les autres articles).

Aucun n'a été remis à ce jour.

EXAMEN EN COMMISSION

Lors de sa réunion du 13 février 2024, la commission a approuvé la publication du présent rapport d'information.

Cette réunion n'a pas fait l'objet d'un compte rendu écrit. La vidéo est disponible à l'adresse suivante :

<https://assnat.fr/UCdfiZ>.

**ANNEXE 1 :
TABLEAU RÉCAPITULATIF DES MESURES D'APPLICATION ¹
ÉTAT DE L'APPLICATION DE LA LOI AU 1^{ER} FÉVRIER 2024**

Article	N° initial	Dispositif	Mesures réglementaires d'application et rapports prévus	Mesures publiées ou calendrier prévisionnel de publication
TITRE I^{ER} : Mesures favorisant l'appropriation territoriale des énergies renouvelables et leur bonne insertion paysagère				
1 ^{er}	1 ^{er} BA	Ajout d'une exigence d'insertion et de qualité paysagère des activités humaines, notamment des installations EnR, dans le document d'orientation et d'objectifs du SCoT	-	-
2	1 ^{er} CBA	Prise en compte, dans l'autorisation environnementale, des installations déjà présentes sur le territoire avant l'implantation de nouvelles éoliennes terrestres	-	-
3	1 ^{er} D	Réforme du régime des communautés renouvelable et des communautés énergétiques	<i>Directement</i> : II 1° b Décret précisant les conditions de participation des associations à une communauté énergétique citoyenne <i>Indirectement</i> : décret définissant les modalités globales d'application des dispositions (prévu à l'article L. 293-4 du code de l'énergie préexistant)	Décret n° 2023-1287 du 26 décembre 2023 relatif aux communautés d'énergie
TITRE II : Mesures de simplification et de planification territoriale visant à accélérer et à coordonner les implantations de projets d'énergies renouvelables et les projets industriels nécessaires à la transition énergétique				
4	1 ^{er} F	Plan de valorisation du foncier des entreprises pour la production d'énergies renouvelables	-	Doit être mis en place d'ici mars 2025
5	1 ^{er}	Modification du régime de l'autorisation environnementale : délais des consultations et mise à disposition du public ; suppression du certificat de projet	1° a Décret en Conseil d'État fixant les délais dans lesquels sont émises les observations des collectivités territoriales et de leurs groupements, ainsi que de l'autorité environnementale, sur un projet soumis à évaluation environnementale	Ces mesures réglementaires existaient déjà (R. 122-7 du code de l'environnement) mais d'autres nécessitent des adaptations (notamment la suppression des dispositions relatives au certificat de projet)

(1) Les objectifs de publication mentionnés proviennent des informations transmises par le ministère chargé des relations avec le Parlement ainsi que par les administrations responsables de la préparation de ces mesures réglementaires.

Les cellules grisées correspondent à des mesures d'application prises avant la publication de la loi, dont l'entrée en vigueur est différée ou qui sont facultatives.

Article	N° initial	Dispositif	Mesures réglementaires d'application et rapports prévus	Mesures publiées ou calendrier prévisionnel de publication
6	1 ^{er} bis	Création d'un référent préfectoral à l'instruction des projets d'EnR et des projets industriels nécessaires à la transition énergétique	I Acte réglementaire précisant les missions attribuées au référent préfectoral	I Mesure appliquée par la circulaire du 28 novembre 2023
		Déclinaison départementale des indicateurs communs de suivi de l'instruction des projets	II Arrêté du ministre chargé de l'énergie définissant les indicateurs communs de suivi	II – La prise de l'arrêté dépend de la mise en place des objectifs régionaux de développement des EnR
7	1 ^{er} ter	Limitation des délais de la procédure d'autorisation environnementale et du délai applicable au commissaire-enquêteur pour les projets d'installations EnR dans les zones d'accélération	Adaptation des mesures réglementaires existantes (non expressément prévu par la loi)	– Décret en cours de préparation pour adapter les délais applicables au commissaire-enquêteur – Dispositions relatives aux délais d'instruction de l'AE abrogées par la loi « Industrie verte »
8	1 ^{er} quater A	Prise en compte des objectifs de développement des EnR et de rénovation énergétique des bâtiments par l'architecte des bâtiments de France se prononçant sur des travaux envisagés dans le périmètre d'un site patrimonial remarquable	<i>Aucune mais des circulaires pourront être prises au besoin pour faciliter l'instruction des demandes par les services concernés (voir, par exemple, l'instruction du 9 décembre 2022 pour l'implantation de panneaux solaires dans les sites patrimoniaux remarquables, les monuments historiques et leurs abords)</i>	–
9	1 ^{er} quinquies A	Limitation de l'appréciation des incidences environnementales d'un projet de rééquipement d'une installation de production d'EnR aux seules incidences notables de la modification ou de l'extension du projet initial	Mesure d'application provisoire (application durant 18 mois)	–
10	1 ^{er} quinquies	Expérimentation visant à améliorer la qualité des bureaux d'études réalisant les études d'impact : attestation ou certification de leur compétence par des tierces parties	Arrêté du ministre chargé des installations classées fixant les exigences minimales de compétence de ces bureaux d'études	Publication courant 2024
			Appel à manifestation d'intérêt pour mettre en place cette expérimentation	
			Bilan du dispositif transmis au Parlement au terme des 4 ans	–
11	1 ^{er} sexies	Modalités d'organisation de l'enquête publique et désignation de commissaires enquêteurs suppléants	Adaptations réglementaires nécessaires afin de permettre la désignation des commissaires enquêteurs suppléants et de leur transmettre le dossier d'enquête (non expressément prévu par la loi)	Projet de décret commun avec celui prévu à l'article 7
12	1 ^{er} septies	Articulation des procédures d'évaluation environnementale au cas par cas et de demande d'autorisation environnementale	–	–

Article	N° initial	Dispositif	Mesures réglementaires d'application et rapports prévus	Mesures publiées ou calendrier prévisionnel de publication
13	2	Modalités de participation du public pour les demandes de permis de démolir et les déclarations préalables portant sur des projets qui donnent lieu à une évaluation environnementale après un examen au cas par cas	-	-
14	2 bis	Possibilité de consulter en mairie ou dans les espaces France Services le dossier soumis à la procédure de participation du public par voie électronique	Éventuelle adaptation de l'article D. 123-46-2 du code de l'environnement	-
15	3	Création de zones d'accélération des EnR et simplification des procédures liées aux documents d'urbanisme locaux en faveur de projets de production d'EnR	II 1° : mise à disposition des collectivités par l'État et, pour les informations relatives aux réseaux d'électricité et de gaz, par les gestionnaires de réseau, des informations disponibles relatives au potentiel d'implantation des EnR, dans un délai de 2 mois à compter de la promulgation de la loi Mise à disposition numérique par l'État du cadastre solaire	Portail cartographique des EnR mis en ligne le 10 mai 2023
16	3 bis A	Création d'un comité de projet pour l'implantation d'EnR situées en dehors des zones d'accélération	Modalités d'application, notamment concernant les seuils de puissance installée applicables	Décret n° 2023-1245 du 22 décembre 2023 relatif au comité de projet prévu à l'article L. 211-9 du code de l'énergie
17	3 bis B	Prise en compte de l'implantation d'une installation d'EnR en zone d'accélération lors des procédures de mise en concurrence	Une adaptation du cahier des charges des procédures de mise en concurrence sera nécessaire	-
18	3 bis E	Possibilité de délivrer un certificat de projet pour les sociétés d'économie mixte locales qui implantent ou gèrent une installation solaire au sein d'une ZAE, dans le cadre de l'expérimentation permise par l'art. 212 de la loi climat-résilience	Possibilité conditionnée à la mise en œuvre de l'expérimentation prévues à l'art. 212 de la loi Climat et résilience, dont les modalités doivent être précisées par décret	Projet de décret pour la mise en œuvre de l'expérimentation prévue à l'art. 212 de la loi Climat et résilience. Projet soumis à consultation du public mais jamais publié (NB : suppression du dispositif de certificat de projet de droit commun par l'art. 5 de la présente loi)
19	4	Présomption de raison impérative d'intérêt public majeur pour certains projets d'installation d'EnR ou de stockage	Conditions devant être satisfaites par les projets d'installations de production d'EnR ou de stockage, raccordements compris, afin qu'ils soient réputés répondre à une RIIPM	Décret n° 2023-1366 du 28 décembre 2023 pris pour l'application, sur le territoire métropolitain continental , de l'article L. 211-2-1 du code de

Article	N° initial	Dispositif	Mesures réglementaires d'application et rapports prévus	Mesures publiées ou calendrier prévisionnel de publication
				l'énergie et de l'article 12 de la loi n° 2023-491 du 22 juin 2023
20	4 bis AA	Création d'un observatoire des énergies renouvelables	Définition des modalités d'organisation et des missions de l'observatoire des énergies renouvelables et de la biodiversité	Arrêté en examen par le Conseil d'État
21	4 bis A	Modalités de la déclaration d'utilité publique des travaux sur une canalisation de transport lorsque celle-ci contribue à l'atteinte de l'objectif de neutralité carbone	–	–
22	4 bis	Simplification de l'obtention de l'autorisation d'exploiter une installation de production d'électricité pour le lauréat d'un appel d'offres relatif aux EnR	–	–
23	5	Contentieux de l'autorisation environnementale	I 1° Conditions d'application du régime de notification du recours à l'auteur et au bénéficiaire de la décision	Décret n° 2023-1103 du 27 novembre 2023 relatif à la notification des recours en matière d'autorisations environnementales
24	5 bis	Création d'un fonds de garantie pour le développement des projets d'énergie renouvelable	Modalités d'application de l'article, qui doit notamment préciser les conditions, les taux, les plafonds et les délais d'indemnisation le montant de la contribution financière et les modalités de gestion du fonds ainsi que la limite dans laquelle la dotation initiale à ce fonds peut être imputée aux charges de service public de l'énergie	Encore à l'étude
25	5 ter	Réévaluation périodique du montant des garanties financière de mise en service des éoliennes terrestres, notamment pour tenir compte de l'inflation	–	L'arrêté du 26 août 2011 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 prévoit déjà de telles dispositions

Article	N° initial	Dispositif	Mesures réglementaires d'application et rapports prévus	Mesures publiées ou calendrier prévisionnel de publication
26	6	Habilitation à légiférer par ordonnances relative à la simplification des procédures de raccordement des EnR électriques	Doit : – faire un travail de nettoyage de références dans les codes et améliorer la lisibilité des dispositions ; – clarifier la prise en charge des coûts de raccordement au réseau par les redevables – adapter aux ZNI les procédures d'élaboration et d'évolution des schémas de raccordement au réseau des EnR, ainsi que la définition du périmètre de mutualisation ; – préciser dans selon quelles modalités les conventions de raccordement peuvent permettre une évolution des puissances	Ordonnance n° 2023-816 en date du 23 août 2023 Projet de loi de ratification déposé le 8 novembre 2023 – Les périmètres de mutualisation de chaque ZNI seront précisés par voie réglementaire – Un arrêté est attendu pour préciser les installations concernées par la nouvelle possibilité de modifier la puissance livrée d'une convention de raccordement
27	6 bis A	Définition de procédures dérogatoires, temporaires, pour accélérer le raccordement des projets industriels nécessaires à la transition énergétique	I : Possibilité de proroger, dans la limite de 2 ans, le délai pendant lequel une demande de mise en oeuvre d'une ou de plusieurs des dérogations prévue par cet article est présentée à l'autorité compétente ; remise d'un rapport au Parlement 6 mois avant l'éventuelle prorogation de ce délai III : Liste des sites où sont localisées les installations industrielles ou d'installations de production ou de stockage qui peuvent être dispensés d'évaluation environnementale V : Liste des sites où peut être autorisée la construction de postes et lignes électriques dans les espaces identifiés comme remarquables ou caractéristiques et dans les milieux identifiés comme nécessaires au maintien des équilibres biologiques	Publication éventuelle du rapport en septembre 2023 – Projet de décret pris pour l'application du III de l'article 27 de la loi du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables mis en consultation du 3 au 24 janvier 2024 ; – Précisions sur les modalités d'acceptation de la demande dans le décret n° 2023-517 du 28 juin 2023
28	6 bis B	Possibilité temporaire de définir un ordre de classement pour le raccordement des grands projets industriels nécessaires à la transition énergétique	Conditions et critères qui fondent l'ordre de classement, tenant compte notamment des dates prévisionnelles de mise en service des projets, des caractéristiques et des réductions d'émissions de gaz à effet de serre	Décret n° 2023-1417 du 29 décembre 2023 portant application de l'article 28 de la loi n° 2023-175 du 10 mars 2023 relative à

Article	N° initial	Dispositif	Mesures réglementaires d'application et rapports prévus	Mesures publiées ou calendrier prévisionnel de publication
			<p>permises par ces projets ainsi que des dates de réception par le gestionnaire de réseau des demandes de raccordement associées</p>	<p>l'accélération de la production d'énergies renouvelables et fixant les conditions et limites de certaines demandes de raccordement au réseau électrique</p>
			<p>Possibilité de proroger, dans la limite de deux ans, le délai pendant lequel peut être modifié l'ordre de priorité des demandes de raccordement au réseau</p>	<p>Publication éventuelle</p>
<p align="center">29</p>	<p align="center">6 bis</p>	<p>Inscription directe dans la loi de dispositions prévues par l'habilitation à légiférer par ordonnance (NB : numérotation des articles largement modifiée par l'ordonnance mentionnée ci-dessus)</p>	<p>I 1° Élaboration, par les gestionnaires de réseaux, de modèles de contrat ou de protocoles d'accès au réseau, devant être approuvés par la CRE</p>	<p>Modèles en cours de réécriture</p>
			<p>I 3° a : Fixation par l'autorité administrative d'une capacité globale pour le S3REnR</p>	<p>Les articles créés ou modifiés par l'article 29 ont été recodifiés et parfois précisés par l'ordonnance n° 2023-816 en date du 23 août 2023.</p> <p>L'ensemble des décrets d'application sont en attente, mais ils ne sont plus décomptés dans le bilan de la loi APER. Une publication serait envisagée au premier trimestre 2024</p>
			<p>I 3° b : Critères selon lesquels le schéma régional de raccordement assure la pertinence technique et économique des investissements à réaliser par les gestionnaires de réseau</p>	
			<p>I 3° b : Durée, inférieure ou égale à un an, pendant laquelle les demandes de raccordement au réseau de transport d'électricité d'installations de production d'électricité à partir d'EnR ne peuvent bénéficier des capacités prévues par le schéma que si ces demandes correspondent aux prévisions d'installations déclarées préalablement au gestionnaire de réseau et prises en compte pour définir les créations ou les renforcements d'ouvrages à inscrire dans le schéma lors de son élaboration</p>	
			<p>I 3° c Modalités d'application relatives à l'élaboration du S3REnR (délai d'élaboration, périodicité de mise à jour du schéma, mode de détermination du périmètre de mutualisation notamment)</p>	
			<p>I 5° a Cas dans lesquels le raccordement des installations de production d'énergies renouvelables ne s'inscrit pas dans un schéma lorsque les modalités de financement du raccordement sont fixées dans le cadre de procédures particulières</p>	
			<p>I 5° b Consistance des ouvrages de raccordement relevant des réseaux publics de transport et de distribution</p>	

Article	N° initial	Dispositif	Mesures réglementaires d'application et rapports prévus	Mesures publiées ou calendrier prévisionnel de publication
			<p>I 8° Conditions d'application de l'article L. 342-13 du code de l'énergie, relatif à la possibilité d'inclure dans le périmètre des travaux du maître d'ouvrage du raccordement la pose des lignes en fibre optique nécessaires à la desserte de l'installation de production</p> <p>III Niveau de prise en charge par les tarifs d'utilisation du réseau prévus au I de l'article L. 341-2 du code de l'énergie et liste des opérations concourant à l'atteinte des objectifs fixés à l'article L. 100-4 du même code</p> <p>VII 2° Seuil minimal de la contribution, dont est redevable le producteur, portant sur ses ouvrages propres et sur l'intégralité des ouvrages créés et renforcés pour le raccordement de l'installation</p> <p>VIII Date et modalités d'entrée en vigueur de certaines dispositions</p>	<p>En discussion</p> <p>Les articles créés ou modifiés par l'article 29 ont été recodifiés et parfois précisés par l'ordonnance n° 2023-816 en date du 23 août 2023.</p> <p>Les dispositions visées aux III et VII existaient déjà et n'appellent pas d'adaptation particulière</p>
30	6 ter A	Expérimentation de 2 ans pour que les installations raccordées au réseau public de distribution d'électricité de contribuent au réglage de la tension sur le réseau de transport	–	Mise en œuvre sans mesure d'application nécessaire
31	6 ter B	Anticipation des études et travaux nécessaires au raccordement des futurs parcs d'éolien en mer dès que leur zonage est identifié dans le document stratégique de façade	–	Nouvel article L. 342-5 (ordonnance n° 2023-816 précitée) : doit finalement faire l'objet de précisions réglementaires
32	6 ter C	Autorisation du déploiement par anticipation de capacités de raccordements supérieurs aux besoins déjà exprimés	Modalités d'application de l'article	Projet de décret en attente
33	6 ter D	Possibilité d'accéder au fonds d'aides aux collectivités pour l'électrification rurale en cas de travaux facilitant l'insertion des EnR sur le réseau et le développement de la flexibilité	–	–
TITRE III : Mesures tendant à l'accélération du développement de l'énergie solaire, thermique, photovoltaïque et agrivoltaïque				
34	7	Possibilité d'installation d'infrastructures de production d'énergie renouvelable solaire le long des grands axes routiers et des voies ferrées	–	–

Article	N° initial	Dispositif	Mesures réglementaires d'application et rapports prévus	Mesures publiées ou calendrier prévisionnel de publication
35	7 bis	Possibilité pour VNF, dans le cadre de ses missions, d'exploiter des EnR sur son domaine public et son domaine privé	–	–
36	8	Adaptation des procédures de mise en concurrence sur le domaine public de l'État afin d'accélérer le développement de projets de production d'EnR	II Pour la période 2023-2027, détermination de l'objectif de mise à disposition sur le domaine public de l'Etat et son domaine privé de surfaces pour le développement d'installations de production d'énergies renouvelables	En attente
37	9	Dérogation à la loi « Littoral » pour implanter des installations photovoltaïques, de stockage ou de production d'hydrogène renouvelable sur des friches ou des bassins industriels de saumure saturée	Liste des friches sur lesquelles peuvent être autorisées les ouvrages nécessaires à la production d'énergie solaire photovoltaïque ou thermique par dérogation à la loi littoral. Concertation avec le Conservatoire du littoral et les associations de collectivités requise	Décret n° 2023-1311 du 27 décembre 2023 pris pour l'application de l'article L. 121-12-1 du code de l'urbanisme
38	9 bis	Précisions sur la condition d'incompatibilité avec le voisinage des zones habitées pour les installations de production d'électricité à partir d'EnR dans certains DROM, <u>sur le littoral</u>	–	–
39	10	Implantation de centrales scolaires au sol en discontinuité d'urbanisme dans les communes de montagne dotées d'une carte communale	–	–
40	11	Obligation d'équipement des parkings extérieurs existants avant le 1 ^{er} juillet 2023 de plus de 1 500 m ² en ombrières intégrant un procédé d'EnR	<p>II Critères permettant d'exonérer les parcs de stationnement extérieurs d'une superficie supérieure à 1 500 m² de l'obligation d'être équipés d'ombrières intégrant un procédé de production d'énergies renouvelables</p> <p>VI Seuil dérogatoire pour les parcs de stationnement extérieurs situés dans les départements et les régions d'outre-mer relevant de l'article 73 de la Constitution</p> <p>VII Conditions d'application de l'article, notamment celles relatives à la sanction pécuniaire prévue</p> <p>VIII : Adaptation du décret précisant les projets qui ne sont pas soumis à permis de construire mais à déclaration préalable, pour préciser les modalités d'inclusion de ceux prévus par le présent article</p>	<p>Mise en conformité obligatoire à compter du 1^{er} juillet 2026 pour les surfaces supérieures à 10 000 m² et du 1^{er} juillet 2028 pour les surfaces supérieures à 1 500 m²</p> <p>Publications envisagées courant 2024</p>

Article	N° initial	Dispositif	Mesures réglementaires d'application et rapports prévus	Mesures publiées ou calendrier prévisionnel de publication
41	11 bis	Renforcement des obligations de couverture des bâtiments non résidentiels nouveaux ou lourdement rénovés par des installations de production d'énergie solaire ou des systèmes végétalisés	I : modification de l'article L. 171-4 CCH	Mise en conformité obligatoire à compter du 1 ^{er} janvier 2025 Mais le décret n° 2023-1208 du 18 décembre 2023 portant application de l'article L. 171-4 du code de la construction et de l'habitation et de l'article L. 111-19-1 du code de l'urbanisme et les deux arrêtés du 19 décembre 2023 portant application de l'article L. 171 4 du code de la construction et de l'habitation précisent déjà l'application de l'article 41 Une consultation est néanmoins envisagée pour étudier d'éventuels ajustements aux nouveaux types de bâtiments
42	11 ter A	Mise à disposition par les organismes HLM des données sur la faisabilité du développement des équipements de production d'EnR sur les logements sociaux dont ils ont la charge	Modalités d'application de l'article	Projet de décret mis en consultation jusqu'au 12 décembre
43	11 ter	Obligation d'installation d'un procédé de production d'EnR sur les bâtiments non résidentiels existants de plus de 500 mètres carrés sans condition de travaux de rénovation lourde	I 1° Surface de la toiture du bâtiment sur laquelle s'appliquent les obligations I 1° Critères relatifs aux exonérations applicables à une telle obligation II° Arrêté définissant les exonérations spécifiques pour les installations classées	Mise en conformité obligatoire à compter du 1 ^{er} juillet 2028
44	11 quater AA	Modification des règles de majorité en assemblée générale pour les dévotions relatives à l'installation d'ouvrages de production d'EnR dans les copropriétés	–	–
45	11 quater AB	Rapport sur l'opportunité de couvrir les toitures des bâtiments non résidentiels d'un revêtement réfléchissant	–	Doit être remis d'ici mars 2024

Article	N° initial	Dispositif	Mesures réglementaires d'application et rapports prévus	Mesures publiées ou calendrier prévisionnel de publication
46	11 quater A	Rapport sur la réglementation thermique dans les bâtiments tertiaires des collectivités d'outre-mer	<i>Censuré par le Conseil constitutionnel</i>	
47	11 quater	Possibilité de déroger aux interdictions prescrites dans les règlements des PPRI pour le déploiement d'installations de production d'énergie solaire	–	–
48	11 septies A	Levée de l'interdiction pour les producteurs participant à des opérations d'autoconsommation collective d'en faire leur activité principale	<i>Censuré par le Conseil constitutionnel</i>	
49	11 septies B	Dans les copropriétés, affectation prioritaire du produit de la vente du surplus de l'énergie produite par une installation EnR avec stockage à aux dépenses liées à la production d'électricité imputées sur les charges des parties communes	<i>Censuré par le Conseil constitutionnel</i>	
50	11 octies C	Rapport sur les soutiens financiers existants et à envisager pour l'installation de dispositifs de production d'énergie solaire	Devait être remis en septembre 2023	Non remis
51	11 octies	Facilitation, <i>via</i> les dispositions du PLU, des installations de production d'énergie renouvelable sur les bâtiments neufs et existants	Nécessaires adaptations des articles R. 171-1 et R. 171-4 du code de la construction et de l'habitation et du décret en Conseil d'État fixant les résultats minimaux en termes de performance énergétique et environnementale pour les bâtiments neufs	En attente
52	11 nonies	Rapport devant évaluer la possibilité d'un grand plan de désamiantage des bâtiments en vue d'y installer des panneaux photovoltaïques	–	Rapport relatif aux synergies qui pourraient exister entre le désamiantage des bâtiments et le développement du solaire photovoltaïque, remis en décembre 2023
53	11 decies C	Renforcement des critères environnementaux dans la commande publique et la procédure d'attribution d'appels d'offres émis par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) pour la production d'électricité	–	–

Article	N° initial	Dispositif	Mesures réglementaires d'application et rapports prévus	Mesures publiées ou calendrier prévisionnel de publication
54	11 <i>decies</i>	Encadrement législatif, orientation stratégique et soutien public de l'agrivoltaïsme	<p>I 2° d Modalités d'application de l'article du code de l'énergie relatif à l'agrivoltaïsme : précision sur les services que doit rendre l'installation, établissement d'une méthodologie définissant la production agricole significative et le revenu durable en étant issu, définition de la notion d'activité principale. Conditions de déploiement et d'encadrement de l'agrivoltaïsme, en référence notamment aux règles applicables au marché du foncier agricole, la politique de renouvellement des générations et le maintien du potentiel agronomique actuel et futur des sols concernés. Modalités de suivi et de contrôle des installations ainsi que les sanctions en cas de manquement</p> <p>I 2° d Modalités selon lesquelles l'autorité administrative saisie d'une demande d'autorisation d'une installation agrivoltaïque informe sans délai le maire de la commune et le président de l'EPCI concernés</p> <p>I 2° d Prescriptions générales régissant les opérations de démantèlement et de remise en état du site ainsi que les conditions de constitution et de mobilisation des garanties financières. Conditions de constatation par le représentant de l'Etat dans le département d'une carence pour conduire ces opérations et formes dans lesquelles s'exerce, dans cette situation, l'appel aux garanties financières</p> <p>II 1° Modalités d'application des dispositions relatives à l'encadrement du PV au sol, notamment la durée minimale depuis laquelle sont réputés inexploités les sols pouvant être identifiés au sein des surfaces agricoles et forestières ouvertes à un projet d'installation</p> <p>II 1° Durée à l'issue de laquelle le propriétaire du terrain est tenu d'enlever un ouvrage de production d'électricité à partir de l'énergie solaire et de remettre en état le terrain</p> <p>II 1° Conditions d'application de la section 9 "Installations de production d'énergie photovoltaïque sur des terrains agricoles, naturels et</p>	<p>Projet de décret relatif au développement de l'agrivoltaïsme et aux conditions d'implantation des installations photovoltaïques sur terrains agricoles, naturels ou forestiers en consultation mis en consultation du 26 décembre 2023 au 16 janvier 2024 Il prévoit lui-même des arrêtés d'application</p>

Article	N° initial	Dispositif	Mesures réglementaires d'application et rapports prévus	Mesures publiées ou calendrier prévisionnel de publication
			forestiers" du chapitre I ^{er} du titre I ^{er} du livre I ^{er} du code de l'urbanisme	
55	11 undecies	Expérimentation sur la production d'azote à la ferme grâce aux EnR	<i>Censuré par le Conseil constitutionnel</i>	
TITRE IV : Mesures tendant à l'accélération du développement des installations de production d'énergie renouvelable en mer				
56	12	Planification du développement de l'éolien en mer ; adaptation des procédures de participation du public pour les projets éoliens en mer et la révision des documents stratégiques de façade (DSF)	Établissement, au sein du document stratégique de façade, d'une cartographie des zones maritimes et terrestres prioritaires pour l'implantation d'EnR et des raccordements associés	La première cartographie doit intervenir en 2024, lors de la révision des DSF
57	12 bis A	Priorité donnée aux zones situées en ZEE pour les procédures de mise en concurrence relatives aux projets d'éoliennes en mer	Une adaptation du cahier des charges des procédures de mise en concurrence sera nécessaire	Ciblage prioritaire des ZEE prévu pour les procédures de mise en concurrence initiées en 2024/2025, à l'issue des débats sur la planification
58	12 ter	Anticipation de la réalisation par l'État des études techniques et environnementales nécessaires aux procédures d'appel d'offres pour l'éolien en mer	-	-
59	13	Clarification du régime juridique applicable aux parcs éoliens en mer implantés à la fois dans la zone économique exclusive et le domaine public maritime	-	-
60	13 bis	Pouvoirs de régularisation accordé au juge administratif pour le contentieux des concessions d'occupation du domaine public maritime relatives aux projets éoliens en mer	-	-
61	13 ter A	Régime d'autorisation unique pour les installations de production d'énergie renouvelable en mer et les ouvrages de raccordement	Adaptations réglementaires (non expressément prévues par la loi) sur les saisines à effectuer et sur le contenu du dossier de demande	Décret n° 2023-1209 du 19 décembre 2023 portant application de l'article L. 181-2 du code de l'environnement et modifiant l'article D. 314-15 du code de l'énergie Décret n° 2023-1419 du 29 décembre 2023 portant diverses modifications aux dispositions applicables

Article	N° initial	Dispositif	Mesures réglementaires d'application et rapports prévus	Mesures publiées ou calendrier prévisionnel de publication
				aux installations de production d'énergie renouvelable en mer et à leurs ouvrages de raccordement
62	13 ter	Extension aux autorisations uniques concernant les installations éoliennes implantées en ZEE des pouvoirs de régularisation dont dispose le juge administratif en matière d'autorisation environnementale	-	-
63	14	Adaptation et clarification du statut juridique des installations flottantes dans les espaces maritimes sous souveraineté et juridiction françaises	Règles conformément auxquelles les îles artificielles, les installations et les ouvrages flottants sont conçus, construits, entretenus et exploités ; conditions de délivrance de l'agrément auxquels ils sont soumis et organismes chargés du contrôle, modalités du contrôle	Publication envisagée en avril 2024
			I 2° Conditions de retrait ou de suspension de l'agrément	
			I 2° Précisions sur l'emploi des sommes consignées en cas de non respect de la réglementation	
63	14	Adaptation et clarification du statut juridique des installations flottantes dans les espaces maritimes sous souveraineté et juridiction françaises	I 2° Possibilité d'exclure certaines catégories d'îles, installations ou ouvrages du régime nouvellement créé, selon leurs caractéristiques, la finalité et l'usage poursuivis	Publication envisagée en avril 2024
64	15	Adaptation du droit applicable aux spécificités des personnels employés dans le secteur de l'éolien en mer travaillant alternativement en mer et à terre, harmonisation des règles de réserve de pavillon et lutte contre le dumping social	Conditions d'application de l'article 257 du code des douanes, relatif aux navires auxquels sont réservés les transports effectués entre les ports de France métropolitaine et les transports entre des ports français et les îles artificielles	Mesure déjà appliquée par un texte réglementaire existant : décret n° 2009-702 du 16 juin 2009
65	15 ter	Faciliter les opérations d'aménagement des infrastructures portuaires nécessaires au développement des projets de production d'énergies renouvelables en mer	<i>Censuré par le Conseil constitutionnel</i>	
66	16	Implantation de postes de transformation électriques en zone littorale	-	Précisions sur le « silence vaut refus » dans le décret n° 2023-517 du 28 juin 2023

Article	N° initial	Dispositif	Mesures réglementaires d'application et rapports prévus	Mesures publiées ou calendrier prévisionnel de publication
TITRE V : Mesures portant sur d'autres catégories d'énergies renouvelables				
67	16 bis	Équipements compensant la gêne occasionnée par les éoliennes pour le fonctionnement de la défense, la navigation aérienne civile et la météorologie.	–	–
68	16 ter C	Rapport sur les nuisances sonores occasionnées par les éoliennes et sur les expérimentations menées pour limiter les nuisances générées par le balisage lumineux des éoliennes	Devait être remis d'ici mars 2024	Non remis
69	16 quater AA	Ajout du taux de recyclabilité ou de réutilisation à la liste des critères utilisés dans les appels d'offres pour les projets d'énergies renouvelables	Adaptation des cahiers des charges correspondants au besoin	–
70	16 quater B	Extension de l'expérimentation du médiateur de l'hydroélectricité à l'ensemble du territoire ; création d'un médiateur des EnR	Extension de l'expérimentation (mesure non expressément prévue par la loi)	Projet de décret en cours de préparation
71	16 quater D	Suppression de dispositions incompatibles avec le droit européen sur les dérogations accordées aux moulins à eau en matière de continuité écologique	–	–
72	16 quater	Dérogation aux débits minimaux que doivent respecter les installations hydroélectriques en cas de menace sur la sécurité d'approvisionnement en électricité	–	Précisions par arrêté, pour chaque installation, sur les modalités d'application du dispositif
73	16 quinquies	Faciliter les investissements nécessaires au bon fonctionnement des concessions hydroélectriques sous le régime des « délais glissants »	Modalités selon lesquelles, lors du renouvellement de la concession, la part non amortie des investissements ainsi réalisés est remboursée directement au concessionnaire précédent par le concessionnaire retenu	Décret n° 2023-1246 du 22 décembre 2023 portant diverses dispositions relatives à la fin des concessions d'énergie hydraulique
74	16 septies	Facilitation des augmentations de puissance des concessions hydroélectriques	–	–
75	16 octies A	Rapport sur le déploiement des hydroliennes fluviales	Devait être remis pour septembre 2023	Non remis
76	16 octies	Rapport sur l'article 89 de la loi Climat et résilience sur l'hydroélectricité	Devait être remis pour septembre 2023	Rapport d'évaluation de l'article 89 de la loi n° 2021-1104 du

Article	N° initial	Dispositif	Mesures réglementaires d'application et rapports prévus	Mesures publiées ou calendrier prévisionnel de publication
				22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets, remis fin décembre 2023
77	16 nonies A	Adoption d'un régime fiscal et tarifaire propre aux installations de biogaz par méthanisation produite exclusivement à partir d'effluents d'élevage	Les conditions du soutien doivent être déterminées par la PPE	Stratégie française énergie-climat, qui doit fonder la PPE, mise en consultation fin 2023
78	16 nonies	Clarification du régime applicable à l'implantation de méthaniseurs en zone agricole	-	-
79	16 undecies A	La politique nationale de prévention et de gestion des déchets inclut la valorisation énergétique réalisée à partir de combustibles solides de récupération	<i>Censuré par le Conseil constitutionnel</i>	
80	16 undecies	Anticiper certains travaux de raccordement nécessaires à la réalisation des renforcements permettant l'injection de gaz renouvelable dans les réseaux	Conditions dans lesquelles les gestionnaires des réseaux de gaz naturel peuvent anticiper, après validation de la CRE, de tels travaux	Mesure déjà appliquée par l'article D. 453-23 du code de l'énergie (premier alinéa)
81	16 duodecies	Mesures de simplification en matière d'hydrogène renouvelable et bas-carbone	I : Adaptation du contenu de la PPE et des éventuelles dispositions connexes (comités régionaux...)	I : Stratégie française énergie-climat, qui doit fonder la PPE, mise en consultation fin 2023
			V : Modalités d'application de l'expérimentation d'un référent unique pour les porteurs de projets d'installations hydrogène ; date d'entrée en vigueur de cette même expérimentation	V : Circulaire du 28 novembre 2023 prise en application de l'article 6 instaure également les référents préfectoraux pour ces projets
82	16 quindecies	Intégration de l'énergie géothermique de surface dans l'étude de faisabilité technique et économique mentionnée à l'article L. 122-1 du code de la construction et de l'habitation	-	-
83	16 sexdecies A	Faciliter le forage en géothermie de minime importance (GMI)	I 1° Conditions permettant d'ordonner le paiement d'une amende administrative pour les forages réalisés sans qualification ou certification appropriées	Publication envisagée en juin 2024
			I 2° Conditions de délivrance de la certification applicable aux travaux de sondage ou de forage, de création de	

Article	N° initial	Dispositif	Mesures réglementaires d'application et rapports prévus	Mesures publiées ou calendrier prévisionnel de publication
			<p>puits ou d'ouvrages souterrains non destinés à un usage domestique</p> <p>II 2° Conditions de délivrance de la certification aux travaux de création de puits ou de forage à des fins d'usage domestique de l'eau</p> <p>II 2° Cas et conditions dans lesquels l'autorité administrative peut ordonner le paiement d'une amende administrative, pour les travaux réalisés sans certification</p> <p>II 4° Modalités globales d'application de l'article L. 2224-9 du CGCT, relatif aux prélèvements, puits ou forages réalisés à des fins d'usage domestique de l'eau</p> <p>III Modalités et conditions selon lesquelles les travaux de sondage, de forage ou de création de puits ou d'ouvrages souterrains non destinés à un usage domestique, d'une profondeur comprise entre 50 et 100 m et exécutés conformément aux exigences techniques d'une certification ne sont pas soumis à évaluation environnementale ou à un examen au cas par cas</p> <p>III Conditions dans lesquelles est délivrée la certification comportant les exigences techniques qui sont exécutées par les travaux de sondage, de forage ou de création de puits ou d'ouvrages souterrains non destinés à un usage domestique, d'une profondeur comprise entre 50 et 100 m</p>	
84	16 <i>sexdecies</i>	Remise au Parlement d'un rapport relatif au financement des énergies marines renouvelables	Devait être remis en septembre 2023	Transmis au Parlement début décembre 2023
85	16 <i>septdecies</i>	Introduction de l'énergie osmotique dans la liste des EnR inscrite dans le code de l'énergie	-	Décret n° 2023-1209 du 19 décembre 2023 précise que ces installations peuvent bénéficier d'une obligation d'achat (non expressément prévu par la loi)

Article	N° initial	Dispositif	Mesures réglementaires d'application et rapports prévus	Mesures publiées ou calendrier prévisionnel de publication
TITRE VI : Mesures transversale de financement des énergies renouvelables et de récupération et de partage de la valeur				
Chapitre I^{er} – Mesures en faveur du financement de la production des énergies renouvelables et de récupération et de la fourniture à long terme d'électricité				
86	17	Dispositions diverses relatives aux contrats de vente directe d'énergie entre un producteur et un consommateur final	Adaptation des dispositions réglementaires relatives à l'autorisation de fourniture en électricité	Projet de décret sur l'adaptation de la partie réglementaire du code de l'énergie relative aux autorisations de fourniture examiné par le CSE et la CRE Publication envisagée en février 2024
			Précisions sur les éléments que les producteurs ou fournisseurs concluant une PPA dans le cadre d'une procédure de mise en concurrence doivent fournir à la CRE pour qu'elle puisse assurer sa mission de suivi statistique de ces contrats (pour l'électricité comme pour le gaz)	Publication envisagée en février 2024
			Conditions dans lesquelles sont pris en compte, pour le calcul du volume d'électricité correspondant aux droits des actionnaires des sociétés de capitaux agréées qui ont pour activité l'acquisition de contrats d'approvisionnement à long terme d'électricité	Mesure déjà appliquée par les articles D. 336-40 à D. 336-44 du code de l'énergie
			Bilan par la CRE sur sa mission de surveillance des contrats PPA, qui doit être publié d'ici mars 2024	Publication envisagée d'ici la mi-2024
			Date d'ouverture des exercices à compter de laquelle s'applique le régime de suramortissement fiscal prévu au II de l'article 86 de la loi. Cette date ne peut être postérieure de plus de trois mois à la date de réception par le Gouvernement de la réponse de la Commission européenne sur la conformité du dispositif au regard des aides d'État	Publication envisagée en janvier 2024
87	17 bis AAA	Prise en compte des cas dans lesquels l'installation EnR est détenue par une communauté d'énergie renouvelable ou par une communauté énergétique	Applicable à réception de la réponse de la Commission européenne sur la conformité du dispositif au régime des aides d'État	Modification des cahiers des charges prévue courant 2024 ; la Commission européenne a déjà validé des

Article	N° initial	Dispositif	Mesures réglementaires d'application et rapports prévus	Mesures publiées ou calendrier prévisionnel de publication
		citoyenne pour fixer le complément de rémunération	Éventuelle adaptation des cahiers des charges en conséquence	conditions relatives à la gouvernance locale des projets, qui existent déjà dans les appels d'offres
88	17 bis B	Caractère facultatif d'un budget annexe pour les ouvrages publics de production d'électricité photovoltaïque en cas d'autoconsommation	Arrêté conjoint des ministres chargés de l'énergie et des collectivités territoriales pour définir un seuil de puissance conditionnant l'application de la disposition	Projet d'arrêté en cours de réalisation
89	17 bis	Intégration de l'enjeu du stockage des énergies renouvelables parmi les objectifs de la politique de l'énergie – Enrichissement du bilan carbone pris en compte dans les procédures de mise en concurrence	–	–
90	17 ter A	Exclure des marchés publics de fourniture et de travaux pour des équipements et installations de production et de stockage EnR les offres issues de pays tiers n'ayant pas d'accord de réciprocité avec l'UE en matière de commande publique	Conditions dans lesquelles une offre peut être rejetée car considérée comme irrégulière	Disposition modifiée par la loi « industrie verte », qui en étend le champ d'application ; délai imparti pour la pris des mesures réglementaires différé à avril 2024
91	17 ter B	Anticipation des dates d'entrée en vigueur des dispositions de la loi climat-résilience relatives au verdissement de la commande publique, pour ce qui concerne les marchés et concessions liés aux EnR	–	–
92	17 ter	Obligation pour les acheteurs publics et les entreprises d'assurer la publicité du lieu de fabrication des dispositifs de production d'énergie solaire	–	–
Chapitre II – Mesures en faveur d'un partage territorial de la valeur des énergies renouvelables				
93	18	Création d'un mécanisme de partage territorial de la valeur des énergies renouvelables	Modalités d'application du mécanisme, notamment : modalités de versement des contributions aux fonds, seuil minimal du montant des contributions, possibilité de substituer une participation au capital à un projet local d'EnR au versement d'une contribution	Mesure avec entrée en vigueur différée au plus tard à compter du 1 ^{er} juin 2024 ou à compter de la validation du mécanisme par la Commission européenne au titre des aides d'État si celle-ci est plus tardive Publication initialement envisagée en décembre 2023

Article	N° initial	Dispositif	Mesures réglementaires d'application et rapports prévus	Mesures publiées ou calendrier prévisionnel de publication
94	18 bis A	Demande de rapport sur la clarification de la compétence « énergie » entre les différents niveaux de collectivités territoriales	<i>Censuré par le Conseil constitutionnel</i>	
95	18 bis	Participation des riverains, des communes et de leurs groupements au capital d'une entreprise porteuse d'un projet de développement des énergies renouvelables	-	-
96	18 ter	Perception anticipée de l'intégralité de la redevance d'occupation domaniale pour le financement d'une participation au capital d'une entreprise productrice d'énergie renouvelable	Conditions d'inscription du produit de la redevance au budget des collectivités ou de leurs groupements	Publication envisagée en février 2024
97	18 quinquies	Le rapport sur la situation en matière de développement durable des collectivités doit préciser les actions consacrées à la transition énergétique, ainsi que leurs modalités de financement	<i>Censuré par le Conseil constitutionnel</i>	
Chapitre III – Mesures en faveur de l'expérimentation de la production de gaz bas-carbone				
98	19	Création d'un cadre juridique applicable au gaz bas-carbone	Seuil d'émissions défini par arrêté pour qualifier un gaz de bas carbone	Conditionné à la publication d'un acte délégué européen qui doit permettre de donner une définition du gaz bas-carbone
99	19 bis B	Possibilité de convertir des centrales fossiles vers la biomasse dans les zones non interconnectées	-	-
100	19 bis	Création d'un dispositif d'autoconsommation collective étendue en gaz renouvelable	Arrêté, pris après avis de la CRE, pour fixer le critère de proximité géographique applicable à une opération d'autoconsommation collective étendue	Projet d'arrêté établi
			Modalités d'application du dispositif lorsque l'opération d'autoconsommation réunit un organisme HLM et ses locataires ou des personnes physiques ou morales tierces	Projet de décret établi ; objectif de publication pour février 2024
		Modalités de prise en compte de la production autoconsommée entre les consommateurs, afin d'établir la consommation de gaz complémentaire		

Article	N° initial	Dispositif	Mesures réglementaires d'application et rapports prévus	Mesures publiées ou calendrier prévisionnel de publication
			éventuelle à l'opération d'autoconsommation	
			Conditions d'application de l'ensemble des nouvelles dispositions créées	
101	19 <i>quater</i>	Instauration d'un objectif, à horizon 2030, de « 100 % EnR » dans les territoires d'outre-mer	-	-
102	19 <i>quinquies</i>	Evolution du périmètre de mutualisation des investissements pour le schéma de raccordement des EnR dans les outre-mer	Adaptation des mesures réglementaires	Réécrit par l'ordonnance n° 2023-816 en date du 23 août 2023 (<i>voir article 26</i>) Les périmètres de mutualisation de chaque ZNI seront précisées par voie réglementaire
103	19 <i>sexies</i>	Possibilité d'expérimenter un plan d'information sur les aides existantes pour l'installation d'équipements photovoltaïques dans les outre-mer	-	-
TITRE VII – Dispositions diverses				
104	20	Ratification de deux ordonnances dans le domaine de l'énergie	-	-
105	21	Réduction du délai de raccordement au réseau pour les installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable de faible puissance	-	-
106	22	Encadrement des délais de raccordement des installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables	Adaptation nécessaire de l'article D. 342-4-1 du code de l'énergie qui prévoit toujours un délai de 18 mois	En attente
107	24	Rapport sur la géothermie dans les zones non interconnectées	Devait être remis en septembre 2023	Non remis
108	25	Rapport sur les stations de transfert d'énergie par pompage dans les outre-mer	Devait être remis en septembre 2023	Non remis
109	26	Rapport sur l'agrivoltaïsme et le prix du foncier agricole	-	Doit être remis d'ici mars 2026
110	27	Rapport sur le caractère assurable des centrales photovoltaïques en toiture	Devait être remis en juin 2023	Non remis
111	28	Rapport sur la fiscalité énergétique outre-mer	<i>Censuré par le Conseil constitutionnel</i>	

Article	N° initial	Dispositif	Mesures réglementaires d'application et rapports prévus	Mesures publiées ou calendrier prévisionnel de publication
112	29	Rapport sur les modalités d'accompagnement du secteur pêche pour faire face aux changements induits par le développement de l'éolien en mer	–	Doit être remis en mars 2024
113	30	Rapport de Voies navigables de France sur les conditions de développement de la production d'EnR et publication pluriannuelle d'une stratégie de développement de ces énergies.	<i>Censuré par le Conseil constitutionnel</i>	
114	31	Rapport sur l'opportunité se substituer, en Corse, de substituer de la biomasse au fossile dans les centrales fossiles	Devait être remis en septembre 2023	Non remis
115	32	Rapport potentiel d'utilisation des bioliquides et biocarburants dans les DROM	<i>Censuré par le Conseil constitutionnel</i>	
116	34	Publication par l'ADEME d'un rapport pour les collectivités avec des recommandations sur les structures juridiques possibles pour faire de la production d'EnR en régie, dans un objectif d'autoconsommation collective	Devait être remis en juin 2023	Non remis

ANNEXE 2 : LISTE DES PERSONNES AUDITIONNÉES

Par ordre chronologique

Syndicat des énergies renouvelables (SER) *

M. Jules Nyssen, président

M. Alexandre Roesch, délégué général

Mme Élodie Saillard, responsable juridique et affaires institutionnelles

M. Alexandre de Montesquiou, consultant, directeur associé d’Ai2P

Audition commune :

Fédération environnement durable

M. Michel Faure, vice-président

M. Dominique de Pontfarcy, administrateur

France nature environnement *

M. Michel Dubromel, pilote du réseau énergie

Mme Adeline Mathien, cheffe de projet réseau énergie.

Producteurs éoliens en mer

Ocean Winds – Engie *

M. Marc Hirt, directeur général

M. Hugo Planchon, chargé des relations parlementaires

Iberdrola *

M. Stéphane Alain Riou, directeur éolien offshore Iberdrola France

M. Damien Mathon, directeur des affaires publiques et de la régulation

EDF – EDF Renouvelables *

M. Cédric Le Bousse, directeur Énergies marines renouvelables France d’EDF Renouvelables

Mme Amandine Carrière, chargée d’affaires relations institutionnelles Énergies marines renouvelables, EDF Renouvelables

Mme Véronique Loy, directrice adjointe, direction des affaires publiques

Qair Marine

M. Olivier Guiraud, directeur général

Sea Shepherd France *

Mme Marion Crécent, avocate

Mme Élodie Pouet, chargée de communication

Mme Maya Fourré, conseil de Sea Shepherd France

Audition commune :

France Agrivoltaïsme *

M. Thierry Vergnaud, président

M. Darell Leroux (FNSEA)

M. Maxime Cumunel, chargé des affaires publiques

Fédération française des producteurs agrivoltaïques (FFPA) *

M. Alexandre Bardet, vice-président et agriculteur

M. Jean-Michel Lamothe, administrateur et agriculteur

M. Marc Gaillet, administrateur et chargé de développement territorial chez Valorem

Comité national des pêches maritimes et des élevages marins *

M. Olivier Le Nézet, président

Secrétariat d'État chargé de la mer – Direction générale des affaires maritimes, de la pêche et de l'aquaculture

Mme Sophie-Dorothee Duron, cheffe de service Espaces maritimes et littoraux

M. Christophe Lenormand, chef de service Flottes et marins

Mme Lucie Sadoun, conseillère juridique à la sous-direction de la sécurité et de la transition écologique des navires

M. Olivier Letode, conseiller pêche et économie maritime

Audition commune :

Coordination rurale *

M. Jean-Luc Didier

M. Michel Le Pape

Fédération nationale des syndicats d'exploitants agricoles (FNSEA) *

M. Olivier Dager, administrateur en charge des questions énergie et climat

M. Xavier Jamet, responsable des affaires publiques

Jeunes Agriculteurs (JA) *

M. Maxime Buizard-Blondeau, agriculteur

M. Adama Sene, Conseiller juridique en droit rural

Chambres d'agriculture France *

M. Arnaud Delestre, membre du bureau de Chambres d'agriculture France, président de la chambre d'agriculture de l'Yonne

M. Arnaud Niesz, chargé de mission énergie

Mme Louise Verrier, chargée de mission affaires publiques

Audition commune :

Institut national de l'information géographique et forestière (IGN)

M. Sébastien Soriano, directeur général

M. Terry Moreau, service des projets et prestations, consultant sur le projet
« Portail cartographique sur les énergies renouvelables »

M. Nicolas Lambert, chef du service des partenariats et des relations
institutionnelles

**Centre d'études et d'expertise sur les risques, l'environnement, la
mobilité et l'aménagement (Cerema)**

M. Pascal Berteaud, directeur général

Mme Annabelle Ferry, directrice Territoires et ville

Mme Catherine Maligne, directrice de cabinet

Ministère de l'agriculture et de la souveraineté alimentaire

M. Hugues Pasquier de Franclieu, conseiller France 2030, innovation et
investissements

M. Serge Lhermitte, directeur général adjoint à la direction générale de la
performance économique et environnementale des entreprises (DGPE)

M. Baptiste Meunier, chef de bureau Économie à la DGPE

Audition commune :

Réseau de transport d'électricité (RTE) *

Mme Séverine Larere, secrétaire générale

M. Rachid Otmani, directeur adjoint du département contractualisation du
raccordement

M. Philippe Pillevesse, directeur des relations institutionnelles

Enedis *

M. Cédric Boissier, directeur du projet accélération des EnR

**Direction générale de l'aménagement, du logement et de la nature
(DGALN) – Direction de l'habitat, de l'urbanisme et des paysages (DHUP)**

M. Patrick Brie, adjoint au sous-directeur de la qualité du cadre de vie

Mme Coralie Ruffenach, adjointe au sous-directeur du développement durable de
la construction

Table ronde des élus locaux :

Régions de France

Mme Agnès Langevine, vice-présidente du conseil régional d'Occitanie et présidente déléguée de la commission transition écologique

Mme Olivia de Maleville, conseillère transition écologique et énergétique

Associations des maires ruraux de France (AMRF)

Mme Fanny Lacroix, vice-présidente de l'Amrf

Associations des maires de France (AMF)

M. Alain Sanz, maire de Rebenacq et président des maires des Pyrénées-Atlantiques

Intercommunalités de France

M. Pierre Froustey, président de la communauté de communes Marenne-Adour Côte Sud

M. Jean-Luc Dupont, président du syndicat intercommunal d'énergies d'Indre-et-Loire (SIEIL)

M. Michel Guignaud, maire de Ligueil

M. Gérard Hénault, président de la communauté de communes Loches Sud Touraine

Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC)

M. Laurent Kueny, directeur de l'énergie

Mme Hermine Durand, sous-directrice aux systèmes électriques et énergies renouvelables

Commission de régulation de l'énergie (CRE)

Mme Emmanuelle Wargon, présidente

M. Nicolas Deloge, directeur des réseaux

Mme Elsa Merckel, cheffe du département énergies renouvelables

M. Aodren Munoz, chargé des relations institutionnelles

** Ces représentants d'intérêts ont procédé à leur inscription sur le répertoire des représentants d'intérêts de la Haute Autorité pour la transparence de la vie publique (HATVP), qui vise à fournir une information aux citoyens sur les relations entre les représentants d'intérêts et les responsables publics lorsque sont prises des décisions publiques.*

ANNEXE 3 : LISTE DES CONTRIBUTIONS ÉCRITES RECUES

Par ordre alphabétique

Association nationale des élus des littoraux (ANEL)

Comité national pour la promotion de l'œuf (CNPO) *

Confédération paysanne *

EDF *

Enercoop *

Engie *

Fédération du commerce et de la distribution *

Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR)

France Hydroélectricité *

France nature environnement *

Institut national de la recherche pour l'agriculture, l'alimentation et l'environnement (INRAe)

Ligue pour la protection des oiseaux (LPO) *

Office français de la biodiversité (OFB)

Syndicat du sucre de La Réunion

Union française de l'électricité (UFE) *

VAE-Solis *

Vent des maires

WWF *

* *Ces représentants d'intérêts ont procédé à leur inscription sur le répertoire des représentants d'intérêts de la Haute Autorité pour la transparence de la vie publique (HATVP), qui vise à fournir une information aux citoyens sur les relations entre les représentants d'intérêts et les responsables publics lorsque sont prises des décisions publiques.*