

INSTITUT D'AMÉNAGEMENT, D'URBANISME ET DE GÉOGRAPHIE DE LILLE

MASTER de Sciences et Technologies  
mention Urbanisme et Aménagement

Parcours **Conception Aménagement Durable et Design**

## **Quelles sont les principales limites au développement des projets solaires et éoliens en France, et comment les stratégies des acteurs y répondent-elles ?**

Lyon, Rhône, Auvergne-Rhône-Alpes, France



*Source : Maxime Feugier, 2025*

Tuteur universitaire : Pierre-Gil Salvador

**Maxime Feugier**

Tuteur professionnel : Serge Vadot  
Organisme : Vensolair  
17 quai Joseph Gillet 69004 Lyon

Année : 2024 - 2025

## RÉSUMÉ

Ce mémoire examine les freins qui entravent le développement de l'éolien et du solaire en France, malgré des objectifs nationaux ambitieux. Ces contraintes sont de plusieurs ordres : complexité et lenteur des procédures administratives, conflits d'usage du foncier, opposition locale persistante. L'étude de cas consacrée à Vensolair, développeur d'énergies renouvelables, met en lumière les stratégies concrètes mises en œuvre pour dépasser ces obstacles, qu'il s'agisse de la diversification de ses projets, du dialogue avec les élus ou encore de l'anticipation réglementaire. Enfin, l'analyse souligne que le passage à une nouvelle échelle de déploiement suppose non seulement des innovations techniques mais également un ancrage territorial renforcé, une gouvernance partagée et le développement de filières industrielles souveraines.

## ABSTRACT

This thesis examines the obstacles hindering the development of wind and solar energy in France, despite ambitious national targets. These constraints stem from complex administrative procedures, land use conflicts, and persistent local opposition. The case study of Vensolair, a renewable energy developer, highlights the strategies deployed to overcome these challenges, including project diversification, dialogue with local authorities, and regulatory anticipation. The analysis shows that intensifying the deployment of renewable energies requires not only technical innovations, but also stronger local roots, shared governance, and the development of sovereign industrial value chains.

## REMERCIEMENTS

Je voudrais tout d'abord remercier chaleureusement mon tuteur professionnel : Monsieur Serge Vadot, Chef de projet éolien et photovoltaïque, pour son accueil, ses nombreuses heures d'enseignements et pour la confiance qu'il m'a portée tout au long de mon stage.

Je remercie également Madame Sarah Félix-Faure, responsable de l'agence de Lyon, pour sa bienveillance et pour l'opportunité qu'elle m'a offerte à travers ce stage.

Une pensée particulière à mes collègues de bureau : Clément, Agathe, Catherine et Laurence avec qui j'ai passé cinq mois très agréables et enrichissants.

Je voudrais également remercier toute l'équipe Développement : Agathe, Imane, Sarah, Antoine, Fanny, Elvira, Léa. Merci pour votre soutien, vos conseils et vos partages d'expérience qui m'ont beaucoup appris.

Merci également aux référents de l'éolien et du solaire, Juliette et Jocelyn, pour votre disponibilité et vos réponses précieuses à mes questions.

Je remercie aussi toutes les personnes avec qui j'ai pu échanger au sein de l'entreprise, que ce soit les équipes exploitation, préconstruction et hydrogène pour leur bonne humeur au quotidien.

Merci également à mon tuteur universitaire, Monsieur Pierre-Gil Salvador, professeur des Universités en géographie et responsable du master GAED, pour m'avoir suivi dans ce stage et dans la rédaction de ce mémoire. Nos rencontres et nos différents échanges m'ont permis de structurer mes recherches et mes écrits.

# PRÉAMBULE

Créée en 1933, la Compagnie Nationale du Rhône (CNR) est le concessionnaire du Rhône pour la production d'hydroélectricité, le transport fluvial et les usages agricoles. Depuis l'obtention de cette concession, CNR a conçu et construit 19 centrales hydroélectriques, 19 barrages, 14 écluses et ouvert 330 km de voie navigable entre Lyon et la Méditerranée.

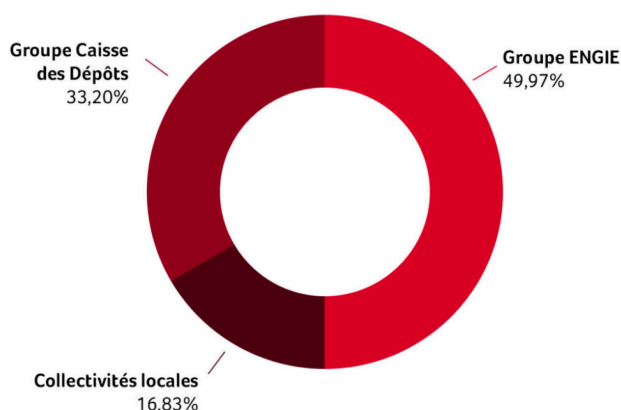


Figure 1 : Répartition de l'actionnariat de CNR (Source : CNR, 2025)

CNR est une société anonyme d'intérêt général. Elle dispose d'un capital majoritairement public, avec 33,20 % détenu par le groupe de la Caisse des Dépôts, 16,83 % par 183 collectivités locales, et 49,97 % détenu par le groupe ENGIE, actionnaire industriel de référence.

Dès 2003, avec la création de la filiale CN'AIR, le groupe CNR a eu la volonté de s'engager pleinement dans la transition énergétique, en diversifiant sa production d'énergies renouvelables.

En 2019, le groupe CNR fait l'acquisition de la société Vol-V ER. Cette société renommée Vensolair, est désormais filiale à 100 % du groupe CNR et regroupe les secteurs d'activités de l'éolien, du grand photovoltaïque, du repowering, du stockage par batterie et de l'hydrogène.

Une deuxième filiale nommée Solarhona est créée en 2021 pour se focaliser sur le petit photovoltaïque, que ce soit pour des toitures (bâtiments existants ou futurs projets de construction), des ombrières ou des installations sols et flottantes. D'une puissance inférieure à 4 MWc, ce qui correspond approximativement à une superficie de 4 ha, ses projets se trouvent principalement le long de la vallée du Rhône, en région Auvergne-Rhône-Alpes, Provence-Alpes-Côte d'Azur et en Occitanie. La filiale fixe des seuils minimaux afin d'assurer la viabilité économique des projets : 1 000 m<sup>2</sup> pour les toitures et ombrières et 1 hectare pour les projets au sol ou sur plans d'eau.





Figure 2 : Typologies de projets de la filiale Solarhona (Source : Solarhona, 2025)

Aujourd'hui, le groupe CNR est le premier producteur d'énergie 100 % renouvelable en France, avec 25 % de l'hydroélectricité française produite. Désormais, CNR possède aussi 67 parcs éoliens et 67 centrales photovoltaïques. La puissance totale installée du groupe est de 4143 MW et la production annuelle moyenne d'électricité est de 18,4 TWh (mix hydraulique, éolien et photovoltaïque), ce qui représente l'équivalent de la consommation électrique annuelle de 6 millions de français.

En février dernier, la loi relative à l'aménagement du Rhône, votée à l'unanimité par le Parlement, a prolongé la concession du Rhône jusqu'en 2041. Cela témoigne de la confiance renouvelée des institutions envers CNR et ses activités.

Avant de présenter les différents services, il est nécessaire de rappeler que ce travail se focalise sur la filiale Vensolair, dans laquelle j'ai réalisé mon stage de fin d'études.

Il convient également de rappeler que le groupe CNR a récemment procédé à une réorganisation structurelle. Auparavant, le développement, la construction et l'exploitation des parcs éoliens et photovoltaïques étaient assurés par la Direction des Nouvelles Énergies (DNE), directement rattachée à CNR. Au début de cette année, cette direction a été transférée à la filiale Vensolair, une décision ayant suscité de nombreuses controverses et contestations parmi les employés de la DNE. Complétée par une importante vague de recrutements, la réorganisation de Vensolair est donc très récente. Ces deux éléments expliquent pourquoi certains processus ne sont pas encore pleinement établis au sein de la filiale.

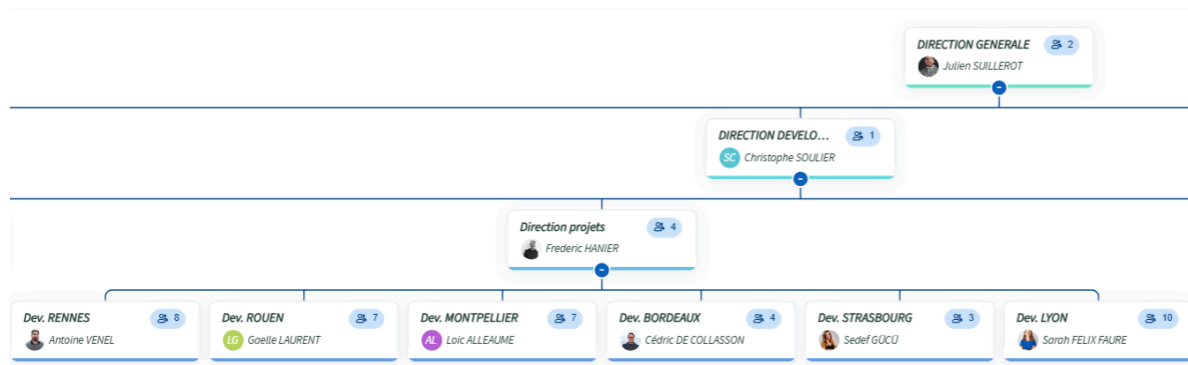


Figure 3 : Organigramme de la société Vensolair (Source : Vensolair, 2025)

Mon stage s'est déroulé au sein de l'équipe Développement, où j'ai occupé la fonction d'assistant chef de projet. Cette expérience m'a permis de participer à diverses missions liées au développement de projets éoliens et photovoltaïques.

La découverte de ces deux typologies de projets, bien que de nombreux aspects soient relativement similaires, a été une volonté de la responsable de l'agence de Lyon, Sarah Félix Faure et de mon tuteur professionnel Serge Vadot. Mes missions de stage reflètent donc une grande diversité qui est liée intrinsèquement au métier de chef de projet mais aussi à ses deux typologies de projets.

Dans cette partie, je présenterai brièvement certaines missions de mon stage afin de donner un aperçu des activités principales que j'ai réalisées. Certaines de ces missions seront ensuite développées de manière plus détaillée dans les parties suivantes.

Ainsi, l'une de mes premières missions, en concertation avec les chefs de projets, a été de mettre à jour les supports de présentation des projets en développement de l'agence. Le but était d'actualiser les données sur l'avancement des différents dossiers et de refaire une mise en forme claire et visible.

Une part importante de mon stage a été dédiée à la prospection foncière, réalisée grâce au logiciel SIG QGIS. Effectivement, en fonction de différents critères que je détaillerais ultérieurement, j'ai travaillé dans l'identification puis dans la sélection de Zones d'Implantation Potentielles (ZIP) principalement dans les régions Auvergne Rhône-Alpes et Bourgogne Franche-Comté. Cette activité incluait la prise de contact téléphonique avec les communes concernées et la réalisation de prédiagnostics.

Parallèlement, j'ai découvert et utilisé différents outils numériques et logiciels internes à l'agence. Hubspot m'a permis d'organiser les données, de mettre à jour les informations des projets et de suivre les démarches sur le terrain. Glint Solar, quant à lui, m'a servi à réaliser des photomontages et des calepinages photovoltaïques de manière rapide, tout en fournissant une multitude de données pertinentes.

En lien avec le métier de chef de projet, j'ai participé à de nombreux échanges avec les services supports de Vensolair et réaliser différentes missions tels que la préparation d'un comité de pilotage, la commande, l'affichage sur site et le constat par un huissier d'un panneau de construire modificatif (PCM), la préparation à la réponse d'un avis MRAe ou encore retravailler des relevés de cadastre.

Enfin, pour les projets agrivoltaïques, j'ai recensé l'ensemble des avis émis par les CDPENAF et par les différentes préfectures des départements présents dans les régions Auvergne-Rhône-Alpes, Bourgogne-Franche-Comté et Provence-Alpes-Côte d'Azur, qu'ils soient favorables ou défavorables. L'objectif était de mieux comprendre les décisions de ces commissions afin de pouvoir s'y adapter efficacement.

Au niveau du terrain, j'ai eu la chance d'en faire très rapidement avec les différents chefs de projets de l'équipe Développement. J'ai ainsi participé à une réunion avec la DDT de la Drôme pour échanger sur l'évolution et sur les points potentiellement à risque des différents projets de Vensolair situés dans ce département. J'ai effectué un déplacement en Saône-et-Loire, à la mairie de Gueugnon, avec deux chefs de projets et notre apporteur d'affaires pour rencontrer les élus et le président de la Communauté de Communes. J'ai participé à une permanence à la mairie de Bourg-lès-Valence pour notre projet intitulé : Bourg-lès-Valence 4. Dans le cadre d'un Appel à Manifestation d'Intérêt (AMI) situé à Aurillac, dans le Cantal, j'ai également eu la chance de participer à une visite de site en compagnie d'autres énergéticiens. A la fin de mon stage, en binôme avec un chef de projet, nous avons réalisé une campagne de prospection sur deux jours dans le département de l'Yonne, en allant directement à la rencontre des élus.

Enfin, j'ai eu la chance de visiter plusieurs parcs photovoltaïques et éoliens. En effet, j'ai pu visiter le parc agrivoltaïque expérimental du lycée agricole de Dardilly, le parc photovoltaïque de Salaise-sur-Sanne, le parc éolien de Fos-sur-Mer et celui de Port-Saint-Louis.

# INTRODUCTION

## Changement climatique

Depuis la révolution industrielle du XIX<sup>ème</sup> siècle, les activités humaines ont provoqué un réchauffement rapide et sans précédent de la planète. La température moyenne mondiale est aujourd'hui supérieure d'environ 1,1 à 1,2 °C à sa valeur préindustrielle (1850 - 1900), et ce réchauffement progresse actuellement à un rythme d'environ 0,2 °C par décennie (IPCC, 2023). Cette dynamique est directement liée à l'augmentation des concentrations de gaz à effet de serre (GES) dans l'atmosphère, notamment le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), le méthane (CH<sub>4</sub>), le protoxyde d'azote (N<sub>2</sub>O) et les gaz fluorés (Carbone 4, 2020). Ces émissions proviennent principalement de la combustion des énergies fossiles, de la déforestation, de l'industrialisation agricole et de certains procédés industriels (AIE, 2021).

Les impacts du changement climatique sont déjà observables : intensification des phénomènes météorologiques extrêmes, perturbation des cycles hydrologiques, montée du niveau des mers et perte accélérée de biodiversité (IPCC, 2023). À moyen et long terme, ces bouleversements entraîneront des pressions accrues sur les ressources alimentaires, une modification profonde des écosystèmes, ainsi qu'une hausse des risques sanitaires et migratoires (IPCC, 2023 ; NOAA, 2022). L'Accord de Paris (2015) fixe pour objectif de limiter le réchauffement bien en dessous de +2 °C, et si possible à +1,5 °C, ce qui suppose d'atteindre la neutralité carbone d'ici le milieu du siècle. Or, la poursuite des trajectoires actuelles pourrait conduire à un réchauffement supérieur à +4 °C d'ici 2100 (IPCC, 2021).

## Nécessité de réaliser une transition énergétique

Le secteur de l'énergie représente environ 75 % des émissions mondiales de GES (AIE, 2021) et constitue donc un levier central de la transition climatique. En 2018, la production d'électricité était le premier poste émetteur de CO<sub>2</sub> au niveau mondial, avec 41 % des émissions liées à la combustion d'énergie (IPCC, 2021). Pour limiter le réchauffement, le GIEC souligne la nécessité d'une transformation profonde des systèmes énergétiques. Celle-ci repose d'abord sur une réduction drastique de la consommation de combustibles fossiles, y compris en renonçant à exploiter une partie des réserves existantes. Le deuxième levier est l'amélioration de l'efficacité énergétique de l'ensemble des secteurs consommateurs. Enfin, le GIEC recommande une électrification massive des usages en s'appuyant sur des sources renouvelables et bas-carbone, telles que l'éolien, le solaire et l'hydroélectricité (IPCC, 2021).

## **Panorama des énergies renouvelables**

Les énergies renouvelables jouent un rôle croissant dans cette transformation. Elles ne se limitent pas à la seule production d'électricité, mais englobent également des usages thermiques et des carburants (cette liste n'est pas exhaustive) :

- Les énergies renouvelables électriques : hydroélectricité, éolien terrestre et en mer, solaire photovoltaïque, biomasse électrique, énergies marines (houle, marée).
- Les énergies renouvelables thermiques : biomasse (bois, déchets agricoles, biogaz), géothermie, solaire thermique.
- Les biocarburants : produits à partir de cultures ou de déchets organiques, utilisés principalement dans les transports (IRENA, 2022).

Pour appuyer cette idée, je trouve intéressant de citer les propos de Madame Delphine Batho, ancienne ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie en 2012 : *“Je rappellerai d'abord que les énergies renouvelables ne se limitent pas aux énergies électriques - c'est fondamental. Produire de la chaleur renouvelable et, dans les années à venir, du froid renouvelable est tout à fait essentiel. Quand on parle du nucléaire et des énergies renouvelables, on a tendance à faire une confusion entre mix électrique et mix énergétique. Il faut à la fois transférer des usages de l'électricité vers des énergies renouvelables non électriques et transférer des usages des énergies fossiles vers l'électricité.”* (Armand, 2022, p.160).

En lien avec les missions que j'ai effectuées en stage, ce présent travail se concentrera spécifiquement sur l'éolien et le solaire. Ainsi, nous nous intéresserons à la problématique suivante :

### **Quelles sont les principales limites au développement des projets solaires et éoliens en France, et comment les stratégies des acteurs y répondent-elles ?**

Afin de comprendre les dynamiques à l'œuvre dans le développement des énergies renouvelables, ce mémoire s'organise en deux grandes parties complémentaires.

Dans la première partie, nous verrons quels sont les principaux freins au développement de l'énergie solaire et éolienne en France. Nous commencerons par dresser un état des lieux du paysage énergétique français et comparerons les spécificités de l'éolien et du photovoltaïque. Nous reviendrons ensuite sur la stratégie nationale en matière d'énergies renouvelables, en analysant les politiques publiques, les dispositifs de soutien ainsi que les grands scénarios prospectifs. Enfin, nous aborderons les contraintes techniques, environnementales, sociales et institutionnelles qui ralentissent aujourd'hui la mise en œuvre de nouveaux projets.

Dans la deuxième partie, nous nous intéresserons aux stratégies et innovations mises en place par les acteurs du secteur pour surmonter ces obstacles. Nous prendrons l'exemple concret de l'entreprise Vensolair, active dans le développement de projets solaires et éoliens, pour illustrer les différentes étapes d'un projet, de l'identification d'un site jusqu'à la mise en service. Nous verrons également comment les développeurs innovent pour faciliter l'acceptabilité locale, accélérer les procédures ou encore diversifier les typologies de projets. Enfin, nous explorerons les pistes permettant d'envisager un changement d'échelle dans le déploiement des énergies renouvelables.

## TABLE DES ABRÉVIATIONS

CNR : Compagnie Nationale du Rhône  
DNE : Direction des Nouvelles Energies  
DDT : Direction Départementale des Territoires  
DREAL : Direction Régionale de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement  
SDIS : Service Départemental d'Incendie et de Secours  
BE : Bureau d'Etudes  
CDPENAF : Commission Départementale de Préservation des Espaces Naturels, Agricoles et Forestiers  
EnR : Energies Renouvelables  
ERC : Éviter, Réduire, Compenser  
GES : Gaz à Effet de Serre  
PPA : Power Purchase Agreement  
CRE : Commission de Régulation de l'Énergie  
PPE : Programmation Pluriannuelle de l'Energie  
PV : Photovoltaïque  
RTBA : Réseaux de circulation à Très Basses Altitudes  
SETBA : Secteurs d'Entraînement à Très Basse Altitude  
RTE : Réseau de Transport d'Electricité  
S3REnR : Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables  
SRADDET : Schéma Régional d'Aménagement, de Développement Durable et d'Egalité des Territoires  
ZIP : Zone d'Implantation Potentielle

# SOMMAIRE

<b>RÉSUMÉ / ABSTRACT.....</b>	<b>2</b>
<b>REMERCIEMENTS.....</b>	<b>3</b>
<b>PRÉAMBULE.....</b>	<b>4</b>
<b>INTRODUCTION.....</b>	<b>8</b>
<b>TABLE DES ABRÉVIATIONS.....</b>	<b>11</b>
<b>PLAN.....</b>	<b>12</b>
<b>Partie I – Freins au développement de l’énergie solaire et éolienne.....</b>	<b>13</b>
A. État des lieux de l’énergie en France.....	13
B. Stratégie énergétique nationale.....	19
C. De nombreuses contraintes, aux origines multiples.....	24
D. Freins au développement de projets EnR.....	34
<b>Partie II – Stratégies et innovations des acteurs.....</b>	<b>39</b>
A. Vensolair : un acteur clé du développement.....	39
B. Étapes de développement d’un projet EnR.....	48
C. Innover pour surmonter les blocages.....	61
D. Vers une nouvelle échelle de déploiement.....	67
<b>CONCLUSION.....</b>	<b>69</b>
<b>TABLE DES MATIÈRES.....</b>	<b>71</b>
<b>TABLE DES FIGURES.....</b>	<b>73</b>
<b>BIBLIOGRAPHIE.....</b>	<b>76</b>
<b>WEBOGRAPHIE.....</b>	<b>78</b>



# Partie I – Freins au développement de l'énergie solaire et éolienne

## A. État des lieux de l'énergie en France

**TOTAL : 1 549 TWh en 2023 (donnée corrigée des variations climatiques)**

En TWh (données corrigées des variations climatiques)

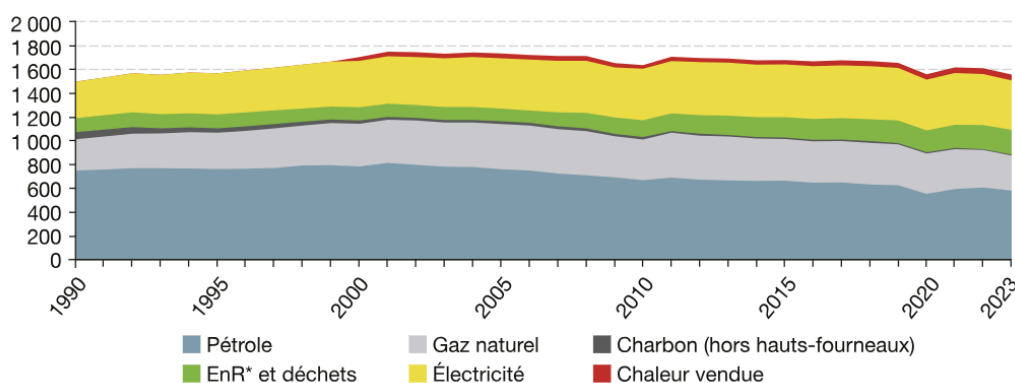


Figure 4 : Consommation finale à usage énergétique par énergie (Ministère de la Transition énergétique, 2023)

En France, la consommation finale d'énergie s'élevait à 1 549 TWh en 2023, dont près de 60 % issue encore des énergies fossiles (pétrole, gaz naturel, charbon) (Ministère de la Transition énergétique, 2023).

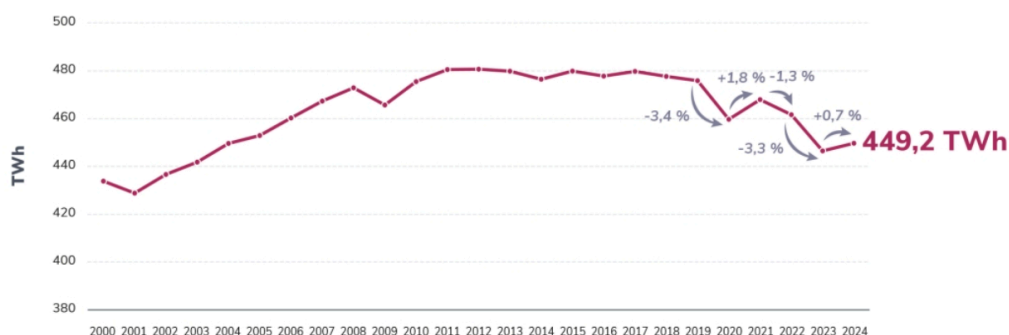


Figure 5 : Consommation totale d'électricité en France entre 2000 et 2024 (RTE, 2024)

Si l'on s'intéresse uniquement à la consommation totale d'électricité, elle atteint 449,2 TWh en 2024. Malgré une légère hausse (+0,7 %) par rapport à l'année 2023, elle demeure bien en dessous des niveaux observés au cours des années 2010. Ces niveaux relativement bas, s'expliquent par la combinaison de prix élevés de l'électricité, des actions de sobriété mises en place lors de la crise énergétique, dont les effets se prolongent, ainsi que par les progrès continus en efficacité énergétique au cours de la dernière décennie (RTE, 2024).

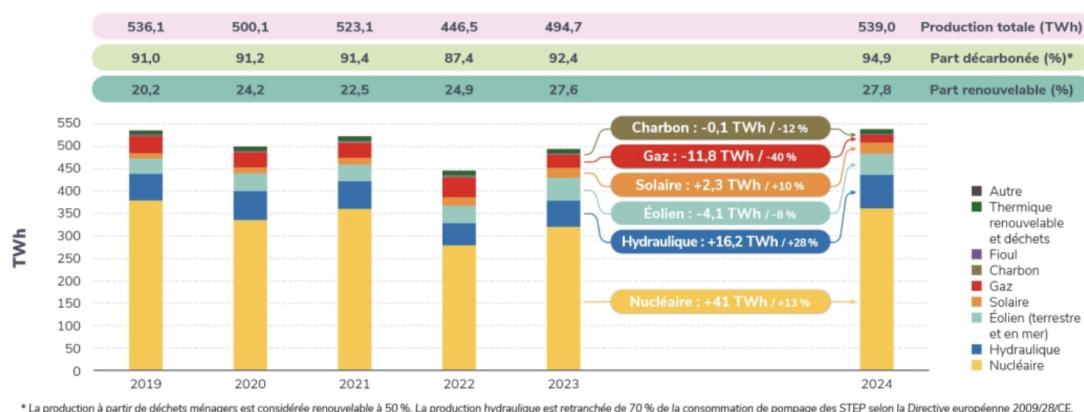


Figure 6 : Evolution de la production d'électricité par filière, en France, entre 2019 et 2024 (RTE, 2024)

En 2024, la production d'électricité en France a atteint 539 TWh, en hausse de 9 % par rapport à 2023. Ce niveau dépasse pour la première fois la moyenne d'avant-crise (537,5 TWh sur 2014 - 2019). Cette progression est principalement liée à l'augmentation de la production nucléaire (+41 TWh) et de l'hydraulique (+16,2 TWh), auxquels s'ajoute dans une moindre mesure la croissance du solaire (+2,3 TWh). Dans le même temps, la production fossile recule fortement (-11,6 TWh par rapport à l'année 2023), atteignant son plus bas niveau depuis 1952. La part de production décarbonée atteint ainsi un record historique de près de 95 % (RTE, 2024).

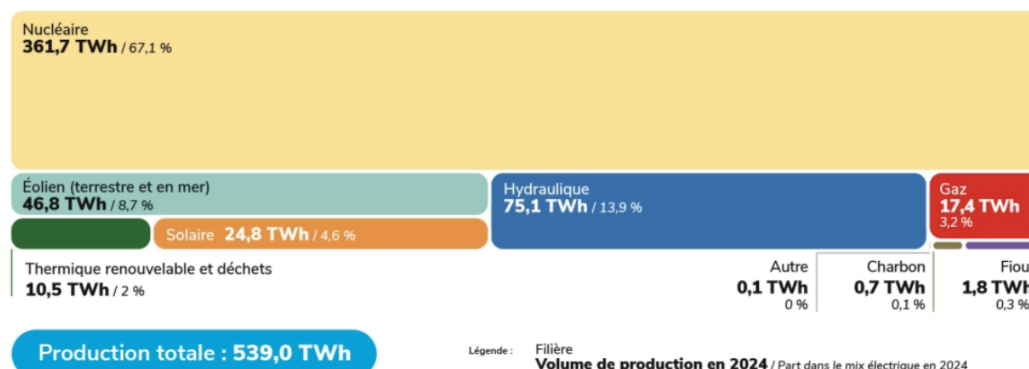


Figure 7 : Production totale d'électricité en France en 2024 et répartition par filière (RTE, 2024)

Ce deuxième diagramme en aires proportionnelles permet de visualiser de manière très concrète la production d'électricité par filière. Ainsi, après avoir atteint en 2022 son niveau le plus bas depuis 1988, la production nucléaire française a entamé un redressement en 2023, pour se stabiliser en 2024 à 361,7 TWh, suite à la levée des arrêts liés à la maintenance et aux contrôles induits par la corrosion sous contrainte (RTE, 2024). Parallèlement, l'année 2024 a été marquée par un record de production d'énergies renouvelables, atteignant 150 TWh, soit près de 28 % de la production électrique totale.

Cette performance résulte à la fois d'une production hydraulique exceptionnelle de 75,1 TWh et de l'augmentation continue des volumes éoliens et solaires, passés de 45,8 TWh en 2019 à 71,6 TWh en 2024 (RTE, 2024).

Cette production d'électricité record permet à la France d'exporter 89 TWh en 2024. C'est le solde annuel le plus élevé jamais observé, le précédent record, qui datait de 2002, était de 76 TWh. Pour rentrer un peu plus dans le détail, la France a été exportatrice nette vers tous ses voisins : de manière significative vers l'Allemagne et la Belgique (27,2 TWh), l'Italie (22,3 TWh), la Suisse (16,7 TWh) et le Royaume-Uni (20,1 TWh), et dans une moindre mesure vers l'Espagne (2,8 TWh).

## Comparaison entre éolien et solaire

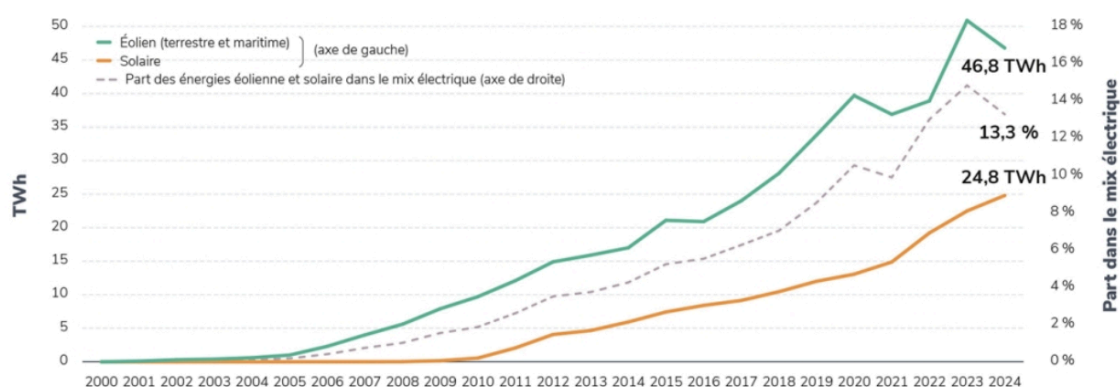
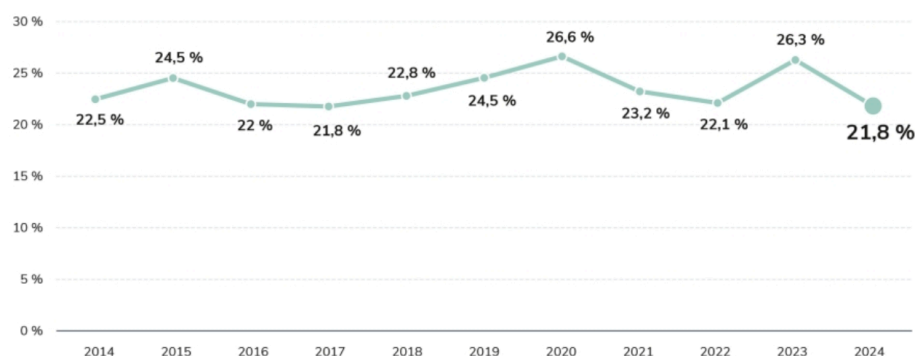


Figure 8 : Evolution de la production électrique éolienne (terrestre et en mer) et solaire entre 2000 et 2024, et part de ces filières dans le mix électrique (Source : RTE, 2024)

Depuis le début des années 2000, la production d'électricité issue de l'éolien (terrestre et maritime) et du solaire photovoltaïque, connaît une progression constante en France. Pratiquement inexistante au début des années 2000, la production éolienne atteint en 2024 près de 46,8 TWh tandis que la production solaire, toujours la même année, se situe à 24,8 TWh. Cette dynamique s'accompagne d'une augmentation significative de leur contribution au mix électrique national. Effectivement, ces deux filières représentent environ 13,3 % de la production électrique en 2024, contre seulement quelques pourcents une décennie plus tôt.

Pour différencier ces deux filières, il est nécessaire d'évoquer la notion de facteur de charge. Pour une centrale électrique, il est défini comme : *“le ratio entre l'énergie qu'elle produit sur une période donnée et l'énergie qu'elle aurait produite durant cette période si elle avait constamment fonctionné à puissance nominale (ou puissance la plus élevée qu'une unité de production peut délivrer)”* (Connaissance des énergies, 2024). Ainsi, pour l'éolien, ce facteur dépend fortement de la vitesse et de la régularité du vent, tandis que pour le solaire, il est influencé par l'ensoleillement et les conditions météorologiques.

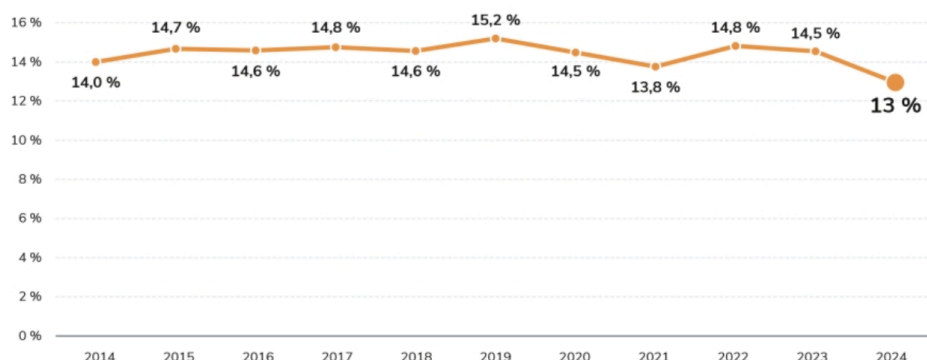


**Figure 9 : Evolution du facteur de charge annuel de l'éolien terrestre entre 2014 et 2024**  
(Source : RTE, 2024)

En 2024, le facteur de charge annuel moyen de la filière éolienne terrestre française a atteint 21,8 %, égalant ainsi son minimum historique observé en 2017. Ce faible rendement est principalement attribuable à des conditions de vent défavorables qui ont particulièrement affecté les régions du Nord et de l'Ouest, là où sont concentrées les principales capacités installées.

Il peut également s'expliquer par les épisodes de prix négatifs qui ont tendance à être de plus en plus récurrents. Pour comprendre ce phénomène, il convient d'expliquer brièvement le fonctionnement du marché de l'électricité en France. Ainsi, le prix de gros de l'électricité se détermine par la rencontre entre l'offre (la production) et la demande (la consommation).

Schématiquement, lorsque l'offre dépasse largement la demande, les prix chutent au point de devenir négatifs sur les marchés. A ce moment-là, les producteurs doivent donc payer pour injecter leur électricité sur le réseau. Pour éviter cette situation, certains exploitants choisissent alors de mettre temporairement à l'arrêt leurs installations, ce qui contribue directement à la baisse du facteur de charge.



**Figure 10 : Evolution du facteur de charge annuel du solaire photovoltaïque entre 2014 et 2024**  
(Source : RTE, 2024)

Le facteur de charge de la production photovoltaïque a atteint en 2024 un niveau historiquement bas : 13 % en moyenne. Largement en retrait par rapport à son niveau de l'année 2023 (14,5 %) et par rapport aux années précédentes. Comme pour l'éolien, ce faible résultat s'explique majoritairement par les mauvaises conditions météorologiques et dans une moindre mesure par les épisodes de prix négatifs.

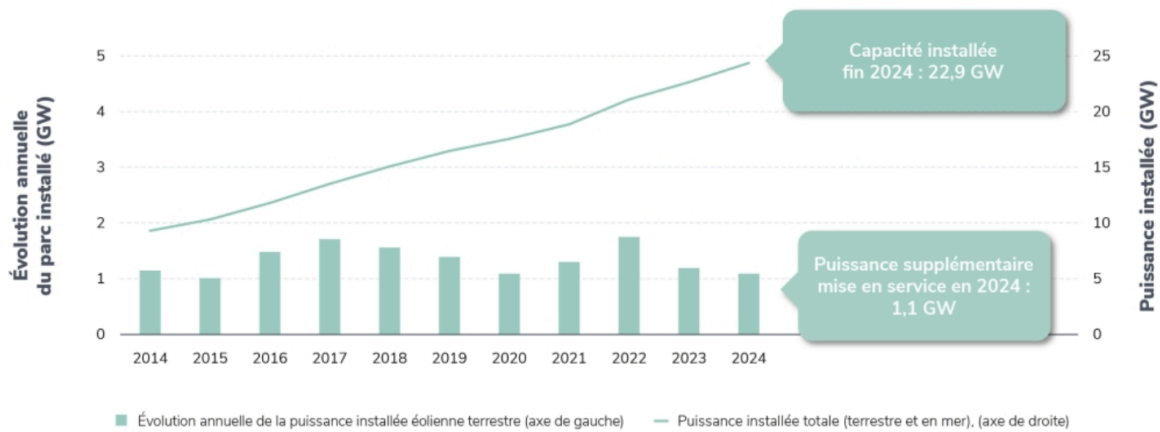


Figure 11 : Evolution du parc éolien terrestre français (Source : RTE, 2024)

En 2024, la capacité totale installée du parc éolien terrestre français s'est élevée à 22,9 GW avec une progression continue depuis 2014. Toutefois, on observe une certaine stagnation, voire un essoufflement de la puissance supplémentaire mise en service chaque année. Effectivement, en 2024, cette dernière n'a été que de 1,1 GW, soit l'un des niveaux les plus faibles de la décennie.

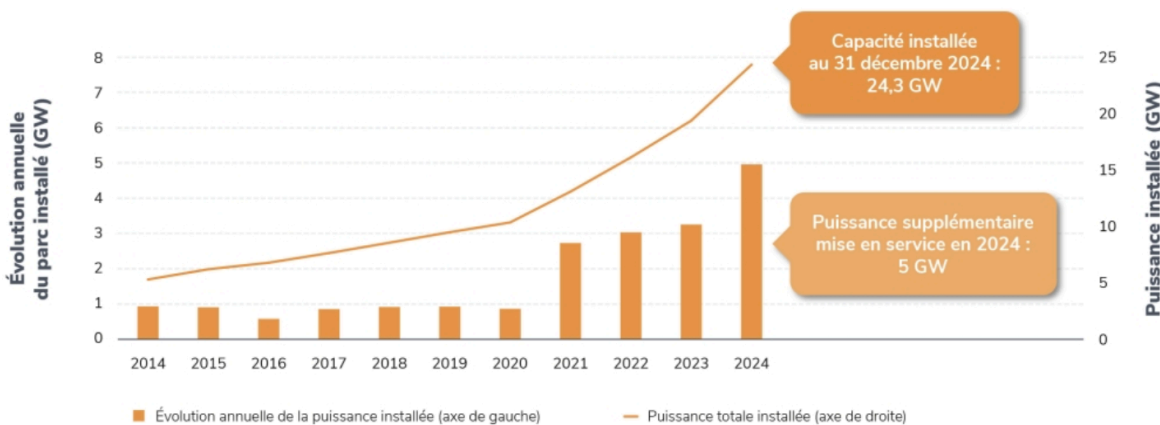


Figure 12 : Evolution du parc photovoltaïque français (Source : RTE, 2024)

En 2024, la filière photovoltaïque a enregistré un développement sans précédent, avec 5 GW de nouvelles capacités installées au cours de l'année, établissant ainsi un record historique pour le parc solaire français. Ce chiffre dépasse largement le précédent sommet atteint en 2023 (3,3 GW), et confirme la dynamique de croissance amorcée en 2021. La capacité installée du parc photovoltaïque français (24,3 GW) dépasse désormais celle de l'éolien (22,9 GW), ce qui montre une réelle montée en puissance de la filière.

Nous l'avons vu, malgré ce dépassement, si l'on se réfère à la notion de facteur de charge et à la production réelle d'électricité, la production solaire reste très inférieure. En raison d'un facteur de charge bien plus faible, le solaire n'a généré que 24,8 TWh en 2024, soit près de deux fois moins que l'éolien (46,8 TWh). Cette différence se reflète directement dans la part de chaque filière dans le mix électrique : 8,7 % pour l'éolien contre seulement 4,6 % pour le solaire en 2024 (RTE, 2024). Ces données rappellent que la puissance installée ne peut être interprétée isolément, le facteur de charge et la production effective sont des indicateurs essentiels pour analyser la contribution réelle des filières.

## B. Stratégie énergétique nationale

### Historique et dispositifs de soutien aux EnR

Le développement des énergies renouvelables en France s'inscrit dans une dynamique relativement récente à l'échelle des politiques publiques. Les premières politiques incitatives apparaissent au début des années 2000 avec la mise en place de dispositifs économiques de soutien. Le premier dispositif majeur repose sur les tarifs d'achat garantis, qui permettent aux producteurs d'électricité issue des EnR de vendre leur production à un prix fixe, supérieur à celui du marché. Introduit par la loi n° 2000-108 du 10 février 2000, ce dispositif offre une visibilité financière à long terme et contribue à attirer des investisseurs privés. Il joue un rôle déterminant dans l'émergence des premières filières éolienne et photovoltaïque en France, favorisant leur structuration progressive (France Renouvelables, 2021).

À partir des années 2010, ce modèle évolue vers une logique plus concurrentielle. La France adopte un système d'appels d'offres organisés par la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

Cette évolution a deux conséquences principales : d'une part, elle fait baisser les coûts de production grâce à la concurrence entre acteurs, d'autre part, elle renforce la complexité administrative et la sélectivité des projets (CRE, 2023).

Dans ce cadre, les développeurs proposent un tarif de référence auquel ils souhaitent vendre leur électricité pendant les 20 premières années d'exploitation du parc. Une fois que l'Etat a choisi les projets les plus compétitifs, les lauréats vendent ensuite l'électricité produite par leur parc sur le marché de l'électricité, selon deux scénarios :

Scénario 1 : Le prix du marché de l'électricité est inférieur au tarif de référence, l'État verse un complément de rémunération au producteur.

Scénario 2 : Le prix du marché de l'électricité est supérieur au tarif de référence, le producteur reverse à l'Etat la différence.

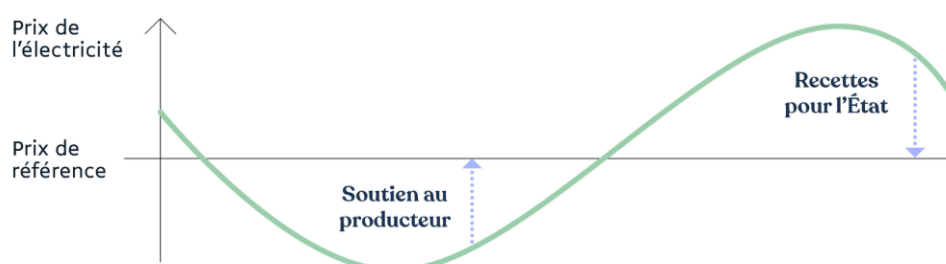


Figure 13 : Mécanisme du complément de rémunération (France Renouvelable, 2024)

## **Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) et stratégie nationale**

L'essor des EnR s'est accompagné d'un besoin croissant de planification stratégique. C'est dans ce cadre que la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) a été instaurée par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) du 17 août 2015 (Assemblée nationale, 2015).

La PPE constitue l'outil central de la politique énergétique française : elle fixe les grandes orientations pour la métropole et précise la feuille de route vers la neutralité carbone en 2050 (Connaissance des Énergies, 2024). Elle complète les anciennes Programmation Pluriannuelle des Investissements (PPI) et s'articule avec la Stratégie nationale bas-carbone (SNBC).

La première PPE qui comportait une première phase de 3 ans (2016-2018) et une seconde phase de 5 ans (2019-2023), visait notamment à réduire la consommation d'énergies fossiles (charbon, pétrole, gaz), augmenter les capacités d'énergies renouvelables (éolien terrestre et offshore, solaire, hydroélectricité) et développer la mobilité électrique et hybride (Connaissance des Énergies, 2024).

La deuxième PPE 2019-2028, mise à jour en 2020, a ajusté les objectifs pour l'éolien, le biogaz et le nucléaire, avec une réduction de la consommation finale d'énergie et une part de nucléaire limitée à 50 % du mix électrique d'ici 2035 (Connaissance des Énergies, 2024). En 2022, elle devient en partie caduque après l'annonce de la relance du nucléaire, illustrée par le discours d'Emmanuel Macron à Belfort.

La PPE 3 a été élaborée et présentée en 2024, elle porte sur la période de 2025 à 2035. Elle s'appuie sur quatre leviers : efficacité énergétique, sobriété, développement des filières renouvelables et relance du nucléaire, avec pour objectif la sortie des énergies fossiles à l'horizon 2050 et une augmentation de la production d'électricité décarbonée jusqu'à 708 TWh en 2035 (Connaissance des Énergies, 2024). Cependant, bien qu'annoncée avant la fin de l'été 2025, la publication du décret n'a toujours pas eu lieu. Cette dernière reste suspendue à l'instabilité politique de ces derniers mois, et aucune autre date précise n'a été fixée pour sa mise en œuvre.



## Scénarios prospectifs : RTE, ADEME, Négawatt

Afin d'éclairer les décisions de l'État, qui sont traduites dans les différentes PPE que nous venons d'aborder, plusieurs organismes produisent régulièrement des scénarios prospectifs. Ces exercices de modélisation visent à objectiver les choix politiques en anticipant les conséquences techniques, économiques et sociales de différentes trajectoires énergétiques.

La production de scénarios prospectifs, tout comme la réflexion politique qui les accompagne, a longtemps souffert d'un manque de cohérence, marqué par des changements de cap fréquents et parfois contradictoires. Comme le rappelle Antoine Armand, dans son livre : Le mur énergétique français, deux visions opposées se sont longtemps affrontées : d'une part, le « monde d'hier », selon lequel la consommation d'électricité resterait stable ou diminuerait grâce aux gains d'efficacité énergétique, permettant ainsi de substituer progressivement les énergies renouvelables au nucléaire ; d'autre part, le « monde de la neutralité carbone », qui suppose au contraire une hausse significative de la demande électrique sous l'effet de l'électrification des usages (mobilité, chauffage, industrie) (Armand, 2022, p. 170). Cette tension se retrouvait déjà dans les bilans prévisionnels de RTE de 2015 et 2017. Alors même que la transition énergétique nécessitait une augmentation de la consommation, les projections restaient prudentes, voire pessimistes, en anticipant une stagnation ou une baisse de la demande. Une telle sous-estimation traduit, selon Antoine Armand, la difficulté des pouvoirs publics à appréhender l'ampleur du changement structurel induit par la transition énergétique.

En 2021, en réponse à une saisine du Gouvernement, le gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité français (RTE) publie une large étude d'une durée de plus de deux ans sur l'évolution du système électrique, intitulée "Futurs énergétiques 2050". L'étude propose six scénarios de mix électrique : trois majoritairement renouvelables (avec sortie progressive du nucléaire) et trois intégrant une relance du nucléaire par de nouveaux EPR. Ces scénarios sont articulés à trois trajectoires de consommation (sobriété, référence, réindustrialisation), qui illustrent l'impact de l'électrification des usages.

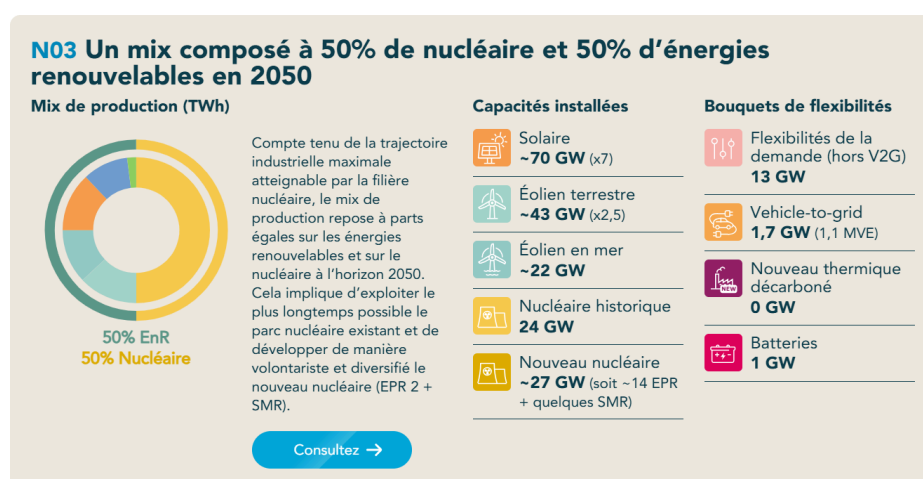


Figure 14 : Exemple du scénario N03, intégrant la relance la plus importante du nucléaire (Futurs énergétiques 2050, RTE)



Figure 15 : Hypothèse de consommation de référence (Futurs énergétiques 2050, RTE)

Voici une liste non exhaustive des enseignements que nous livre cette étude :

“- La consommation d'énergie va baisser mais celle d'électricité va augmenter pour se substituer aux énergies fossiles.

- Atteindre la neutralité carbone en 2050 est impossible sans un développement significatif des énergies renouvelables.

- Se passer de nouveaux réacteurs nucléaires implique des rythmes de développement des énergies renouvelables plus rapides que ceux des pays européens les plus dynamiques.

- Les moyens de pilotage dont le système a besoin pour garantir la sécurité d'approvisionnement sont très différents selon les scénarios. Il existe un intérêt économique à accroître le pilotage de la consommation, à développer des interconnexions et le stockage hydraulique, ainsi qu'à installer des batteries pour accompagner le solaire. Au-delà, le besoin de construire de nouvelles centrales thermiques assises sur des stocks de gaz décarbonés (dont l'hydrogène) est important si la relance du nucléaire est minimale et il devient massif – donc coûteux – si l'on tend vers 100% renouvelable.” (Futurs énergétiques 2050, RTE)

L'ADEME, de son côté, avec son étude Transition(s) 2050, propose plusieurs scénarios mettant en avant la diversification des solutions (solaire, éolien, biomasse, hydrogène), l'importance du stockage et de la flexibilité, ainsi que le rôle central de la sobriété énergétique. Son étude souligne également les bénéfices socio-économiques du développement des EnR, tant en termes de création d'emplois que de renforcement de l'indépendance énergétique (ADEME, 2020).

L'association Négawatt adopte une approche encore plus radicale, fondée sur trois piliers : sobriété, efficacité et renouvelables. Dans son scénario 2022, elle propose une sortie progressive du nucléaire au profit d'un mix 100 % renouvelable (Négawatt, 2022).

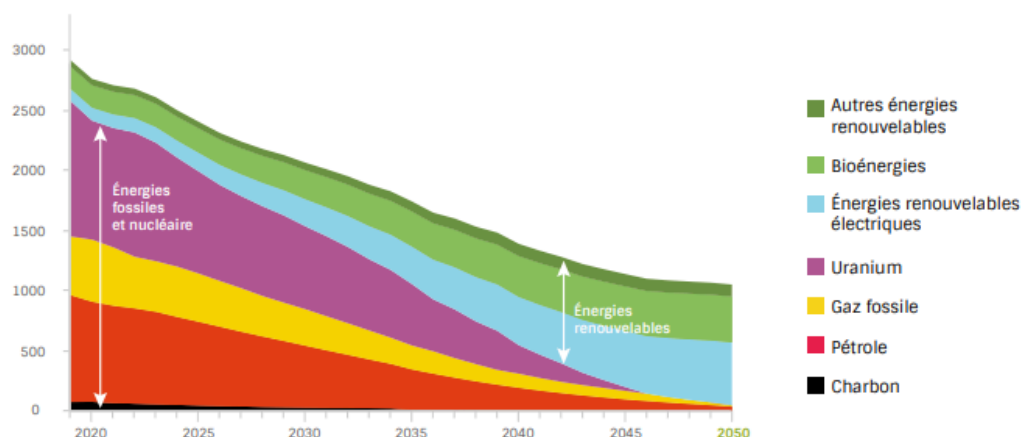


Figure 16 : Évaluation de la consommation d'énergie primaire en TWh pour les usages énergétiques et les usages matières dans le scénario négaWatt, entre 2019 et 2050 (Négawatt, 2022)

En définitive, si les scénarios prospectifs de l'ADEME et de négaWatt apportent des éclairages complémentaires, l'étude de référence demeure celle de RTE. Ses travaux constituent la base principale de la planification énergétique nationale, tandis que les autres scénarios enrichissent le débat en soulignant les arbitrages à opérer entre coûts, technologies et acceptabilité sociale.

## C. De nombreuses contraintes, aux origines multiples

Le développement des projets d'énergies renouvelables, qu'il s'agisse de parcs éoliens ou de centrales photovoltaïques, est encadré par un ensemble de contraintes et une réglementation stricte en France. Celle-ci définit des règles d'implantation visant à garantir la sécurité, préserver l'environnement et assurer la compatibilité avec les autres usages du territoire.

Dans cette partie, nous présenterons d'abord les critères permettant d'identifier un site éolien en examinant les différentes contraintes associées, puis nous aborderons celles relatives au photovoltaïque. Pour faciliter la lecture, ces contraintes sont regroupées par thématiques et synthétisées dans un tableau. L'objectif n'est pas d'entrer dans le détail technique de chacune, mais de fournir une vision d'ensemble claire et structurée.

### Critères de sélection d'un site éolien

Pour identifier un site propice au développement d'un projet éolien, le critère essentiel reste la ressource en vent. La France dispose du deuxième gisement éolien le plus important d'Europe, juste derrière le Royaume-Uni (source : Ministère de la Transition écologique et de la Cohésion des territoires, 2024). Cependant, cette ressource est inégalement répartie sur le territoire. Les régions les plus favorables se concentrent principalement dans le Grand Ouest (notamment en Bretagne et en Normandie) et dans le Sud-Est, avec des zones ciblées comme la vallée du Rhône ou certains corridors montagneux.

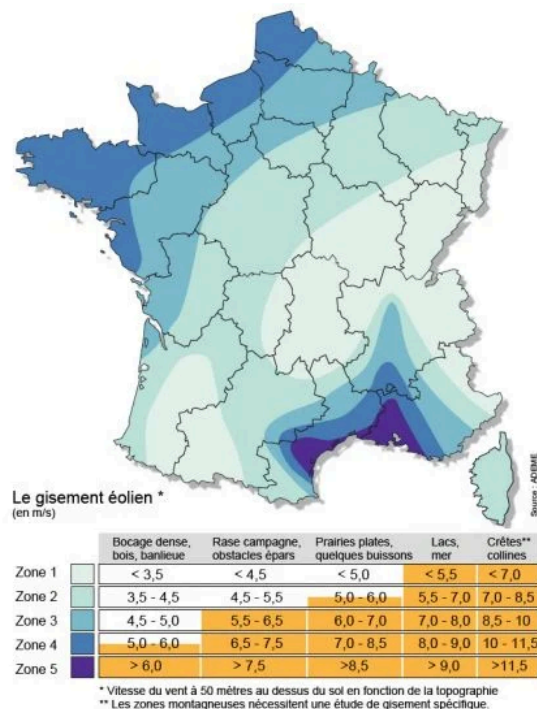


Figure 17 : Gisement éolien en France (ADEME, 2023)

Contraintes générales		
Contraintes	Zone d'exclusion	Détails
<b>Eloignement des habitations</b>	Distance minimale de 500 m entre éoliennes et habitations	L'article L.515-44 du Code de l'environnement impose un éloignement de 500 m des habitations (principales ou secondaires). Cette règle, issue du décret du 26 août 2011 (ICPE), vise à limiter le bruit, l'effet stroboscopique et l'impact visuel. Non applicable aux bâtiments agricoles ou annexes (Légifrance, 2023).
<b>Compatibilité avec les documents d'urbanisme</b>	Obligation de conformité au zonage local	L'implantation doit respecter les documents d'urbanisme, qui peuvent interdire certaines zones ou identifier des secteurs favorables aux EnR. Le Conseil d'État (2020) rappelle que ce respect est un préalable obligatoire. Les collectivités peuvent adapter le PLU pour permettre un projet (Conseil d'État, 2020).

Figure 18 : Tableau des contraintes générales pour l'implantation de projets éoliens (Source : Maxime Feugier, 2025)

Direction Générale de l'Aviation Civile (DGAC)		
Contraintes	Zone d'exclusion	Détails
<b>Aéroports</b>	5 km autour des aéroports	Interdiction d'implanter des éoliennes dans un rayon de 5 km autour des aéroports, avec vigilance sur les axes de pistes et couloirs d'attente pour garantir la sécurité des décollages et atterrissages (DGAC, 2011).
<b>Terrains d'activités aériennes</b>	Variable selon l'activité	Ces zones regroupent différentes activités aériennes comme l'aéromodélisme, le parachutage, le treuillage, la voltige et les activités particulières. Les zones d'exclusion dépendent du type d'activité et sont définies localement par la DGAC pour éviter tout risque de collision ou perturbation des trajectoires.
<b>Terrains ULM</b>	2,5 km autour des terrain ULM	Les terrains ULM sont entourés d'une zone d'exclusion de 2,5 km pour garantir la sécurité des vols légers (DGAC, 2011).
<b>Altitude Minimum de Sécurité de Route (AMSR)</b>	400 à 3990 pieds selon la zone (122 à 1216 mètres)	L'AMSR fixe le plafond sous lequel le guidage radar n'est plus assuré. Pour les éoliennes, elle détermine la hauteur maximale pour ne pas gêner le contrôle aérien.
<b>Radars DGAC</b>	Radar primaire : 5 km (zone proche) / 30 km (zone étendue)  Radar secondaire : 5 km (zone proche) / 16 km (zone étendue)	Les radars primaires détectent tout objet en mouvement, les secondaires interrogent les transpondeurs des avions. La zone proche correspond à la zone immédiatement autour de l'antenne radar où l'implantation est strictement interdite. La zone étendue est une zone plus large où l'écho des éoliennes peut encore affecter le radar, mais de manière moins immédiate. La construction n'est pas automatiquement interdite, mais une étude d'impact radar est nécessaire et parfois des mesures techniques (DGAC, 2011).
<b>Radars Météo France</b>	Variable selon le type de radar (Bandes C, S, X)  Deux zones distinctes : zone proche zone étendue	Météo-France dispose d'un réseau de radars météorologiques couvrant l'ensemble du territoire français, utilisés pour la détection des précipitations et la surveillance des phénomènes météorologiques. Les contraintes pour l'implantation d'éoliennes dépendent du type de radar et sont organisées en deux catégories : la zone proche, où toute implantation est interdite en raison du risque élevé d'interférences, et la zone étendue, où l'implantation peut être autorisée sous conditions, après étude d'impact et validation par les autorités compétentes.

Figure 19 : Tableau des contraintes liées à la DGAC pour l'implantation de projets éoliens (Source : Maxime Feugier, 2025)

Armée		
Contraintes	Zone d'exclusion	Détails
<b>Aéroports militaire</b>	24 km autour des aéroports militaires	Toute implantation dans un rayon de 24 km des aéroports militaires est interdite pour garantir la sécurité des opérations militaires et des approches aériennes.
<b>Réseau Très Basse Altitude (RTBA)</b>	Hauteur maximum éolienne : 150 m	Les zones RTBA sont utilisées pour l'entraînement des avions de chasse à basse altitude. Les éoliennes ne doivent pas dépasser 150 m pour ne pas interférer avec les trajectoires (Armée de l'air, 2015).
<b>VOLTAC / SETBA</b>	Réhibitoire	Les couloirs VOLTAC / SETBA sont empruntés par les hélicoptères militaires (missions tactiques pour VOLTAC, transport / logistique pour SETBA). Les implantations d'éoliennes sont interdites sauf concertation préalable (PREC).
<b>TACAN</b>	Réhibitoire	TACAN est un système de navigation militaire précis pour avions et hélicoptères. L'implantation d'éoliennes autour des balises est interdite pour garantir la sécurité et la fiabilité du signal.
<b>ZMT Protection</b>	Réhibitoire	Ces zones protègent des infrastructures ou installations militaires sensibles. Toute implantation d'éoliennes y est interdite, afin de garantir la sécurité et le bon fonctionnement des équipements militaires.
<b>Zones Militaires Dangereuses</b>	Réhibitoire	Ces zones concernent des activités à risque. L'implantation d'éoliennes y est strictement interdite pour des raisons de sécurité.
<b>Radars militaires</b>	30 km (zone proche) / 70 km (zone étendue)	Les radars militaires définissent deux niveaux de zones d'exclusion pour l'implantation d'éoliennes. La zone proche, ou exclusion stricte, s'étend sur 30 km autour du radar et interdit toute installation. La zone étendue, ou zone de coordination, peut atteindre jusqu'à 70 km en fonction du relief et de la visibilité. Toute implantation dans la zone étendue nécessite une PREC avec l'armée afin de vérifier que les éoliennes ne perturbent pas le fonctionnement des radars.

Figure 20 : Tableau des contraintes liées à l'Armée pour l'implantation de projets éoliens (Source : Maxime Feugier, 2025)

Patrimoine		
Contraintes	Zone d'exclusion	Détails
Unesco	Rédhibitoire	Les sites inscrits au patrimoine mondial de l'UNESCO bénéficient d'une protection stricte. L'implantation d'éoliennes y est interdite afin de préserver l'intégrité et le panorama du site.
Sites classés ou inscrits	Variable - Champ de visibilité	Tout projet situé dans le champ de visibilité d'un site classé ou inscrit nécessite l'accord de l'Architecte des Bâtiments de France (ABF) (Code du patrimoine, art. L621-30). La visibilité depuis ces sites peut rendre un projet rédhibitoire : plus l'implantation est éloignée, moins l'impact visuel est important et plus le projet est susceptible d'être accepté.
Sites Patrimoniaux Remarquables (SPR)	Variable - Champ de visibilité	Les SPR peuvent imposer des restrictions importantes, selon les chartes locales et la valeur patrimoniale des paysages. L'implantation doit respecter l'avis de l'ABF.
Monuments historiques	Variable - Champ de visibilité	Les projets dans le rayon de 500 m autour d'un monument historique sont soumis à l'accord de l'ABF pour protéger le patrimoine et l'environnement visuel.

Figure 21 : Tableau des contraintes liées au Patrimoine pour l'implantation de projets éoliens  
(Source : Maxime Feugier, 2025)



Contraintes environnementales		
Contraintes	Zone d'exclusion	Détails
Espace Naturel Sensible (ENS)	Rédhibitoire	Espaces remarquables pour leur faune, flore ou paysages. Toute implantation est interdite. (Code de l'environnement, art. L332-1 et suivants)
Arrêté de Protection de Biotope (APB)	Rédhibitoire	Zones abritant des espèces ou habitats sensibles ; projets industriels interdits. (Arrêté ministériel ou préfectoral, art. L411-1 et suivants)
Natura 2000 ZIC	Rédhibitoire	Zones destinées à la protection des habitats naturels et espèces prioritaires pour maintenir ou restaurer des conditions favorables à la biodiversité. (Directive européenne Habitats-Faune-Flore, 92/43/CEE)
Natura 2000 ZPS	Rédhibitoire	Zones créées pour protéger les oiseaux sauvages, notamment les sites de reproduction, d'alimentation et de migration. (Directive européenne Oiseaux, 2009/147/CE)
Réserve biosphère	Rédhibitoire	Zones qui préservent la biodiversité et l'équilibre écologique à l'échelle régionale. (UNESCO)
Mesure compensatoire	Rédhibitoire	Espaces protégés ou restaurés pour compenser les impacts d'un projet, interdits à toute destruction ultérieure. (Loi biodiversité 2016, code de l'environnement)
Znieff type 1	Enjeu à surveiller	Petites zones d'intérêt écologique local abritant des espèces rares ou habitats exceptionnels ; implantation possible après étude d'impact. (Inventaire national du patrimoine naturel, INPN)
Znieff Type 2	Enjeu à surveiller	Zones plus étendues regroupant plusieurs ZNIEFF Type 1, représentant des ensembles écologiques cohérents ; implantation possible après étude d'impact. (INPN)
Zico	Enjeu à surveiller	Zones importantes pour la conservation des oiseaux ; implantation possible sous conditions après étude d'impact. (Directive Oiseaux, 2009/147/CE)
Réserve biologique	Enjeu à surveiller	Zones protégeant des espèces menacées et habitats rares ; implantation limitée. (Décret ministériel)
Parc Naturel Régional (PNR)	Enjeu à surveiller	Territoires préservant paysages et biodiversité locale ; implantation encadrée par la charte du parc. (Code de l'environnement, art. L333-1 et suivants)
Réserve Naturelle Nationale (RNN)	Enjeu à surveiller	Zones protégées gérées par l'État pour préserver des espèces et habitats d'importance nationale ou internationale. Toute implantation est très encadrée et soumise à autorisation stricte. (Loi n°76-629 du 10 juillet 1976 et décret de création)
Réserve Naturelle Régionale (RNR)	Enjeu à surveiller	Zones protégées gérées par une collectivité territoriale pour préserver des espaces naturels remarquables à l'échelle régionale. Les activités sont encadrées, mais la réglementation est moins stricte que pour les RNN. (Loi n°76-629 du 10 juillet 1976 et décret de création)
Parc National	Enjeu à surveiller	Espaces protégés pour leurs écosystèmes remarquables et espèces protégées ; implantation très encadrée. (Loi n°2006-436 du 14 avril 2006)

<b>Zone Humide</b>	Enjeu à surveiller	Zones sensibles pour la biodiversité aquatique et la fonction hydrologique ; projet soumis à étude d'impact. (Directive européenne sur l'eau 2000/60/CE, Code de l'environnement, art. L211-1 et suivants)
--------------------	--------------------	--

Figure 22 : Tableau des contraintes environnementales pour l'implantation de projets éoliens  
(Source : Maxime Feugier, 2025)

Autres contraintes		
Contraintes	Zone d'exclusion	Détails
<b>Axes routiers</b>	200 m d'un axe routier	Zones proches des routes nationales et départementales exclues pour prévenir les risques d'accidents et réduire les interférences visuelles. (Code de la voirie, 2023)
<b>Axes ferroviaire</b>	200 m d'un axe ferroviaire	Zones proches des voies ferrées exclues pour prévenir les risques liés au passage des trains et éviter les interférences sur la signalisation. (SNCF / RFF, 2023)
<b>Lignes électriques</b>	1,5 × diamètre du rotor	Distance minimale par rapport aux lignes haute tension pour éviter les risques électriques et les interférences électromagnétiques. (Code de l'énergie, art. L.121-1)
<b>Faisceaux Hertziens</b>	Variable	Les Faisceaux Hertziens sont des liaisons radio à haute fréquence permettant de transmettre des signaux téléphoniques, internet ou télévision entre deux points fixes. L'implantation est encadrée pour limiter les interférences avec les transmissions radio et télécom, distance définie par étude d'impact locale. (ARCEP, 2023)
<b>Réseau de Gaz</b>	250 m du réseau de gaz	Zone d'exclusion pour prévenir tout risque d'explosion ou de fuite. (Code de l'environnement, art. R111-16)
<b>Centrale Nucléaire</b>	20 km	Proximité très encadrée pour prévenir tout risque lié aux installations nucléaires et aux zones de sécurité associées. (Code de l'environnement, art. L593-1)

Figure 23 : Tableau des contraintes supplémentaires pour l'implantation de projets éoliens (Maxime Feugier, 2025)

En plus de tous les tableaux que nous venons de voir, la préservation des trames vertes et bleues constitue une contrainte importante pour le développement des projets éoliens. Instituées par la loi Grenelle II (2010), ces continuités écologiques doivent impérativement être prises en compte dans toute planification territoriale. Les projets doivent démontrer, au travers de leur étude d'impact, qu'ils ne constituent pas une barrière infranchissable pour la faune, en particulier pour les oiseaux et les chauves-souris.

Outre les aspects réglementaires et environnementaux, les projets éoliens doivent faire face à des contraintes techniques importantes. Effectivement, la topographie et l'accessibilité des sites constituent un facteur déterminant. L'acheminement des pales, pouvant atteindre soixante mètres de longueur, impose des voies d'accès adaptées pour les parcs éoliens. Le raccordement au réseau électrique représente un second défi majeur. Chaque projet doit être connecté à un poste source, relevant du réseau de distribution (HTA) ou du réseau de transport (HTB). Dans certaines zones rurales, l'insuffisance de capacité de raccordement constitue un obstacle significatif.

## Critères de sélection d'un site photovoltaïque

Le premier critère d'identification d'un site est l'ensoleillement. En effet, plus le nombre d'heures d'ensoleillement sur le site est élevé, plus la production d'électricité de la centrale photovoltaïque sera intéressante. En France métropolitaine, l'ensoleillement est maximal dans le sud-est et diminue en remontant vers le nord. L'ombrage proche du site (présence d'arbres ou de relief pouvant faire de l'ombre sur les panneaux photovoltaïques) est également étudié.

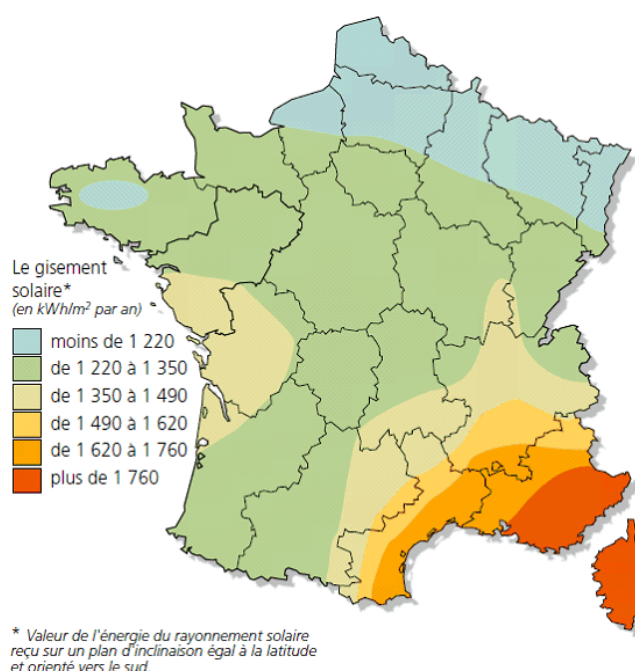


Figure 24 : Gisement solaire en France (ADEME, 2023)

Le deuxième critère est la surface du site, qui détermine la puissance installée potentielle. On estime aujourd'hui qu'une surface utile d'un hectare peut accueillir une puissance installée de 1 MWc. Vensolair ne développant que des projets d'une puissance supérieure à 4 MWc, la surface minimale recherchée en prospection est de 4 ha. Plus le terrain est situé au nord de la France, plus la surface requise est élevée, car l'ensoleillement diminue.

Au niveau de la typologie du site, le cadre législatif oriente clairement le développement du photovoltaïque vers les terrains déjà artificialisés ou dégradés. La Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) 2019-2028, définie par le Code de l'énergie (articles L.141-1 et suivants), recommande en effet de « *privilégier le développement du photovoltaïque au sol, de préférence sur les terrains urbanisés ou dégradés* ». Cette orientation s'articule avec les principes du Code de l'environnement, notamment l'article L.110-1 II qui impose une gestion économe de l'espace, et avec la loi Climat et Résilience (2021) qui fixe l'objectif de « zéro artificialisation nette » (ZAN) à l'horizon 2050. L'ensemble de ces dispositions vise à limiter la consommation de sols agricoles ou naturels et à encourager la valorisation des friches, décharges, anciennes mines ou carrières.

Dans ce cadre, la méthodologie de prospection foncière privilégie donc les terrains dégradés ou pollués, en cohérence avec la PPE. Enfin, chaque projet doit être pensé en articulation avec les autres usages éventuels du site, comme la pratique de la pêche dans le cas du photovoltaïque flottant.

Le critère du raccordement est également pris en compte. Le terrain doit être situé à proximité d'un poste électrique afin de pouvoir raccorder le parc photovoltaïque au réseau national de transport et de distribution d'électricité. Par ailleurs, le poste électrique doit posséder une capacité suffisante pour raccorder le parc.

Concernant l'urbanisme, les documents à l'échelle communale (Plan Local d'Urbanisme ou Plan Local d'Urbanisme Intercommunal) et territoriale (Schéma de Cohérence Territorial) doivent être compatibles avec un projet photovoltaïque.

D'un point de vue environnemental, le site ne doit pas présenter d'enjeux trop importants. Les zonages rédhitoires pour un projet photovoltaïque sont : les Réserves de biosphère, les Arrêtés de Protection de Biotope, les Espaces Naturels Sensibles, les zones Natura 2000 et les Mesures compensatoires. Une vigilance particulière doit également être portée aux zones humides, qui jouent un rôle écologique majeur (biodiversité, régulation hydraulique, stockage du carbone). Leur destruction ou leur dégradation est strictement encadrée par le Code de l'environnement (article L.211-1) et, dans certains cas, peut nécessiter des procédures lourdes de dérogation ou de compensation. Ainsi, la présence d'une zone humide constitue souvent un frein important à l'implantation d'un projet photovoltaïque.

Enfin, l'intégration paysagère du projet est étudiée. Idéalement, le site doit être peu visible depuis l'extérieur et être situé à une distance suffisante de toute habitation. La covisibilité du projet avec du patrimoine remarquable est également étudiée.

Le dernier critère concerne les enjeux techniques du site vis-à-vis de l'installation de panneaux photovoltaïques, par exemple : la présence de canalisations de gaz sous le site, la proximité avec un aéroport ou encore la topographie du terrain.

## D. Freins au développement de projets EnR

Le développement des énergies renouvelables en France ne se heurte pas uniquement à des contraintes réglementaires, aéronautiques, militaires, patrimoniales, environnementales et techniques. Il est également freiné par des limites sociales et institutionnelles qui fragilisent ou ralentissent leur déploiement. J'en ai identifié trois formes : l'acceptabilité locale et les oppositions citoyennes, la complexité des procédures et la lenteur administrative, ainsi que le manque de coordination institutionnelle entre services de l'État et collectivités territoriales. Ces freins traduisent les tensions entre ambitions nationales et réalités locales.

### Acceptabilité locale et opposition sociale

Sur le plan politique et social, l'acceptabilité des projets énergétiques constitue un enjeu central. L'éolien terrestre fait l'objet de nombreuses critiques en raison de ses impacts paysagers, acoustiques et environnementaux, suscitant l'opposition de nombreuses associations locales. Le photovoltaïque au sol, quant à lui, est souvent critiqué pour sa consommation importante de foncier et ses effets sur l'environnement, d'autant plus qu'il doit désormais composer avec les contraintes de la politique du Zéro Artificialisation Nette (ZAN).

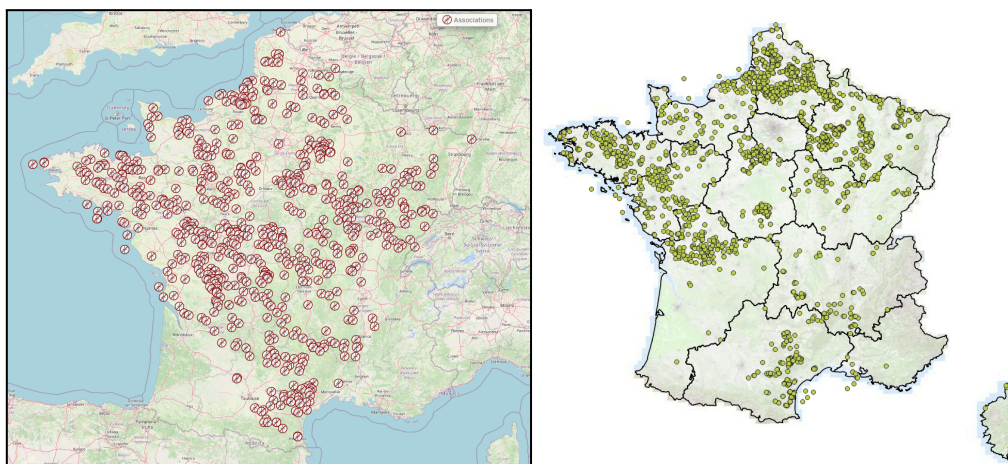


Figure 25 (à gauche) : Carte non exhaustive des associations opposées à des projets éoliens en France (Source : Fabrice Wojcicki, Open Street Map)

Figure 26 (à droite) : Carte recensant les projets éoliens construits en France (Source : Maxime Feugier, QGIS, 2025)

La carte réalisée par Fabrice Wojcicki à partir d'articles de presse, recense 514 associations opposées à l'éolien en France. Elle constitue un véritable indicateur de la défiance d'une partie de la population à l'égard du développement éolien. Mise en perspective avec la carte recensant tous les projets éoliens construits en France, on observe que ce n'est pas forcément dans les zones les plus pourvues d'éoliennes, qu'il y a le plus d'opposition. Il convient par ailleurs de préciser que chaque point figurant sur la carte correspond à un projet, lequel peut regrouper plusieurs éoliennes.

À titre d'exemple, pendant mon stage, lors de mes recherches en prospection, j'ai découvert la fédération Vents de Colère. Créée au début des années 2000, elle se définit comme : *“un réseau de plusieurs centaines d'associations et de sympathisants actifs pour protéger l'environnement et la qualité de vie dans les campagnes et le long des rivages français.”* (Vents de Colère, 2025). Cette fédération regroupe différents collectifs locaux et engage régulièrement des actions en justice afin d'annuler des projets ou de remettre en cause les procédures d'autorisation. Ces mobilisations ne sont pas marginales, elles traduisent une inquiétude croissante quant à la transformation des paysages ruraux, souvent perçue comme une « industrialisation » des campagnes. Il ne sera pas question ici de détailler les différents arguments de la fédération, ce n'est pas l'objet de ce rapport.

L'impact de l'éolien sur le cadre de vie et, en particulier, sur l'immobilier a également nourri ces contestations. Pour répondre à ce sujet, et pour remplacer les enquêtes précédentes qui souffraient d'une quantité de données d'entrée trop faible ou d'un biais de non-représentativité du marché, une étude a été menée en 2022 par l'ADEME. Elle a pour objectif d'être l'étude de référence dans le domaine en analysant l'évolution des prix de l'immobilier à proximité des parcs éoliens. Voici les résultats de manière synthétique :

*“- L'impact de l'éolien sur l'immobilier est nul pour 90 %, et très faible pour 10 % des maisons vendues sur la période 2015 - 2020. Les biens situés à proximité des éoliennes restent des actifs liquides.*

*- L'impact mesuré est comparable à celui d'autres infrastructures industrielles (pylônes électriques, antennes relais).*

*- Cet impact n'est pas absolu, il est de nature à évoluer dans le temps en fonction des besoins ressentis par les citoyens vis-à-vis de leur environnement, de leur perception du paysage et de la transition énergétique.”* (Éoliennes et Immobilier, ADEME 2022)

Ainsi, bien que l'impact de la proximité d'un parc éolien sur la valeur du patrimoine immobilier soit généralement faible, voire inexistante, la crainte de dépréciation persiste chez certains propriétaires.

Finalement, les élus locaux, qui se situent à l'interface entre l'État et les habitants, se trouvent souvent confrontés à une double contrainte. D'une part, ils sont encouragés à soutenir la transition énergétique, mais d'autre part, ils doivent tenir compte de la pression de leurs administrés. Le refus de certains conseils municipaux de délivrer des permis ou de s'engager dans des projets éoliens illustre cette tension structurelle entre les impératifs nationaux et les préoccupations locales.

## Complexité des procédures et lenteur administrative

La rapidité des phases de développement, d'études et d'autorisations des installations de production d'électricité renouvelable constitue un levier essentiel pour accélérer l'approvisionnement en électricité bas carbone.

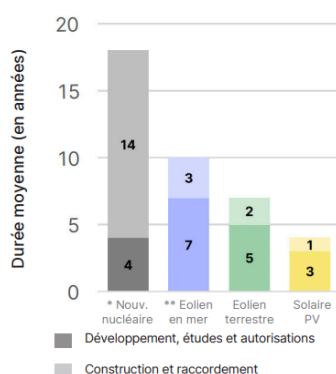


Figure 27 : Durée moyenne pour le déploiement d'énergie renouvelable et nucléaire (Source : Observatoire de l'éolien, 2024)

Cependant, comme nous pouvons le voir sur ce diagramme, l'éolien en France se distingue par des délais de développement particulièrement longs, estimés entre 5 et 7 ans en moyenne, soit près du double de la moyenne européenne (Observatoire de l'éolien, 2024). Ce retard structurel est principalement dû à la complexité des procédures administratives. La superposition des législations (urbanisme, environnement, aviation, défense, patrimoine) et le nombre important d'acteurs impliqués dans l'instruction des dossiers allongent significativement la durée des projets.

Malgré des tentatives de simplification à travers plusieurs réformes successives (loi Brottes de 2013, loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte de 2015, loi d'accélération de 2023), la durée moyenne d'instruction d'un projet éolien terrestre reste toujours bien supérieure à la moyenne européenne.

Nous l'avons vu, à ces lenteurs administratives s'ajoute la durée des recours exercés par des associations d'opposition, qui peuvent prolonger de plusieurs années la concrétisation des projets.

Ce retard compromet la capacité de la France à atteindre ses objectifs nationaux et européens en matière d'énergies renouvelables. La stratégie française pour l'énergie et le climat prévoit une augmentation de 10 % de la production d'électricité d'ici 2030, et de 55 % d'ici 2050, afin de soutenir l'électrification de la société et de réduire la dépendance aux énergies fossiles (Observatoire de l'éolien, 2024).

Compte tenu des temps de développement et de construction, la mise en service de nouvelles centrales nucléaires n'interviendra pas avant 2035 - 2040, ce qui rend l'éolien et les autres énergies renouvelables d'autant plus importantes pour répondre aux besoins de production d'électricité bas carbone à moyen terme.



## Inégalités territoriales et manque de coordination institutionnelle

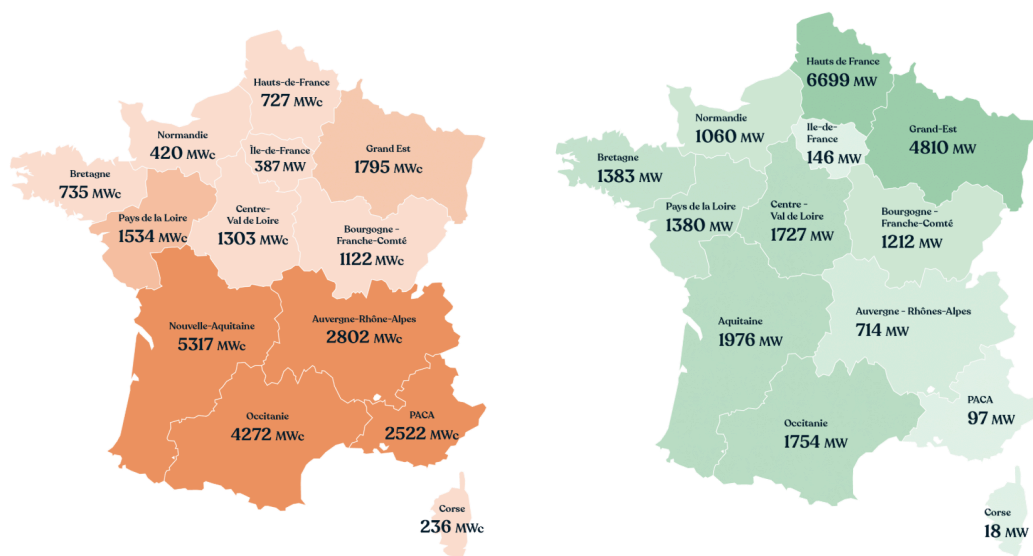


Figure 28 (à gauche) : Puissance installée du solaire photovoltaïque par région au 30 septembre 2024 (Source : France Renouvelable, 2024)

Figure 29 (à droite) : Installations éoliennes raccordées par région au 30 septembre 2024 (Source : France Renouvelable, 2024)

La production d'électricité d'origine éolienne est fortement concentrée dans les régions du Nord et de l'Est de la France, où la puissance raccordée est la plus élevée. Cette concentration géographique se traduit par une production significative dans ces zones, tandis que d'autres territoires restent quasiment dépourvus de projets éoliens. En matière de production d'électricité d'origine solaire, les régions du Sud concentrent la majeure partie des installations, avec notamment la Nouvelle-Aquitaine (5317 MWc) et l'Occitanie (4272 MWc) qui sont nettement en tête du classement national. Cette répartition inégale alimente un sentiment d'injustice territoriale : les bénéfices énergétiques sont mutualisés à l'échelle nationale, alors que les nuisances se concentrent localement.

De plus, les services déconcentrés de l'État souffrent parfois d'un manque de moyens humains et financiers pour instruire efficacement le flux croissant de dossiers. Cette situation renforce les inégalités territoriales, certaines régions disposant de services mieux dotés que d'autres, ce qui se traduit par des délais très variables selon les territoires. Faute de moyens et de coordination, les délais s'allongent, accentuant la frustration des porteurs de projets et illustrant les difficultés d'un État centralisé à harmoniser ses services sur l'ensemble du territoire.

L'articulation entre l'échelon national et les collectivités locales reste également problématique. Alors que la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) fixe des objectifs chiffrés, leur déclinaison territoriale n'est pas toujours claire. Les élus locaux se plaignent souvent d'un manque de concertation en amont, ce qui renforce la défiance vis-à-vis de projets perçus comme « *imposés d'en haut* » (Armand, 2023, p. 265).

Finalement, les freins au développement de projets EnR apparaissent multiples et imbriqués. Ils tiennent autant à l'opposition citoyenne et aux inquiétudes patrimoniales qu'à la lenteur administrative et au manque de coordination entre les différents échelons institutionnels. Ces freins expliquent en partie pourquoi la France accuse un retard dans l'atteinte de ses objectifs européens, malgré des ambitions affichées depuis deux décennies.

## Partie II – Stratégies et innovations des acteurs

### A. Vensolair : un acteur clé du développement

Dans cette partie, l'idée est de présenter plus en détails Vensolair, en examinant à la fois son portefeuille et la typologie de ses projets. Il est important de comprendre que le secteur des énergies renouvelables est en constante évolution et que les innovations s'y succèdent rapidement. Un acteur comme Vensolair peut choisir de les suivre ou non, en fonction de sa stratégie globale.

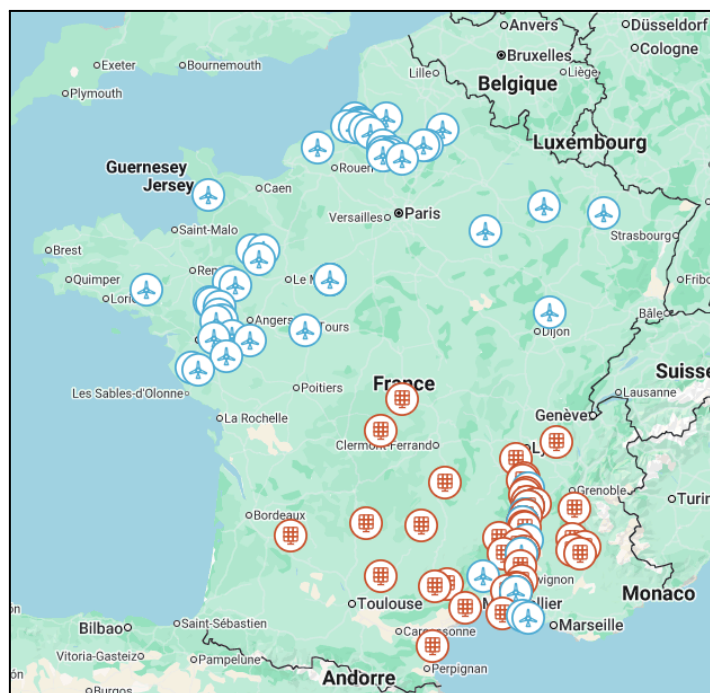


Figure 30 : Carte des actifs éoliens et photovoltaïques de Vensolair (CNR, 2024)

Nous l'avons vu en introduction de ce mémoire, Vensolair possède actuellement 67 parcs éoliens, ce qui représente 382 éoliennes pour une puissance totale de 831 MW. En 2025, 52 mégawatts sont en construction, tandis que 225 mégawatts ont été autorisés. Au niveau photovoltaïque, Vensolair gère également 67 parcs pour une puissance de 208 MWc, dont 32 MWc sont en construction cette année. Pour les projets repowering, Vensolair intervient sur deux types de projets différents : le revamping, remplacement partiel de certains composants et le repowering, renouvellement total d'un parc. Dix études sont actuellement en cours, qui concernent un total de 82 éoliennes pour 250 mégawatts.

### Typologie de projets en développement Agence de Lyon

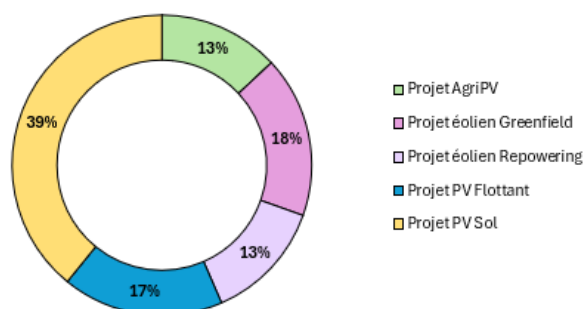


Figure 31 : Diagramme circulaire sur la typologie des projets en développement de l'agence de Lyon Vensolair (Maxime Feugier, 2024)

Au sein de l'agence de Lyon, plus d'une vingtaine de projets sont en développement. En les classant par typologie, on dénombre neuf projets photovoltaïques au sol, trois projets agrivoltaïques, quatre projets photovoltaïques flottants, quatre projets éoliens et trois projets de repowering. Afin de mieux comprendre la stratégie et les choix de développement de Vensolair, il convient à présent d'examiner en détail chacun de ces types de projets.

## Projets photovoltaïques au sol

Les centrales photovoltaïques au sol représentent la forme la plus classique de développement solaire en France. Elles consistent à installer de vastes champs de panneaux sur des terrains dédiés. Leur implantation est encadrée par la loi APER du 10 mars 2023, qui détermine que seuls certains terrains dégradés, friches ou parcelles incultes peuvent être utilisés, tandis que les espaces agricoles, naturels et forestiers bénéficient d'une protection renforcée.



Figure 32 : Centrale photovoltaïque au sol de Salaise-sur-Sanne (Source : Maxime Feugier, 2025)

Le parc photovoltaïque de Salaise-sur-Sanne, que j'ai eu la chance de visiter, possède une puissance installée de 5 MWc. Il est implanté dans le département de l'Isère, sur une ancienne zone de dépôts de la plateforme chimique de Roussillon.



## Projets agrivoltaïques

L'agrivoltaïsme vise à concilier production énergétique et activité agricole. Définie par la loi n°2023-175 du 10 mars 2023 et précisée par le décret n°2024-318 du 8 avril 2024, cette approche impose que les projets solaires implantés sur terres agricoles contribuent au maintien ou à l'amélioration de la production agricole. Les installations peuvent prendre la forme de panneaux surplombant les cultures, de serres photovoltaïques ou de structures protégeant les cultures et le bétail. Selon le Ministère de la Transition énergétique, ces dispositifs offrent des services agricoles complémentaires, notamment la protection contre les aléas climatiques, l'amélioration de la gestion hydrique et le bien-être animal (Ministère, 2024). Le déploiement de l'agrivoltaïsme reste néanmoins complexe. Il implique de trouver un équilibre entre rendement agricole et rendement énergétique.



Figure 33 : Démonstrateur agrivoltaïque Les Parcelles du Futur à Dardilly (Source : Maxime Feugier, 2025)

Le projet agrivoltaïque de référence du groupe CNR est le projet des Parcelles du Futur, situé à Dardilly, dans le département du Rhône. Ce projet fait partie d'une expérimentation lancée par la Région Auvergne Rhône-Alpes et CNR. Il comporte deux sites d'expérimentation, où sont cultivés à chaque fois deux parcelles de même taille : une avec un système agrivoltaïque et l'autre sans, c'est la parcelle "témoin". Ce système permet de comparer, avec les mêmes conditions de culture, les bénéfices apportés par le système agrivoltaïque sur le développement des plantes. Le site est divisé en deux cultures : l'une est dédiée aux fruits rouges, l'autre est une pépinière de plantes d'ornement.

Le principe consiste à ajuster en continu l'orientation des panneaux photovoltaïques pour répondre aux besoins de la culture en dessous. Des capteurs mesurent température, luminosité, hygrométrie, etc, et des algorithmes adaptent l'inclinaison des panneaux en conséquence. L'expérimentation vise à montrer que ce microclimat contrôlé protège les cultures, augmente leur productivité et réduit la consommation d'eau, tout en produisant de l'électricité (226 kWc) injectée sur le réseau.

Après trois ans d'expérimentation, les résultats s'annoncent très prometteurs. Sur les fraisiers, framboisiers et plantes de pépinières, la structure agrivoltaïque réduit les extrêmes de température et d'humidité, protège les racines et permet de diminuer significativement les besoins en irrigation, de - 40 % pour les framboises à - 60 % pour les fraises par rapport à une culture classique sous serre tunnel.

## Projets photovoltaïques flottants

Le photovoltaïque flottant consiste à installer des panneaux solaires sur des plans d'eau artificiels, tels que des anciennes carrières, des bassins de rétention ou des réservoirs industriels. Cette technologie limite l'occupation des sols agricoles et naturels et bénéficie d'avantages techniques car l'eau sert de système naturel de refroidissement, ce qui améliore le rendement des panneaux et prolonge leur durée de vie. La couverture partielle des plans d'eau peut également réduire l'évaporation, ce qui constitue un atout dans les zones soumises au stress hydrique. L'Agence Internationale de l'Énergie Renouvelable (IRENA) note que cette filière connaît une croissance rapide dans plusieurs pays, grâce à sa compatibilité avec les enjeux de densification énergétique (IRENA, 2022).



Figure 34 : Centrale photovoltaïque flottante de Vensolair à La Madone (Source : CNR, 2020)

Le projet photovoltaïque flottant de référence du groupe CNR est situé sur le lac de La Madone, sur la commune du Mornant, dans le département du Rhône. Mis en service en 2019, c'est le premier parc photovoltaïque flottant en France. La puissance installée est de 230 kWc et l'électricité produite est actuellement injectée sur le réseau. Toutefois, le lac de la Madone étant un lac d'irrigation, l'objectif à terme est que l'électricité produite par les panneaux alimente directement les pompes d'irrigation qui apportent l'eau sur les terrains agricoles situés en hauteur. Des frayères à poisson ont été installées sous la plateforme flottante afin d'encourager le développement des espèces aquatiques.



## Projets éoliens

L'éolien terrestre et maritime constitue une filière clé pour la transition énergétique française. Selon RTE (2021), les scénarios de neutralité carbone à 2050 nécessitent un développement important de l'éolien, en particulier offshore. L'éolien terrestre reste toutefois le plus développé en France, avec plus de 20 GW installés en 2023.

Les projets éoliens présentent plusieurs atouts majeurs : un facteur de charge plus élevé que le solaire, une technologie mature et compétitive, et un rôle essentiel dans la diversification du mix électrique. Toutefois, comme nous l'avons vu, ils se heurtent à des contraintes réglementaires, environnementales et sociales nombreuses.

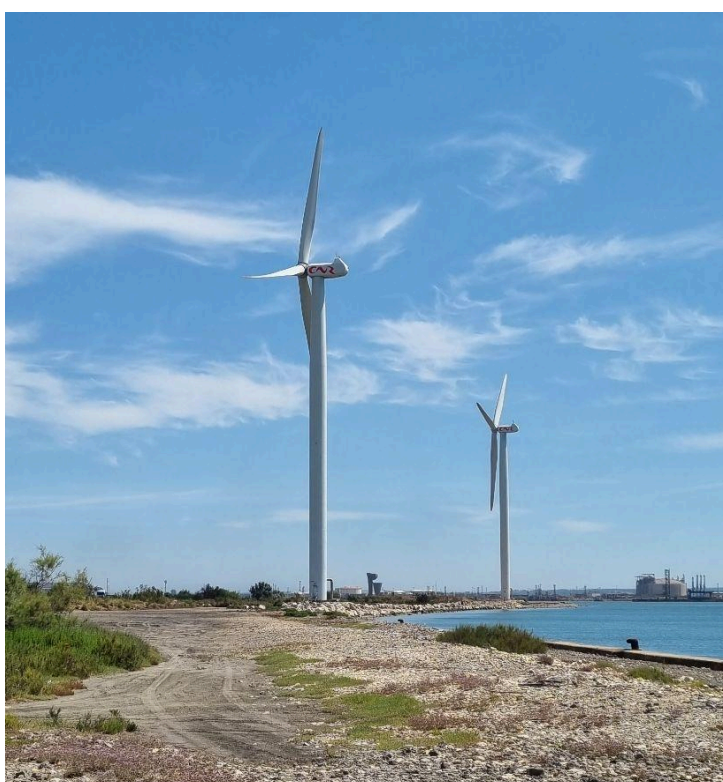


Figure 35 : Parc éolien de Vensolair situé à Fos-sur-Mer (Source : Maxime Feugier, 2025)

Le parc éolien de Fos-sur-Mer, exploité par Vensolair, est composé de 4 éoliennes N80 d'une puissance unitaire de 2,5 MW, pour une puissance totale de 10 MW. Avec des pales atteignant 120 m de hauteur, il contribue à la production d'énergie renouvelable dans la région Provence-Alpes-Côte d'Azur.

## Repowering

Le repowering consiste à renouveler des installations anciennes par des équipements plus performants, renforçant la production d'énergie renouvelable sans occuper de nouveaux espaces. Dans le cas de l'éolien terrestre, il permet par exemple de remplacer plusieurs petites turbines d'1 MW par un nombre réduit d'éoliennes de 3 à 5 MW, augmentant la production tout en limitant l'empreinte au sol. Cette approche optimise les sites existants, améliore l'intégration paysagère, réduit les coûts d'entretien et maximise l'utilisation des infrastructures de raccordement. Selon l'ADEME, le repowering permet d'augmenter de 30 à 50 % la production électrique d'un site sans mobiliser de nouveaux espaces (ADEME, 2020).

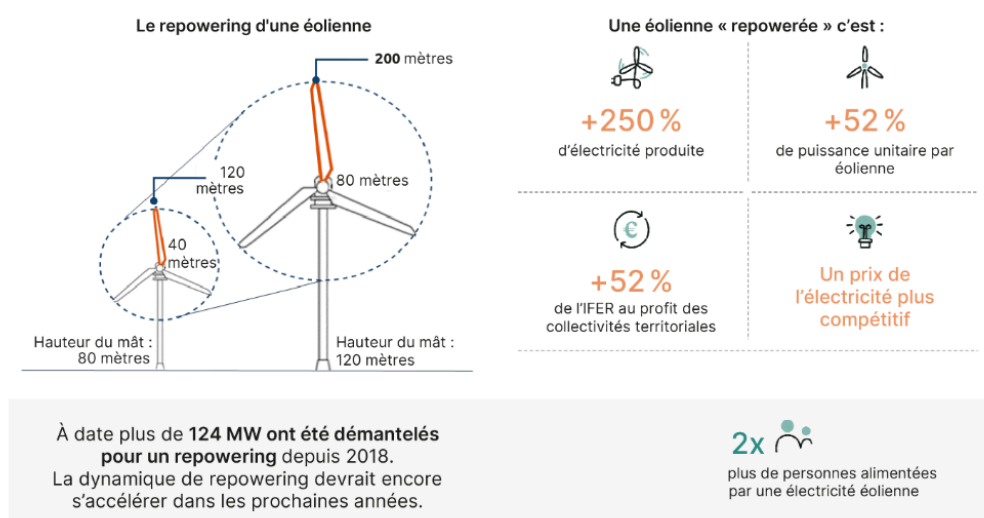


Figure 36 : Exemple d'un repowering éolien (Source : France Renouvelable, 2024)

Toutefois, cette stratégie soulève aussi des défis réglementaires et techniques. Les projets de repowering nécessitent souvent de repasser par l'ensemble des procédures administratives (permis, enquêtes publiques, études environnementales), ce qui peut rallonger les délais et réduire l'attractivité de cette option.

Le repowering s'impose néanmoins comme une voie incontournable pour renforcer rapidement la part des énergies renouvelables dans le mix électrique, tout en limitant les conflits d'usage liés au foncier.



Figure 37 : Parc éolien de Vensolair à Port-Saint-Louis-du-Rhône concerné par un futur projet de repowering (Source : Maxime Feugier, 2025)

Le parc éolien de Port-Saint-Louis-du-Rhône est composé de 25 éoliennes V52 d'une puissance totale de 21,25 MW. Il produit l'équivalent de la consommation électrique annuelle de Port-Saint-Louis-du-Rhône et de Fos-sur-Mer réunies. Un scénario de repowering est en cours d'étude, prévoyant la réinstallation d'environ 18 éoliennes plus puissantes (1,85 à 2 MW) et plus hautes (jusqu'à 150 m), permettant d'augmenter la puissance totale entre 33 et 36 MW et d'optimiser la production d'électricité sur le site.

## B. Étapes de développement d'un projet EnR

Dans cette partie, nous nous intéressons au déroulement complet des projets éoliens et photovoltaïques, de la prospection à la fin de vie. Pour chaque étape, nous mettrons en évidence les points communs et les différences propres liées à ces deux typologies de projets. Enfin, afin d'illustrer concrètement ces différentes phases, nous présenterons les différentes missions que j'ai réalisées au cours de mon stage.

### Étape 1 : Étude cartographique et pré-faisabilité

Le développement d'un projet éolien ou photovoltaïque commence par l'identification de sites compatibles sur les plans technique, réglementaire et environnemental. Nous ne reviendrons pas en détails sur cette partie car ces aspects ont déjà été évoqués dans la Partie I, C. De nombreuses contraintes, aux origines multiples.

Une partie importante de mon stage a été consacrée à la prospection de sites pour des projets éoliens, en Auvergne-Rhône-Alpes et surtout dans la région Bourgogne-Franche-Comté. Pour cela, j'ai d'abord dû mettre au propre un projet QGIS en sélectionnant et organisant toutes les couches pertinentes depuis le serveur, afin de disposer d'une base de travail fiable.

Pour réaliser mon travail de prospection, j'ai croisé l'ensemble des contraintes rédhibitoires (voir tableaux de la partie C. De nombreuses contraintes, aux origines multiples) avec des couches supplémentaires qui présentaient des enjeux potentiels. Parmi elles, j'ai intégré, par exemple, les Zones Importantes pour la Conservation des Oiseaux (ZICO), et j'ai également pris en compte les zones forestières. Effectivement, bien que celles-ci ne soient pas considérées comme rédhibitoires, leur présence a été intégrée dans l'analyse afin d'affiner la sélection des sites et d'anticiper les contraintes environnementales possibles.

J'ai également vectorisé notre couche gisement vent, issue de l'ADEME. Bien que relativement imprécise, cette couche a servi d'indicateur pour la suite de l'analyse. En lien avec mon tuteur, nous avons défini que les zones présentant une vitesse moyenne inférieure à 5,5 m/s à 100 m n'étaient pas pertinentes pour le développement de projets éoliens. Nous ne nous sommes donc pas intéressés à ces zones pour le reste de la prospection.

Toujours avec mon tuteur de stage, nous avons également défini une surface minimale de 176 hectares afin de permettre l'implantation d'au moins six éoliennes. Ce seuil a été déterminé en fonction de plusieurs critères techniques et réglementaires.

Tout d'abord, nous avons choisi d'ajouter une marge de 300 mètres supplémentaires à la distance légale de 500 mètres aux habitations, afin de limiter les nuisances sonores et visuelles. Ensuite, les éoliennes ont été espacées d'environ 500 mètres entre elles, ce qui permet de réduire l'effet de sillage, défini comme *“la zone située en aval d'une éolienne dans laquelle la vitesse du vent est réduite et la turbulence accrue. Dans un parc éolien, il entraîne une diminution de la production des éoliennes placées derrière ainsi qu'une augmentation de leur fatigue mécanique.”* (ADEME, 2021). Cette surface minimale permettait d'assurer à la fois la faisabilité technique du projet et son acceptabilité locale.

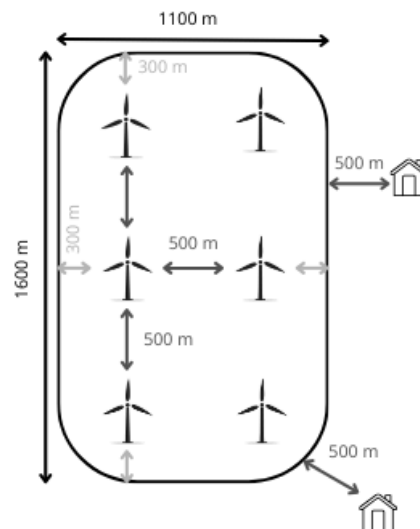


Figure 38 : Schéma illustrant les critères de superficie retenus pour la recherche de sites éoliens (Source : Maxime Feugier, 2025)

Enfin, toutes les communes disposant déjà d'un projet éolien en attente d'instruction, refusé, autorisé, ou construit ont été retirées de la sélection, afin de cibler exclusivement des territoires réellement disponibles.

Si l'on récapitule, voici ce que donne ma méthodologie en prospection pour trouver des ZIP à destination de projets éoliens en Bourgogne Franche-Comté.

- 1) Toutes les contraintes rédhibitoires
- 2) Ajout des contraintes pouvant présenter des enjeux (exemple : les forêts deviennent rédhibitoires)
- 3) Gisement vent supérieur à 5,5 m/s à 100 m
- 4) Superficie supérieure à 176 ha
- 5) Suppression des communes qui ont déjà eu un projet éolien en attente d'instruction, refusé, autorisé, ou construit



A présent, voici les cartes obtenues avec cette méthode :

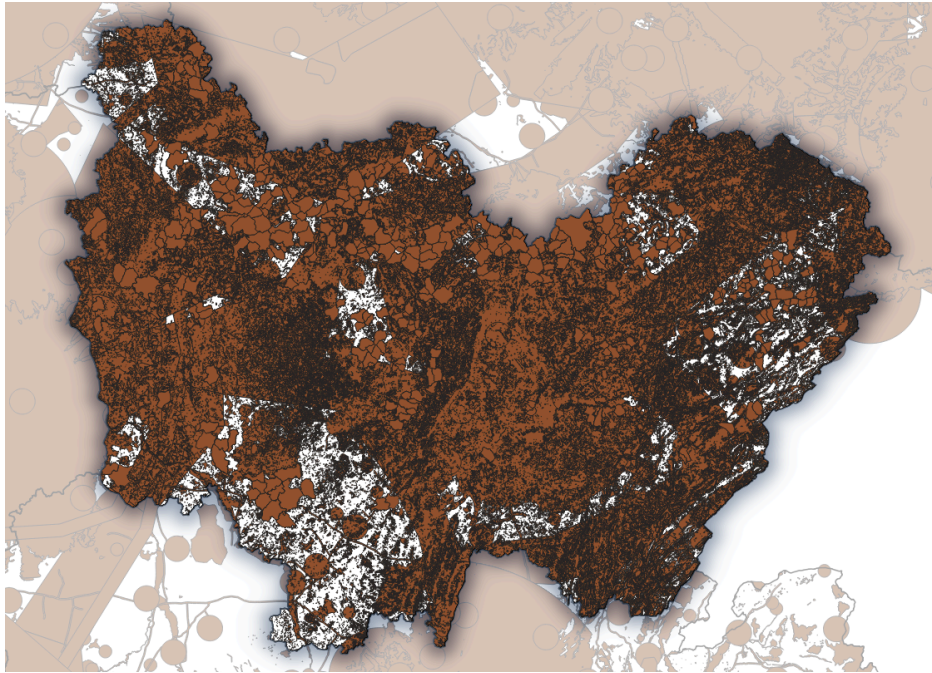


Figure 39 : Carte issue de ma méthodologie représentant les contraintes pour le développement de projets éoliens dans la région Bourgogne Franche-Comté (Source : Maxime Feugier, QGIS, 2025)

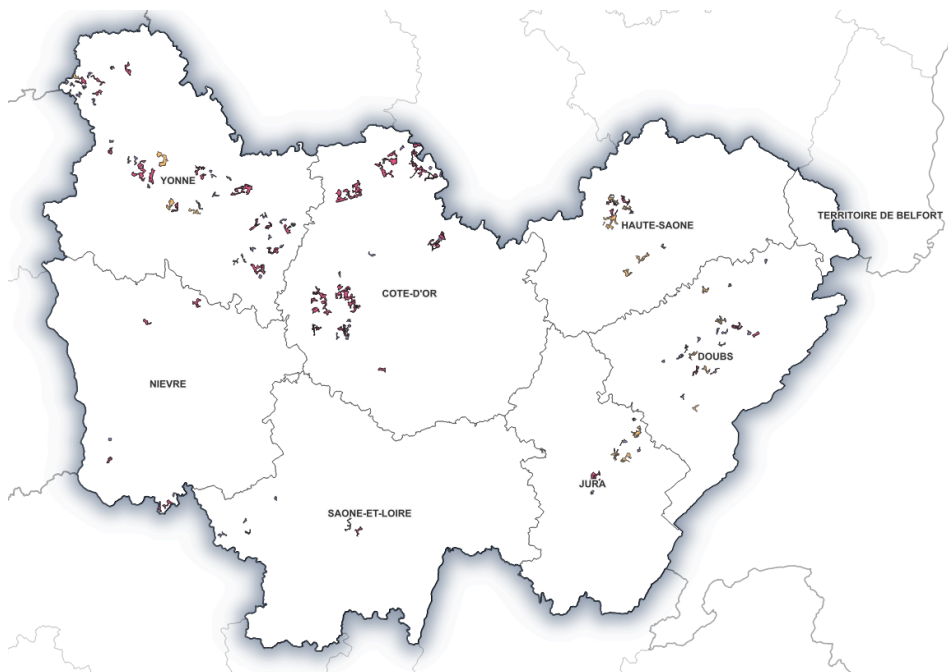


Figure 40 : Carte représentant les zones non-soumises à des contraintes pour le développement de projets éoliens dans la région Bourgogne Franche-Comté (Source : Maxime Feugier, QGIS, 2025)

En observant ces cartes, on remarque que très peu de sites sont totalement exempts de contraintes rédhibitoires ou d'enjeux majeurs même à l'échelle d'une région entière comme la Bourgogne Franche-Comté. Cela illustre la forte densité de contraintes qui pèsent sur le développement de projets éoliens en France.

Cette méthodologie a été ajustée au fur et à mesure des retours avec mon tuteur professionnel, dans une démarche progressive et itérative. Elle m'a permis de me perfectionner sur QGIS et d'acquérir une réelle autonomie dans la manipulation des outils SIG.

Dans un second temps, après avoir sélectionné les sites les plus prometteurs, j'ai réalisé plusieurs prédiagnostics. Il s'agit de remplir un fichier Excel spécifique qui permet de vérifier et de recenser les différentes contraintes pour chaque site. Voici les informations qu'il doit contenir : identification de la ZIP, ses caractéristiques, son usage, la distance au poste source le plus proche, les accès, l'environnement, le paysage et le patrimoine, l'urbanisme, la prévention des risques et les autres enjeux techniques. L'agence utilise deux versions de ce prédiagnostic, une pour l'éolien et une pour le solaire.

Pour finaliser la prospection, j'ai contacté par téléphone une vingtaine de communes qui contenaient des ZIP intéressantes afin de vérifier l'intérêt des élus pour réaliser des projets sur leurs territoires. Cette étape a permis d'entrer en contact avec les élus locaux et de confronter notre sélection à la réalité du terrain. Malgré un nombre important de réponses, les retours furent malheureusement tous négatifs. Plusieurs facteurs peuvent expliquer ces résultats décevants. Tout d'abord, certaines communes sont fortement sollicitées par de nombreux énergéticiens, ce qui limite leur capacité à s'engager sur de nouveaux projets et crée une certaine forme de saturation. Le contexte politique est également particulièrement complexe. Les élections législatives de 2026 approchent, ce qui rend les élus prudents et peu enclins à s'engager sur des projets qui pourraient être perçus comme controversés ou impopulaires. Cette prudence est renforcée par l'absence d'une Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) à jour, qui crée une incertitude sur les autorisations à venir et ralentit concrètement le développement de nouvelles installations d'énergie renouvelable. Enfin, l'acceptabilité sociale de l'éolien est très faible dans certaines collectivités, où les riverains expriment des inquiétudes concernant le bruit, l'impact visuel, la dépréciation foncière et les effets sur la biodiversité. La combinaison de ces facteurs explique en grande partie la difficulté à obtenir des réponses favorables.

Au niveau du solaire, j'ai réalisé un prédiagnostic pour un site délaissé sur la commune de Gueugnon et pour un Appel à Manifestation d'Intérêt (AMI) à Aurillac. Comme pour les projets éoliens, cette étape a été conduite à l'aide du fichier Excel spécifique de l'agence.

Parallèlement, j'ai analysé le Document Cadre du département de l'Allier. Ce document constitue un outil stratégique de planification des énergies renouvelables à l'échelle départementale. Il s'inscrit dans le cadre de la loi relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables (APER) du 10 mars 2023, qui encourage les collectivités à identifier des zones propices au développement de projets d'énergies renouvelables tout en prenant en compte les enjeux environnementaux, agricoles et paysagers. Bien qu'il n'ait pas de caractère obligatoire, il sert de référence pour orienter les projets vers des zones identifiées comme favorables.

Dans le cadre de mon analyse, j'ai donc croisé les informations de ce document avec d'autres données géographiques et environnementales. Cela m'a permis de sélectionner et de cartographier les sites les plus appropriés en tenant compte à la fois des contraintes et des opportunités du territoire.

Au niveau des résultats, seulement quelques zones semblaient présenter un potentiel pour des projets photovoltaïques. Cependant, après une analyse détaillée via le fichier de prédiagnostic, aucune ne s'est révélée réellement exploitable. La plupart étaient trop restreintes, fragmentées ou soumises à des contraintes importantes, rendant impossible le développement d'un projet. Ainsi, bien que le Document Cadre constitue une base de travail utile, il n'a finalement permis d'identifier aucun site véritablement pertinent dans le département de l'Allier.

## **Étape 2 : Planification et échanges avec les élus**

Une fois les sites présélectionnés et après avoir eu un premier contact, généralement par téléphone, il est essentiel de rencontrer les élus en présentiel afin de présenter le projet et de recueillir leurs avis, attentes et recommandations. Cette étape permet de définir le cadre de travail et de favoriser l'acceptabilité locale du projet.

Au début de mon stage, grâce au réseau de notre apporteur d'affaires, nous avons pu organiser une réunion à la mairie de Gueugnon. J'ai ainsi pu assister à cette rencontre avec les élus, au cours de laquelle nous avons présenté Vensolair, les domaines de compétence de l'entreprise, et sondé l'intérêt des élus pour d'éventuels projets sur leur commune. Ils se sont montrés particulièrement intéressés par des installations solaires en toiture et travaillaient parallèlement à la rédaction d'une charte destinée à encadrer le développement de l'éolien et du photovoltaïque.

Parallèlement, j'ai participé à une réunion avec la DDT de la Drôme qui avait pour but de présenter l'état d'avancement des projets de Vensolair dans le département. Nous avons donc pu échanger sur les différentes actions à mener et sur les points de vigilance à avoir.

Ces missions m'ont permis de comprendre l'importance du dialogue institutionnel et la manière dont les orientations des collectivités influencent directement la conception et le développement des projets.

## **Étape 3 : Maîtrise foncière**

La sécurisation foncière est un élément central pour le développement d'un parc. Elle consiste à conclure des promesses de bail ou des baux définitifs avec les propriétaires et exploitants afin de garantir la disponibilité des terrains pour les études et la construction. Cette étape inclut également des échanges avec les exploitants agricoles ou forestiers pour ajuster l'implantation et limiter les impacts sur les activités existantes.



## Étape 4 : Études techniques, environnementales et constitution du dossier d'autorisation

Après avoir identifié un site, évalué sa faisabilité, eu l'accord des élus et sécurisé le foncier, l'étape suivante consiste à réaliser des études et à constituer le dossier d'autorisation, étape clé pour préparer le développement concret du projet. Cette étape est centrale, car elle permet de définir l'implantation optimale du parc et de constituer le dossier d'autorisation environnementale, indispensable pour obtenir l'accord préfectoral.

Ces études sont regroupées dans l'Étude d'Impact Environnementale (EIE), qui constitue le document de référence pour l'instruction du projet. L'EIE doit analyser l'ensemble des impacts du projet sur l'environnement, la santé publique, la sécurité et le patrimoine culturel et paysager et proposer des mesures pour réduire ou compenser ces impacts.

Avant de rentrer dans le détail des différentes études réalisées, il est important de préciser que ces dernières sont structurées autour de deux volets. Dans un premier temps, elles contiennent toutes l'état initial, qui décrit le site avant projet (topographie, usages du sol, biodiversité, patrimoine, risques, contraintes techniques), et dans un deuxième temps, elles s'intéressent à l'état avec projet, qui modélise les impacts potentiels. Si ces impacts s'avèrent significatifs, des mesures compensatoires sont proposées : bridage acoustique, modification de l'implantation, protection des zones de nidification, restauration écologique, etc.

Etudes pour un parc éolien :

- Mesures de vent : installation d'un mât de mesure (généralement pendant 12 à 24 mois) pour confirmer le gisement de vent et la faisabilité technique du site.



Figure 41 : Photographie d'un mât de mesure sur le site de Port-Saint-Louis-du-Rhône (Source : Maxime Feugier, 2025)

- Étude d'impact ICPE (Installation Classée pour la Protection de l'Environnement) : analyse les effets du projet sur l'environnement, la santé publique et la sécurité.
- Inventaires faune - flore : recensement de la biodiversité et identification des zones protégées (exemple : Natura 2000) afin de proposer des mesures compensatoires si nécessaire.
- Études acoustiques : modélisation du bruit généré par les éoliennes pour garantir le respect des normes et limiter les nuisances pour les riverains.
- Analyses paysagères et photomontages : évaluation de l'intégration visuelle du parc dans le paysage et production de visuels pour informer les acteurs et le public.
- Études d'accès et de raccordement : analyse de la faisabilité technique des pistes de chantier, du câblage entre les éoliennes et du raccordement au réseau électrique.

#### Etudes pour un parc PV :

- Dimensionnement des panneaux : choix du type, orientation, inclinaison et espacement pour optimiser la production électrique.
- Étude géotechnique : évaluation de la stabilité du sol et des risques d'inondation.
- Étude d'impact environnemental : identification des enjeux faune - flore et des espaces sensibles à protéger, avec propositions de mesures compensatoires si nécessaire.
- Étude de raccordement électrique : analyse de la connexion au réseau et des contraintes liées aux servitudes aéronautiques ou aux infrastructures existantes.
- Photomontages et plans de calepinage : justification de l'implantation et visualisation pour le suivi du projet.

Pour les deux typologies de projets, le dossier EIE est soumis à la DREAL pour instruction. La DREAL vérifie la conformité réglementaire et la faisabilité technique du projet, puis transmet le dossier au préfet. Parallèlement, la Mission Régionale d'Autorité environnementale (MRAe) évalue de manière indépendante la qualité de l'EIE, en vérifiant que tous les impacts sont correctement identifiés et que les mesures compensatoires proposées sont pertinentes. Bien que son avis ne soit pas juridiquement contraignant, il influence fortement la décision préfectorale. Il est donc nécessaire de rédiger une réponse à cet avis afin de clarifier ou de compléter certains points.

Pendant mon stage, j'ai participé à cette étape en réfléchissant à des éléments de réponse suite à un avis MRAe donné pour le parc éolien Source du Mistral. Cela m'a permis de comprendre comment cet avis oriente les mesures compensatoires et l'instruction préfectorale.

## Étape 5 : Concertation préalable et enquête publique

La phase de participation du public se déroule en deux étapes distinctes et consécutives. La première étape est la concertation préalable, organisée par le porteur de projet avant le dépôt du dossier d'autorisation. Le rapport de cette concertation, qui synthétise les avis recueillis et les ajustements réalisés sur le projet, est joint au dossier d'autorisation.

La seconde étape est l'enquête publique, organisée par la préfecture après le dépôt du dossier complet. Elle permet au public de consulter le projet et de formuler ses observations, qui sont consignées dans le rapport du commissaire enquêteur. Ce rapport, ainsi que les avis des différents services (DREAL, MRAe, ABF, DGAC, Armée, ARS, SDIS, RTE, etc.), est intégré à l'instruction. La décision préfectorale finale prend en compte l'ensemble de ces éléments pour autoriser, modifier ou refuser le projet.

La première étape, donc, la concertation préalable, est obligatoire pour les projets photovoltaïques d'une puissance  $\geq 250$  kWc et pour les projets éoliens terrestres d'une puissance  $\geq 12$  MW (Code de l'Environnement, articles L.123-19 et R.123-31). Son objectif est d'informer la population, de recueillir ses avis et d'adapter le projet en fonction des retours, afin de limiter les conflits d'usage et d'améliorer l'acceptabilité locale. Pour les projets plus petits (photovoltaïque  $< 250$  kWc ou éolien  $< 12$  MW), elle n'est pas obligatoire mais les développeurs peuvent organiser des réunions d'information facultatives pour faciliter l'acceptabilité.

Elle comprend plusieurs déclinaisons :

- Permanences en mairie : elles sont généralement au nombre de deux à trois, organisées par le développeur, pour présenter le projet, répondre aux questions des habitants et recueillir les remarques. Le nombre exact de permanences est fixé par le porteur de projet en concertation avec les élus, en tenant compte de la taille du projet et de la densité de population.
- Réunions publiques et comités de projets : ces rencontres permettent d'échanger avec la population et les acteurs locaux (associations, exploitants agricoles, riverains), et de présenter les résultats des différentes études.
- Supports d'information : cela peut-être sous la forme de lettres d'information, d'affichages, de panneaux sur site et d'un site internet dédié pour centraliser les informations et les documents du projet.

Tout comme la concertation préalable, l'enquête publique est obligatoire pour les projets photovoltaïques au sol d'une puissance  $\geq 250$  kWc et pour les projets éoliens terrestres d'une puissance  $\geq 12$  MW, et optionnelle pour ceux qui possèdent une puissance inférieure à ces seuils.

L'enquête publique, organisée par la préfecture, constitue la consultation formelle du public (articles R.512-11 et suivants du Code de l'environnement). Un commissaire enquêteur indépendant est désigné pour recueillir les observations écrites et orales des citoyens et rédiger un rapport final. L'enquête publique dure généralement 30 jours, mais la durée exacte est fixée par arrêté préfectoral selon la taille et l'impact du projet.

Le développeur est présent pour informer et répondre aux questions, mais il n'a pas de rôle décisionnaire : il ne décide pas du contenu du rapport. Le commissaire enquêteur émet un avis motivé (favorable, favorable avec réserves ou défavorable), qui est transmis au préfet.

Finalement, cette étape combine information proactive et consultation formelle : elle est cruciale pour garantir la transparence et l'acceptabilité sociale du projet.

Lors de mon stage, j'ai assuré une permanence à la mairie de Bourg-lès-Valence pour le projet photovoltaïque "BLV4", en compagnie d'autres collègues et du commissaire enquêteur, qui souhaitait être présent. Les résultats ont été mitigés, puisqu'une seule personne est venue. Cela s'explique probablement par le fait que le projet se situe dans une zone industrielle qui ne présente aucun enjeu majeur pour le public.

J'ai également contribué à la préparation des invitations, des sites internet et des diaporamas pour les comités de pilotage de Pierrelatte et Montagnac-Montpezat. Cette expérience m'a montré comment la communication et l'information des parties prenantes s'intègrent dès les premières étapes de la planification.

Par ailleurs, j'ai créé, commandé chez un imprimeur puis installé sur site le Permis de Construire Modificatif (PCM) du parc photovoltaïque de Salaise-sur-Sanne situé dans le département de l'Isère. Peu de temps après, j'ai contacté un huissier pour qu'il effectue le constat d'affichage de ce panneau. Cette démarche a permis de mettre le parc récemment construit en conformité, en corrigeant les modifications apportées lors des travaux qui différaient du permis initial.



Figure 42 : Photographie de l'affichage du PCM de Salaise-sur-Sanne (Source : Maxime Feugier, 2025)

## **Étape 6 : Instruction et décision préfectorale**

Nous l'avons déjà abordé dans l'étape précédente, après la concertation préalable et l'enquête publique, la préfecture examine le projet en tenant compte de tous les avis recueillis : ceux de la DREAL, de la MRAe, des ABF, de la DGAC, de l'Armée, de l'ARS, du SDIS, de RTE, et du rapport du commissaire enquêteur (Eolise, 2023). Cette étape constitue la phase décisionnelle finale.

La préfecture peut alors délivrer l'autorisation environnementale ou l'ICPE, éventuellement assortie de prescriptions spécifiques, par exemple des bridages acoustiques, des mesures de protection de la biodiversité, ou des contraintes sur le raccordement électrique. Ces décisions sont juridiquement contraignantes et définissent les conditions de réalisation du projet.

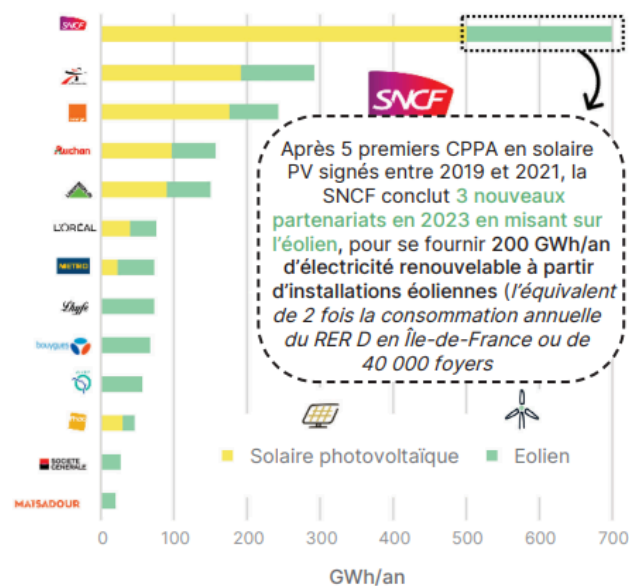
## **Étape 7 : Financement et sécurisation du tarif**

Le développement de projets d'énergies renouvelables, qu'ils soient éoliens ou solaires, implique des investissements financiers considérables, souvent de l'ordre de plusieurs millions d'euros. Le modèle de financement repose généralement sur un financement de projet, dans lequel la structure juridique créée pour le projet (société de projet ou SPV) mobilise à la fois des fonds propres et des financements externes.

L'énergéticien apporte ainsi une fraction du capital (souvent comprise entre 10 et 30 %), tandis que le recours à la dette bancaire permet de couvrir la majorité des besoins (70 à 90 %). La viabilité économique du projet dépend donc fortement de la capacité à sécuriser des revenus prévisibles et stables sur le long terme, condition indispensable pour convaincre les établissements prêteurs (Florio, 2019).

En France, deux grands modèles coexistent. Le premier repose sur des mécanismes publics tels que les appels d'offres organisés par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE). Dans ce cadre, les producteurs retenus bénéficient d'un tarif de rachat garanti sur une période de quinze à vingt ans. Nous l'avons vu dans la partie B. Stratégie énergétique nationale, lorsque le prix du marché de l'électricité est inférieur au tarif attribué, l'État compense la différence. À l'inverse, lorsque le prix de marché excède ce tarif, le producteur reverse le surplus. Ce modèle présente l'avantage d'une très forte visibilité financière et demeure le plus sécurisant pour les investisseurs (CRE, 2023).

Le second modèle repose sur la contractualisation privée à travers des Corporate Power Purchase Agreements (CPPA). Ces contrats, conclus directement entre le producteur et un consommateur d'électricité (industriel, fournisseur, acteur tertiaire), fixent à l'avance le prix et la durée de l'achat, généralement sur dix à vingt ans. Ce prix peut donc être décorrélié des coûts du marché, et aider les entreprises à s'approvisionner en électricité bas carbone, à un prix compétitif et sécurisé sur le long-terme (France Renouvelable, 2024). Ils constituent un outil de plus en plus répandu, en particulier dans le solaire photovoltaïque où la compétitivité technologique permet de proposer des prix attractifs en dehors des mécanismes de soutien public (IEA, 2022).



**Figure 43 : Diagramme à barres représentant les volumes cumulés annoncés des acheteurs de CPPA éolien et solaire en France à fin 2023 (Source : France Renouvelable, 2024)**

Une troisième configuration, plus risquée, consiste à vendre la production directement sur le marché spot (marché de gros de l'électricité). Cette stratégie expose le producteur à la volatilité des prix, ce qui complique le financement bancaire. Cette approche est davantage mobilisée par les grands énergéticiens disposant d'un portefeuille diversifié et d'une expertise en gestion de marché, qui peuvent ainsi combiner des actifs sécurisés par CPPA ou appels d'offres et d'autres exposés aux prix du marché.

Bien que les principes de financement et de sécurisation soient communs aux filières éolienne et solaire, des différences demeurent dans l'évaluation du risque. L'éolien, caractérisé par des coûts d'investissement plus élevés et une production plus variable, est considéré comme moins prévisible et donc légèrement plus risqué que le solaire. À l'inverse, le photovoltaïque bénéficie d'une meilleure visibilité liée à l'ensoleillement et à des coûts en forte baisse, ce qui se traduit par une perception plus favorable des banques et des investisseurs (IRENA, 2021). En conséquence, les contrats CPPA solaires sont souvent conclus pour des durées plus courtes (10 à 15 ans), tandis que les projets éoliens privilégient des horizons contractuels plus longs afin de sécuriser leur rentabilité.

Ainsi, le financement des projets éoliens et solaires repose sur une articulation fine entre apport en capital, dette bancaire et sécurisation des revenus par des mécanismes publics, privés ou de marché. Le choix du modèle dépend à la fois des spécificités technologiques, de la réglementation nationale et de la stratégie de l'énergéticien, mais dans tous les cas, il conditionne la faisabilité économique du projet et son attractivité pour les investisseurs.

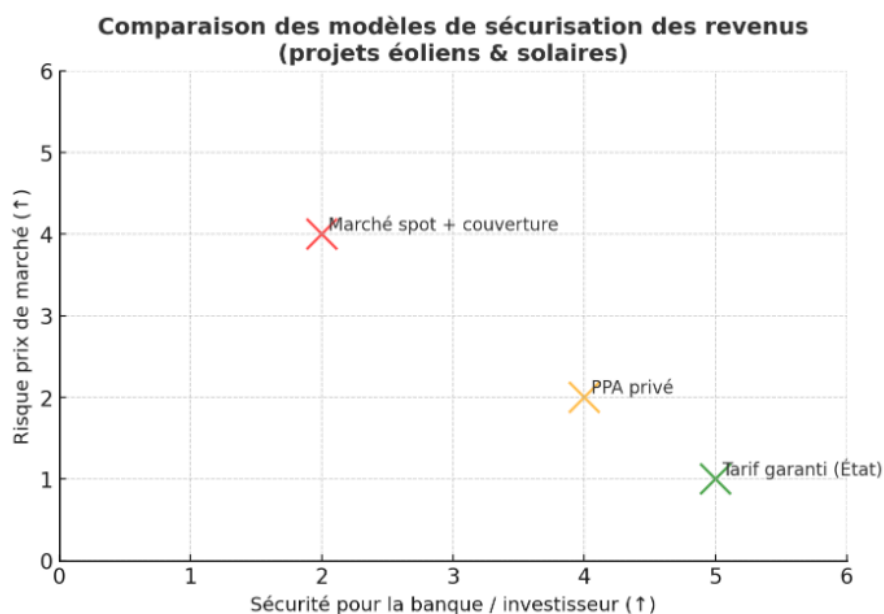


Figure 44 : Graphique résumant les trois modèles de sécurisation des revenus des énergéticiens pour les projets éoliens et photovoltaïques (Source : Maxime Feugier, 2025)

## Étape 8 : Construction et mise en service

Le chantier d'un projet se déroule en plusieurs étapes. Pour l'éolien, cela comprend la réalisation des fondations, le levage et l'assemblage des mâts, des nacelles et des pales. Pour le photovoltaïque, les travaux débutent par les terrassements et la préparation des plateformes, suivis de la pose des panneaux. Dans les deux cas, le chantier se poursuit avec le câblage, le raccordement au réseau et les essais techniques. La phase de construction dure généralement de 6 à 12 mois pour les projets solaires et de 9 à 12 mois pour les projets éoliens (WPD, 2022 ; CNR, 2025).

## Étape 9 : Exploitation et maintenance

En France, la durée de vie pratique des éoliennes terrestres est souvent fixée autour de 20 ans, comme le montrent les contrats d'exploitation dans certains appels d'offres. Cette période correspond à la durée pendant laquelle les équipements fonctionnent de manière satisfaisante et offrent un rendement conforme aux attentes. Au-delà, certaines éoliennes peuvent continuer à produire de l'électricité, mais avec une performance progressivement réduite. La longévité réelle dépend de nombreux facteurs : la qualité de la construction, la maintenance régulière, les conditions climatiques locales, l'exposition à la corrosion, ou encore l'intensité et la régularité du vent (ADEME, 2024).

Pour le photovoltaïque, les appels d'offres de la CRE dans le cadre de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) fixent également une durée contractuelle d'exploitation de 20 ans. Toutefois, la durée de vie technique des panneaux est généralement plus longue, estimée entre 25 et 30 ans, avec une perte progressive de rendement d'environ 0,5 % par an. Les composants tels que les onduleurs ont souvent une durée de vie plus courte, généralement entre 10 et 15 ans, et doivent être remplacés pour maintenir la production (Hellowatt, 2024).

Ainsi, que ce soit pour l'éolien ou le photovoltaïque, la notion de durée de vie doit être comprise comme la période durant laquelle les équipements fournissent un service optimal. Au-delà de cette période, les installations peuvent continuer à produire de l'énergie, mais avec un rendement décroissant et des besoins de maintenance ou de remplacement de composants pour prolonger leur exploitation.

### **Étape 10 : Fin de vie, démantèlement ou renouvellement**

En fin de vie, les parcs éoliens ou photovoltaïques peuvent suivre deux trajectoires. Dans le cas d'un démantèlement, les installations sont retirées, les fondations enlevées et les accès et plateformes remis en état. Alternativement, un repowering peut être envisagé. Pour l'éolien, il s'agit de remplacer les machines par des turbines plus performantes, souvent avec de nouvelles fondations, tandis que pour le photovoltaïque, le repowering consiste plutôt à remplacer les panneaux et les équipements électriques pour améliorer le rendement, sous réserve d'une nouvelle autorisation (Eolise, 2023).



## C. Innover pour surmonter les blocages

Le développement des énergies renouvelables (EnR) en France se heurte depuis plusieurs années à des contraintes structurelles, qu'elles soient réglementaires, environnementales, techniques ou sociales. Dans ce contexte, l'innovation ne réside pas uniquement dans les technologies de production (panneaux photovoltaïques plus performants, éoliennes plus puissantes), mais aussi dans les outils de planification et d'implantation qui structurent les projets. Depuis le début des années 2020, l'État, les collectivités et les acteurs privés déploient de nouvelles stratégies pour faciliter la mise en œuvre des projets, réduire les délais et renforcer l'acceptabilité locale.

### Actions de l'État

Au niveau de l'Etat, l'un des dispositifs les plus marquants de ces dernières années, est la création des Zones d'accélération des énergies renouvelables (ZAEEnR), introduites par la loi relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables (loi APER, 10 mars 2023). Ce mécanisme répond directement à la lenteur et à la complexité des procédures, ainsi qu'à la multiplication des recours qui freinent la dynamique française. Concrètement, les ZAEEnR sont des zones identifiées par les communes, après concertation avec les habitants, puis validées par délibération municipale, et dans beaucoup de cas confirmées par arrêté préfectoral. Elles ne garantissent pas l'autorisation automatique d'un projet mais orientent les développeurs vers les secteurs prioritaires définis par la collectivité (DREAL Pays de la Loire, 2024).

Dans ces zones, les projets bénéficient d'une priorisation et d'une accélération de leur instruction administrative. Cette logique repose sur deux principes essentiels : d'une part, anticiper les conflits en associant les territoires en amont, d'autre part, concentrer les efforts sur les espaces jugés les plus favorables (friches, terrains dégradés, zones à faible valeur écologique).

La mise en œuvre de ce dispositif marque un tournant, car il reconnaît explicitement le rôle des collectivités locales dans la gouvernance énergétique. Longtemps critiquées pour leur manque d'association aux projets, celles-ci deviennent des co-actrices de la transition. Cette démarche contribue à améliorer l'acceptabilité sociale en donnant une légitimité locale aux projets, tout en réduisant l'opacité souvent reprochée aux décisions centralisées. L'efficacité du dispositif repose néanmoins sur la capacité de l'État à fournir un soutien adapté : sans renfort en moyens humains et techniques pour instruire les dossiers, l'ambition des ZAEEnR risque de se heurter aux limites des administrations parfois déjà fragilisées.

À côté de ce dispositif, certains appels à manifestation d'intérêt (AMI) se sont imposés comme des instruments particulièrement intéressants. Contrairement aux appels d'offres classiques, centrés sur le prix de rachat de l'électricité, certains AMI intègrent des critères de qualité, d'innovation ou de reproductibilité. Ils ont permis d'expérimenter des formes alternatives comme, par exemple, le photovoltaïque flottant ou des projets citoyens (Ministère de la Transition Énergétique, 2022).

L'usage croissant de cartographies dynamiques et de plateformes numériques constitue une autre innovation structurante. Ces outils permettent de croiser des données multiples pour identifier les sites appropriés et écarter les zones à contraintes fortes. Ils offrent une vision intégrée du territoire, facilitant la décision publique et la stratégie des développeurs. En réduisant l'incertitude en amont, ils limitent les risques de recours contentieux et améliorent la transparence des choix d'implantation.

Cependant, ces nouveaux outils de planification et d'aide à l'implantation ne sont pas exempts de limites. Premièrement, les ZAEnR restent très récentes : leur efficacité réelle ne pourra être évaluée qu'après plusieurs années d'application. Le risque est que certaines communes refusent de s'engager, par crainte d'oppositions locales ou de conflits avec les activités agricoles. Deuxièmement, les AMI, s'ils favorisent l'innovation, ne concernent qu'une fraction limitée des projets et ne remplacent pas les procédures classiques d'appels d'offres, qui restent dominantes pour le déploiement massif. Enfin, les cartographies dynamiques nécessitent des bases de données fiables, exhaustives et régulièrement mises à jour, ce qui suppose un investissement conséquent dans la collecte et la gestion de données territoriales.

### **Initiatives des acteurs privés**

Pendant mon stage, j'ai été pleinement intégré au cœur de l'équipe développement de Vensolair, ce qui m'a permis de comprendre la stratégie déployée pour mener à bien ses projets. Dans cette partie, nous présenterons les différentes méthodes et approches mises en œuvre par l'entreprise.

#### **1) Diversification des typologies de projets**

Nous l'avons vu dans la partie, A. Vensolair : un acteur clé du développement, Vensolair considère la diversification comme un axe stratégique majeur. Elle investit dans différents formats de production : l'agrivoltaïsme, qui associe production agricole et production énergétique ; le photovoltaïque flottant, mobilisant des surfaces artificielles inoccupées ; ou encore le repowering, qui optimise des sites déjà équipés. Ces innovations permettent non seulement de réduire l'empreinte foncière, mais aussi de mieux répondre aux attentes des collectivités locales. Comme le rappelle l'ADEME, « *la diversification des solutions photovoltaïques contribue à limiter la pression foncière et favorise l'acceptabilité sociale des projets* » (ADEME, 2020).

De manière plus concrète, l'entreprise explore certaines formes de foncier moins conventionnelles pour implanter des projets photovoltaïques, comme la prospection au niveau des pistes d'aérodromes ou sur des zones délaissées. Cette démarche illustre une volonté d'adapter le développement à des contextes territoriaux spécifiques, en recherchant des surfaces compatibles avec les contraintes réglementaires (ZAN, préservation des espaces agricoles) et sociales (acceptabilité par les riverains). L'idée d'implanter des panneaux solaires sur des terrains de golf a également été évoquée, notamment en réponse aux risques croissants de sécheresse, mais cette piste est exploratoire et son aboutissement reste hypothétique.

## 2) Prospection territoriale et relations institutionnelles

En parallèle du travail de prospection que l'on pourrait qualifier de "classique" (identification des ZIP, prédiagnostics, appels téléphoniques, courriels ou rencontres directes avec les mairies), Vensolair s'appuie également sur plusieurs outils complémentaires.

Le premier concerne les partenariats institutionnels et privés. Effectivement, Vensolair peut mobiliser les compétences de sa Direction de la communication (DIRCOM) afin de nouer des relations avec de grands propriétaires fonciers. En novembre 2023, CNR et Vensolair ont signé un partenariat énergétique avec le groupe Salins, premier producteur français de sel et deuxième propriétaire foncier de l'Hexagone. L'objectif est d'installer de nouvelles centrales photovoltaïques au sol sur des sites du groupe.

En parallèle, Vensolair développe des collaborations avec des apporteurs d'affaires. Ces acteurs jouent un rôle d'intermédiaires en identifiant et en mettant en relation l'entreprise avec des propriétaires fonciers ou des collectivités susceptibles d'accueillir de nouveaux projets. Leur mission consiste à faciliter la prospection en ouvrant des portes localement et en élargissant le champ d'opportunités pour le développement de centrales photovoltaïques ou éoliennes.

D'autres partenariats peuvent également être mis en place, comme celui récemment conclu entre Vensolair et la société Hrafinkel. S'appuyant sur la réussite du projet éolien de Tincey-et-Pontrebeau, mené en co-développement, les deux sociétés ont décidé de collaborer à nouveau ensemble. Effectivement, Hrafinkel assure désormais la prospection pour le compte des deux sociétés, dans un rayon d'environ 100 kilomètres autour de son implantation à Pressigny (Haute-Saône), couvrant ainsi la Haute-Saône, la Marne, ainsi qu'une partie du Doubs et de la Côte-d'Or. Une autre piste explorée consiste à échanger avec les Sociétés d'Économie Mixte (SEM) spécialisées dans l'énergie, afin de développer des projets en partenariat.

Au cours de mon stage, j'ai été chargé de transmettre les différentes zones d'implantation potentielles (ZIP) situées autour de Pressigny, que j'avais identifiées lors de mes recherches. J'ai également échangé régulièrement avec les responsables de la société Hrafinkel afin de leur fournir des éléments issus de mes recherches cartographiques et de les orienter dans leurs démarches de prospection.

Enfin, l'entreprise s'appuie sur une veille constante afin d'identifier les opportunités de développement et de rester informée des évolutions réglementaires et territoriales. Cette veille s'appuie notamment sur des outils spécialisés comme Explain, qui permet d'accéder en temps réel à des informations publiques, comme par exemple les délibérations de conseils municipaux concernant des projets éoliens. Par ailleurs, cette veille est également utilisée dans le cadre des Appels à Manifestation d'Intérêt (AMI), où Vensolair peut repérer des projets et y répondre de manière proactive.

### 3) Anticipation réglementaire et meilleure compréhension des procédures

Lors de mon stage, j'ai été chargé d'analyser les avis données par les Commissions Départementales de Préservation des Espaces Naturels, Agricoles et Forestiers (CDPENAF) sur les projets agrivoltaïques. Cette mission avait pour objectif d'aider les chefs de projets à mieux planifier leurs actions et à anticiper les obstacles administratifs, en comprenant les motifs qui fondent les décisions de chaque CDPENAF départementale.

Dans le cadre de la procédure réglementaire, pour chaque projet agrivoltaïque, une Étude Préalable Agricole (EPA) doit être réalisée et soumise à la CDPENAF. La commission évalue l'impact du projet sur l'économie agricole locale et peut formuler des recommandations ou proposer des mesures compensatoires. Les avis rendus sont ensuite intégrés dans l'instruction du projet par les services de l'État (DREAL, préfecture), qui examinent la faisabilité, la conformité aux règles d'aménagement et la compatibilité avec la préservation des terres agricoles et naturelles (Ministère de l'écologie, 2023).

Pour recueillir les données nécessaires, j'ai systématiquement consulté les sites internet des préfectures de chaque département, en utilisant des mots-clés ciblés (EPA, CDPENAF, Étude Préalable Agricole, etc). Cette recherche m'a permis d'identifier les deux types de documents clés :

- L'Étude Préalable Agricole (EPA) ;
- L'avis de la CDPENAF, accompagné de la décision préfectorale.

L'accès à ces documents a varié selon les départements, certains sites étant plus complets ou mieux organisés que d'autres. Une fois collectées, les informations ont été intégrées à un tableau Excel préexistant, structuré par thématiques. Cette base de données m'a servi à croiser les données et à identifier des tendances, ainsi que les facteurs récurrents d'acceptation ou de refus des projets.

A titre d'exemple, voici quelques analyses :

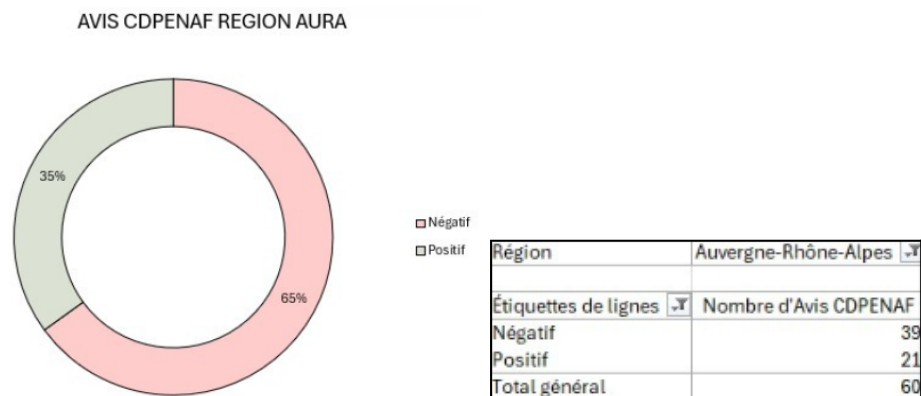


Figure 45 : Diagramme circulaire représentant le pourcentage d'avis positifs de la part des CDPENAF de la région Auvergne Rhône-Alpes (Source : Maxime Feugier, 2025)

En observant ce diagramme circulaire, on voit que pour la région Auvergne-Rhône-Alpes, 60 avis CDPENAF ont été rendus au total. Parmi eux, 39 projets ont reçu un avis défavorable, ce qui correspond à un taux de succès de 35 %.

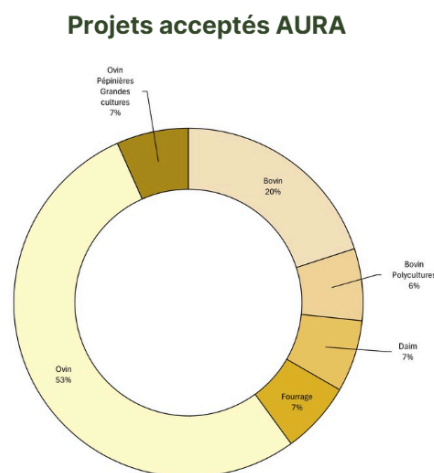


Figure 46 : Diagramme circulaire représentant la différente typologie des projets agrivoltaïques ayant reçu un avis positif de la part des CDPENAF de la région Auvergne Rhône-Alpes (Source : Maxime Feugier, 2025)

Quand on s'intéresse à la typologie des projets agrivoltaïques acceptés par les CDPENAF de la région Auvergne Rhône-Alpes, on voit que la très grande majorité des projets acceptés, près des ¾ concernent des élevages bovins et ovins.

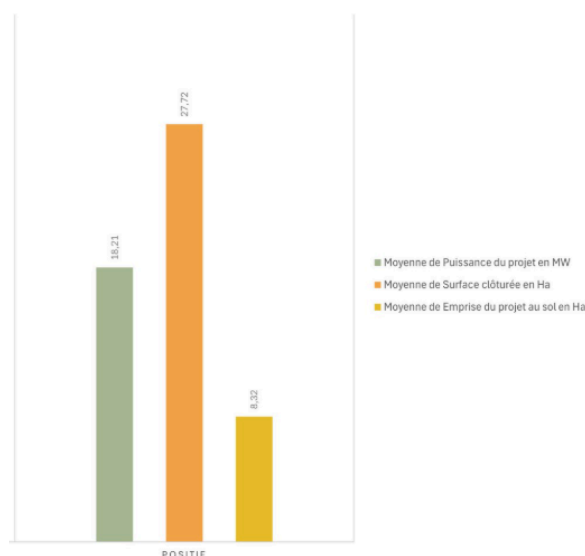


Figure 47 : Diagramme à barres représentant les différentes surfaces des projets agrivoltaïques ayant reçu un avis positif de la part des CDPENAF de la région Auvergne Rhône-Alpes (Source : Maxime Feugier, 2025)

Quand on s'intéresse aux chiffres, on constate que les projets acceptés ont en moyenne 18,21 MWc de puissance, 27,72 ha de surface clôturée et 8,32 ha d'emprise au sol du projet (emprise des panneaux photovoltaïques projetée au sol).

Ces résultats fournissent aux chefs de projet des outils concrets pour aligner leurs projets agrivoltaïques sur les attentes des instances décisionnelles. En intégrant ces enseignements dès la phase de conception, ils maximisent leurs chances d'obtenir une validation et réduisent les risques de blocage. Cette approche, fondée sur l'analyse systématique des retours réglementaires et des décisions locales, pourrait être étendue à d'autres filières et instances. Elle représente un levier stratégique pour anticiper les exigences, optimiser les dossiers et accélérer leur instruction.

Finalement, les contraintes rencontrées par le développement des énergies renouvelables en France qu'elles soient réglementaires, environnementales ou sociales obligent les acteurs du secteur à adapter en permanence leurs pratiques. Vensolair illustre bien cette dynamique en misant sur la diversification des projets, la prospection territoriale proactive et la compréhension de certaines instances. Ces réponses opérationnelles permettent non seulement de contourner certains freins, mais aussi de renforcer l'acceptabilité et la légitimité des projets dans les territoires.

## D. Vers une nouvelle échelle de déploiement

Le développement des énergies renouvelables (EnR) en France ne se résume plus à la multiplication de projets isolés. Si les freins analysés précédemment ont ralenti le déploiement, les acteurs publics et privés sont désormais contraints d'engager un véritable changement d'échelle. Celui-ci ne peut être réduit à un simple accroissement quantitatif : il suppose une transformation qualitative de la gouvernance, des modèles de production et de la structuration industrielle. Autrement dit, il s'agit moins d'installer « plus » d'éoliennes et de panneaux photovoltaïques que de déployer autrement, en repensant les modalités d'intégration territoriale, économique et technique des projets.

### Simplifier et territorialiser les procédures

Nous l'avons vu, les délais d'instruction, qui dépassent souvent cinq à sept ans pour un parc éolien terrestre, expliquent en grande partie la difficulté de la France à atteindre ses objectifs (RTE, 2021). Antoine Armand insiste sur ce point : *« nous devons continuer de simplifier les procédures d'installation et de mise en service des parcs photovoltaïques et éoliens : comment comprendre que nous laissons, le plus souvent involontairement, l'accumulation de bureaucratie ralentir la transition écologique, alors que dans les prochaines années, chaque kilowattheure renouvelable produit en France viendra remplacer un kilowattheure carboné et souvent importé ? »* (Armand, 2022, p. 118).

La simplification réglementaire est une étape nécessaire, mais elle ne suffit pas si elle n'est pas accompagnée d'un renforcement des moyens humains et techniques des administrations locales. Nous pourrions expérimenter des démarches à l'échelle régionale, réunissant élus, développeurs, associations et services de l'État pour lever les obstacles identifiés. De telles expérimentations permettraient de montrer, de manière concrète, que les objectifs nationaux sont atteignables si l'ensemble des acteurs locaux travaillent en synergie.

La territorialisation apparaît dès lors comme une condition du changement d'échelle. Les projets intégrés dans des stratégies locales (SRADDET, PCAET, SEM locales) suscitent moins de conflits et trouvent plus facilement leur place dans un récit de transition territoriale (Rüdinger, 2022). Autrement dit, l'acceptabilité ne doit plus être seulement gérée « en aval » par de la communication ou de la concertation, elle doit être construite « en amont » en inscrivant les projets dans les priorités de développement du territoire.

### Innover dans l'occupation de l'espace

La contrainte foncière représente un frein structurel. L'objectif de zéro artificialisation nette (ZAN) d'ici 2050 complexifie le développement de nouvelles infrastructures sur des sols naturels ou agricoles (Assemblée nationale, 2021). Comme le rappelle Armand, *« l'emprise foncière constitue l'une des principales difficultés : dans un tel paradigme, nous devons choisir les énergies les plus denses et les moins consommatrices de foncier »* (Armand, 2022, p. 126).

Pour répondre à cette contrainte, les acteurs explorent des solutions innovantes :

- L'agrivoltaïsme, permet de réduire la compétition pour l'espace.
- Le photovoltaïque flottant, déployé sur des plans d'eau artificiels ou dégradés, valorise des espaces inutilisés.
- L'éolien offshore flottant, en cours de déploiement en Bretagne et en Méditerranée, permet d'installer des parcs loin des côtes, réduisant ainsi les conflits paysagers et touristiques (Éoliennes en Mer, 2023). Cette technologie ouvre des perspectives considérables mais reste confrontée à des coûts élevés et à des défis industriels (infrastructures portuaires, raccordements).

Ces innovations partagent l'objectif commun de transformer la contrainte foncière en opportunité en diversifiant les espaces mobilisés. Leur succès dépendra cependant de la rigueur des dispositifs réglementaires, du suivi scientifique et de l'acceptation sociale.

## **Renforcer la souveraineté industrielle et énergétique**

L'un des freins au changement d'échelle réside dans la dépendance européenne aux chaînes de valeur mondiales. La quasi-totalité des panneaux photovoltaïques installés en France est importée d'Asie, principalement de Chine (IRENA, 2023). Armand souligne la contradiction : « *nous ne déploierons pas massivement les énergies renouvelables si nos panneaux restent chinois et si certains composants essentiels des éoliennes sont extra-européens* » (Armand, 2022, p. 121).

Cette dépendance fragilise non seulement la sécurité d'approvisionnement mais aussi l'acceptabilité sociale. Comment justifier l'installation de parcs locaux si la valeur ajoutée échappe au territoire ? Cette question souligne la nécessité de développer des filières industrielles nationales et européennes. La France dispose de compétences dans l'éolien greenfield, offshore et dans l'hydrogène mais pourrait aller beaucoup plus loin en réinvestissant dans l'assemblage photovoltaïque, la production de silicium et la fabrication de batteries.

Ce renforcement industriel n'a pas qu'une vocation économique. Il participe aussi à faire de la transition énergétique un moteur de réindustrialisation et un levier de souveraineté.

## **Anticiper les défis du système électrique**

L'intermittence représente un frein structurel majeur, car la variabilité du solaire et de l'éolien complique l'équilibre du système électrique et nourrit les critiques sur la fiabilité des énergies renouvelables. Comme le rappelle Armand, « *le déploiement généralisé des énergies renouvelables ne doit pas se faire sans réfléchir aux conséquences sur le réseau électrique. Il doit pleinement intégrer des capacités innovantes de stockage* » (Armand, 2022, p. 129).



Plusieurs leviers principaux sont aujourd'hui explorés :

- Le stockage de court terme, via les batteries installées à proximité des parcs. Ces solutions se multiplient dans les appels d'offres CRE et permettent de lisser la production (France Renouvelables, 2023).
- Les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), qui constituent la première technologie de stockage massif déjà déployée en France. Elles permettent de stocker l'électricité en pompant l'eau vers un bassin supérieur lors des excédents de production, puis de la turbiner en période de forte demande. Bien que leur potentiel d'expansion soit limité par la géographie, elles représentent encore près de 80 % des capacités mondiales de stockage d'électricité (RTE, 2021).
- La flexibilité numérique, portée par les smart grids et des dispositifs comme le vehicle-to-grid, vise à mieux équilibrer en temps réel la production et la consommation d'électricité grâce aux outils numériques (ADEME, 2022).

Finalement, ces dispositifs traduisent l'ambition de transformer le système électrique dans son ensemble. L'enjeu est d'assurer la complémentarité entre EnR variables et moyens pilotables (nucléaire, hydraulique), afin de garantir sécurité d'approvisionnement et souveraineté énergétique.

Ces leviers montrent que la stratégie des acteurs ne se limite plus à surmonter des obstacles ponctuels, mais vise à redéfinir les conditions structurelles du développement des EnR. C'est dans cette capacité à articuler innovation technique, ancrage territorial et souveraineté industrielle que se joue l'atteinte des objectifs climatiques et énergétiques de la France (ADEME, 2022 ; RTE, 2021).

## CONCLUSION

Ce mémoire a mis en lumière l'ampleur des défis que rencontre le développement des énergies renouvelables en France, et en particulier des filières solaire et éolienne. Si leur rôle apparaît désormais incontournable pour atteindre les objectifs de neutralité carbone et réduire la dépendance énergétique du pays, leur déploiement reste entravé par une série de contraintes réglementaires, environnementales, sociales et territoriales. Ces freins, souvent structurels, ralentissent la mise en œuvre des projets et nourrissent des tensions locales qui affectent l'acceptabilité sociale des installations.

L'étude de cas consacrée à Vensolair a permis de dépasser l'approche théorique en illustrant concrètement le parcours de développement d'un projet d'énergie renouvelable, depuis la prospection initiale jusqu'à l'exploitation et la fin de vie des installations. Ce travail a montré l'importance du dialogue avec les élus, de la maîtrise foncière et de la prise en compte des enjeux environnementaux et sociétaux pour sécuriser l'avancée des projets. Il a également révélé les stratégies mises en place par les acteurs privés pour surmonter les blocages, qu'il s'agisse d'explorer de nouveaux modèles (agrivoltaïsme, PV flottant, repowering) ou de s'appuyer sur des démarches participatives afin d'ancrer les projets dans les territoires.

Au-delà des démarches individuelles, le passage à une nouvelle échelle de déploiement nécessite une vision stratégique plus large, articulant politiques publiques, innovations techniques et structuration de filières industrielles souveraines. Le développement du stockage, des solutions de flexibilité du réseau, combiné à une meilleure coordination entre acteurs publics et privés, apparaît comme une condition indispensable pour intégrer massivement les énergies renouvelables au mix électrique. Dans cette perspective, la réussite de la transition ne repose pas uniquement sur la multiplication des projets, mais sur la capacité à transformer les contraintes en leviers d'innovation et de coopération.

Ce mémoire souligne ainsi que l'avenir énergétique français dépendra de la convergence de trois dimensions complémentaires : la simplification et la stabilité du cadre réglementaire, l'implication active des territoires et des citoyens, et l'émergence d'innovations technologiques et industrielles à l'échelle nationale et européenne. C'est à cette condition que l'éolien et le solaire pourront réellement contribuer à la souveraineté énergétique, tout en répondant aux impératifs de durabilité et d'acceptabilité sociale.

# TABLE DES MATIÈRES

RÉSUMÉ	2
ABSTRACT	<b>2</b>
REMERCIEMENTS	3
PRÉAMBULE	4
INTRODUCTION	8
TABLE DES ABRÉVIATIONS	11
SOMMAIRE	12
Partie I – Freins au développement de l'énergie solaire et éolienne	13
A. État des lieux de l'énergie en France	13
Comparaison entre éolien et solaire	15
B. Stratégie énergétique nationale	19
Historique et dispositifs de soutien aux EnR	19
Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) et stratégie nationale	20
Scénarios prospectifs : RTE, ADEME, Négawatt	21
C. De nombreuses contraintes, aux origines multiples	24
Critères de sélection d'un site éolien	24
Critères de sélection d'un site photovoltaïque	32
D. Freins au développement de projets EnR	34
Acceptabilité locale et opposition sociale	34
Complexité des procédures et lenteur administrative	36
Inégalités territoriales et manque de coordination institutionnelle	37
Partie II – Stratégies et innovations des acteurs	39
A. Vensolair : un acteur clé du développement	39
Projets photovoltaïques au sol	41
Projets agrivoltaïques	42
Projets photovoltaïques flottants	44
Projets éoliens	45
Repowering	46
B. Étapes de développement d'un projet EnR	48
Étape 1 : Étude cartographique et pré-faisabilité	48
Étape 2 : Planification et échanges avec les élus	52
Étape 3 : Maîtrise foncière	52
Étape 4 : Études techniques, environnementales et constitution du dossier d'autorisation	53
Étape 5 : Concertation préalable et enquête publique	55
Étape 6 : Instruction et décision préfectorale	57

Étape 7 : Financement et sécurisation du tarif	57
Étape 8 : Construction et mise en service	59
Étape 9 : Exploitation et maintenance	59
Étape 10 : Fin de vie, démantèlement ou renouvellement	60
C. Innover pour surmonter les blocages	61
Actions de l'État	61
Initiatives des acteurs privés	62
D. Vers une nouvelle échelle de déploiement	67
Simplifier et territorialiser les procédures	67
Innover dans l'occupation de l'espace	67
Renforcer la souveraineté industrielle et énergétique	68
Anticiper les défis du système électrique	68
CONCLUSION	70
TABLE DES MATIÈRES	71
TABLE DES FIGURES	73
BIBLIOGRAPHIE	76
WEBOGRAPHIE	78

# TABLE DES FIGURES

Figure 1 : Répartition de l'actionnariat de CNR (Source : CNR, 2025)	4
Figure 2 : Typologies de projets de la filiale Solarhona (Source : Solarhona, 2025)	5
Figure 3 : Organigramme de la société Vensolair (Source : Vensolair, 2025)	6
Figure 4 : Consommation finale à usage énergétique par énergie (Ministère de la Transition énergétique, 2023)	13
Figure 5 : Consommation totale d'électricité en France entre 2000 et 2024 (RTE, 2024)	13
Figure 6 : Evolution de la production d'électricité par filière, en France, entre 2019 et 2024 (RTE, 2024)	14
Figure 7 : Production totale d'électricité en France en 2024 et répartition par filière (RTE, 2024)	14
Figure 8 : Evolution de la production électrique éolienne (terrestre et en mer) et solaire entre 2000 et 2024, et part de ces filières dans le mix électrique (Source : RTE, 2024)	15
Figure 9 : Evolution du facteur de charge annuel de l'éolien terrestre entre 2014 et 2024 (Source : RTE, 2024)	16
Figure 10 : Evolution du facteur de charge annuel du solaire photovoltaïque entre 2014 et 2024 (Source : RTE, 2024)	16
Figure 11 : Evolution du parc éolien terrestre français (Source : RTE, 2024)	17
Figure 12 : Evolution du parc photovoltaïque français (Source : RTE, 2024)	17
Figure 13 : Mécanisme du complément de rémunération (France Renouvelable, 2024)	19
Figure 14 : Exemple du scénario N03, intégrant la relance la plus importante du nucléaire (Futurs énergétiques 2050, RTE)	21
Figure 15 : Hypothèse de consommation de référence (Futurs énergétiques 2050, RTE)	22
Figure 16 : Évaluation de la consommation d'énergie primaire en TWh pour les usages énergétiques et les usages matières dans le scénario négaWatt, entre 2019 et 2050 (Négawatt, 2022)	23
Figure 17 : Gisement éolien en France (ADEME, 2023)	24
Figure 18 : Tableau des contraintes générales pour l'implantation de projets éoliens (Source : Maxime Feugier, 2025)	25
Figure 19 : Tableau des contraintes liées à la DGAC pour l'implantation de projets éoliens (Source : Maxime Feugier, 2025)	26
Figure 20 : Tableau des contraintes liées à l'Armée pour l'implantation de projets éoliens (Source : Maxime Feugier, 2025)	27
Figure 21 : Tableau des contraintes liées au Patrimoine pour l'implantation de projets éoliens (Source : Maxime Feugier, 2025)	28

Figure 22 : Tableau des contraintes environnementales pour l'implantation de projets éoliens (Source : Maxime Feugier, 2025)	30
Figure 23 : Tableau des contraintes supplémentaires pour l'implantation de projets éoliens (Maxime Feugier, 2025)	31
Figure 24 : Gisement solaire en France (ADEME, 2023)	32
Figure 25 (à gauche) : Carte non exhaustive des associations opposées à des projets éoliens en France (Source : Fabrice Wojcicki, Open Street Map)	34
Figure 26 (à droite) : Carte recensant les projets éoliens construits en France (Source : Maxime Feugier, QGIS, 2025)	34
Figure 27 : Durée moyenne pour le déploiement d'énergie renouvelable et nucléaire (Source : Observatoire de l'éolien, 2024)	36
Figure 28 (à gauche) : Puissance installée du solaire photovoltaïque par région au 30 septembre 2024 (Source : France Renouvelable, 2024)	37
Figure 29 (à droite) : Installations éoliennes raccordées par région au 30 septembre 2024 (Source : France Renouvelable, 2024)	37
Figure 30 : Carte des actifs éoliens et photovoltaïques de Vensolair (CNR, 2024)	39
Figure 31 : Diagramme circulaire sur la typologie des projets en développement de l'agence de Lyon Vensolair (Maxime Feugier, 2024)	40
Figure 32 : Centrale photovoltaïque au sol de Salaise-sur-Sanne (Source : Maxime Feugier, 2025)	41
Figure 33 : Démonstrateur agrivoltaïque Les Parcelles du Futur à Dardilly (Source : Maxime Feugier, 2025)	42
Figure 34 : Centrale photovoltaïque flottante de Vensolair à La Madone (Source : CNR, 2020)	44
Figure 35 : Parc éolien de Vensolair situé à Fos-sur-Mer (Source : Maxime Feugier, 2025)	45
Figure 36 : Exemple d'un repowering éolien (Source : France Renouvelable, 2024)	46
Figure 37 : Parc éolien de Vensolair à Port-Saint-Louis-du-Rhône concerné par un futur projet de repowering (Source : Maxime Feugier, 2025)	47
Figure 38 : Schéma illustrant les critères de superficie retenus pour la recherche de sites éoliens (Source : Maxime Feugier, 2025)	49
Figure 39 : Carte issue de ma méthodologie représentant les contraintes pour le développement de projets éoliens dans la région Bourgogne Franche-Comté (Source : Maxime Feugier, QGIS, 2025)	50
Figure 40 : Carte représentant les zones non-soumises à des contraintes pour le développement de projets éoliens dans la région Bourgogne Franche-Comté (Source : Maxime Feugier, QGIS, 2025)	50
Figure 41 : Photographie d'un mât de mesure sur le site de Port-Saint-Louis-du-Rhône (Source : Maxime Feugier, 2025)	53

- Figure 42 : Photographie de l’affichage du PCM de Salaise-sur-Sanne (Source : Maxime Feugier, 2025) 56
- Figure 43 : Diagramme à barres représentant les volumes cumulés annoncés des acheteurs de CPPA éolien et solaire en France à fin 2023 (Source : France Renouvelable, 2024) 58
- Figure 44 : Graphique résumant les trois modèles de sécurisation des revenus des énergéticiens pour les projets éoliens et photovoltaïques (Source : Maxime Feugier, 2025) 59
- Figure 45 : Diagramme circulaire représentant le pourcentage d’avis positifs de la part des CDPENAF de la région Auvergne Rhône-Alpes (Source : Maxime Feugier, 2025) 65
- Figure 46 : Diagramme circulaire représentant la différente typologie des projets agrivoltaïques ayant reçu un avis positif de la part des CDPENAF de la région Auvergne Rhône-Alpes (Source : Maxime Feugier, 2025) 65
- Figure 47 : Diagramme à barres représentant les différentes surfaces des projets agrivoltaïques ayant reçu un avis positif de la part des CDPENAF de la région Auvergne Rhône-Alpes (Source : Maxime Feugier, 2025) 66

## BIBLIOGRAPHIE

- ADEME. (2020). Éoliennes et immobilier. Agence de la Transition Écologique.
- ADEME. (2020). Étude des bénéfices liés au développement des énergies renouvelables et de récupération en France. Agence de la Transition Écologique.
- ADEME. (2022). Données et études sur le développement des énergies renouvelables. Agence de la Transition Écologique.
- ADEME. (2023). Scénarios et gisements solaires et éoliens. Agence de la Transition Écologique.
- Armand, A. (2023). Rapport n° 1028 - Commission d'enquête sur la perte de souveraineté énergétique. Assemblée nationale.
- Armand, A. (2024). Le mur énergétique français. Paris : Stock.
- Association négaWatt. (2022). Scénario négaWatt 2022. Association négaWatt.
- Carbone 4. (2020). Neutralité carbone : objectifs et perspectives. Carbone 4.
- Céréme. (2022). Comparaison des coûts complets de production de l'électricité. Cercle d'Étude Réalités Écologiques et Mix Énergétique.
- Conseil d'État. (2020). Arrêt du 18 juin 2020, n° 426472 (compatibilité projets éoliens et documents d'urbanisme). Conseil d'État.
- Florio, M. (2019). Investing in science: Social cost-benefit analysis of research infrastructures. MIT Press.
- Hache, E. (2019). La transition énergétique : enjeux et perspectives. Paris : Éditions Technip.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). (2023). Climate Change 2023: Synthesis Report. IPCC.
- Ministère de la Transition écologique. (2019). Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE).
- Ministère de la Transition énergétique. (2023). Chiffres clés de l'énergie — édition 2023.
- Réseau de Transport d'Électricité (RTE). (2021). Futurs énergétiques 2050. RTE.
- Réseau de Transport d'Électricité (RTE). (2023). Bilan électrique 2022. RTE.



## WEBOGRAPHIE

- Accord de Paris. (2015). Paris Agreement. UNFCCC.  
<https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement>
- France. (2021). Loi n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience. Légifrance.  
<https://www.legifrance.gouv.fr>
- France. (2023). Loi n° 2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables. Légifrance.  
<https://www.legifrance.gouv.fr>
- France. (2024). Décret n° 2024-318 du 8 avril 2024 relatif au développement de l'agrivoltaïsme. Légifrance.  
<https://www.legifrance.gouv.fr>
- Code de l'environnement. (2024). Articles L515-44 à L515-46 et L553-3 relatifs aux ICPE et au démantèlement des éoliennes. Légifrance.  
<https://www.legifrance.gouv.fr>
- Code du patrimoine. (2024). Article L621-30 relatif aux monuments historiques. Légifrance.  
<https://www.legifrance.gouv.fr>
- France Renouvelables. (2023). Études prospectives sur la transition énergétique.  
<https://www.france-renouvelables.fr/les-etudes-prospectives>
- Commission de régulation de l'énergie (CRE). (2023). Appels d'offres.  
<https://www.cre.fr/Pages-annexes/Glossaire/Appels-d-offres>
- Réseau de Transport d'Électricité (RTE). (2021). Futurs énergétiques 2050.  
<https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/futurs-energetiques-2050>
- Réseau de Transport d'Électricité (RTE). (2023). Bilan électrique annuel.  
<https://www.rte-france.com/bilan-electrique>
- Observatoire de l'éolien. (2024). L'emploi éolien en France - 55e édition.  
<https://observatoire-eolien.fr>
- Journal des énergies renouvelables. (2024). Panorama de l'électricité - n°272.  
<https://www.journal-enr.org/journal/journal-des-energies-renouvelables-n-272>
- Akuo Energy. (2023). Projets photovoltaïques flottants : Piolenc et Lazer.  
<https://www.akuoenergy.com>
- Compagnie Nationale du Rhône (CNR). (2023). Projets agrivoltaïques et solaires.  
<https://www.cnr.tm.fr>

- Eoliennes en Mer. (2023). Projets d'éolien offshore flottant en France.  
<https://www.eoliennesenmer.fr>
- Fédération Vent de Colère. (2024). Site officiel de la Fédération Vent de Colère.  
<https://www.ventdecolere.org>
- Connaissance des Énergies. (2024). Articles et analyses sur l'agrivoltaïsme et le photovoltaïque.  
<https://www.connaissancedesenergies.org>
- Wiki Éolienne. (2024). Contraintes et servitudes.  
<https://fabwoj.fr/eol>