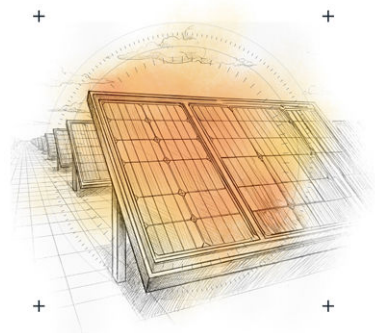


Observatoire du système électrique renouvelable 2026

Synthèse et perspectives



// Édito

Faire de l'électrification rapide un choix de puissance et de sécurité nationale

Dans un contexte international marqué par les crises énergétiques de 2022 et 2026, l'accélération de l'électrification des économies asiatiques et le repositionnement des États-Unis en faveur des énergies fossiles, la France se trouve aujourd'hui à un point de bascule. Elle doit désormais faire un choix : assumer une stratégie claire fondée sur l'abondance d'une électricité décarbonée, compétitive et souveraine, ou s'exposer à un déclassement progressif en restant trop dépendante des énergies fossiles importées. Dans cette transformation, les énergies renouvelables électriques constituent le levier le plus immédiatement mobilisable. Elles peuvent fournir, dès aujourd'hui et dans les prochaines années, une part croissante de l'électricité pour décarboner les transports, les bâtiments et notre industrie tout en renforçant notre indépendance énergétique. Car le temps compte, la France ne peut se permettre d'attendre 10 ou 15 ans avant d'engager sa transformation énergétique.

L'ensemble des transformations économiques contemporaines – décarbonation industrielle, électrification des mobilités, l'explosion des immenses besoins d'infrastructure (comme les data centers) liés à l'accroissement des usages numériques – converge vers une augmentation structurelle de la demande d'électricité. Pour suivre cette hausse, la production d'électricité décarbonée devra passer de 520 TWh aujourd'hui à un niveau compris entre 650 et 690 TWh en 2035, soit +30 % d'électricité en 9 ans, ce que nous n'avons pas fait en 20 ans. La production devra ensuite croître aux environs de 800 TWh en 2050. Dans ce contexte, le développement des renouvelables électriques apparaît comme le levier central permettant de sécuriser à moyen terme, et avec le niveau de compétitivité requis, un réel plan d'électrification, structurant et prenant en compte l'aval et l'amont de cette transformation. Pourtant, le débat public français reste marqué par des oppositions de moyens, alors même que la nécessité d'électrifier vite et fort notre pays fait politiquement consensus. France renouvelables le rappelle dans ses propositions pour la présidentielle 2027. La France a décidé de diviser par 2 sa consommation en énergie fossile d'ici 2035 (en 9 ans). Cette situation appelle une clarification rapide des trajectoires, des leviers à activer et du calendrier de mise en œuvre, afin de placer l'indépendance

énergétique au cœur de la stratégie nationale. La publication indispensable de la PPE 3, en février 2026, a rétabli un cadre. Cependant, sa clause de revoyure fixée à 2027 ne donne pas la visibilité de long terme dont les filières industrielles ont besoin pour investir à l'horizon 2035-2050. Dans son dimensionnement actuel, elle ne semble pas permettre d'assurer l'offre d'électricité et donc la visibilité et la compétitivité nécessaires aux acteurs de l'électrification. C'est pour cette raison que France renouvelables appelle le prochain gouvernement à lancer dès les 100 premiers jours du quinquennat une programmation annuelle de l'électrification accompagnée d'une gouvernance permanente pour nous assurer de réussir cette division par 2 de notre consommation en énergie fossile importée.

De surcroît, l'absence d'un objectif chiffré de stockage dans la PPE3 constitue un angle mort stratégique : notre pays a besoin d'un «plan France stockage» pour assurer une trajectoire d'électrification puissante, renforcer la pilotabilité et la flexibilité de notre système électrique et préparer la massification des usages électriques.

Sources : Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 3), p.9
Stratégie nationale bas-carbone (SNBC 3), p.180
France renouvelables 2026, L'énergie qui libère la France : nos propositions pour 2027



**Anne-Catherine
de Tourtier**

// Présidente de
France renouvelables

**+130
à 170 TWh**

*de production
nécessaire
d'ici à 2035*

+280 TWh

d'ici à 2050

***L'enjeu n'est plus
de débattre du rôle
des renouvelables,
mais de décider
si la France veut
redevenir souveraine
en matière d'énergie.
L'objectif est clair,
diviser par deux
nos importations
d'énergies fossiles
d'ici 2035.***

// Sommaire

1	<i>Introduction</i>	6
	1. Contexte	6
	Une dépendance fossile qui fragilise durablement l'économie française et des politiques publiques en manque de visibilité de long terme	
	2. Cap stratégique	9
	Les scénarios du système électrique confirment l'urgence d'accélérer pour éviter le déclassement	
2	<i>État des lieux</i>	14
	1. Prix et compétitivité	15
	Les renouvelables comme amortisseur économique structurel	
	2. Production et consommation	18
	Vers un système électrique renouvelable et pilotable	
	3. Emploi et industrie	19
	Une filière stratégique à sécuriser dans la durée	
	4. Technologie et systèmes	22
	Les renouvelables au cœur du système électrique de demain	

3	Focus sur les filières	24
	1. Photovoltaïque	24
	2. Eolien terrestre	29
	3. Eolien en mer	34
	4. Stockage	40

4	Transformation du système	42
	1. Stabilité du système	43
	Dépasser les oppositions simplistes	
	2. Stockage	44
	La clé pour capter toute la valeur de l'électricité renouvelable	
	3. Réseaux	46
	L'infrastructure de la nouvelle économie électrique	
	4. Flexibilité de la consommation	47
	Donner du pouvoir aux consommateurs et aux industriels	
	5. Pouvoir d'achat	49
	Une protection durable face aux crises énergétiques	

5	Conclusion	52
----------	-------------------	----

	Liste des adhérents France renouvelables	54
--	--	----

1.

Introduction

1. Contexte

Une dépendance fossile qui fragilise durablement l'économie française et des politiques publiques en manque de visibilité de long terme

Les crises énergétiques récentes ont mis en lumière une réalité structurelle : tant que la France reste dépendante des énergies fossiles pour ses transports, ses bâtiments, son industrie, son agriculture (voir figure 1), elle demeure exposée à une instabilité économique et géopolitique qu'elle ne maîtrise pas. Or, la PPE 3 ne donne pas la visibilité nécessaire pour garantir une trajectoire d'électrification suffisamment rapide afin de réduire cette dépendance.

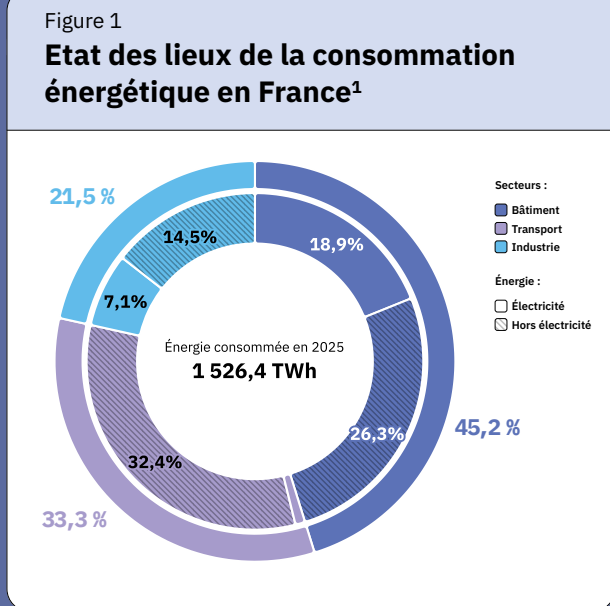
Entre 2022 et 2026, la volatilité extrême des prix du gaz et du pétrole, liée à des restrictions ou à des ruptures d'approvisionnement, s'est répercutée sur les prix de l'électricité, malgré la part importante de production nucléaire et renouvelable dans le mix français. Cette situation rappelle que la principale vulnérabilité énergétique de la France ne réside pas dans sa production d'électricité, mais dans sa dépendance persistante aux énergies fossiles, qui représentent encore l'essentiel de la consommation énergétique des transports, de l'industrie et une part importante de celle des bâtiments.

Les mécanismes publics qui régissent l'économie des projets d'énergies renouvelables (EnR), comme le complément de rémunération (CR) ont heureusement joué leur rôle d'amortisseur de la flambée des prix en permettant la mise en place d'un bouclier tarifaire et en limitant l'impact sur les ménages et les entreprises. La crise de 2026, liée aux tensions au Moyen-Orient, a, à ce stade, moins pesé sur les prix de l'électricité qu'en 2022. La progression de la production d'électricité renouvelable, conjuguée au retour à un niveau de

disponibilité plus élevé du parc nucléaire, a permis de réduire fortement le recours aux centrales à gaz (de 44 TWh à 16 TWh sur la période)⁴ et donc de limiter la hausse des prix de l'électricité sur cette période. Cet équilibre reste conditionnel : travaux, prolongations et surcoûts de maintien du parc nucléaire peuvent rouvrir des périodes d'instabilité.

Dans le même temps, la dépendance énergétique s'est déplacée sans disparaître : la baisse des importations russes a été compensée par une hausse des importations de GNL (Gaz Naturel Liquéfié), essentiellement issue de la production des États-Unis. La France et une grande partie de l'Europe restent ainsi exposées aux énergies fossiles importées, dans un contexte de concurrence mondiale accrue. Tant que les usages resteront majoritairement alimentés par le pétrole et le gaz, les gains apportés par un mix électrique décarboné ne permettront pas de protéger pleinement l'économie française contre les chocs extérieurs.

Cette vulnérabilité n'est pas seulement théorique. D'après l'étude menée par Deloitte pour France renouvelables⁵, un développement accéléré des



1 SDES, 2025, Bilan énergétique de la France en 2024

2, 3 RTE, 2026, « Bilan électrique 2025 — Principaux Résultats », p. 15

4 RTE, 2026, « Production thermique fossile », Analyses et données

5 Deloitte, juillet 2026 « Impacts d'un essor rapide des énergies renouvelables en France à horizon 2035 »

renouvelables permettrait, à l'horizon 2035, de réduire de 12 % la production d'électricité à partir de gaz, soit 3 TWh évités et environ 500 M€ d'achats de gaz évités cumulés entre 2030 et 2035. Deloitte montre également que cette moindre dépendance renforce directement la résilience du système : en cas de hausse du prix du gaz, son impact sur le prix de l'électricité serait environ 30 % plus élevé dans un scénario de développement contenu des renouvelables que dans un scénario d'ambition renforcée.

La nature même des dépendances est également différente. D'après Deloitte, à production électrique équivalente, un MWh éolien contient environ quatre fois moins d'importations en valeur qu'un MWh produit à partir de gaz ; pour le solaire, ce ratio atteint environ sept. Contrairement aux combustibles fossiles, dont l'importation doit être renouvelée pour chaque MWh produit, l'essentiel de la dépendance des renouvelables est concentré dans les équipements nécessaires à l'investissement initial.

Les analyses convergentes de la Cour des comptes en 2024⁶ et du Conseil des prélèvements obligatoires en 2026⁷ soulignent que cette vulnérabilité pèse directement sur les finances publiques et sur la compétitivité économique du pays. Réduire cette dépendance constitue ainsi un triple enjeu de souveraineté : énergétique, économique et géopolitique. C'est également une condition pour protéger durablement les ménages, les entreprises et les finances publiques.

L'objectif doit donc être de substituer progressivement une dépendance aux combustibles importés et consommés à des investissements dans des actifs électriques renouvelables. Cette transformation constitue l'un des principaux gisements d'investissements privés et de création de valeur en France pour les prochaines décennies.

Sortir des fossiles est un triple enjeu de souveraineté : énergétique, économique et géopolitique. C'est aussi la condition pour protéger durablement les finances publiques, les ménages et l'industrie française.

⁶ Cour des comptes, 2024, « Les mesures exceptionnelles de lutte contre la hausse des prix de l'énergie »

⁷ Conseil des prélèvements obligatoires, 2026, « Quel avenir pour la fiscalité de l'énergie ? »

2. Cap stratégique

Les scénarios du système électrique confirment l'urgence d'accélérer pour éviter le déclassement

Un scénario énergétique n'est pas une prévision, c'est un éclairage sur les conséquences des choix collectifs. Les travaux prospectifs de RTE publiés et actualisés en 2025 convergent vers le même enseignement : plus la bifurcation vers un système largement électrifié est anticipée, plus elle est économiquement efficace et protectrice pour les consommateurs.

Les scénarios de référence montrent que la hausse de la demande électrique, portée par l'industrie, les transports et les ménages impose une augmentation significative des capacités de production. Dans ce cadre, les renouvelables jouent un rôle central pour répondre rapidement aux besoins, limiter les

tensions sur le système et éviter des situations de rareté structurelle.

Ces analyses mettent également en évidence que les coûts globaux du système électrique sont optimisés lorsque les renouvelables sont déployés à grande

+40 %

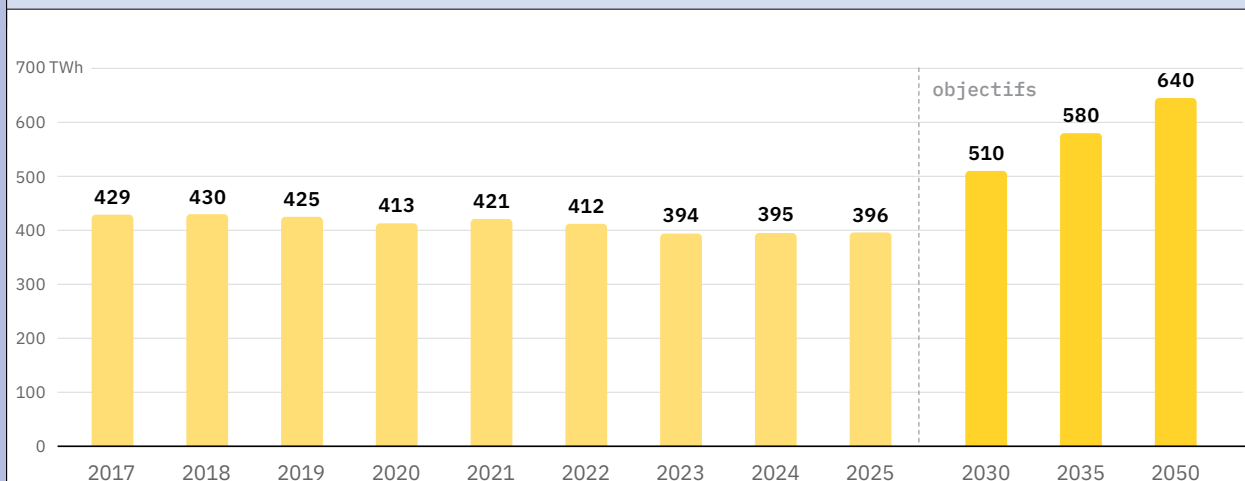
Coûts en cas
de sous-capacité

+7 à 10 %

En trajectoire
surcapacité⁸

Figure 2

Répartition de la consommation d'électricité française (en TWh)



⁸ RTE, 2025, « Bilan prévisionnel de l'électricité 2025-2035 — Principaux résultats », p. 61-62

Tableau 1 Comparatif des scénarios du Bilan Prévisionnel de RTE (2025)									
		R1		R2		R3		R4	
		2025	2030 2035	2030 2035	2030 2035	2030 2035	2030 2035	2030 2035	2030 2035
Solaire		30,4 GW +6 GW	35 GW 40 GW Rythme moyen +1 GW/an	42 GW 55 GW Rythme moyen +2,5 GW/an	47 GW 65 GW Rythme moyen +3,5 GW/an	54 GW 90 GW Rythme moyen +5 GW/an	54 GW 90 GW Rythme moyen +7 GW/an		
Éolien terrestre		23,9 GW +0,9 GW	27 GW 30 GW Rythme moyen +0,7 GW/an	27 GW 30 GW Rythme moyen +0,7 GW/an	32 GW 40 GW Rythme moyen +1,5 GW/an	35 GW 45 GW Rythme moyen +2 GW/an			
Éolien en mer		1,9 GW +0,4 GW	3 GW 7 GW A01 à A08	3 GW 10 GW A01 à A09 +1,5 GW	3 GW 13 GW A01 à A09 +4,5 GW	3 GW 15 GW A01 à A09 +6,5 GW			
Hydraulique		62,4 TWh	Développement de la capacité, stabilité du produit : environ 60 TWh						
Capacité de modulation		basse Parcs > 10 MW, taux de réponse prudent		médiane Parcs > 10 MW, taux de réponse parfait		haute Parcs > 1 MW, taux de réponse parfait			

échelle aux côtés du nucléaire historique. À l'inverse, tout ralentissement du déploiement se traduit mécaniquement par une hausse des coûts, une exposition accrue aux importations et un risque de freiner l'électrification des usages au moment même où elle devient un impératif de souveraineté énergétique.

La répartition actuelle de la consommation d'énergie illustre directement ce constat : les principaux

gisements de décarbonation et de réduction des importations fossiles se situent dans les transports, l'industrie et le bâtiment. Leur électrification implique une augmentation rapide des capacités de production d'électricité décarbonée. Le Bilan prévisionnel de RTE est sans ambiguïté sur le coût du choix : un scénario de sous-capacité entraînerait une hausse durable des coûts d'environ +40 %, quand une stratégie de surcapacité limiterait l'impact tarifaire à +7 à +10 %. Autrement dit,

Tableau 2

Récapitulatif des trajectoires de la PPE3

		2025	2030	2035
Consommation d'énergie finale		1495 TWh	1243 TWh	env. 1100 TWh
Sortie des fossiles		env. 60% d'énergie fossile consommée	40% d'énergie fossile consommée	env 30% d'énergie fossile consommée
Production d'électricité		547,5 TWh	585 TWh	650 – 693 TWh
Solaire		30,4 GW 32,9 TWh	48 GW env. 59 TWh	55 – 80 GW env. 67 – 98 TWh
Éolien terrestre		23,9 GW 43,9 TWh	31 GW env. 68 TWh	35 – 40 GW env. 80 – 91 TWh
Éolien en mer		1,9 GW 5,7 TWh	3,6 GW env. 14 TWh	15 GW env. 54 TWh
Production nucléaire		56 réacteurs 373 TWh	57 réacteurs en service 380 TWh (cible haute à 420 TWh)	

le coût de l'inaction est nettement supérieur à celui de l'anticipation. **L'anticipation protège le consommateur, tandis qu'un retard le pénaliserait.**

Le coût du retard serait d'ailleurs supérieur au coût de l'anticipation : dans un système électrique appelé à alimenter de nouveaux usages, disposer de marges de production n'est pas un gaspillage : c'est une condition nécessaire, une assurance. Elle donne aux industriels la

visibilité nécessaire pour investir, facilite l'électrification et réduit l'exposition du pays aux aléas énergétiques.

Ce constat éclaire directement la trajectoire de la PPE3. Les scénarios de RTE se déclinent de R1 à R4. Ils illustrent les conséquences de différents niveaux d'ambition en matière d'électrification des usages et de développement des capacités de production. R4, aligné sur les objectifs nationaux, et dans une moindre mesure

R3, permettent une baisse des coûts de production et de réseau. À l'inverse, R1 et R2 conduisent à un ralentissement durable du développement des filières renouvelables et de leur appareil industriel. D'ici 2035, la production renouvelable devra progresser de +128 TWh, soit +87 % par rapport à 2024, tandis que la production nucléaire restera stable.

La PPE3, publiée en février 2026, établit enfin un cadre et confirme le principe d'une électrification massive des usages. Elle demeure toutefois insuffisante pour traduire pleinement les enseignements de RTE : objectifs de l'éolien terrestre sous le seuil R3, glissement de calendrier sur l'offshore, et clause de revoyure 2027 peu compatible avec les cycles d'investissement industriels. Dans le même temps, l'essor des centres de données, de l'intelligence artificielle et de nouveaux usages électriques devrait accroître la demande dans les prochaines années, renforçant la nécessité d'anticiper les capacités de production.

Une PPE3 qui acte le basculement électrique du système énergétique français.

Pour la première fois, une programmation énergétique traduit explicitement le passage d'une économie fondée sur les combustibles fossiles à une économie fondée sur l'électricité décarbonée⁹. Adoptée en février 2026, la PPE3 acte une bascule électrique structurante pour le système énergétique français. **L'électricité devra représenter 38 % de la consommation finale d'énergie en 2035, contre 27 % en 2025, soit une progression de 11 points en dix ans, portée par un plan national d'électrification couvrant l'industrie, le bâtiment, la mobilité et le numérique.** Cette ambition s'accompagne d'une baisse structurelle de la consommation totale d'énergie, de 1 495 TWh en 2025 à environ 1 100 TWh en 2035, et d'une division quasi par deux du poids des énergies fossiles dans le mix (de 58 % à 29 %) principalement par l'électrification des usages.

Pour tenir cette trajectoire, la production électrique

décarbonée devra passer de 520 TWh aujourd'hui à une fourchette de 650 à 693 TWh en 2035, soit une hausse de production comprise entre 25 % et 33 % en 10 ans. Cette montée en puissance repose sur un mix électrique renouvelable pilotable assumé : relance du nucléaire (380 à 420 TWh, six EPR2 confirmés), poursuite de la croissance du solaire (jusqu'à 98 TWh) et de l'éolien, terrestre comme en mer, appuyée par un renforcement des capacités de stockage.

Pour les filières renouvelables électriques, ce choix constitue un signal politique fort : le débouché électrique est désormais sécurisé à horizon dix ans, à condition que les instruments de déploiement (raccordement, appels d'offres, financement) suivent un rythme équivalent.

La publication de la PPE3 réduit les incertitudes réglementaires qui pesaient sur l'investissement, le recrutement et la confiance des filières EnR électriques. Toutefois, sa clause de revoyure prévue pour 2027 n'en fait pas un instrument pluriannuel fiable.

La reprise des appels d'offres attendus depuis la fin de la période couverte par la précédente programmation est un levier indispensable pour permettre aux filières de reprendre concrètement leur activité après une longue période d'attentisme. Mais la PPE3 comporte des trajectoires contrastées selon les technologies.

Le photovoltaïque conserve une dynamique cohérente, compatible avec la poursuite des installations et le maintien d'un socle industriel national. Toutefois, les volumes récemment ouverts en appels d'offres sont inférieurs aux trajectoires initialement attendues, ce qui fragilise la visibilité de la filière et sa viabilité (autant pour les producteurs que les industriels fabricants de panneaux en recherche d'excutoirs sur le marché domestique). À l'inverse, **l'éolien en mer** bénéficie désormais d'un calendrier d'appels d'offres plus soutenu, sans que cela suffise à lever les difficultés structurelles qui pèsent sur son développement. Enfin, **l'éolien terrestre** concentre

⁹ Ministère de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle, énergétique et numérique, 2025, « Programmation pluriannuelle de l'énergie (2026-2035) »

les critiques les plus vives¹⁰ : ses objectifs restent inférieurs au scénario R3 de RTE, considéré comme le seuil minimal nécessaire au maintien de son appareil industriel. A cela s'ajoute l'empilement de contraintes réglementaires et techniques — puissance, hauteur, zones d'implantation — qui limite les possibilités d'optimisation des projets et qui conduit la France à installer des éoliennes parmi les moins puissantes d'Europe.

Cette trajectoire est à replacer dans un enjeu plus large : sortir le pays de sa dépendance aux énergies fossiles importées, qui pèsent encore pour plus de 60 % de la consommation énergétique française, suppose d'articuler renouvelables et nucléaire dans un grand plan national d'électrification, sans attendre dix ou quinze ans de plus. Les scénarios de RTE montrent que cette bifurcation ne constitue pas une option mais la trajectoire la plus robuste pour maîtriser les coûts, renforcer la souveraineté énergétique et préserver la compétitivité française.

Cette nouvelle étape nécessite de dépasser une programmation centrée sur les seuls moyens de production. La France doit désormais piloter simultanément l'offre et la demande d'électricité : production, électrification des usages, réseaux, stockage et flexibilités.

Cette coordination justifie la mise en place d'une gouvernance nationale de l'électrification capable de suivre les investissements, d'identifier les blocages et d'assurer la cohérence des calendriers avec un seul objectif pour 2035 : diviser par deux la consommation d'énergie fossile, et c'est à cet indicateur que nous jugerons si la politique énergétique française a été réussie.

En inscrivant une clause de revoyure dès 2027, la PPE3 laisse enfin la porte ouverte à une révision au lendemain des échéances présidentielle et législatives. Cette incertitude fragilise la visibilité dont les industriels ont besoin pour investir, recruter et structurer durablement leurs chaînes de valeur.

En définitive, la PPE3 ne donne pas suffisamment de garanties aux acteurs économiques et la visibilité de long terme nécessaire pour investir. Or électrifier notre économie suppose de programmer simultanément la demande, les capacités de production, les réseaux, le stockage et les flexibilités. Il est donc urgent de pouvoir s'appuyer sur un véhicule plus robuste comme une programmation pluriannuelle de l'électrification (PPELEC) française à l'horizon 2030-2050.

Le risque pour la France n'est donc pas d'anticiper trop fortement ses besoins électriques, mais de les anticiper trop tard.

10 France renouvelables, 2025, France renouvelables salue la publication officielle de la PPE3 : un cadre enfin établi, appelant tout de même à une vigilance pour le développement des énergies renouvelables

2. *État des lieux*

Un potentiel encore sous-exploité qui souffre de « stop and go » et d'un manque de cohérence pour soutenir l'électrification

Les filières renouvelables affichent une performance industrielle et énergétique tangible. Mais celle-ci reste bridée par des cycles d'arrêt et de relance qui fragilisent l'outil industriel, et par un manque de cohérence dans le soutien à l'électrification^{1,2}.

1 Elysée, 2025, « Electrifions la France »

2 Gouvernement, 2026, « Electrifions la France »

1. Prix et compétitivité

Les renouvelables comme amortisseur économique structurel

Dans un système électrique marqué par la volatilité des marchés fossiles, les renouvelables jouent désormais un rôle stabilisateur essentiel, en apportant des coûts prévisibles et compétitifs. Elles constituent ainsi un amortisseur économique durable pour les ménages, les entreprises et les finances publiques.



Les évolutions observées entre 2023 et 2026 montrent une stabilité voire une baisse des coûts de production des filières solaire et éolienne et ne répercutent pas la volatilité des prix des fossiles (voir figure 3).

Les analyses de la CRE confirment que ces technologies contribuent à limiter les hausses de prix sur les marchés de gros. Le développement du parc éolien et solaire ne coûte pas cher à la collectivité, il lui rapporte. Entre 2020 et 2025, ce développement a fait baisser le prix moyen de marché de l'électricité d'environ 20 €/MWh, soit environ 8 Md€ d'économies sur la facture 2025.

Ce gain dépasse le surcroît de coûts complets qu'entraîne ce même parc, estimé à 2,7 Md€ par an. Le solde net pour la collectivité s'établit à environ 5,3 Md€ en 2025.

Ce gain net s'amplifie en période de crise. Selon les simulations de la CRE reproduisant les conditions de 2022, marquées par la flambée du prix du gaz et une forte indisponibilité du nucléaire, le parc EnR actuel réduit à la fois les charges de soutien public et les prix de marché. Le système devient alors moins coûteux qu'il ne l'aurait été sans ce parc, pour un gain net de 1,6 Md€ sur l'année simulée. En 2022 même, les revenus de marché des installations soutenues ont excédé leurs coûts complets, générant des recettes nettes pour l'État en pleine crise énergétique. Ce gain est à comparer aux 36 Md€ nets (72 Md€ bruts) que la Cour des comptes attribue aux mesures exceptionnelles mobilisées pour la même crise.

Cette compétitivité ne tient pas seulement au niveau des coûts, mais également à leur stabilité dans le temps. À l'inverse des combustibles fossiles, les filières renouvelables offrent une visibilité économique qui protège durablement le système électrique.

Au-delà de leur compétitivité, cette stabilité des coûts des renouvelables se traduit désormais directement dans la formation du prix de l'électricité en France. Le premier semestre 2026 en apporte une illustration concrète : le conflit au Moyen-Orient a fait bondir le prix du gaz (+40 %) et du fioul (+52 %) sans affecter significativement le prix français de l'électricité, protégé par un mix largement décarboné. Résultat, la France affiche aujourd'hui le prix de gros parmi les plus compétitifs d'Europe : au S1 2026, l'écart atteint une trentaine d'euros par MWh avec l'Allemagne (98,7 €/MWh) et la Belgique (95 €/MWh), jusqu'à 66,8 €/MWh avec l'Italie. Seule l'Espagne reste, sur le seul marché spot, légèrement en dessous (49,8 €/MWh). Sur le marché à terme, le produit 2026 français (54,02 €/MWh) devient à son tour moins cher que l'Espagne

3, 4 CRE, 2026 Économie du système électrique français hexagonal

(57 €/MWh), un avantage estimé, plus largement, à 30 à 50 % par rapport aux pays limitrophes⁵.

Ces gains peuvent encore être amplifiés. L'étude réalisée par Deloitte pour France renouvelables⁶ permet de quantifier cet effet à l'horizon 2035. En comparant un scénario « ambition renforcée » (80 GW solaire / 46 GW éolien terrestre) à un scénario de « développement contenu » (55 GW solaire, 35 GW éolien terrestre), Deloitte estime que l'accélération des renouvelables réduirait le coût moyen de production du système d'environ 0,50 €/MWh (~500 M€/an) et le prix de marché d'environ 5 €/MWh (-10 %). Un résultat cohérent avec le Bilan prévisionnel RTE 2025, qui montre que +20 TWh de production solaire ou éolienne réduit également le coût complet du système. Les analyses de sensibilité menées par Deloitte confirment par ailleurs la robustesse de ce résultat : même avec un prix du gaz limité à 22 €/MWh,

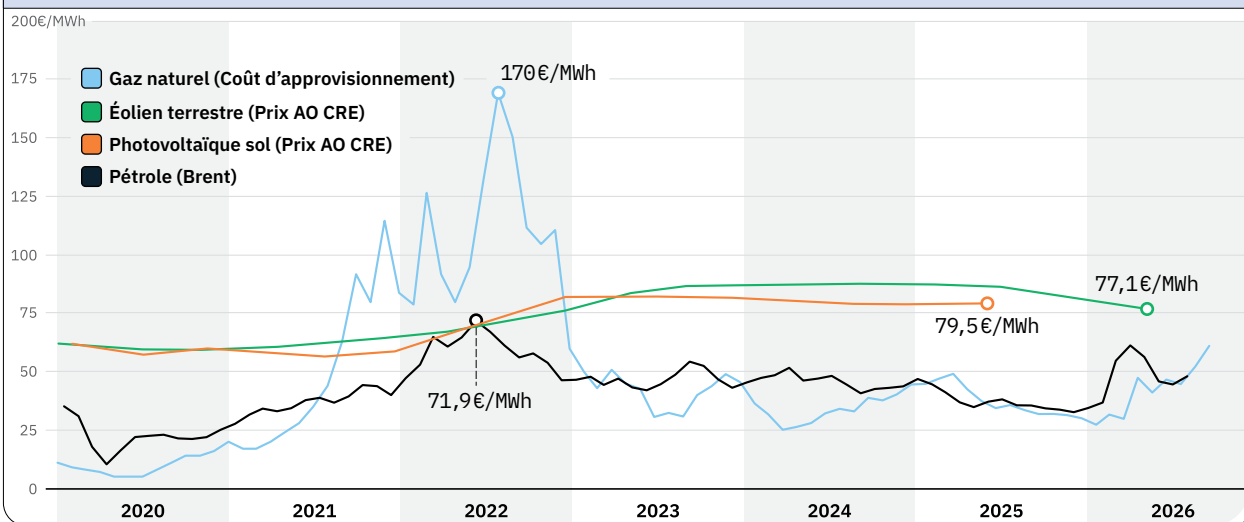
le gain sur le coût moyen de production resterait de 0,4 €/MWh ; avec un coût des batteries supérieur de 30 %, il atteindrait encore 0,45 €/MWh.

Ce potentiel de compétitivité demeure toutefois loin d'être pleinement exploité, et pour une raison qui n'a rien de technologique. La maturité des filières est acquise, les derniers appels d'offres CRE ressortent à 77,1 €/MWh en éolien terrestre⁷ et 66 €/MWh en éolien en mer⁸, mais **le coût du MWh français reflète d'abord l'environnement réglementaire dans lequel les projets se développent.** La mission Lévy-Tuot⁹ a documenté cet empilement de contraintes et son effet direct sur le coût de production comme sur le niveau de soutien public. **Pour l'éolien terrestre**, les refus d'autorisation conduisent la France à installer des machines de 3 MW en moyenne, contre 4,5 MW en Europe, avec des hauteurs fréquemment plafonnées : les servitudes radar, qui limitent en hauteur une part majoritaire du

Figure 3

Comparaison de la stabilité économique des combustibles fossiles et des EnR

Sur cette figure, les prix du Brent et du gaz correspondent aux prix des combustibles (€/MWh), tandis que les prix des filières renouvelables correspondent aux prix moyens des appels d'offres CRE (€/MWh électrique). Cette figure vise à illustrer la stabilité relative de ces références de prix, et non à comparer directement des produits énergétiques.



7 CRE, 2026, « Instruction des dossiers de candidature à la 11e période de l'appel d'offres — éolien terrestre », délibération n° 2026-12

8 CRE, 2025, « Instruction des offres déposées — dialogues concurrentiels AO7 et AO8, éoliennes en mer posées », délibération n° 2025-165

9 Rapport Lévy-Tuot, 2026, « Optimisation du soutien public aux énergies renouvelables électriques et au stockage », p.9

5 RTE, 2026, « Bilan du système électrique — premier semestre 2026 », p. 34

6 Deloitte, juillet 2026, « Impacts d'un essor rapide des énergies renouvelables en France à horizon 2035 »

territoire, constituent le principal verrou, alors qu'une optimisation des gabarits permettrait d'accroître la production d'un parc de l'ordre de 85 % et d'abaisser les tarifs d'appels d'offres jusqu'à 30 €/MWh, tout en doublant les retombées fiscales locales à nombre de machines constant.

Pour le photovoltaïque, la taille des parcs éligibles est plafonnée à 30 MWc (pour un lauréat moyen de 5 MWc) contre 40 MWc chez nos voisins allemands, espagnols et italiens, ce qui prive la filière d'économies d'échelle évaluées jusqu'à 35 €/MWh, tandis que la rareté organisée du foncier laisse les loyers, non encadrés dans les cahiers des charges, représenter jusqu'à 40 % du coût final d'un projet. S'y ajoutent des délais d'instruction de 4 à 6 ans contre 2 à 3 ans ailleurs en Europe. **Pour l'éolien en mer**, des garanties financières sont jusqu'à trois fois supérieures aux standards européens, qui réduisent le nombre de candidats et renchérissent mécaniquement les offres remises à l'État. **Au total, la levée de ces contraintes représente un gain de 10 à 20 €/MWh, soit près de 2 milliards d'euros d'économies annuelles pour les finances publiques.** Les prix observés reflètent donc d'abord les choix publics qui encadrent le développement des projets.

Le message est donc clair : les renouvelables ne sont pas seulement compétitives, elles redéfinissent la formation du prix de l'électricité en France. Ainsi, chaque euro investi dans la levée des contraintes se traduit par un gain durable du pouvoir d'achat pour les ménages, de compétitivité pour les entreprises et des marges de manœuvre pour les finances publiques.

Les renouvelables contribuent déjà à rendre l'électricité française compétitive, lever leurs dernières contraintes réglementaires transformerait cet avantage en gain durable de pouvoir d'achat et de compétitivité.

2. Production et consommation

Vers un système électrique renouvelable et pilotable

Le système électrique français entre progressivement dans une logique de disponibilité accrue d'électricité décarbonée, où la question centrale n'est plus uniquement de produire, mais de produire, consommer et piloter l'électricité au bon moment.

La production a atteint 547 TWh en 2025¹⁰, dont 148 TWh d'origine renouvelable, représentant désormais 33 % de la consommation électrique¹¹. Dans le même temps, la consommation électrique reste atone : sa part dans la consommation d'énergie finale stagne à 27 %, loin de la cible de 38 % fixée par la Stratégie française pour l'énergie et le climat pour 2035¹².

Ce décalage est le véritable déséquilibre du système : une production croissante et de mieux en mieux répartie, face à des usages encore insuffisamment électrifiés. Le défi n'est donc plus seulement d'augmenter l'offre, mais d'accélérer l'électrification et d'adapter la consommation aux nouveaux profils de production.

La montée en puissance des capacités renouvelables **(+ 0,4 GW d'éolien en mer ; + 0,9 GW d'éolien terrestre ; + 5,9 GW de photovoltaïque en 2025)** s'accompagne d'une transformation des profils de production, plus variables mais aussi plus répartis sur le territoire. En parallèle, la consommation reste encore insuffisamment électrifiée, ce qui limite la valorisation de cette production.

Ce décalage ouvre surtout des opportunités structurelles. D'un côté, des besoins de flexibilité

accrus ; de l'autre, un potentiel considérable pour transformer les usages fossiles en usages électriques compétitifs (notamment dans l'industrie¹³ et les mobilités) et développer de nouveaux usages électriques tels que les datacenters et l'intelligence artificielle.

En 2025, la France a confirmé son statut d'exportateur net d'électricité, avec un solde de 92 TWh, contre 89 TWh en 2024, générant 5,4 Md€ de recettes, à mettre en regard des 53 Md€ d'importations de combustibles fossiles¹⁴.

Ce niveau d'export, historiquement élevé, montre que la France produit désormais une électricité bas-carbone et compétitive qui profite aux besoins des pays voisins et à la décarbonation de l'Europe. **Il souligne également que la véritable marge de progression réside désormais dans le développement des usages domestiques de cette électricité.**

Cette dynamique masque toutefois un retard persistant de l'électrification. La consommation d'électricité progresse encore trop lentement (+1 % au premier semestre 2026 par rapport à la même période de 2025) et sa part dans la consommation finale d'énergie demeure stable autour de 27 %¹⁵. La bascule des usages fossiles vers l'électricité, pourtant au cœur des objectifs de décarbonation et de souveraineté, reste donc à accélérer.

Ce retard commence désormais à se matérialiser dans la déformation de la courbe de consommation résiduelle, celle qu'il reste à satisfaire une fois prises en compte les productions renouvelables à coût marginal nul. Sous l'effet du développement solaire et d'une demande qui demeure insuffisamment dynamique, cette courbe résiduelle se creuse progressivement, tirant les prix de gros vers des niveaux

10 RTE, 2026 « Bilan électrique 2025 — Principaux résultats » p. 8

11 ORE, Enedis, RTE, SER, 2026, « Panorama de l'électricité renouvelable 2025 »

12 Ministère de la transition écologique, 2026, « Électrifions la France », dossier de presse

13 SCHELLENBERGER R. ; S. ROBERT, 2026, « Produire en France avec l'énergie de France : de l'avantage électrique à l'avantage industriel »

14 RTE, 2026, « Bilan électrique 2025 — Principaux résultats », p. 14

15 RTE, 2026, « Bilan du premier semestre 2026 et perspectives sur la sécurité d'approvisionnement en électricité pour les prochains mois », p. 4

très bas les après-midis de printemps et d'été, jusqu'à des épisodes de prix négatifs. Le signal est net : en 2025, la volatilité des prix spot horaires s'est accentuée, avec un écart-type passant de 40,1 €/MWh en 2024 à 46,4 €/MWh, et une amplitude journalière moyenne atteignant 89,7 €/MWh contre 76,4 €/MWh l'année précédente. Les heures à prix élevé (>100 €/MWh) se sont multipliées, avec 1 807 heures concernées en 2025 contre 1 382 en 2024, concentrées principalement entre 7h et 10h puis entre 18h et 22h en semaine, tandis que le développement de la production solaire a contribué à l'émergence de 513 heures de prix négatifs en 2025, contre 352 en 2024¹⁶. **L'écart entre les heures de pointe et les heures de forte production renouvelable se creuse, en 2025, l'électricité coûtait en moyenne 111 % plus cher entre 18h et 21h qu'entre 10h et 18h¹⁷.**

Cette évolution confirme que le principal enjeu n'est plus uniquement de produire davantage d'électricité, mais de développer les flexibilités permettant de mieux synchroniser production et consommation. Parmi les combinaisons de flexibilité que RTE envisage pour couvrir les besoins de capacités additionnelles à l'horizon 2030, l'une repose sur jusqu'à 10 GW de flexibilité de la consommation¹⁸, un levier que RTE et les acteurs de la filière jugent accessible rapidement et à moindre coût par rapport aux autres options. La seule flexibilité de consommation peut à elle seule couvrir environ 40 % des besoins croissants du système dès 2030. En parallèle, l'électrification de l'industrie et de la mobilité ouvre un gisement de consommations décalables (recharge des véhicules électriques) et modulables (pompes à chaleur, chaleur industrielle), particulièrement adaptées à un placement sur les créneaux de forte disponibilité de l'électricité bas-carbone.

Le cadre réglementaire commence à évoluer pour accompagner cette transformation. La réforme des heures creuses du TURPE 7, engagée en novembre 2025 et appelée à se poursuivre jusqu'en 2027, vise à déplacer davantage d'heures creuses vers l'après-midi en période estivale, pour placer environ 5 GW de consommation vers ces créneaux à partir de 2027. La PPE 3, publiée en février 2026, consacre par ailleurs le principe du suivi des flexibilités de consommation. Ces évolutions traduisent le passage progressif d'un système où l'enjeu principal était de produire suffisamment d'électricité à un système où l'enjeu est désormais de produire, consommer et piloter l'électricité au bon moment.

Le véritable enjeu n'est plus seulement de produire plus, mais de produire et de consommer au bon moment.

3. Emploi et industrie

Une filière stratégique à sécuriser dans la durée

Avec près de 90 000 emplois répartis sur l'ensemble du territoire, la filière des renouvelables constitue un pilier de la réindustrialisation française, à condition de lui offrir une stabilité durable qui ne doit pas être fragilisée par des visions court termistes ou électoralistes.

16 RTE, 2026, « Bilan électrique 2025 — chapitre Prix », portail Analyses et données

17 RTE, Enedis, Gimelec, Ignes, Think smartgrids, SBA, ACTEE, 2026, « Baromètre des flexibilités de consommation d'électricité 2026 »

18 RTE, 2025, « Bilan prévisionnel 2025-2035 — Principaux résultats », p. 35 (Décarbonation rapide R3 sur une configuration de flexibilité de la consommation haute)

88 800 ETP

*Directs et indirects
dans les EnR¹⁹*

+61 150 ETP

*D'ici à 2035 dans un scénario
de décarbonation rapide*

-46 500 ETP

*D'ici à 2035 dans un scénario
de décarbonation contrariée*

Les renouvelables électriques représentent plus de 88 800 emplois : 55 000 dans le photovoltaïque, 26 700 dans l'éolien terrestre et 7 200 dans l'éolien en mer. Des emplois non délocalisables car dépendants d'infrastructures locales : plus de 150 sites industriels sur l'ensemble de ces filières²⁰ et une présence de l'éolien terrestre dans plus de 2 800 communes²¹.

Les activités liées aux renouvelables couvrent l'ensemble de la chaîne de valeur : développement de projets, ingénierie, construction, exploitation, maintenance, innovation technologique. Cette dynamique bénéficie également à un écosystème industriel plus large, mobilisant fabricants, équipementiers, entreprises de travaux, bureaux d'études, activités portuaires, logistique, numérique, formation et services. Les renouvelables contribuent ainsi au développement du tissu industriel dans son ensemble, bien au-delà de leurs seules filières. Cette diversité en fait un levier d'aménagement du territoire et de dynamisation économique locale sur l'ensemble du territoire.

Au-delà de leur propre chaîne de valeur, les renouvelables constituent également un levier de

compétitivité pour l'ensemble de l'industrie française, en contribuant à fournir une électricité abondante, compétitive et prévisible. D'après l'étude réalisée par Deloitte pour France renouvelables²², le handicap énergétique européen reste aujourd'hui structurel : entre 2022 et 2025, les industriels européens ont payé leur gaz environ cinq fois plus cher que leurs concurrents américains et 30 % plus cher que leurs concurrents chinois. **L'accélération des renouvelables, combinée à l'électrification des procédés, peut contribuer à réduire cet écart de compétitivité.** Selon les simulations de Deloitte, **la baisse de 8 % du prix de l'électricité associée à une ambition renouvelable renforcée pourrait réduire les coûts de production d'environ 4 % dans l'aluminium primaire et, sous hypothèse d'électrification poussée, dans certains procédés de la chimie.**

Dans le même temps, la filière française des renouvelables reste extrêmement sensible aux variations de politiques publiques. Les modélisations réalisées à partir des scénarios de RTE illustrent l'ampleur du risque : une trajectoire R1 ou R2 conduirait à détruire 46 500 ETP, quand une trajectoire équivalente à la fourchette haute de la PPE3 porterait l'emploi à une croissance de 61 150 ETP à l'horizon 2035. Le passage d'une trajectoire R3 à R2 se traduirait par un décrochage de l'investissement privé de l'ordre de 2,7 milliards d'euros par an, fragilisant durablement l'emploi, les compétences et l'appareil industriel²³.

Les ralentissements observés ces dernières années ont déjà produit des effets visibles : reports de projets, tensions sur les trésoreries des acteurs, fragilisation des chaînes d'approvisionnement, et Plans de Sauvegarde de l'Emploi.

²² Deloitte, juillet 2026, « Impacts d'un essor rapide des énergies renouvelables en France à horizon 2035 »

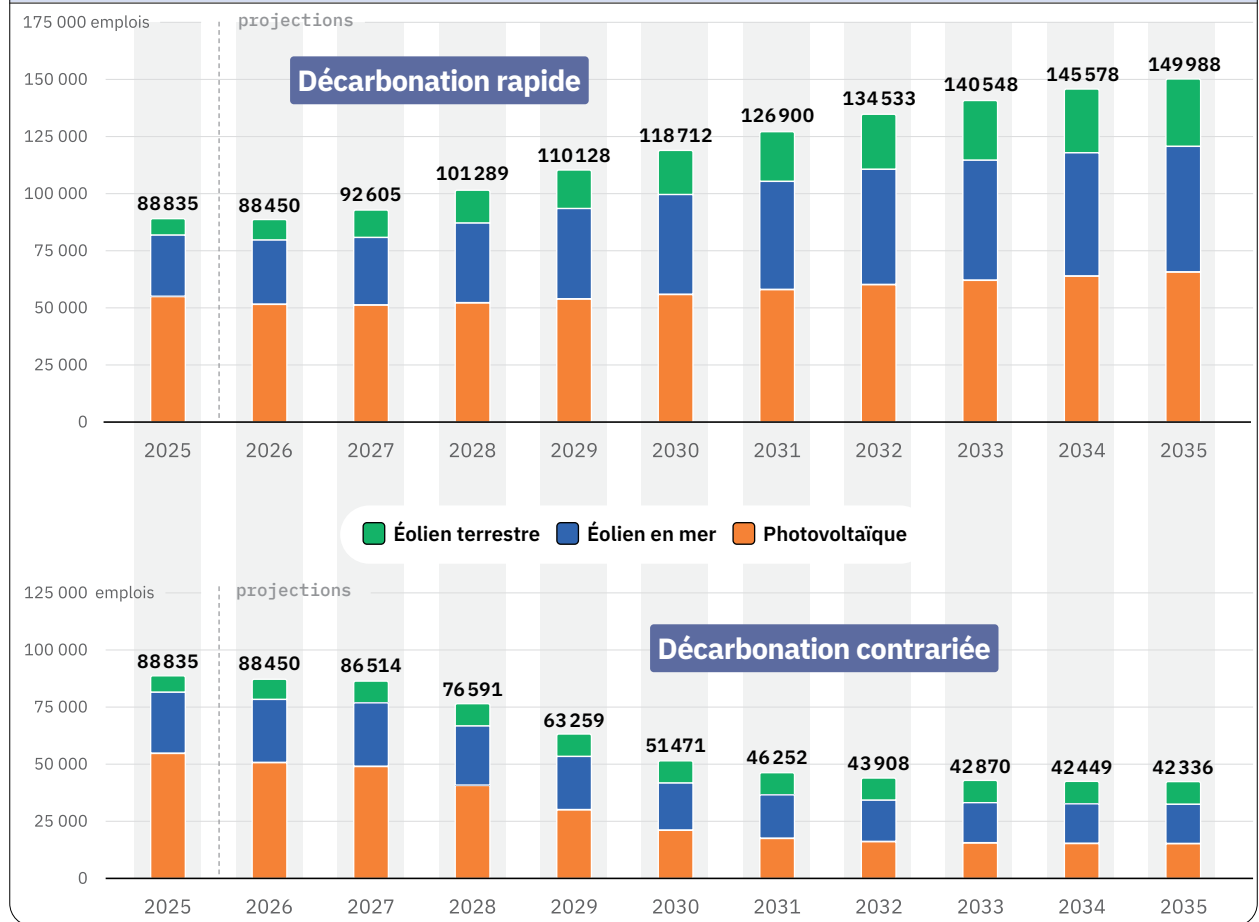
²³ France renouvelables, 2026, « France renouvelables appelle le gouvernement à un acte de clarification immédiat en redonnant lisibilité, ambition et confiance à la filière des énergies renouvelables électriques »

¹⁹, ²⁰ Recensement France renouvelables, 2026

²¹ Géorisques, 2026, « base de données éolien terrestre »

Figure 4

Trajectoires prospectives d'évolution de l'emploi



Les enseignements tirés des décisions passées, notamment dans le solaire en 2011, montrent qu'une instabilité prolongée entraîne des destructions rapides d'emplois et une perte durable de compétences industrielles. Les difficultés rencontrées plus récemment dans l'offshore, le renoncement au projet industriel CARBON et les premières restructurations observées en 2025 rappellent que les politiques de stop and go fragilisent rapidement les investissements, les emplois et les savoir-faire industriels. Si la France veut faire de la réindustrialisation une priorité concrète, les renouvelables électriques constituent déjà une filière industrielle stratégique.

L'enjeu n'est plus de démontrer leur capacité à créer des emplois, mais de leur garantir la stabilité indispensable pour investir, recruter et développer durablement les compétences sur le territoire.

Le développement des énergies renouvelables favorise la réindustrialisation de la France et participe au développement du tissu industriel dans son intégralité.

4. Technologie et systèmes

Les renouvelables au cœur du système électrique de demain

Au-delà de leur contribution à la production d'électricité, les renouvelables participent déjà, et participeront de plus en plus, à l'équilibre, à la stabilité et au pilotage du système électrique. Aux côtés du parc nucléaire, des réseaux et des flexibilités, elles constituent progressivement l'un des grands piliers du système électrique décarboné français.

22 GW

EnR participant à l'équilibrage par le mécanisme d'ajustement (à juin 2026)²⁴

Les évolutions du cadre réglementaire et des règles de marché permettent désormais de mieux valoriser les capacités techniques déjà présentes dans les installations renouvelables. Elles peuvent contribuer davantage aux besoins du système électrique : maintien de l'équilibre offre-demande, participation au mécanisme d'ajustement de RTE, réserves, réglage de la tension et autres services nécessaires au fonctionnement du réseau. Couplées à des solutions numériques avancées, elles deviennent des acteurs actifs du pilotage du réseau. **Elles ne sont donc plus**

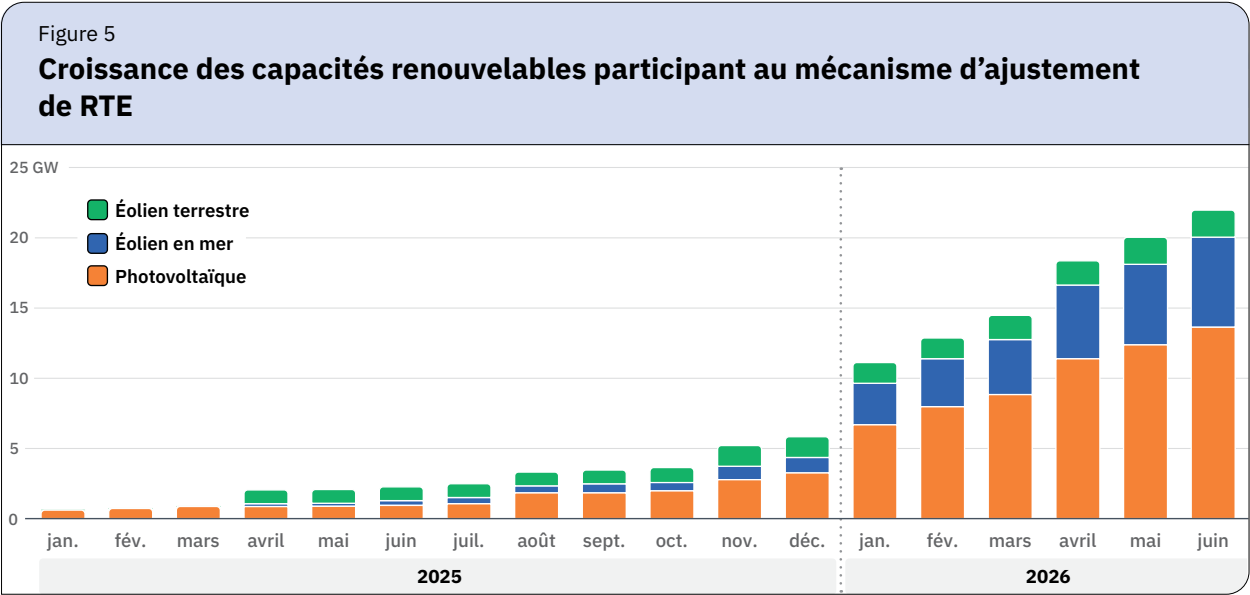
seulement des moyens de production, mais des infrastructures capables de contribuer directement au fonctionnement du système électrique. De plus, les flexibilités qu'elles offrent permettent une insertion toujours plus efficace dans le réseau.

La progression rapide des capacités renouvelables participant au mécanisme d'ajustement de RTE illustre cette évolution. En l'espace de quelques mois, les volumes mobilisables ont été multipliés, démontrant que les installations renouvelables contribuent déjà concrètement au fonctionnement du système électrique. Cette dynamique devrait encore s'accélérer avec l'ouverture progressive des marchés, la montée en puissance du stockage et l'agrégation des flexibilités.

À moyen terme, le rôle des renouvelables s'élargira encore grâce au développement du stockage, de l'agrégation et des flexibilités de consommation. Combinées au nucléaire, aux réseaux et aux flexibilités de la demande, elles contribueront à un système électrique plus flexible, plus résilient et plus compétitif. La question n'est donc plus de savoir si les renouvelables peuvent contribuer au fonctionnement du système électrique, mais comment tirer pleinement parti de leurs capacités au service d'un système plus flexible, plus résilient et plus compétitif.

Les infrastructures renouvelables contribuent désormais aux besoins du système électrique pour pouvoir s'y intégrer.

24 RTE, 2026, « Bilan du premier semestre 2026 et perspectives sur la sécurité d'approvisionnement en électricité pour les prochains mois », p. 50



3.

Focus sur les filières

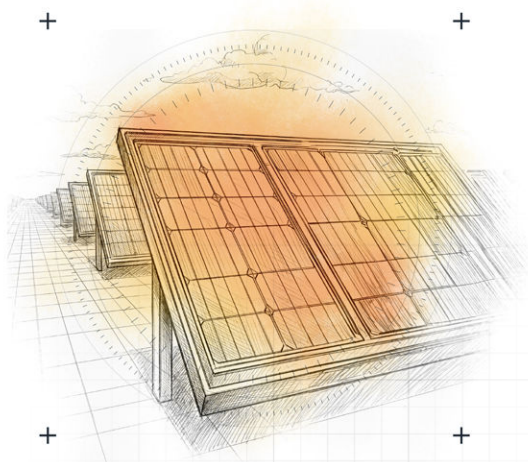
// Photovoltaïque

Le photovoltaïque est la filière la plus dynamique : +5,9 GW installés en 2025, portant le parc à 30,4 GW (32,7 à la fin du S1 2026), pour 32,9 TWh produits (7,4 % du mix électrique) soit la consommation électrique résidentielle de 4,9 millions d'habitants¹. Le pays compte plus de 1 347 000 installations² et 54 900 emplois, un effectif multiplié par plus de quatre depuis 2019. Le chiffre d'affaires du secteur atteint 14,7 milliards d'euros en 2024, en hausse de 29 % par rapport à 2023³.

¹ Production de la filière rapportée à la consommation électrique totale française (tous usages : résidentiel, tertiaire, industrie, transport) puis à la population nationale. Sources : RTE, Bilan électrique 2025 ; INSEE, Bilan démographique 2025

² SDES, 2026, « Tableau de bord : solaire photovoltaïque 2025 »

³ Observ'ér, 2025, « Le baromètre 2025 de l'électricité renouvelable en France », p. 25





30,4 GW

Puissance cumulée

Source : RTE



+ 5,9 GW

Capacité mise en service
sur l'année 2025

Source : RTE



55 à 80 GW

Objectifs PPE3 - 2035



32,9 TWh

Production électrique

Source : RTE



7,4 %

Couverture du mix électrique

Source : RTE



Équivalent à la consommation de

4,9 M hab.

Source : RTE, INSEE



3 404

Installations
≥ 500 kW

13 864

MW
Puissance

Source : SDES



108 M€

Retombées fiscales par l'IFER

Source : BOFIP, RTE



54 900 ETP

Emplois directs et indirects de la
filière

Source : France renouvelables

Les épisodes caniculaires de 2026 ont démontré son utilité estivale : la puissance injectée a dépassé 20 GW à plusieurs reprises⁴, couvrant jusqu'à 75 % de la demande⁵. Cette contribution a pris un relief particulier lors des canicules de juin et juillet 2026, lorsque le parc nucléaire a lui-même subi des pertes de disponibilité pouvant atteindre 8 à 9 GW, du fait des réglementations limitant l'échauffement des cours d'eau et les températures de rejet sur les centrales situées en bord de fleuve (Golfech, Bugey, Saint-Alban, Nogent-sur-Seine)⁶, une contrainte que le solaire, non concerné par ce type de limitation, ne subit pas. Ces performances auraient pu être supérieures sans les

écrêtements imposés par le manque de débouchés, faute de flexibilité et de stockage suffisants.

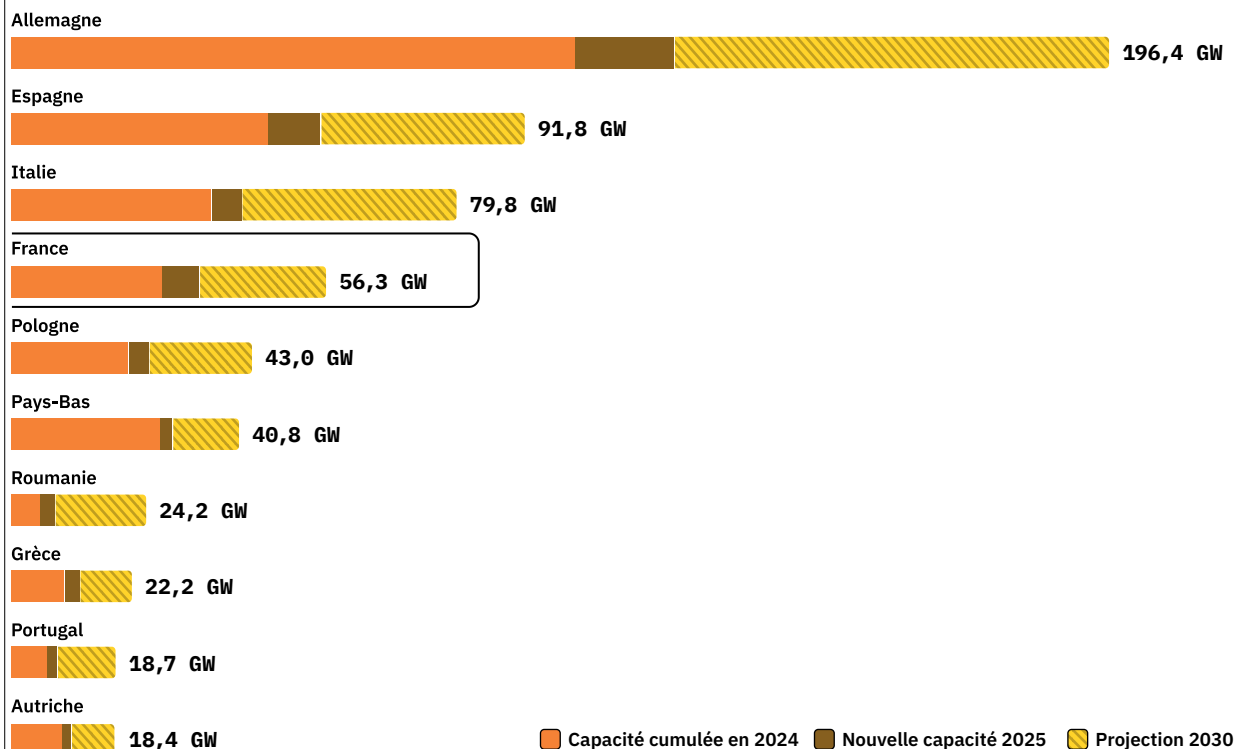
Parmi ces usages, l'agrivoltaïsme désigne, depuis la loi APER, une installation de production d'électricité solaire dont les modules sont situés sur une parcelle agricole et contribuent durablement à l'installation, au maintien ou au développement d'une production agricole. Le cadre légal garantit que l'activité agricole demeure l'usage principal de la parcelle et procure un revenu durable à l'agriculteur ; en contrepartie, l'installation doit rendre l'un des quatre services prévus par la loi : amélioration du potentiel agronomique, adaptation au changement climatique, protection contre les aléas, ou amélioration du bien-être animal. La loi distingue ainsi les installations agrivoltaïques, porteuses d'un service rendu à l'exploitation, des installations photovoltaïques

4 France renouvelables, 2026, Canicule : les renouvelables au secours de la France », p. 25

5 RTE, 2026, « Analyses et données – solaire »

6 RTE, 2026, « Bilan du premier semestre 2026 et perspectives sur la sécurité d'approvisionnement en électricité pour les prochains mois », p. 6,23

Figure 6

Capacités raccordées en Europe (en GW)

simplement compatibles avec une activité agricole, dont le cadre est défini à l'échelle départementale. Il existe, en pratique, différentes technologies d'agrivoltaïsme — volières, abris climatiques, parcs au sol, serres, panneaux verticaux, entre autres — permettant d'adapter chaque projet aux spécificités de l'exploitation et du territoire concernés. Face à la disponibilité limitée des sites dégradés ou anthropisés, l'agrivoltaïsme constitue un relais de croissance important pour atteindre les objectifs photovoltaïques de la PPE3, l'installation de centrales sur moins de 0,2 % de la surface agricole utile suffisant à couvrir ces besoins.

Figure 7

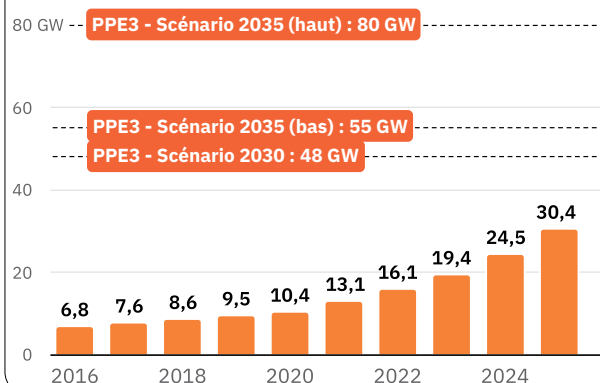
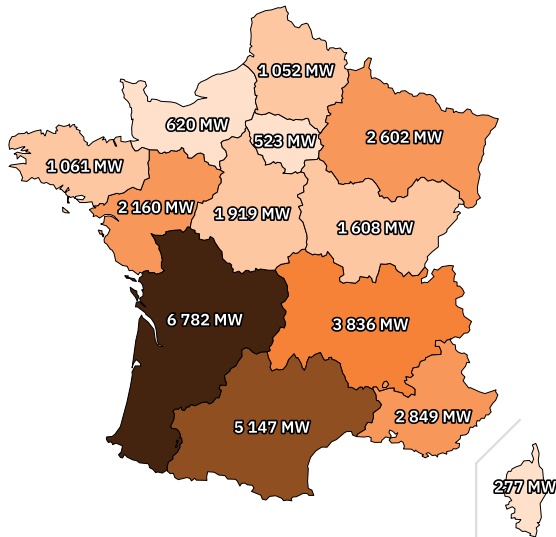
Évolution de la puissance raccordée de photovoltaïque (en GW)

Figure 8

Carte de France des puissances raccordées au 31 décembre 2025



déployer pleinement le potentiel de l'agrivoltaïsme et renforcer la résilience de la chaîne de valeur européenne. Le stock de projets en file d'attente atteignait 34 GW fin 2025, témoignant d'un potentiel de développement important dont la concrétisation dépendra de la capacité des réseaux à suivre le rythme des projets. Le renoncement de l'industriel CARBON rappelle le coût de l'instabilité réglementaire et économique pour la relocalisation industrielle. La publication de la PPE3 apporte une première visibilité, mais celle-ci devra être confortée par une trajectoire stable d'appels d'offres, de raccordements et d'investissements afin de sécuriser durablement les décisions industrielles.

→ Accélérer la capacité à raccorder

La planification et la bonne mise en œuvre du Schéma décennal de développement du réseau (SDDR) sont cruciales pour permettre aux acteurs de la filière d'accélérer le rythme des raccordements et de sécuriser la croissance du secteur. Au-delà de la planification, l'enjeu est d'assurer une exécution rapide des investissements de réseau et une meilleure coordination entre le développement des capacités de production, les infrastructures électriques et les besoins futurs liés à l'électrification des usages.

Facteurs clés de succès du développement de la filière

La trajectoire vers 55 à 80 GW en 2035 dépend de trois leviers : garantir une visibilité pluriannuelle des volumes de développement, accélérer les raccordements via le Schéma décennal de développement du réseau (SDDR),

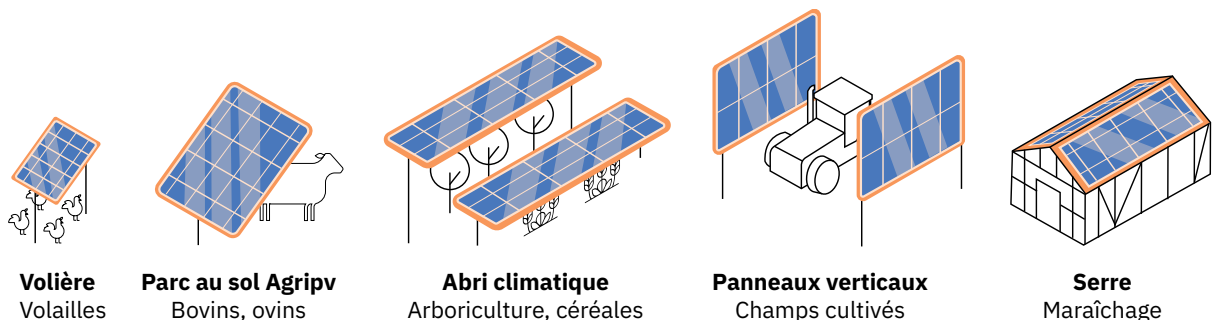


Figure 9

Différentes structures d'agrivoltaïsme

→ Exploiter le potentiel de l'agrivoltaïsme

Les terrains agricoles constituent une réserve foncière majeure (28,7 millions d'hectares). Pour atteindre 55–80 GW de capacité installée, environ 60 000 hectares d'agrivoltaïsme seront nécessaires, alors que plus de 1,5 million d'hectares sont déjà mobilisés pour la production de biocarburants.

Les acteurs de la filière et les pouvoirs publics doivent développer des modèles économiques innovants afin d'exploiter ce gisement de manière rentable et compétitive, tout en partageant la valeur créée avec les agriculteurs dans le respect de la loi APER. La réussite de cette filière suppose également un cadre réglementaire stable, lisible et homogène, garantissant la vocation agricole des projets tout en donnant aux exploitants et aux investisseurs la visibilité nécessaire pour engager les investissements.

→ Maîtriser la chaîne d'approvisionnement

La forte dépendance aux importations en provenance de Chine conditionne le développement du secteur et expose la filière à des risques de pénurie ainsi qu'à des hausses de prix des équipements.

La relocalisation de la chaîne de valeur solaire, à travers le développement de gigafactories de cellules, modules et panneaux photovoltaïques, permettra de renforcer l'indépendance énergétique de la France et de l'Europe tout en créant des emplois dans les territoires. Cette stratégie devra s'appuyer sur une politique industrielle européenne cohérente, offrant une visibilité suffisante aux investisseurs, valorisant les critères de résilience, d'empreinte carbone et de création de valeur locale dans les dispositifs de soutien, afin de faire émerger une filière compétitive à l'échelle européenne.

// Eolien terrestre

Deuxième source d'électricité renouvelable et troisième source de production électrique du pays, l'éolien terrestre atteint 23,9 GW installés fin 2025 (24,1 GW à la fin du S1 2026), avec +0,9 GW mis en service dans l'année et 43,9 TWh produits, soit la consommation de 6,5 millions d'habitants⁷. Le parc compte près de 10 000 éoliennes réparties sur 2 800 parcs⁸, avec un facteur de charge moyen de 21,4 %, couvrant jusqu'à 80 % de la consommation⁹.



23,9 GW

Puissance cumulée

Source : RTE



+ 0,9 GW

Capacité mise en service
sur l'année 2025

Source : RTE



35 à 40 GW

Objectifs PPE3 - 2035



43,9 TWh

Production électrique

Source : RTE



9,8 %

Couverture du mix électrique

Source : RTE



Équivalent à la consommation de

6,5 M hab.

Source : RTE, INSEE



2 850

Parcs

9 035

Éoliennes en
exploitation

Source : SDES, GéoRisques



203 M€

Retombées fiscales par l'IFER

Source : BOFIP, RTE



26 710 ETP

Emplois directs et indirects
de la filière

Source : France renouvelables

⁷ Production de la filière rapportée à la consommation électrique totale française (tous usages : résidentiel, tertiaire, industrie, transport) puis à la population nationale. Sources : RTE, Bilan électrique 2025 ; INSEE, Bilan démographique 2025

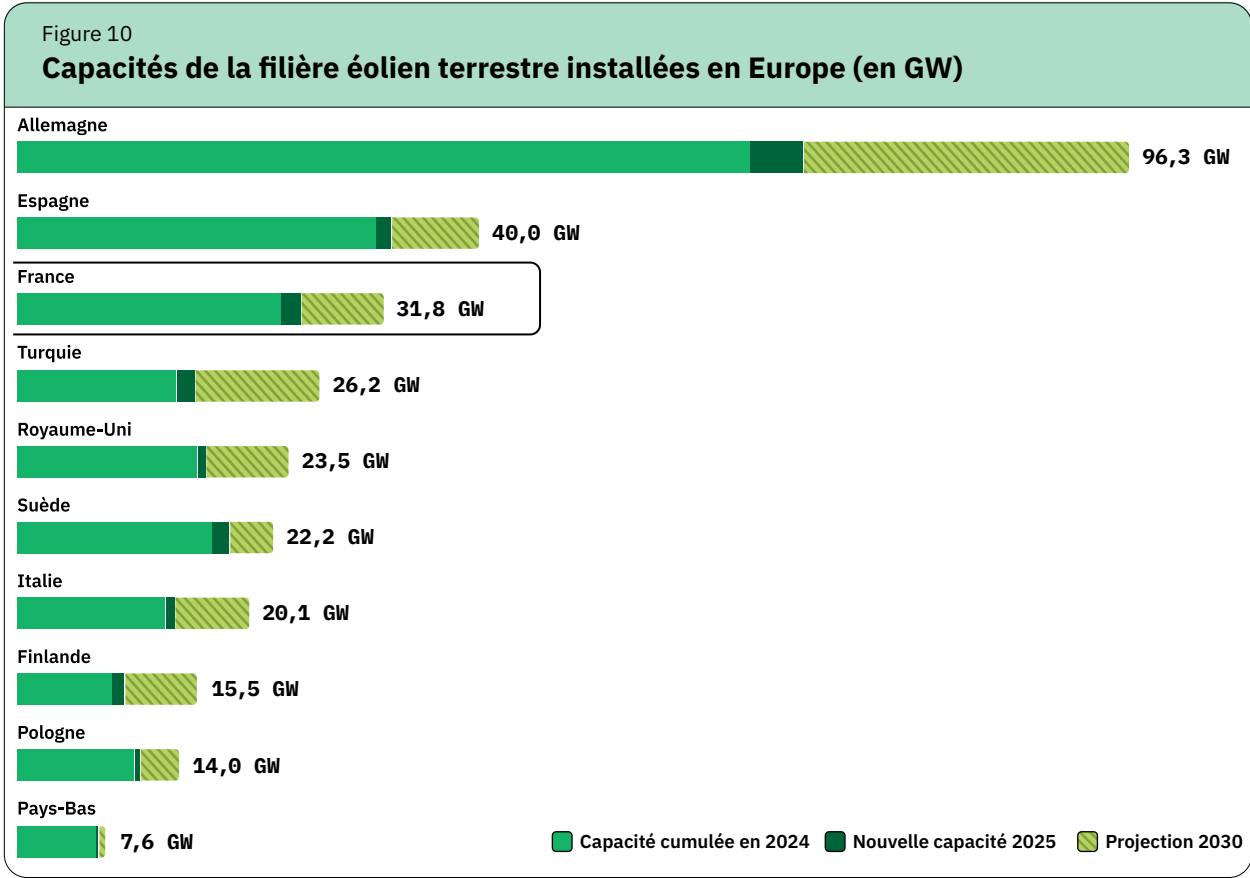
⁸ SDES, 2026, Tableau de bord éolien 2025

⁹ RTE, 2026, Analyses et données – éolien

La filière emploie 26 700 personnes, en hausse de 45 % depuis 2019. Sur le plan budgétaire, l'éolien terrestre a rapporté 5,8 milliards d'euros au budget de l'État entre 2022 et 2024 via le complément de rémunération¹⁰, remboursant en trois ans la moitié du soutien versé entre 2003 et 2021. Ses retombées atteignent près de 200 millions d'euros d'IFER en 2025¹¹. Le prix moyen des derniers appels d'offres, 77,08 €/MWh, reste stable malgré les crises¹².

Le renouvellement du parc éolien vieillissant, ou repowering, mis en avant par le gouvernement comme principal levier dans l'atteinte des objectifs énergétiques

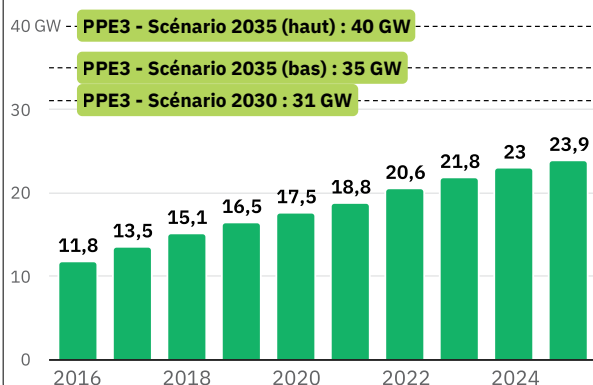
fixés par la PPE3, ne pourra pas jouer ce rôle à lui seul : l'accumulation des contraintes techniques, spatiales et réglementaires depuis quinze ans rend déjà irréaliste le renouvellement d'une part importante des parcs existants. À cela s'ajoutent des évolutions réglementaires récurrentes, associées aux conditions de développement de parcs éoliens, lesquelles contribuent à rendre difficile la visibilité des conditions de succès. France renouvelables a donc appelé le Premier ministre à engager sans délai un plan de simplification et de levée des contraintes techniques pour l'éolien terrestre, faute de quoi la trajectoire actuelle se traduira, selon elle, par des destructions d'emplois.



10 CRE, 2026, Délibération relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie
11 Calculé sur la base du taux d'imposition à l'IFER prévu par le BOFIP
12 CRE, 2026, « Instruction des dossiers de candidature à la 11e période de l'appel d'offres – éolien terrestre »

Figure 11

Evolution de la puissance raccordée d'éolien terrestre (en GW)

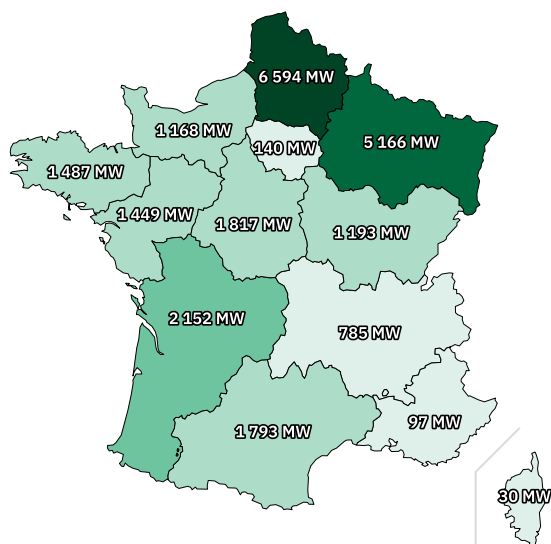


Facteurs clés de succès du développement de la filière

La trajectoire vers **35 à 40 GW** en 2035 repose sur trois conditions : garantir un cadre de développement stable et lisible, lever les contraintes techniques et réglementaires qui limitent aujourd'hui le développement des projets et préserver une chaîne de valeur industrielle compétitive en France et en Europe. Dans ce contexte, le renouvellement du parc existant constitue un levier majeur pour accroître la production d'électricité renouvelable, améliorer les performances des installations et renforcer la compétitivité de la filière.

Figure 12

Carte de France des puissances raccordées au 31 décembre 2025



La France installe aujourd'hui des éoliennes parmi les moins puissantes d'Europe, conséquence directe de contraintes de hauteur, d'implantation et de nombreuses servitudes qui limitent l'intégration des progrès technologiques. L'enjeu est désormais de permettre le déploiement d'éoliennes de nouvelle génération, plus puissantes, plus productives et offrant une meilleure contribution au fonctionnement du système électrique, afin de répondre aux besoins croissants liés à l'électrification des usages. Enfin, la réussite de cette trajectoire passe également par un travail étroit avec les territoires, afin de favoriser l'ancrage territorial des projets, leur bonne intégration dans les dynamiques locales et le partage de leurs retombées économiques.

→ Réussir le renouvellement du parc éolien

Le parc éolien français entre dans une phase de repowering : les parcs construits à la fin des années 1990 et au début des années 2000 arrivent en fin de vie. Le renouvellement de ces installations constitue une opportunité stratégique pour accroître la production d'électricité renouvelable sur des sites déjà identifiés, tout en bénéficiant des progrès technologiques réalisés ces vingt dernières années.

Réussir le repowering est crucial pour déployer des éoliennes de nouvelle génération, plus puissantes et plus performantes, capables de produire davantage d'électricité renouvelable sur des sites déjà aménagés et raccordés. Au-delà des gains de productivité et de la baisse du coût de production (LCOE), ces évolutions renforcent la contribution de l'éolien terrestre au fonctionnement du système électrique, notamment grâce à l'amélioration des performances des machines et aux progrès technologiques réalisés ces vingt dernières années.

Le repowering ne pourra toutefois jouer pleinement son rôle que si les procédures d'autorisation permettent réellement d'intégrer ces gains technologiques. Aujourd'hui, l'accumulation de contraintes aéronautiques, militaires, patrimoniales, paysagères et réglementaires limite fortement les possibilités de renouvellement des parcs et compromet l'atteinte des objectifs fixés par la PPE3. La simplification des procédures et une approche davantage fondée sur la performance des projets que sur des critères figés constituent désormais un préalable au renouvellement du parc. Cela suppose notamment de faire évoluer les modalités de prise en compte des contraintes techniques (aéronautiques, militaires, patrimoniales ou paysagères), afin de trouver un meilleur équilibre entre les différents enjeux d'intérêt général et de permettre le renouvellement des projets dans des conditions compatibles avec les objectifs énergétiques nationaux.

Le repowering devra être reconnu comme un levier à part entière de la planification énergétique, mais il ne permettra pas, à lui seul, d'atteindre les objectifs fixés à l'horizon 2035. Il convient donc de créer un cadre permettant de sécuriser le renouvellement des parcs existants, tout en poursuivant le développement de nouveaux projets. Cette dynamique suppose également une simplification durable des procédures, une meilleure visibilité sur les volumes de marché et une stabilité réglementaire permettant aux développeurs comme aux industriels d'investir sur le long terme.

→ Attirer l'investissement industriel

Pour accompagner le déploiement d'éoliennes de nouvelle génération, la France doit offrir aux industriels les conditions nécessaires pour investir durablement dans des capacités de production alignées sur les meilleurs standards européens. La compétitivité de la filière dépend autant de l'innovation technologique que de la visibilité donnée aux industriels sur les perspectives de marché.

Ces investissements permettront à l'appareil industriel de répondre à la croissance de la demande française et européenne, de renforcer les capacités de production et de consolider l'ensemble de la chaîne de valeur de l'éolien terrestre. Ils supposent toutefois une visibilité suffisante sur les volumes de marché, une programmation stable des appels d'offres, un cadre réglementaire lisible et des perspectives de développement cohérentes avec les objectifs de la PPE3, afin de permettre aux industriels d'investir, de recruter et de développer leurs capacités de production sur le long terme. À défaut, les décisions d'investissement risquent de se reporter vers des marchés offrant davantage de visibilité.

Le maintien d'une filière industrielle compétitive constitue également un enjeu de souveraineté. Au-delà des capacités de production, il s'agit de préserver les compétences, les emplois qualifiés, les capacités d'innovation et les savoir-faire industriels sur l'ensemble de la chaîne de valeur. Une filière robuste est une condition de la souveraineté énergétique, de la réindustrialisation des territoires et de la capacité de la France à accompagner durablement l'électrification de son économie.

→ Renforcer l'ancrage territorial et simplifier

le développement des projets

Le développement de l'éolien terrestre repose sur la capacité à construire des projets en lien étroit avec les territoires et à garantir un cadre d'instruction lisible, prévisible et proportionné. L'adhésion locale se construit dans la durée, grâce à un dialogue précoce avec les élus et les habitants, une bonne intégration des projets dans les territoires et un partage équitable de leurs retombées économiques.

En parallèle, la simplification des procédures constitue un levier essentiel pour atteindre les objectifs de la PPE3. Sans remettre en cause les exigences de protection de l'environnement, du patrimoine, de la défense ou de la sécurité aérienne, les modalités d'instruction doivent permettre de mieux concilier ces différents enjeux d'intérêt général avec les impératifs de souveraineté énergétique et d'électrification.

La réussite de cette trajectoire suppose ainsi de stabiliser les règles applicables, de réduire les délais d'instruction et de renforcer la coordination entre les différentes autorités concernées, afin d'offrir aux collectivités, aux développeurs et aux industriels la visibilité indispensable à leurs investissements.

// Éolien en mer

Avec 1,9 GW installés à fin 2025 (et 2 GW à la fin du S1 2026), l'éolien en mer couvre 1,3 % du mix électrique et produit 5,7 TWh, soit la consommation électrique totale de 840 000 personnes¹³. Son atout majeur est un facteur de charge élevé, proche de 50 % certains mois et corrélé aux pointes de consommation hivernales. La filière représente 7 220 emplois et environ 250 entreprises, qui ont investi 2,5 Md€ en 2025, et qui concentrent déjà un tiers des capacités industrielles européennes^{14, 15}.



1,9 GW

Puissance cumulée

Source : RTE



+0,4 GW

Capacité mise en service sur l'année 2025

Source : RTE



15 GW

Objectif PPE3 - 2035



5,7 TWh

Production électrique

Source : RTE



1,3 %

Couverture du mix électrique

Source : RTE



Équivalent à la consommation de

0,8 M hab.

Source : RTE, INSEE



4

Parcs

277

éoliennes

Source : Eoliennesenmer



48 M€

De retombées fiscales

Source : Eoliennesenmer



7 200 ETP

Emplois directs et indirects de la filière

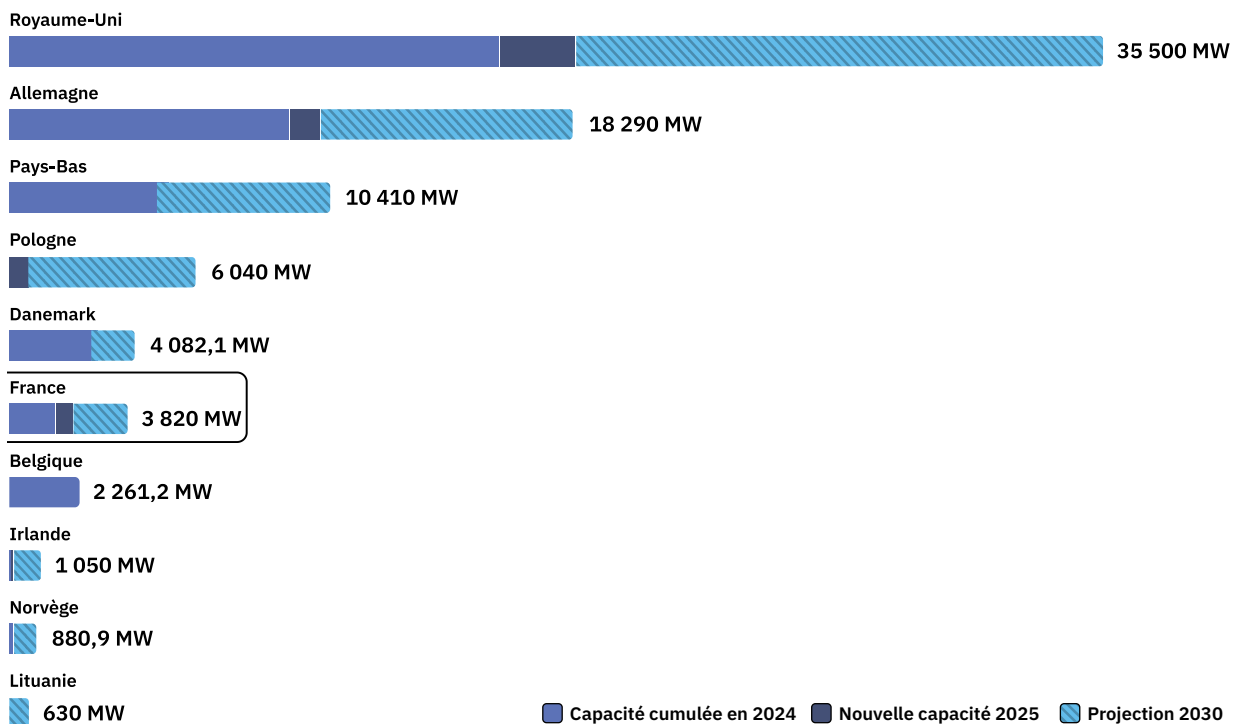
Source : France renouvelables

¹³ Production de la filière rapportée à la consommation électrique totale française (tous usages) puis à la population nationale. Sources : RTE, Bilan électrique 2025; INSEE, Bilan démographique 2025

¹⁴ Cluster Maritime Français, Fondation Open-C, 2026, Observatoire des Énergies de la Mer Sources : RTE, Bilan électrique 2025; INSEE, Bilan démographique 2025

¹⁵ France renouvelables, 2026, L'économie et les emplois

Figure 13

Capacités d'éoliennes en mer raccordées en Europe (en MW)

La dynamique de 2026 se matérialise sur les côtes : le parc de Yeu-Noirmoutier, désormais pleinement opérationnel, fournira près de 2 TWh par an avec ses 61 éoliennes ; deux fermes pilotes flottantes ont injecté leurs premiers électrons en Méditerranée ; le raccordement du parc de Dieppe-Le Tréport porte à 2,2 GW les capacités offshore au premier trimestre.

La France dispose d'un positionnement singulier en Europe ayant fait le choix de tester simultanément trois technologies de fondations distinctes à travers ses fermes pilotes d'éolien flottant.

Le projet **Éoliennes Flottantes du Golfe du Lion (EFGL)**, porté par le consortium Ocean Winds (EDPR et Engie) au large de Leucate, dont la troisième et dernière éolienne a été installée en septembre 2025, mobilise pour sa part une fondation semi-submersible.

Le projet **Eolmed**, développé par Qair au large de Gruissan avec le design « Damping Pool » de BW Ideol, utilise une fondation de type barge.

Enfin, le projet **Provence Grand Large**, porté par EDF Renouvelables au large de Fos-sur-Mer et pleinement mis en service en juin 2025, repose sur la technologie TLP (tension leg platform), des flotteurs reliés au fond marin par des lignes d'ancrage tendues — une première mondiale pour ce type de dispositif, initialement issu de l'industrie pétrolière.

Cette diversité technologique, expérimentée à une échelle de 25 à 30 MW par ferme, permet à la France de disposer d'un retour d'expérience comparatif rare avant l'entrée en phase commerciale, avec plusieurs projets de grande puissance (AO5, AO6, puis AO10) désormais programmés en Méditerranée et sur la façade atlantique.

Tableau 3

Statut des appels d'offres d'éolien en mer

	Projet(s)	Puissance (GW)	Lancement	Attribution	Mise en service visée
AO1	Fécamp, Courseulles-sur-Mer, Saint-Brieuc, Saint-Nazaire	1,92	2011	2012	2022 – 2024
AO2	Dieppe-Le Tréport, Yeu-Noirmoutier	0,98	2013	2014	2024 – 2026
AO3	Dunkerque	0,60	2016	2019	2022 – 2023
AO4	Centre Manche I	1,00	2020	2023	2031
AO5	Bretagne-Sud I	0,25	2021	2024	2031
AO6	Narbonnaise Sud-Hérault I, Golfe de Fos I	0,51	2022	2024	2031
AO7	Oléron I	//	2022	Infructueux	//
AO8	Centre Manche II	1,50	2022	Septembre 2025	2032
AO10	11 projets : Oléron, Fécamp Grand Large 1/2/3, Bretagne Nord-Ouest, Golfe du Lion Centre 1/2, extensions Bretagne-Sud et Méditerranée (ex-A09)	10,00	2026	Cahier des charges publié	2032 – 2035

Facteurs clés de succès du développement de la filière

Après une première phase de structuration de la filière, l'enjeu est désormais d'assurer sa montée en puissance dans la durée. La PPE3 fixe désormais une trajectoire de 15 GW en 2035, 18 GW en 2037 et 45 GW en 2050, qui suppose de garantir une visibilité de long terme, de sécuriser les investissements dans les infrastructures et de consolider une filière industrielle compétitive. Après plusieurs années de croissance, la filière a marqué le pas en 2025 — recul des emplois, des investissements

et du chiffre d'affaires — conséquence directe des à-coups réglementaires et de l'irrégularité des appels d'offres. Le lancement de l'appel d'offres fusionné AO9 + AO10, représentant environ 10 GW, constitue une étape majeure pour redonner de la visibilité à la filière. Cette dynamique devra désormais s'inscrire dans un calendrier durable, respecté et suffisamment compétitif pour permettre aux industriels d'investir sur le long terme.

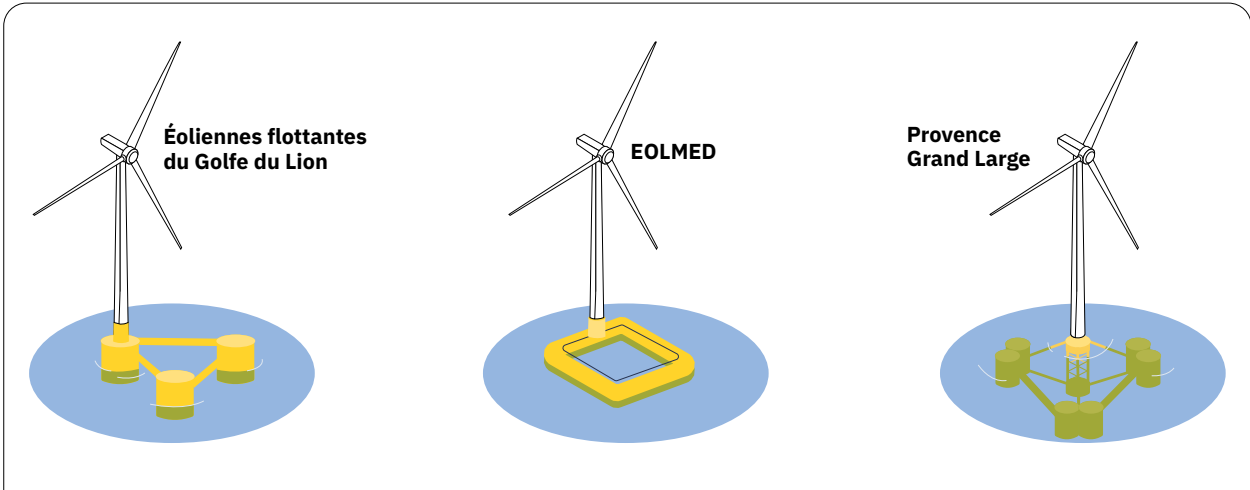
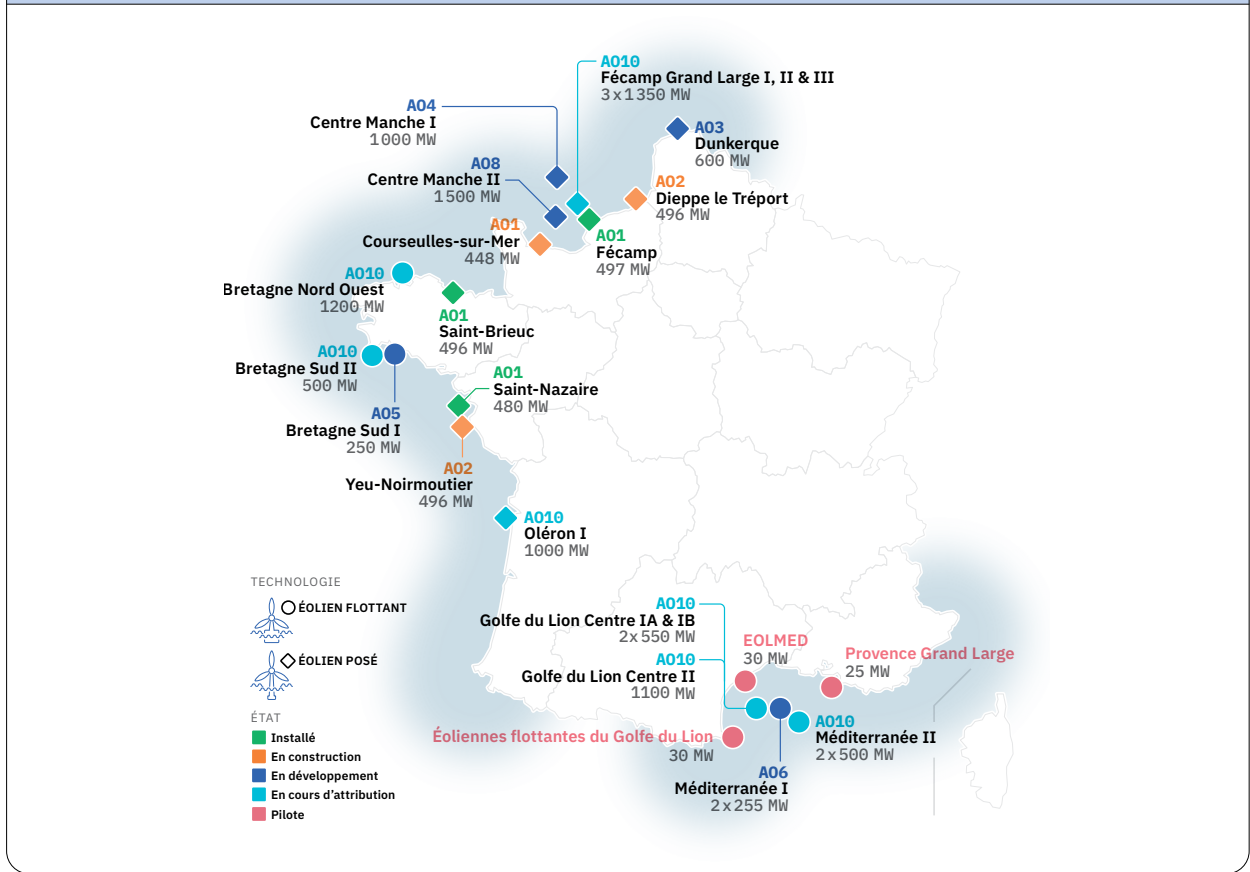


Figure 14
Les trois technologies de flotteurs développées en France

Figure 15
Carte de France des projets d'éolien en mer



→ Sécuriser un rythme d'attribution régulier et une visibilité de long terme

Le ralentissement observé en 2025 (emploi de la filière EMR en recul de 7 %, chiffre d'affaires -20 %) est la conséquence directe de la rareté des attributions passées : 600 MW seulement ont été mis en concurrence entre 2014 et 2023¹⁶. Ce stop-and-go se traduit mécaniquement par un creux de chantiers domestiques : 1,5 GW en construction en 2025, contre 2,1 GW en 2024 et 2,5 GW en 2023, alors qu'une corrélation directe existe entre la régularité des mises en chantier et la dynamique de l'emploi.

Le respect du calendrier des appels d'offres (AO8, puis AO10 lancé en juin 2026, puis AO11) constitue la première condition pour restaurer durablement la confiance des investisseurs et sécuriser la trajectoire de la PPE3, qui suppose 26 GW attribués d'ici 2030–2031. Au-delà des volumes, c'est la régularité des procédures et la visibilité pluriannuelle qui permettront aux industriels de planifier leurs investissements, leurs recrutements et leurs capacités de production.

À terme, une évolution du modèle français vers des appels d'offres sur des zones préalablement autorisées, à l'image du modèle néerlandais, pourrait contribuer à réduire les cinq à six années de développement post-attribution et de renforcer la compétitivité de la filière tout en améliorant la visibilité des différents acteurs.

→ Anticiper l'adaptation des infrastructures portuaires

L'adaptation des ports constitue un préalable indispensable au déploiement des futurs volumes, en particulier pour l'éolien flottant (5 GW attendus dans l'AO10). Les gestionnaires de ports ont déjà investi plus de 600 M€ depuis 2018 et prévoient d'engager 900 M€ supplémentaires, mais les délais d'aménagement sont longs et les choix de sites doivent être arrêtés tôt puis tenus dans la durée¹⁷.

Cette anticipation devra s'inscrire dans une stratégie coordonnée entre l'État, les gestionnaires de ports, RTE et les industriels afin d'assurer la disponibilité simultanée des infrastructures portuaires, des capacités de raccordement et des moyens logistiques nécessaires au déploiement des futurs parcs.

Les pouvoirs publics et les acteurs de la filière doivent sécuriser ces investissements par une visibilité pluriannuelle et un accompagnement ciblé, à l'image de l'appel à projets de l'ADEME dédié aux infrastructures portuaires de l'éolien flottant (plus de 260 M€)¹⁸. La disponibilité des

16, 17 Cluster Maritime Français, Fondation Open-C, 2026, Observatoire des Énergies de la Mer

18 Ministère de la transition écologique, 2026, « France 2030 : le gouvernement annonce les résultats de l'appel à projets dédiés au financement des infrastructures portuaires pour le développement de l'éolien flottant »

navires d'installation et de maintenance, aujourd'hui sous tension à l'échelle européenne, constitue également un enjeu stratégique qui nécessite une anticipation des besoins plusieurs années en amont.

→ **Consolider la chaîne de valeur industrielle et le contenu local**

Le repli de l'activité de fabrication et d'assemblage (-55 %, à 1,2 Md€) et le recul du chiffre d'affaires à l'export (-41 %, à 943 M€) illustrent la vulnérabilité d'une filière industrielle privée d'un flux régulier de projets domestiques¹⁹. Le développement d'une filière industrielle compétitive repose avant tout sur l'existence d'un marché national durable et suffisamment prévisible pour justifier les investissements industriels. Le marché domestique reste le débouché principal des entreprises françaises ; l'export en constitue un complément, non un marché de substitution.

Un marché intérieur dynamique est la première condition pour ancrer durablement les capacités industrielles en France, développer les compétences et maintenir les emplois qualifiés sur l'ensemble de la chaîne de valeur. Cette visibilité permettra de poursuivre les investissements industriels engagés, notamment par Chantiers de l'Atlantique et Siemens Gamesa (100 et 200 M€ respectivement), et de renforcer progressivement le contenu local des projets.

Au-delà de l'objectif de 50 % de contenu local inscrit dans le Pacte éolien en mer²⁰, l'enjeu est de faire émerger une filière française durablement compétitive, créatrice d'emplois et capable de répondre aux besoins du marché européen tout en contribuant à la souveraineté énergétique nationale.

¹⁹ Cluster Maritime Français, Fondation Open-C, 2026, Observatoire des Energies de la Mer

²⁰ Pacte éolien en mer, 2022

// Stockage

Le stockage doit être traité comme une infrastructure stratégique du système électrique, au même titre que les réseaux : il ne constitue pas un complément aux renouvelables, mais une condition de leur pleine valorisation. Le parc atteint environ 1,5 GW de capacité fin 2025, avec plus de 13 GW de projets disposant d'une proposition de raccordement validée début 2026. L'attractivité du marché français est avérée, avec des revenus significatifs et rentables notamment tant que le marché des Services Système ne sera pas saturé, ce qui soutient une croissance rapide.

Le stockage reste pourtant l'un des grands angles morts de la PPE3, qui n'a fixé aucun objectif chiffré. France renouvelables plaide pour mettre en œuvre une trajectoire permettant d'atteindre 6 à 10 GW en 2030 et au minimum 15 GW en 2035. Notre pays doit dans les plus brefs délais se doter d'un plan « France stockage » identifié comme un des piliers de l'électrification, au même titre que les sujets de consommation et de production, avec la définition d'objectifs en puissance et en énergie afin de répondre à une partie des besoins en flexibilités du système, notamment les besoins de flexibilités journalières et infra-journalières.

Facteurs clés de succès du développement de la filière

→ Définir un objectif de stockage par batteries

La définition d'objectifs chiffrés de stockage, en puissance et en énergie, aux horizons 2030 et 2035 est indispensable pour mobiliser les investisseurs, les financeurs et les industriels.

Ce signal politique permettrait non seulement de sécuriser les projets en développement, mais aussi de favoriser l'émergence d'une chaîne de valeur locale, depuis la fabrication des cellules jusqu'à l'exploitation des installations, créant ainsi des emplois et des retombées fiscales sur le territoire.



1 720 MWh

Déployés en France
à fin 2025²¹

+42 %

De puissance sur
l'année 2025

15 GW

File d'attente
de projets²²

→ Garantir l'accès au réseau

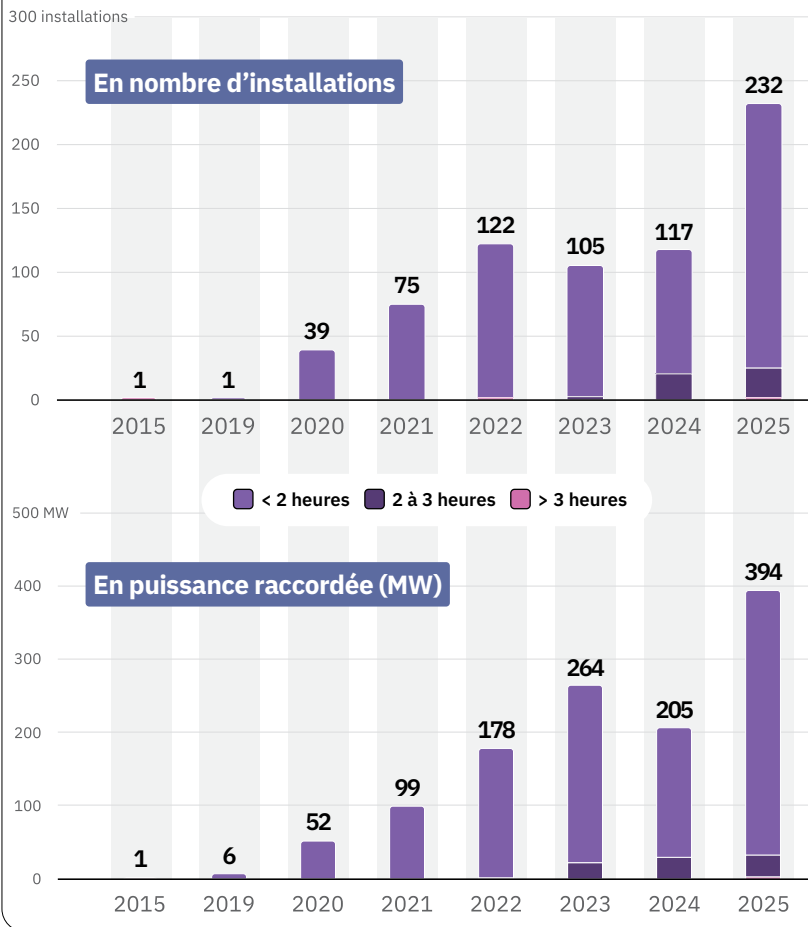
Bien que 13 GW de projets de stockage aient sécurisé leur raccordement via l'obtention d'une proposition technique et financière, l'enjeu de l'accès au réseau reste prédominant dans le développement de nouvelle capacité de stockage ces prochaines années.

21 ODRE, 2026, Registre national des installations de production et de stockage d'électricité

22 ADEME, ATEE, CRE, DGEC, Enedis et RTE, 2026, « Observatoire des batteries stationnaires — édition 2025 »

Figure 16

Nombre de batteries et puissance de stockage installée en France (ODRE)



→ Réussir la transition des revenus issus des Services Systèmes vers les revenus issus de l'arbitrage Marché

Les installations de stockage par batteries se rémunèrent actuellement en premier lieu via les Services Système qui assurent un revenu attractif. Les batteries sont très compétitives sur ces marchés dont la profondeur est estimée entre 2 et 3 GW. Les prix de la réserve primaire ont déjà chuté du fait des capacités offertes par les batteries installées.

Les prévisionnistes anticipent une transition vers l'arbitrage Marché dans les prochaines années, avec la part des revenus issue du marché SPOT J-1 et des marchés infra-journaliers qui deviendrait prépondérante. Si la dynamique de développement et de financement des batteries se poursuit dans ce contexte, un espace économique important s'ouvrira à cette filière, parallèlement au développement de nouvelle capacité photovoltaïque et au développement de nouveaux usages électriques.

En effet, les délais, le coût et la qualité de service du raccordement sont centraux dans la rentabilité et la faisabilité d'un projet. Le volume de projets en file d'attente ne garantit pas le rythme réel de raccordement ces prochaines années.

Le raccordement des capacités de stockage est donc aujourd'hui confronté à la même problématique que les producteurs ou les consommateurs, à savoir à la planification du réseau et aux modalités d'attribution des capacités d'accueil.

4.

Transformation du système

Un changement de paradigme tant sur la production que sur la consommation, nécessitant de revoir les fondamentaux de l'exploitation du système électrique

Le système électrique français change de nature. Conçu pour absorber une production centralisée il doit désormais composer avec une production renouvelable distribuée, variable et facilement modulable, une consommation appelée à croître fortement sous l'effet de l'électrification, et doit être capable de piloter des usages qui devront être de plus en plus flexibles. Cette transformation n'est pas une contrainte à subir, elle est la condition même de la réussite de la transition.

Sécurité d'approvisionnement, stockage, réseaux, flexibilité de la consommation et pouvoir d'achat des ménages sont désormais les composantes d'une même transformation, celle du passage d'un système centralisé et d'une consommation captive, à un système plus distribué, pilotable et intelligent, où production, stockage, réseaux et usages interagissent en temps réel.

1. Stabilité du système

Dépasser les oppositions simplistes

Le débat public a régulièrement opposé stabilité du système électrique et développement des renouvelables. Les analyses techniques disponibles sur le black-out ibérique, la crise de 2022, ou encore sur les flux d'exportation montrent au contraire que la sécurité électrique se joue au niveau de l'analyse de l'ensemble du système, et non au niveau d'une technologie de production prise isolément.

• Une opposition qui ne résiste pas à l'examen technique

Le débat public sur l'électricité a régulièrement opposé, ces dernières années, la stabilité du système électrique au développement des énergies renouvelables.

Toutefois, la sécurité d'alimentation ne se joue pas au niveau d'une technologie de production, mais au niveau de l'organisation d'ensemble du système : diversité du mix, capacité du système à observer et à commander les infrastructures, capacités d'interconnexion, réserves et flexibilités, règles et outils d'exploitation.

• Des déséquilibres multifactoriels, sans lien avec la nature des moyens de production

Les épisodes de tension observés en Europe depuis 2022 en fournissent la démonstration a contrario. La crise de 2022 a combiné la rupture des approvisionnements gaziers russes et la crise de corrosion sous contrainte du parc nucléaire français, la seule année, depuis des décennies, où la France n'a pas été exportatrice nette d'électricité. Les tensions récurrentes au Moyen-Orient, les vagues de chaleur successives et les aléas de maintenance relèvent de la même logique : les déséquilibres sont multifactoriels et tiennent aux conditions d'exploitation du système, non à la nature renouvelable ou conventionnelle des moyens de production.

• Le black-out ibérique : un problème de réglage, pas de renouvelables

Le black-out ibérique du 28 avril 2025 a été largement instrumentalisé dans ce débat. Les premiers éléments d'analyse conduisent pourtant à une lecture différente : **la perte d'alimentation ne résulte pas d'un manque d'inertie, mais d'un phénomène de surtension apparu lorsque le nombre de moyens aptes à régler la tension, moyens conventionnels, installations renouvelables paramétrées à cet effet, équipements de réseau, est devenu insuffisant au regard des besoins de réglage.** L'enjeu identifié est donc celui du dimensionnement des capacités de réglage et de l'adaptation des règles qui en encadrent la participation et la rémunération, non celui de la part des renouvelables dans le mix. Le retour d'expérience complet et les recommandations relèvent d'ENTSO-E, conformément au cadre européen.

• Les renouvelables, un levier de flexibilité à industrialiser

Cette lecture ouvre une perspective plus large. Le potentiel des énergies renouvelables pour contribuer au fonctionnement du système électrique reste aujourd'hui largement sous-exploité. Les évolutions

des codes de réseau, des règles de marché et des capacités des convertisseurs permettent désormais aux installations renouvelables de participer à un nombre croissant de services utiles au système (équilibre, réglage de fréquence, tension, réserve, etc.). Le développement du grid forming s'inscrit dans cette évolution, sans en constituer le seul levier.

• Des marges et des échanges qui renforcent la résilience

La stabilité se construit enfin par les marges et par les échanges au sein du système électrique européen. Les interconnexions, en mutualisant des systèmes exposés à des risques différents, ont renforcé la sécurité d'alimentation de l'ensemble des pays participants. RTE souligne également qu'une situation de marges élevées évite d'avoir à arbitrer entre sûreté nucléaire et sécurité d'approvisionnement, point d'attention soulevé par l'Autorité de sûreté nucléaire dès l'hiver 2022-2023.

La stabilité du système dépend de son architecture globale, de son pilotage et des services rendus par les différentes infrastructures, et non d'une technologie prise isolément.

2. Stockage

La clé pour capter toute la valeur de l'électricité renouvelable

Le stockage transforme un surplus de production ponctuelle en sécurité durable : batteries et stations de transfert d'énergie par pompage permettent de lisser la production, d'éviter les pertes de production renouvelables et de sécuriser l'approvisionnement. Selon RTE, 6 GW de batteries supplémentaires, planifiées et localisées judicieusement, optimiseraient l'intégration du photovoltaïque et réduiraient les coûts de renforcement des réseaux (de l'ordre de 500 M€)¹.

Les bénéfices économiques du stockage sont désormais observés dans plusieurs systèmes électriques. En Australie, les batteries fixaient le prix de l'électricité près de 40 % du temps lors des heures de pointe du soir au quatrième trimestre 2025 (contre moins de 5 % un an plus tôt), contribuant à une quasi-division par deux du prix de gros moyen sur le marché national². En France, le potentiel est identifié mais reste encore largement sous-exploité faute d'un cadre économique stable.

Ce retard a un coût directement quantifiable pour la France, chaque gigawatt de batteries dont le déploiement serait retardé représenterait environ 89 M€ de surcoût annuel pour le système électrique à l'horizon 2035³.

¹ RTE, 2025, Schéma décennal de développement du réseau (SDDR)

² « AEMO, 2026, Quarterly Energy Dynamics Q4 2025 »

³ Deloitte, juillet 2026 « Impacts d'un essor rapide des énergies renouvelables en France à horizon 2035 »

500 M€

*Selon le SDDR de RTE,
une implantation optimisée de 6 GW
de batteries à proximité des zones
contraintes permettrait de limiter
certains renforcements de réseau*

89 M€ de surcoût annuel

*pour chaque gigawatt de batteries
dont le déploiement serait retardé*

• Une filière en décollage, mais encore loin de son potentiel

Le parc de batteries stationnaires français est passé de quelques mégawatts en 2020 à environ **1,5 GW** fin 2025, porté par les revenus attractifs sur les Services Système et la baisse continue des coûts. Cette dynamique doit désormais s'accélérer nettement : France renouvelables établit la trajectoire nécessaire de **6 à 10 GW en 2030**, et **au minimum 15 GW en 2035**, répartis entre un socle de services système (de l'ordre de 2 GW) et une composante d'optimisation des marchés de gros, appelée à représenter l'essentiel du volume additionnel.

Plus de 13 GW de projets disposent déjà d'une PTF (proposition technique et financière) délivrée, preuve d'un fort potentiel de mobilisation à court terme, à condition que la qualité de l'accès au réseau et que le cadre économique suivent.

• L'hybridation, second levier de développement à moyen terme

Le couplage des installations renouvelables au stockage constitue un second levier directement mobilisable. Pour le photovoltaïque au sol, dont la trajectoire doit atteindre 55 à 80 GW en 2035, l'hybridation avec

des batteries permet à la fois d'optimiser l'usage de capacités de raccordement de plus en plus contraintes, de renforcer la flexibilité locale et de limiter les effets de saturation du marché lors des heures de forte production. Simplifier et encourager ces projets hybrides est donc une priorité de court terme, distincte des enjeux de financement du stockage stationnaire.

• Une brique de stabilité pour un système intelligent

Le stockage ne se limite plus à déplacer l'énergie dans le temps : il combine des fonctions d'arbitrage économique, de flexibilité et de soutien au fonctionnement du système électrique. C'est cette combinaison qui en fait une brique essentielle d'un système électrique plus piloté et plus intelligent. Les batteries peuvent ainsi contribuer à plusieurs besoins distincts. Elles peuvent fournir du réglage de fréquence, de tension et donc participer à l'équilibrage en temps réel. Le fonctionnement en grid forming constitue une capacité distincte : il permet à certains convertisseurs de contribuer à maintenir la référence normative des grandeurs électriques du réseau. Sa standardisation progresse dans le cadre du code européen RfG v2 et de l'évolution de la documentation technique de référence de RTE. Cette capacité vient compléter les autres services déjà rendus par le stockage et élargit encore son rôle dans le fonctionnement du système électrique.

• Le Grand Plan France Stockage

Pour transformer ce potentiel en trajectoire industrielle, France renouvelables défend un plan de structuration reposant sur plusieurs leviers complémentaires : Le plan France stockage devra s'appuyer sur l'ensemble des technologies et modèles économiques disponibles (hybridation des projets EnR, batteries stationnaires, STEP). Il devra également organiser les conditions d'implantation et, le cas échéant, le cadre économique afin de positionner la France comme locomotive de l'électrification du continent européen. Cette stratégie France stockage devra intégrer un volet industriel ambitieux, afin de sécuriser et développer les capacités de production françaises. Le développement d'unités

industrielles de type « gigafactory » constitue un enjeu majeur de souveraineté dans un contexte d'accélération de la demande en particulier en Europe.

Enfin, le plan France stockage devra contribuer à une meilleure valorisation des exportations françaises d'électricité. Associé aux interconnexions européennes, en particulier dans les régions frontalières, le stockage permettra de mieux gérer les flux d'électricité, de renforcer la sécurité d'approvisionnement du continent et de consolider la place de la France comme l'une des principales électro-puissance européenne.

Le stockage est indispensable pour maintenir le rythme et l'efficacité du développement des renouvelables nécessaires à l'électrification des usages.

3. Réseaux : l'infrastructure de la nouvelle économie électrique

Dans une économie électrifiée, l'accès au réseau devient un facteur d'attractivité économique au même titre que l'accès au foncier, aux transports ou au numérique. Pour un industriel, un data center ou un projet d'électrification, la disponibilité d'une capacité de raccordement dans un délai prévisible peut déterminer la décision d'investir en France. L'investissement dans les réseaux doit être anticipé et non en réaction aux nouveaux besoins.

Avec le Schéma décennal de développement du réseau (SDDR) de RTE et le Plan de

Développement du Réseau d'Enedis, les gestionnaires posent de manière coordonnée la trajectoire de la prochaine décennie. L'enjeu n'est plus de savoir s'il faut développer le réseau, mais de définir son rythme de déploiement, créant ainsi les conditions nécessaires à l'essor de l'électrification : un accès facilité à des capacités d'accueil.

~200 Md€
investissements des
gestionnaires de réseau
d'ici à 2040

• Un investissement significatif

Le SDDR chiffre la stratégie de RTE à environ 100 Md€ sur quinze ans (2025–2040). Le rythme d'investissement doit tripler entre 2024 et 2030, passant de 2,3 à 7,5 Md€/an, pour traiter 40 000 km de lignes d'ici 2040⁴. Le réseau de distribution suit une dynamique parallèle, avec des investissements portés de 4,4 à plus de 5 Md€/an⁵.

En effet, la première priorité industrielle reste le renouvellement et la modernisation d'un réseau vieillissant (27 % des lignes aériennes ont plus de 60 ans) et son adaptation au changement climatique.

• Le réseau devient un facteur limitant

Le seuil de renforcement structurel du réseau très haute tension (évalué à 50 GW de renouvelables dans le SDDR 2019) a été atteint en 2025 ; son renforcement devient une nécessité, afin de maîtriser l'augmentation du niveau de congestion du réseau, qui pourrait coûter 3 à 3,7 Md€/an en 2035 en écrêtements, contre 150 M€ aujourd'hui. Côté consommation, 140 projets industriels et numériques ont sécurisé 21 GW de droits d'accès, mais moins de 15 % sont engagés. RTE répond par des

⁴ RTE, 2025, Schéma décennal de développement du réseau (SDDR)

⁵ Enedis, 2023, Plan de développement de réseau (PDR)

zones prioritaires (Dunkerque, Le Havre, Fos-sur-Mer...), un raccordement accéléré (fast track) et une réforme du cadre d'accès au réseau. Une industrie ne peut s'implanter que là où l'électricité peut être délivrée rapidement, le réseau devient ainsi un facteur de localisation industrielle autant qu'une infrastructure énergétique.

• Le raccordement des EnR

Le principe de « dimensionnement optimal » a libéré 18 GW de capacités sans investissement et reporté 1,8 Md€ de renforcements sur la période 2021–2024⁶, au prix d'écêtements pour le moment limités (0,3 % de la production EnR). Face aux difficultés d'accès au réseau, des offres de raccordement flexibles sont introduites en réponse à une situation exceptionnelle : elles permettent un raccordement plus rapide en contrepartie de limitations temporaires ou pérennes. Le principal point de vigilance est de ne pas faire du dimensionnement optimal un plafond implicite au développement des renouvelables, amenant à reporter l'anticipation des grands ouvrages de renforcement.

• Une trajectoire soutenable

La trajectoire du SDDR, reste maîtrisée pour le consommateur domestique : le TURPE n'augmentera que de 1 % par an⁷. Elle profite au tissu industriel français des réseaux, avec plus de 10 Md€ de contrats déjà signés en 2024 et une filière qui devra recruter 8 000 à 12 000 personnes chaque année.

Le réseau n'est pas une infrastructure d'accompagnement de la transition énergétique, il en est le premier maillon à mobiliser lorsque l'on souhaite s'y engager.

⁶ CRE, 2025, Développement d'un réseau électrique intelligent : Des progrès notables mais encore des défis à relever en matière de raccordement, d'intégration des flexibilités et de partage des données

⁷ CRE, 2026, Délibération portant examen du SDDR

4. Flexibilité de la consommation

Donner du pouvoir aux consommateurs et aux industriels

Le système électrique français a changé de nature : sous l'effet du développement solaire, la consommation résiduelle se creuse chaque après-midi, tandis que les pointes du matin et du soir restent structurellement plus coûteuses, un rythme que les heures creuses nocturnes héritées d'une autre configuration du système ne reflètent plus. L'apparition récurrente de prix négatifs sur certaines plages horaires (513 heures en 2025, contre 179 heures en moyenne entre 2010 et 2020) illustre cette transformation : l'électricité n'est plus uniquement une ressource rare à arbitrer, elle devient ponctuellement abondante. La flexibilité ne consiste donc pas à demander aux Français de moins consommer ou aux industriels de moins produire, mais à déplacer, lorsque cela est possible, certains usages vers ces moments où l'électricité est la plus abondante et la moins chère. Sans perte de confort ni de production, décaler et moduler sa consommation devient un levier à la portée du particulier comme de l'industriel, pour réduire sa facture et pour contribuer à l'équilibre du système électrique.

L'ampleur du gisement de flexibilité de la consommation est désormais quantifiée. D'après l'étude réalisée par Deloitte pour France renouvelables⁸, la France disposerait à l'horizon 2035 d'un gisement de flexibilité de consommation compris entre **13,5 et 22,5 GW**, porté notamment par les véhicules électriques, le chauffage et l'industrie. **Les flexibilités dans leur ensemble**

⁸ Deloitte, juillet 2026 « Impacts d'un essor rapide des énergies renouvelables en France à horizon 2035 »

permettraient de réduire de 10 % l'écêtement de la production renouvelable et de 20 % le nombre d'heures de prix élevés, tout en faisant baisser le prix moyen de marché de près de 4 €/MWh.

• Un signal-prix qui ouvre de nouvelles opportunités économiques

La consommation française reste stable autour de 450 TWh depuis 2023 : le retard de l'électrification pèse encore sur la trajectoire attendue par RTE, rendant d'autant plus utile l'optimisation de la consommation existante. Le signal-prix, lui, s'est nettement renforcé : en 2025, les prix de gros moyens entre 10h et 18h ont été inférieurs d'environ 53 % à ceux relevés entre 18h et 21h, contre un écart d'environ 43 % en 2024, un effet du développement solaire conjugué à une croissance atone de la demande. **RTE estime qu'à l'horizon 2030, les flexibilités de consommation pourraient couvrir près de la moitié du besoin de modulation journalière du système⁹.** La valeur ne réside donc plus uniquement dans l'électricité consommée, mais aussi dans le moment où elle est consommée. À mesure que les signaux économiques, les outils de pilotage et les mécanismes de marché se développent, la consommation devient ainsi un véritable levier de pilotage du système électrique, au même titre que la production.

• Résidentiel : un gisement diffus, encore sous-activé

La connaissance des systèmes de pilotage multi-usages a fortement progressé entre 2024 et 2025, mais les usages effectifs restent en retrait des intentions. Début 2026, plus de la moitié des contrats souscrits, soit 17 millions de consommateurs, restent en tarif « base » à prix constant, ce qui offre peu d'incitation à déplacer les usages vers les heures les plus favorables au système. À l'inverse, les offres à signal tarifaire, comme TEMPO, permettent déjà d'inciter les consommateurs à déplacer une partie de leur consommation lors des périodes de tension.

Environ 1,2 million de consommateurs bénéficient aujourd'hui de ce type d'offre, qui permet une baisse de consommation de 30 à 40 % les jours signalés par RTE, soit une capacité estimée à environ 400 MW¹⁰.

Au-delà des offres tarifaires destinées aux consommateurs, de nouveaux mécanismes de marché se développent également pour valoriser les flexibilités. Le dispositif NEBCO, entré en vigueur en septembre 2025, constitue une étape supplémentaire dans l'intégration de ces flexibilités au fonctionnement des marchés de l'électricité.

• Mobilité électrique : le gisement le plus rapide

Sans pilotage, l'appel de puissance du parc de véhicules électriques pourrait fortement s'accroître à l'heure de pointe du soir d'ici 2030 puis 2035. Piloté, ce même parc devient au contraire une ressource majeure de flexibilité et d'optimisation du système. En effet, les véhicules restant immobilisés près de 23 heures par jour, l'ensemble des batteries permettrait de stocker l'équivalent d'un jour et demi de consommation électrique française¹¹. **Le pilotage de la recharge transforme un facteur de risque pour la pointe du soir en un véritable levier d'optimisation du système.**

Le V1G, pilotage unidirectionnel calé sur les heures les moins chères, repose sur des technologies déjà disponibles et se généralise. Le V2G, qui permettrait au conducteur de revendre son énergie au réseau, reste freiné moins par la technique que par l'absence de cadre : aucune règle n'encadre aujourd'hui l'injection depuis une borne publique, les données de batterie nécessaires ne sont pas systématiquement partagées par les constructeurs et les modèles d'affaires restent à construire pour créer des incitations chez les automobilistes¹².

⁹ RTE, Enedis, Gimelec, Ignes, Think smartgrids, SBA, ACTEE, 2026, « Baromètre des flexibilités de consommation d'électricité 2026 »

¹⁰ RTE, Enedis, Gimelec, Ignes, Think smartgrids, SBA, ACTEE, 2026, « Baromètre des flexibilités de consommation d'électricité 2026 »

¹¹ Arthur de Lassus et Cédric Philibert, 2025, « La dimension stratégique de la flexibilité des systèmes électriques. Opportunités en Europe », IFRI

¹² CRE, 2026, Rapport Prospective de la CRE « Comment gérer les nouveaux équilibres dynamiques entre l'offre et la demande d'énergie ? »

Le développement du véhicule électrique ne constitue donc pas seulement un nouveau besoin électrique : il crée également une nouvelle capacité de flexibilité pour le système, à condition que les cadres techniques, réglementaires et économiques permettent d'en valoriser pleinement le potentiel.

• Industrie : de l'assurantiel au quotidien

La flexibilité industrielle mobilise aujourd'hui plusieurs leviers complémentaires. Les mécanismes d'effacement permettent de réduire volontairement la consommation lorsque le système en a besoin, tandis que le dispositif d'interruptibilité répond à un objectif spécifique de sécurité d'alimentation en sollicitant quelques très grands consommateurs industriels. L'enjeu est désormais de passer d'une logique d'interventions ponctuelles à une valorisation plus régulière des flexibilités industrielles.

La flexibilité de la consommation est une forme concrète de développement de la souveraineté énergétique à laquelle peuvent contribuer les ménages et entreprises.

5. Pouvoir d'achat

Une protection durable face aux crises énergétiques

La flexibilité permet aux consommateurs de tirer parti des heures de prix bas. Associée au stockage, au pilotage de la demande et au développement des réseaux, elle permet de mieux valoriser une production renouvelable abondante et compétitive. Cette transformation rend le système électrique plus efficace, limite le recours aux moyens de production les plus coûteux et réduit l'exposition aux prix élevés. Un bénéfice qui se retrouve finalement dans le pouvoir d'achat.

Cet effet sur le pouvoir d'achat est désormais quantifiable. D'après l'étude réalisée par Deloitte pour France renouvelables¹³, une ambition renouvelable renforcée représenterait près de 900 M€ de pouvoir d'achat supplémentaire par an pour les Français à l'horizon 2035, soit environ 34 € par an pour un ménage moyen et jusqu'à 61 € pour un ménage rural fortement électrifié.

La CRE partage un constat similaire : ces 5 dernières années le développement des EnR a permis de baisser la facture d'électricité des consommateurs de 20€/MWh en moyenne. Ainsi, entre 2020 et 2025, le développement des EnR a permis une amélioration du pouvoir d'achat des Français de 8 Md€ par an, 4,9 Md€ en net pour tenir compte des coûts des mécanismes de soutien (2,7Md€) et du réseau (0,4Md€) induits par ces nouveaux actifs.

Par ailleurs, elle rappelle le rôle assurantiel des EnR, dont la capacité de réponse aux crises énergétiques peut permettre d'économiser jusqu'à 41€/MWh, soit 18 Md€ d'économie par an en cas de crise du gaz¹⁴. L'énergie représente environ 10 % du budget des

¹³ Deloitte, juillet 2026 « Impacts d'un essor rapide des énergies renouvelables en France à horizon 2035 »

¹⁴ CRE, 2026, Économie du système électrique français hexagonal

ménages français, pour une facture annuelle de 3 700 €, dont environ 1 450 € d'électricité¹⁵. En 2025, 36 % des ménages déclaraient des difficultés à payer leurs factures, contre 28 % en 2024¹⁶. **Toute politique qui maintient la dépendance aux combustibles fossiles expose donc davantage les ménages aux crises énergétiques et à leurs conséquences sociales. 2025 a protégé les prix, 2026 exige stockage et pilotage.**

La production française a atteint 547,5 TWh en 2025, dont 95,2 % d'électricité décarbonée et 27,0 % de renouvelable. La production fossile est tombée à son plus bas niveau depuis 75 ans¹⁷. Le solaire (+8 TWh, +33 %) et l'éolien (+3 TWh, +6 %) ont directement remplacé la production fossile marginale, celle qui fixe le prix aux heures les plus chères. Le prix spot moyen s'est ainsi établi à 61 €/MWh, très en dessous des prix allemand et italien. Les exportations nettes ont même allégé la facture énergétique du pays : 53 Md€ d'importations fossiles brutes, et 92,3 TWh vendus à l'étranger pour 5,4 Md€.

Avec la fin de l'ARENH au 1er janvier 2026, qui couvrait encore 43,8 % de la consommation d'un client au tarif réglementé¹⁸, la composante d'approvisionnement du tarif réglementé est désormais davantage exposée aux prix de marché de gros : stabiliser ces prix devient une condition directe de la maîtrise des factures.

La volatilité s'installe des deux côtés de la courbe de prix. La France a connu 513 heures à prix négatif en 2025 contre 352 en 2024, mais aussi 1 807 heures au-delà de 100 €/MWh contre 1 382 l'année précédente¹⁹. Cette double tension ne traduit pas un défaut des renouvelables, mais un système qui produit déjà l'abondance bas-carbone sans disposer encore des moyens de la piloter : trop d'électricité gratuite l'après-midi, pas assez de réserve mobilisable aux heures de pointe. Les épisodes caniculaires de 2026 l'ont

confirmé : dès que les marges décarbonées se tendent, les prix remontent.

Ralentir les renouvelables priverait la France de son seul amortisseur structurel, au moment où les filets de sécurité budgétaires disparaissent. Il faut au contraire poursuivre le développement d'une électricité décarbonée compétitive, et investir dans le stockage et la flexibilité qui transformeront cette abondance en stabilité. La protection durable du pouvoir d'achat ne se jouera plus par des mesures d'urgence, mais par un système à la fois abondant et pilotable.

• Un soutien maîtrisé sur les installations de taille industrielle

La CRE a réévalué à la baisse de 631,2 M€ les charges de soutien aux énergies renouvelables pour 2026, ramenant l'enveloppe totale à 12,3 Md€, dont 6,25 Md€ pour l'éolien et le solaire toutes tailles confondues, obligation d'achat historique comprise²⁰. **Ce montant agrégé masque le fait que la charge est concentrée sur les petites installations solaires sous contrats des années 2010.** Les parcs éoliens et photovoltaïques de taille industrielle, attribués par mise en concurrence, ne représentent que 0,54 Md€ en 2025, moins de 9 % du coût de soutien pour 30 % de la production renouvelable soutenue²¹.

Cette baisse des charges tient à une gestion réglementaire plus fine, notamment la régularisation des primes versées aux petites installations photovoltaïques historiques. Sur 2025-2027, les surcoûts unitaires se stabilisent autour de 90 €/MWh, un niveau comparable à 2020, avant la crise énergétique. La hausse de l'enveloppe globale ne reflète donc plus une hausse des prix, mais la croissance mécanique du parc soutenu. Cette dynamique n'est pas appelée à durer. Les contrats historiques signés au début des années 2010, à des tarifs bien supérieurs aux 74 €/MWh observés en 2025, s'éteignent progressivement, entraînant le soutien public vers un niveau quasi nul à l'horizon

15 SDES, 2025, « Chiffres clés de l'énergie »

16 Le médiateur national de l'énergie, 2025, « Baromètre Energie-Info 2025 »

17 RTE, 2026, « Bilan électrique 2025 – Principaux résultats »

18 CRE, 2025, « Méthode de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité »

19 RTE, 2026, « Bilan électrique 2025 – chapitre Prix », portail Analyses et données

20 CRE, 2026, « Délibération relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie »

21 Calculs sur la base des données de CSPE de la CRE

2045–2050²². Ce soutien reste enfin contra-cyclique. Les énergies renouvelables ont rapporté 5,5 Md€ aux finances publiques en 2022-2023, avant de redevenir une dépense nette de 3,9 Md€ en 2024 et 7,3 Md€ en 2025²³.

• Des bénéfices qui dépassent les seuls ménages

Les effets d'une ambition renouvelable renforcée bénéficieraient également aux territoires et aux finances publiques. D'après Deloitte, les collectivités percevraient environ 210 M€ de recettes fiscales supplémentaires par an à l'horizon 2035²⁴. Cette trajectoire réduirait par ailleurs le soutien public versé aux producteurs de 740 M€ par an, celui-ci passant de 1 260 M€ dans un scénario de développement contenu à 513 M€ dans le scénario d'ambition renforcée. De plus, une ambition renforcée permet de faire profiter davantage des mécanismes contra-cycliques en générant des recettes pour les finances publiques lorsque les prix du marché sont élevés. Au-delà du prix de l'électricité lui-même, le principal gisement de pouvoir d'achat réside dans l'électrification des usages. Pour un ménage rural, ce basculement complet réduit la facture énergétique de plus de 1 600 €/an (–43 %), le passage du diesel à l'électrique divisant par 2,5 les dépenses de mobilité. Les fossiles représentent encore près de 60 % de la consommation d'énergie totale française, un potentiel bridé par un signal fiscal incohérent : rapportée à ses émissions, l'électricité est taxée en France à hauteur de 1 262 €/tCO₂, soit 4 fois le niveau de l'essence²⁵. Tant que l'électricité décarbonée restera plus taxée que les fossiles qu'elle remplace, une part du gain de pouvoir d'achat sera captée par la fiscalité.

• Le coût du retard

Le déploiement des énergies renouvelables électriques prévu par la PPE 3 pourrait permettre de réduire de 55 % l'usage des énergies fossiles générant une économie cumulée de près de 210 milliards d'euros sur nos importations de combustibles d'ici 2035. En y ajoutant un gain de 66 milliards d'euros issu des exportations nettes d'électricité décarbonée vers l'Europe, le bilan macroéconomique de la transition afficherait un avantage net de 276 milliards d'euros. Ralentir le développement des renouvelables revient à prolonger l'exposition des ménages, des entreprises et des finances publiques à l'instabilité chronique des cours du pétrole et du gaz²⁶.

Les renouvelables ne sont pas une simple ligne de dépense, mais un investissement qui joue un rôle de protection pour le système électrique : elles apportent de la visibilité lorsque les prix sont modérés et contribuent à protéger les consommateurs et les finances publiques lorsque les prix de marché s'envolent.

22 France renouvelables, 2026, « Entre valeur économique et maîtrise budgétaire : le juste cap des énergies renouvelables au service de la souveraineté de la France »

23 Cour des comptes, 2026, « Le soutien aux énergies renouvelables à travers les charges de service public de l'énergie »

24 Deloitte, juillet 2026 « Impacts d'un essor rapide des énergies renouvelables en France à horizon 2035 »

25 Union Française de l'Électricité, 2025, « Prix de l'électricité en France : la fiscalité de l'électricité »

26 France renouvelables, 2026, « Entre valeur économique et maîtrise budgétaire : le juste cap des énergies renouvelables au service de la souveraineté de la France »

5. Conclusion

Ne pas se tromper de tempo
dans une course qui accélère

*La France dispose de tous les atouts
pour réussir la transition électrique :
un système déjà largement décarboné,
une filière renouvelable dynamique,
des compétences industrielles solides
et des institutions techniques reconnues.
Pourtant, elle peine encore à transformer
cet avantage en leadership durable.*

Les analyses convergentes de RTE, de la CRE et de la Cour des comptes montrent que le principal risque n'est ni technologique ni économique, mais stratégique : celui de s'appuyer sur des effets conjoncturels — baisse temporaire des prix, niveaux de production favorables, ralentissement de la demande — au lieu de construire une trajectoire cohérente et de long terme. Car le choix est bien technologique au sens historique du terme : celui de l'électrification massive des usages, qui s'impose partout dans le monde comme le socle des économies décarbonées. Mais ce choix ne peut être abordé de manière fragmentée. Il suppose une vision d'ensemble intégrant production, réseaux, flexibilités, stockage, usages et industrie, dans une logique de cohérence et d'anticipation.

Ne pas structurer cette vision, c'est prendre le risque de reproduire les erreurs du passé : cycles d'accélération et de ralentissement, pertes industrielles, dépendances prolongées. À l'inverse, une stratégie assumée permettrait de protéger durablement les Français face aux crises énergétiques, de relancer l'économie par une énergie compétitive et abondante, et d'anticiper les grands enjeux industriels et géopolitiques de demain.

La France a tous les atouts, mais ne les utilise pas encore pleinement : la question n'est plus de savoir si l'électrification est inévitable, mais si la France veut la subir ou la conduire. Entre déclassement progressif et leadership industriel, le choix est désormais explicite. Les EnR ne sont pas seulement un outil de décarbonation : elles sont le support d'un nouveau paradigme électrique, dans lequel production décentralisée, électrification des usages, stockage, réseaux et pilotage de la demande doivent être pensés comme un même projet industriel et souverain.

Liste des adhérents de France renouvelables

3D ENERGIES	AXPO SOLUTIONS AG	CAISSE DES DEPOTS ET CONSIGNATIONS	CUBE GREEN ENERGY SAS	FRANCE	EPSILINE
3E FRANCE	BANQUE NEUFLIZE OBC	CALYCE DEVELOPPEMENT	CVE SOLAR	ENERGIE FONCIERE	EQOS ENERGIE LUXEMBOURG SARL
ABO ENERGY	BAYWA R.E FRANCE	CALYCE SUN	CYCLE ENERGY	ENERGIE PARTAGEE ASSOCIATION	EREA INGENIERIE SARL
ACACIA	BCM ENERGY - ELMY	CAMPUS HEREC	DAVID PROJECT SNC	ENERGIEQUELLE SAS	ERG FRANCE
ACCOP'ENER	BCS ASSURANCES	CARBON	DEKRA INDUSTRIAL SAS	ENERGIES CITOYENNES EN PAYS DE VILAINE	ES.FOR.IN
ADI-NA (AGENCE DE DEVELOPPEMENT ET D'INNOVATION NOUVELLE- AQUITAINE)	BCTG AVOCATS	CAREMAG	DERBI	ENERGIETEAM	ESA ENERGIES SAS
AEOLIA AUDIT ET CONSEIL	BDO IDF	CASCADYA	DEUTSCHE WINDTECHNIK S.A.R.L	ENERGITER	ESCOFI ENERGIES NOUVELLES
AEQUIS	BENTAM	CATHIE ASSOCIATES SARL	DLGA	ENERGREEN PRODUCTION	ESG ENERGY SERVICE GROUP
AERONES ENGINEERING SIA	BILLAS AVENIR ENERGIE	CEGELEC RENEWABLE ENERGIES	DNV FRANCE SARL	ENERGY CONSULT FRANCE SAS	ETCHART GCM
AGENCE TACT	BIODIV-WIND SAS	Centrales Next SAS	ECLIPSE	ENERPARC SOLAIRE	EUROPEAN ENERGY FRANCE
AGREGIO	BIOSECO SA	CEPS	ECO DELTA	ENERTRAG SE	EUROWATT DEVELOPPEMENT
AGRITERRA GROUP	BIOTOPE	CEZ FRANCE SAS	ECOSPHERE	ENESI SARL	EUROWATT SERVICES
ALAIA ADVISORY	BIRD & BIRD AARPI	CFAI DIAFOR	EDPR FRANCE HOLDING	ENGIE GREEN FRANCE	EUROWIND ENERGY
ALEXIS ASSURANCES	BKW ENERGIE AG	CFP ENERGY	EES ENERGIE EOLIENNE	ENI PLENITUDE RENEWABLES FRANCE	EVERLLENCE FRANCE SAS
ALPIC	BKW ENERGIE FRANCE	CGN EUROPE ENERGY	SOLIDAIRE SAS		
ALPIQ ENERGIE FRANCE	BLACKEAGLES GREEN ADVISORS	CGR AVOCATS	EIFFAGE ENERGIE SYSTEMES TRANSPORT ET DISTRIBUTION	ENOE ENERGIE	EVEROZE
ALTERRIC FRANCE	BLUE BROKER	CINAV		ENOVOS FRANCE	EWZ
AM'EOLE GMBH	BLUESIGN	CLEAN HORIZON CONSULTING	EKWIL SAS	ENRSUR	EXEN
AMARENCO FRANCE	BMH AVOCATS	COHERENCE ENERGIES	ELATOS	ENVINERGY TRANSACTIONS	EXPLAIN - LMP
AMUNDI TRANSITION ENERGETIQUE	BORA ENERGIES	CORSICA SOLE	ELEMENTS SAS	ENVOL ENVIRONNEMENT	EXUS FRANCE SAS
APAL MW	BOULDER IMAGING	COTE D'OR ENERGIES	ELICIO FRANCE		FANNY VELLIN AVOCAT SERL
AQUITANIA PORTS LINK	BPCE LEASE - BPCE ENERGECO	COURANT PORTEUR	ELYS	EO	FILHET-ALLARD ET COMPAGNIE
ARKOLIA ENERGIES SAS	BPI FRANCE FINANCEMENT	COVERWIND SOLUTIONS FRANCE	ENBW FRANCE	EOL-C SAS	FIPELEC
ARTELIA	BRACEWELL AARPI	CPC ASSOCIES	ENBW VALECO OFFSHORE	EOLE CONSTRUCTING	FLYING FOR YOU
ASPIRAVI FRANCE	BREST PORT	CREDIT AGRICOLE CIB	ENCAVIS AM MANAGEMENT GMBH	EOLEC	FMTC SAFETY FRANCE SARL
ATLANTIQUE MARITIME SERVICES	BRETAGNE POLE NAVAL	CREDIT AGRICOLE LEASING ET FACTORING	ENCIS WIND	EOLFI	FONDATION OPEN-C
ATLAS ENERGIES CONSTRUCTION	BUREAU VERITAS SERVICE FRANCE	CREDIT INDUSTRIEL ET COMMERCIAL	ENERCON GMBH	EOLICA EDILIZIACROBATICA FRANCE	FONDEOLE
AUDDICE	BW IDEOL	CROCUS EXPERTISE	ENERCOOP SCIC - SA	EOLE	FRANCE CIMENT
ENVIRONNEMENT	BWTS FRANCE		ENERGIE DU PARTAGE 3 SARL	EOLISE SAS	FRCRM
	CABINET RAVETTO ASSOCIES		ENERGIE EOLIENNE	EOLISSUN	FRTE
				EOLTECH	FULL CIRCLE WIND SERVICES FRANCE
				EOS WIND FRANCE	

GAIA ENERGY SYSTEMS	IMAGIN'ERE	FRANCE	Q ENERGY FRANCE	SK & PARTNER	VELTO RENEWABLES, SL
GALILEO ENERGIES NOUVELLES	INDDIGO	NATURAL POWER FRANCE	QAIR FRANCE	SKYBORN RENEWABLES	VENDEE ENERGIE
GAZEL ENERGIE SOLUTIONS	INERSYS - SYSCOM	NCA	QANNT SAS	SKYWORK	VENSOLAIR
GDES WIND SAS	INES SAS	ENVIRONNEMENT	R ENERGIE VERTE	SOCIETE GENERALE	VENTIS SARL
GE ENERGY SERVICES FRANCE	INGETEM SAS	NEOEN	RAZEL-BEC	SOCOTEC POWER SERVICES	VENTS DU NORD
GEG ENR	INNERGEX FRANCE SAS	NEOPOLIA	RCE	SOFIVA ENERGIE	VERSANT
GIDE LOYRETTE	INTHY ENERGIES	NEPSIS	REGION OCCITANIE	SOLEIL DU MIDI	VERSPIEREN
NOUEL AARPI	IQONY WIND FRANCE S.A.S	NILEA ENERGY	REMAP SERVICES	SOLVEO ENERGIES	VESTAS FRANCE
GOTHAER	JEANTET	NORIA	RENNER ENERGIES FRANCE	SOREGIES	VIRIDI ENERGIES RENOUVELABLES
GOWLING WLG FRANCE	JERA NEX BP LIMITED	NORMANDIE ENERGIES	RENVO	SPHERE PUBLIQUE	VOERAL ENERGIES S.L.
GP-JOULE FRANCE SARL	JIGRID	NORMANDIE MARITIME	RES SERVICES	SPIE INDUSTRIE	VOLKSWIND FRANCE SAS
GRAND PORT MARITIME DE MARSEILLE	JONES DAY	NOTUS ENERGIE FRANCE SERVICES	RESPIRE ENERGIES	SSE RENEWABLES FRANCE	VOLTA AG
GREENSOLVER	JP ENERGIE ENVIRONNEMENT	NOUVERGIES	RIVE PRIVATE INVESTMENT	STACKEASE	VOLTA DEVELOPPEMENT (EOL PROD 1)
GREENVOLT POWER FRANCE S.A.S	KALLIOPE	NR FLEX	RP GLOBAL FRANCE	STATKRAFT RENOUVELABLES	VOLTALIA
GREENWITS	KGAL INVESTMENT MANAGEMENT	OBSTA	RUAVEL	STREEM ENERGY	VOLTERRES
GREENYELLOW	GMBH & CO. KG	OCEAN WINDS	RWE RENOUVELABLES FRANCE	SUBSEA 7 (UK SERVICE COMPANY) LIMITED	VORTEX FACTORIA DE CALCULS SL
GRETA-CFA DU MAINE	KJM CONSEIL SAS	OFATE (OFFICE FRANCO-ALLEMAND POUR LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE)	SAB ENERGIES RENOUVELABLES SAS	SUEZ RV DEEE	VSB ENERGIES NOUVELLES
GRID SOLUTIONS SAS	KLUBER	OPALE ENERGIES NATURELLES	SAEML 3D ENERGIES	SYNERIA SAS	WATSON, FARLEY & WILLIAMS LLP
GUTIDE	LUBRIFICATION FRANCE SAS	OVP SOLUTIONS SAS	SAFIER INGENIERIE	SYNOPS CONSEIL	WATTABASE SAS
H2AIR	LANTHAN SAFE SKY	OXAN ENERGY	SAINT-LAURENT ENERGIE	TECHNOSTROBE INC.	WATTS.GREEN SARL
HELIANTIS ENERGIES	LHOTELLIER TP	OYALAB	SARL HTC TRAINING (HTC TECHNIQUES VERTICALES)	TENERGIE SOLUTIONS	WEB ENERGIE DU VENT
HELIOPALES	LINKLATERS	PHOTOSOL DEVELOPPEMENT	SCHNEIDER ELECTRIC FRANCE	TENERRDIS	WHITE AND CASE LLP
HENSOLDT FRANCE SAS	LOCOPEN SAS	PINSENT MASONS FRANCE LLP	SCP LACOURTE RAQUIN TATAR	TERAPOLIS	WIND GEAR SERVICES SAS
HK LEGAL	LOUIS DREYFUS ARMATEURS	PLANETA FRANCE SAS	SEABRIDGES	TES	WINDFAN CONSULTING
HOLOSOLIS	LOXAM	PLASTEOL	INSIGHTS	TIPSPEED	WINDSTROM FRANCE
HW&H AVOCATS & RECHTSANWALT AARPI	LYCEE SAINT FRANCOIS D'ASSISE	PLUME ENERGY	SELECTION ENR	TSE	WPD ONSHORE FRANCE
HYDRODIESOL SAS	M WIND	PNE FRANCE	SEM ENR CITOYENNE	TTR ENERGY	WPD WINDMANAGER FRANCE SAS
HYLIOS ENERGY	MAGREE SOURCE	POLE MER MEDITERRANEE	SEPALE	UL SOLUTIONS	WPO
IBERDROLA FRANCE SAS	MARYOLE	POLE S2E2	SHEFFIELD GREEN	UNELEG	ZE ENERGY
IEL EXPLOITATION	MASER ENGINEERING	POWEEND SAS	SICAME FRANCE	UNION DES PRODUCTEURS LOCAUX D'ELECTRICITE	ZEPHYR
IFOPSE	MD WIND	PRINCIPLE POWER FRANCE	SIEMENS ENERGY SAS	VALOREM ENERGIE	
IFP ENERGIES NOUVELLES	MDB ENGINEERING	PRUD'HOMME & BAUM	SIEMENS GAMESA RENEWABLE ENERGY FRANCE SAS	VELES ENERGIES	
	MENARD	PRYSMIAN CABLES & SYSTEMES FRANCE	SIENNA AM FRANCE		
	METROL		SINGULAIR		
	MIROVA				
	NADARA LIMITED				
	NATURAL FORCES				

Retrouvez toutes les données
sur le site de l'observatoire
data-enr.fr

