

Observatoire du système électrique renouvelable

2024

Édition - 1





Cliquez ici pour :
Retour sommaire

Éditorial

La sortie progressive et indispensable des énergies fossiles qui représentent encore plus de 60 % de la consommation d'énergie française repose sur 4 piliers : la sobriété, l'efficacité énergétique, l'électrification des usages (transports, mobilités, bâtiments résidentiels et tertiaires, procédés industriels) et le développement des énergies renouvelables et/ou décarbonées.

La mobilisation coordonnée de ces quatre piliers génère trois transformations majeures pour le système électrique français.

La première repose sur l'adaptation de la structure et des modalités de pilotage du système électrique pour intégrer des parts bien plus importantes d'énergies renouvelables, et plus spécifiquement d'éolien et de solaire. En effet, les énergies renouvelables, qui représentent aujourd'hui environ 30 % de la production française d'électricité, devront dépasser les 50 % d'ici 2050 ;

La seconde s'inscrit dans le cadre d'une forte augmentation de la quantité d'électricité, produite, transportée et distribuée, puisqu'elle devrait passer d'environ 495 TWh aujourd'hui à plus de 580 TWh dans 10 ans (2035) et à plus de 700 TWh en 2050, du fait notamment de la hausse de la demande associée aux développements des usages de l'électricité dans les transports de personnes et de marchandises, les bâtiments et l'industrie ;

La troisième acte le renforcement du caractère bidirectionnel du réseau qui voit se multiplier les sites de production (plus de 600 000 aujourd'hui) contre quelques milliers il y a une quinzaine d'années, du fait du développement de l'éolien et du photovoltaïque, notamment chez les particuliers.

3

Éditorial

Dans ce moment de transformation profonde du système électrique, qui peut être assimilée à une seconde électrification de la France, la gouvernance de France Renouvelables a souhaité se lancer dans la production d'un outil d'observation permettant de faire le point sur :

- Les dynamiques de développement des filières qui vont être au cœur des capacités additionnelles de production d'électricité au cours des 15 prochaines années, à savoir le solaire photovoltaïque, l'éolien en mer et l'éolien sur terre ;
- De mettre en lumière les enjeux associés au développement des flexibilités de production, du stockage et de l'hydrogène décarboné, dont le développement conditionne l'efficacité technique et économique d'une transition du système énergétique vers plus d'intégration des énergies renouvelables électriques.

Cette première édition qui s'inscrit dans la suite logique de l'évolution de France Énergie Éolienne vers France Renouvelables rassemble donc autour de 5 chapitres thématiques (photovoltaïque, stockage, hydrogène, flexibilité et éolien), les informations relatives :

- Aux acteurs industriels majeurs de chacune des composantes du système électrique;
- Aux tendances des marchés afin de reconstituer les dynamiques de croissance et les défis, notamment en matière de cadre économique, que chacune des composantes du système électrique, d'aujourd'hui et de demain, doit relever pour placer le système électrique au cœur du recul des énergies fossiles, qui devront passer de 60 à 40 % de notre consommation d'énergie d'ici 2035.

4



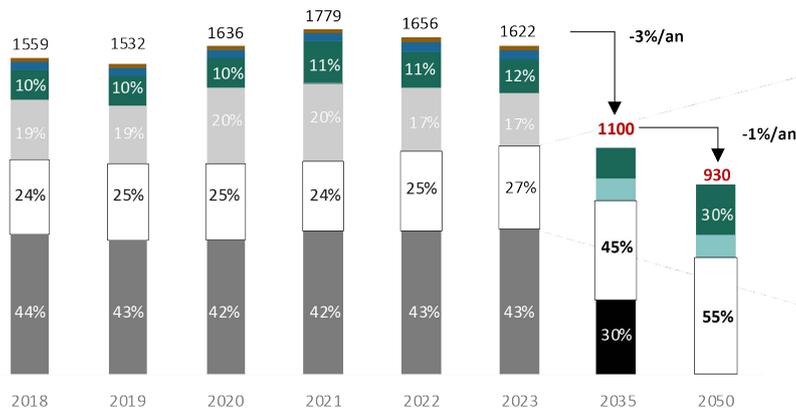
Anne-Catherine de Tourtier – Présidente de France renouvelables

Résumé à l'intention des décideurs

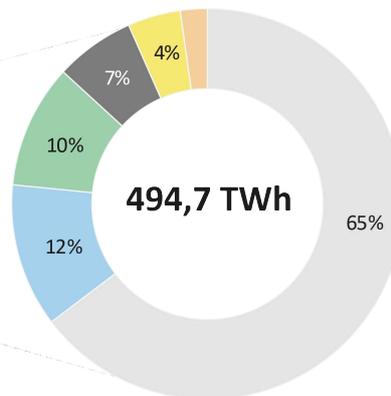
INTRODUCTION

La trajectoire énergétique française vise la substitution des énergies fossiles au profit des énergies renouvelables électriques

Répartition de la consommation d'énergie finale française en TWh



Répartition de la production d'électricité en France en 2023



- Produits pétroliers
- Charbon
- Gaz
- Chaleur commercialisée
- EnR thermiques
- Electricité
- Energies fossiles

- Gaz décarboné
- Energies fossiles

- Nucléaire
- Thermique
- Hydraulique
- Photovoltaïque
- Eolien
- Autres sources



Les leviers d'action pour la décarbonation

- Diminution de la consommation d'énergie finale à travers la sobriété et l'efficacité énergétique
- Remplacement des énergies fossiles par des sources renouvelables et décarbonées
- Électrification massive des usages fossiles

Sources : RTE, Ministère de la transition écologique, 2035 et 2050 : Projection RTE scénario A "accélération réussie"

Une électrification massive des usages à horizon 2035 principalement soutenue par les énergies renouvelables



+140 TWh (+30 %)

de consommation d'électricité en
2035 par rapport à 2023*



+190 TWh (+270 %)

de production renouvelable à
horizon 2035 par rapport à 2023*



+50 TWh (+15 %)

de production nucléaire à
horizon 2035 par rapport à 2023*

SOLAIRE 2023 - 2035 : + 90 GW | 110 TWh

- **Accélérer la capacité à raccorder** (21 GW en attente) à travers la bonne planification et mise en œuvre du SDDR
- **Exploiter le potentiel agrivoltaïque** (1 % du foncier agricole nécessaire) à travers des modèles économiques innovants **partageant la valeur** entre les parties prenantes
- **Relocaliser la chaîne de valeur en Europe** pour sécuriser les approvisionnements et les coûts, tout en créant de l'emploi et en favorisant l'acceptabilité

STOCKAGE 2023 – 2030 : + 6 GW

- **Planifier les trajectoires** de développement de capacité
- **Diversifier les sources de revenus** et sécuriser les modèles économiques
- Développer une **industrie européenne de la batterie stationnaire** en exploitant les synergies de la batterie électrique pour la mobilité
- **Accélérer les évolutions technologiques** pour améliorer la performance et la résilience du stockage par batteries

*Scénario A haut RTE 2035

ÉOLIEN 2023 - 2035 : + 57 GW | 150 TWh

Éolien terrestre :

- **Réussir le repowering** pour augmenter la capacité en réduisant le nombre d'éoliennes et faire évoluer l'appareil industriel pour **s'aligner sur les standards européens** (éoliennes plus puissantes)
- **Renforcer l'adhésion** à travers la concertation citoyenne et le partage de la valeur

Éolien en mer :

- **Planifier clairement les futurs AO** pour permettre à tous les acteurs de la filière de se préparer à l'augmentation de la **cadence industrielle**

HYDROGÈNE BAS CARBONE 2023 - 2030 : +80 TWh

- Sécuriser un **approvisionnement stable et à bas prix en électricité renouvelable**
- Développer les **infrastructures de stockage, de transport et de distribution** interconnecté à l'échelle national et européenne
- **Réussir la mise en service, la montée en charge et la fiabilisation** des gigafactories de production de composant
- Augmenter la taille moyenne des projets dans une optique de **massification**

Chiffre clés de l'éolien en 2023



1,3 GW*

de capacité éolienne
mise en service sur
l'année



50,6 TWh

d'électricité produite à
partir d'énergie éolienne



31 447 emplois

directs et indirects



Une production
équivalente à la
consommation électrique
de **23 millions de
personnes**

Les chiffres clés



Plus de **9 500 éoliennes** en France réparties sur près de **2 391 parcs** (dont 3 en mer) à fin 2023.



L'éolien est la **2^{nde} source d'énergie renouvelable électrique** après l'hydraulique, et la **3^{ème} source** de production d'électricité en France.



La France est le **4^{ème} pays producteur d'électricité d'origine éolienne en Europe** (10 %+ de la production européenne).

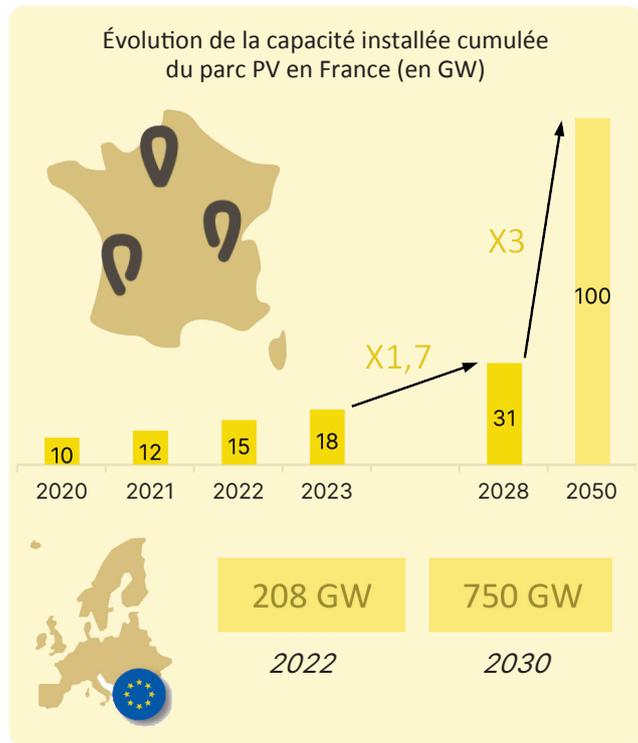


Environ 124 MW éoliens ont été repowerés en France ces dernières années.

Sources : Ministère de la transition écologique, Agence ORE, RTE, Engie

* On distingue puissance raccordée et mise en service. Plusieurs tranches de parcs offshore (à hauteur de 0,4GW) ont été raccordée en 2023 mais leur mise en service est comptabilisée à partir de mai 2024.

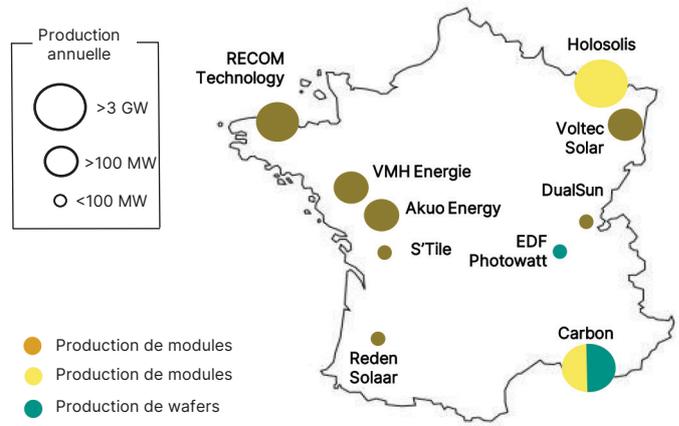
Le solaire, une filière en forte croissance qui représente une opportunité de développement industriel pour l'Europe



13% Part de l'Europe dans la demande PV

4% Part de marché de l'Europe sur la chaîne de valeur

La réindustrialisation française a déjà commencé, avec l'implantation de centres de production de modules PV

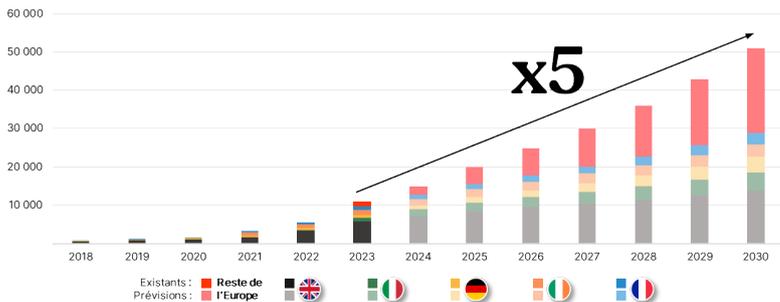


Le stockage stationnaire par batterie, une croissance qui encourage le développement d'une industrie européenne

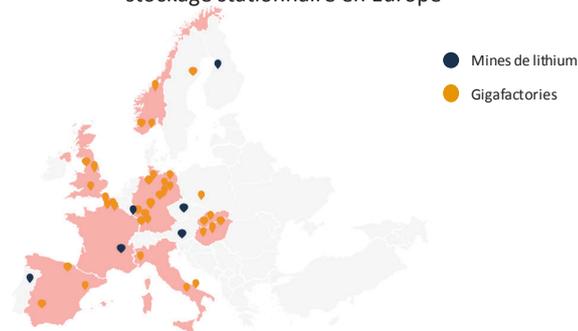
9 GW Objectif français 2050 vs < 1 GW en 2023

80 % du marché contrôlé par 6 entreprises asiatiques

Projection de la puissance de stockage en Europe



Émergence de projets industriels de stockage stationnaire en Europe



Amélioration de la flexibilité du réseau électrique en limitant les investissements de renforcement de réseau et en favorisant l'intégration des EnR



Rendement de conversion élevé (90 %) qui réduit les pertes d'énergie lors du stockage



Une filière d'importance stratégique pour l'Europe avec de nombreux projets PIIEC et une alliance européenne pour construire une industrie compétitive et durable



Des projets industriels d'envergure sur le territoire français avec la gigafactory de Dunkerque ou la mine de lithium en Auvergne

L'hydrogène décarboné, un véritable atout pour la transition énergétique



30 MW

de capacité de production en 2023



6,5 GW

de capacité de production en 2030



6 %

part de l'hydrogène décarboné dans la production d'hydrogène



70 %

des capacités en exploitation sont opérées par 4 acteurs industriels



1,5 - 2 MW

La moyenne des capacités des projets d'hydrogène décarboné

Avec l'électrification des usages l'hydrogène renouvelable a plusieurs rôles à jouer

Décarboner la mobilité et l'industrie



Les véhicules à hydrogène émettent **3x moins de CO2** que les thermiques.



Dans l'industrie, **90 %** de l'hydrogène est issue de source fossile.

Apporter de la flexibilité au système électrique



Stocker chimiquement l'énergie électrique pour répondre aux pointes de consommation



Accélérer le déploiement des énergies renouvelables solaires et éoliennes

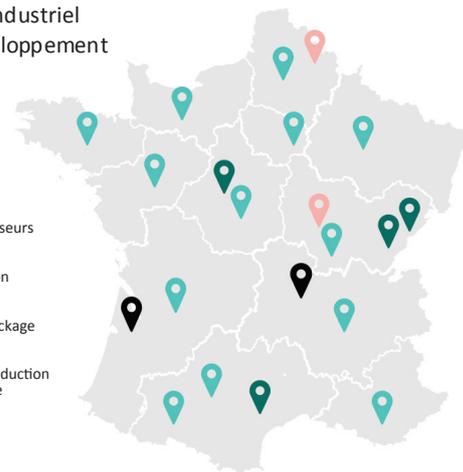
Un écosystème industriel en cours de développement

 Gigafactory électrolyseurs

 Station de distribution

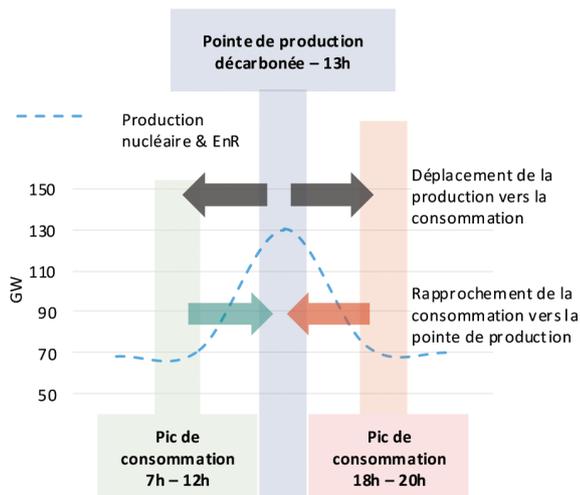
 Infrastructure de stockage

 Infrastructure de production de pile à combustible



Un développement des technologies renouvelables bénéfique pour améliorer la flexibilité au système électrique

Un alignement entre pic de production et consommation favorisé par l'intégration des technologies renouvelables ...



... qui permet de renforcer l'agilité et la pilotabilité du système électrique et de réduire les coûts d'investissement et d'exploitation du réseau

1

Flexibilité de production à travers le déplacement de la production renouvelable lors des pointes de consommation grâce au stockage et au bridage des parcs

2

Stockage de l'énergie grâce aux batteries stationnaires et à l'hydrogène (stockage sous forme d'hydrogène pour combustion à travers des piles à combustibles pour reproduire de l'électricité)

3

Participation des technologies renouvelables aux mécanismes d'équilibrage (mécanisme d'ajustement et réserves primaires et secondaires)

12



Pour valoriser leur flexibilité, les producteurs disposent d'un ensemble de mécanismes système et d'ajustement pilotés par RTE.



Ce besoin réel constitue une opportunité : il permet au producteur de soutenir le système électrique tout en obtenant une rémunération complémentaire.

Sommaire

1. État des lieux du système électrique renouvelable p.15

1.1 Les énergies renouvelables au sein du mix énergétique p.17

1.2 Flexibilité et mécanismes d'équilibrage du système électrique p.27

2. État de développement et perspectives des filières EnR p.39

2.1 Éolien : terrestre et en mer p.41

2.2 Photovoltaïque de grande puissance p.57

2.3 Stockage stationnaire par batterie p.69

2.4 Hydrogène décarboné p.83

3. Les grands enjeux pour un système électrique pilotable –avec RTE p.99

INTRODUCTION

1

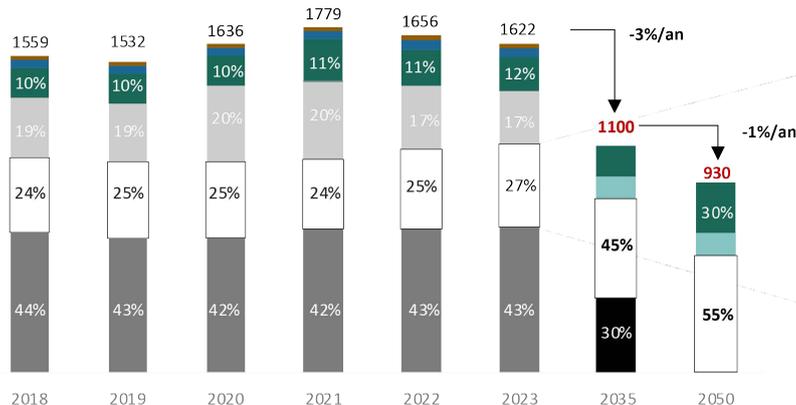
État des lieux du système électrique renouvelable

1.1

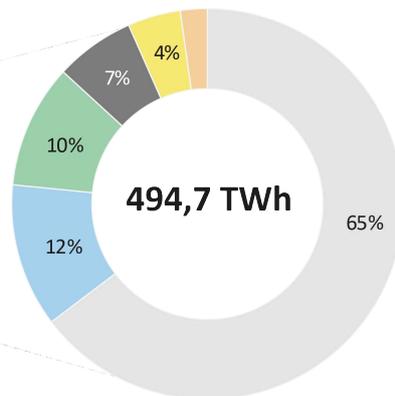
Les énergies renouvelables au sein du mix énergétique

La trajectoire énergétique française doit permettre la substitution des énergies fossiles au profit des énergies renouvelables électriques

Répartition de la consommation d'énergie finale française en TWh



Répartition de la production d'électricité en France en 2023



- Produits pétroliers
- Charbon
- Gaz
- Chaleur commercialisée

- EnR thermiques
- Electricité
- Energies fossiles

- Gaz décarboné

- Nucléaire
- Thermique
- Hydraulique
- Photovoltaïque
- Eolien
- Autres sources



Les leviers d'action pour la décarbonation

- Diminution de la consommation d'énergie finale à travers la sobriété et l'efficacité énergétique
- Remplacement des énergies fossiles par des sources renouvelables et décarbonées
- Électrification massive des usages fossiles

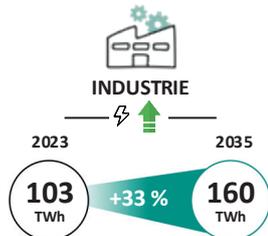
Sources : RTE, Ministère de la transition écologique, 2035 et 2050 : Projection RTE scénario A "accélération réussie"

L'électrification massive des usages va entraîner une augmentation de la consommation électrique malgré les initiatives de sobriété

Consommation d'électricité en France

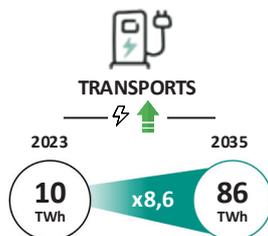


* RTE - Bilan électrique 2023 | ¹ Scénario A de référence RTE en 2035 | ² Scénario A bas RTE en 2035



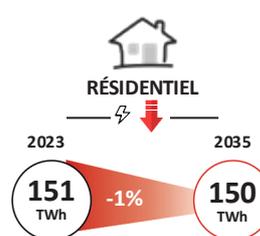
La part de l'électricité dans le mix énergétique final des secteurs industriels devrait passer de 40 % à 70 % à l'horizon 2050.

Cette évolution est prévue notamment par l'électrification des procédés industriels et des besoins de chaleur notamment dans les industries stratégiques à la transition énergétique.



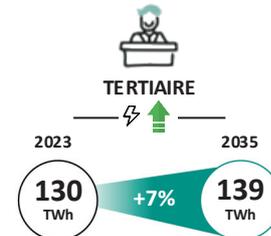
Le parc de véhicules électriques devrait fortement augmenter pour atteindre 15 millions de véhicules d'ici 2035.

Cette croissance est stimulée par les réglementations orientant la décarbonation des transports : interdiction à la vente de véhicules thermiques, normes d'émissions, mise en place de ZFE, ...



La part de logements chauffés à l'électricité devrait passer de 40 % à 65 % d'ici 2035 grâce au déploiement massif de pompes à chaleur (PAC).

La rénovation énergétique des bâtiments ainsi que l'impact du changement climatique sur les températures hivernales devraient cependant stabiliser la consommation électrique du résidentiel.

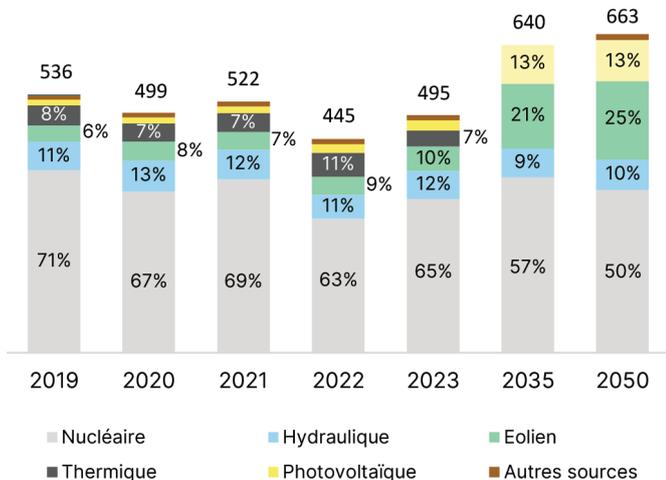


L'efficacité énergétique des bâtiments, la transformation des modes de travail, ainsi que la sensibilisation et l'amélioration des comportements devrait permettre de contenir la consommation d'électricité malgré une électrification massive des usages (chauffage, climatisation, ...)

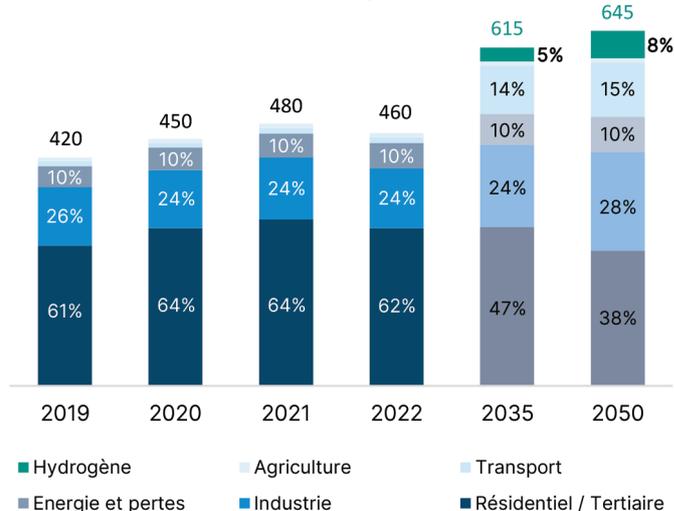
Source : Scénario de référence RTE « Bilan prévisionnel 2023 -Futurs énergétiques 2050 »

En 2023, la production d'électricité renouvelable a été quatre fois supérieure à celle issue d'énergies fossiles

Production d'électricité nette en France (TWh)



Consommation finale d'électricité par secteur en France (TWh)



Production totale d'électricité en 2023 de 494 TWh soit 11 % de plus qu'en 2022. Horizon 2050: augmentation de 30 % de la production.



Production issue d'EnR de 131 TWh en 2023, 24 % de plus qu'en 2022. Horizon 2050 : forte augmentation des EnR pour atteindre 50 % de la production.

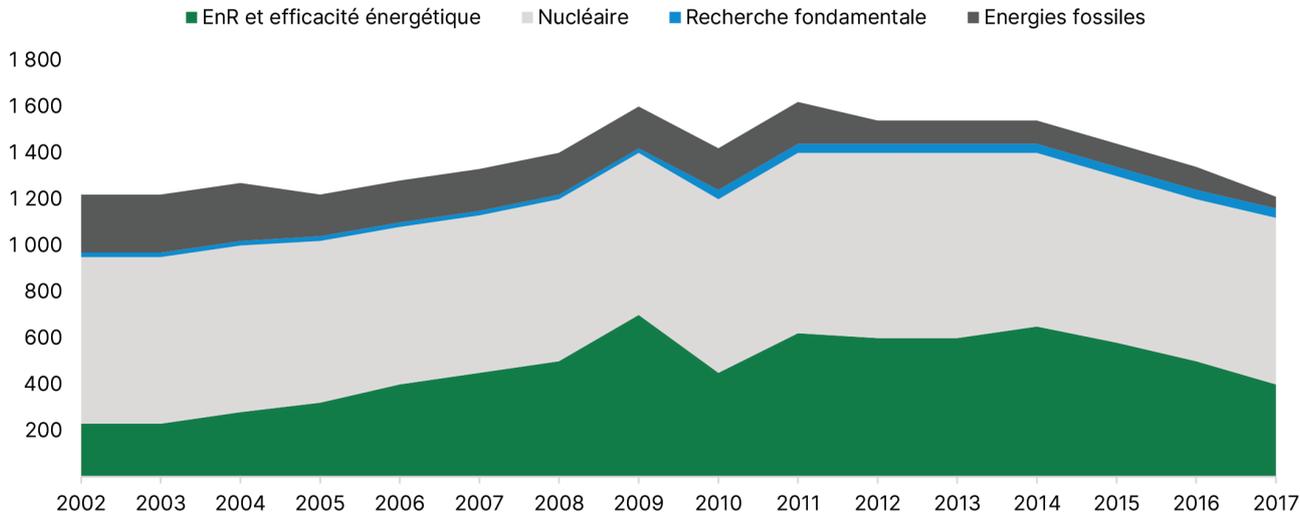


L'électrification des usages va entraîner une croissance de la consommation dans certains secteurs, + 40 % pour l'industrie. De plus, en 2050, 90 % des véhicules seront électriques.

Sources : RTE, Ministère de la transition écologique, 2035 et 2050 : Projection RTE scénario A « accélération réussie »

Les dépenses publiques en R&D ont été transférées des énergies fossiles vers les énergies renouvelables

Évolution des dépenses publiques de recherche et développement (R&D) en énergie



21

1,7 Mds €

Investis en 2021 (+ 12 %)

30 %

Budget alloué aux EnR et à l'efficacité énergétique



Arrêt des financements publics pour la R&D des énergies fossiles

Sources : RTE ; Ministère de la transition écologique ; Analyse France Renouvelables

Intensifier les financements des EnR dans le but d'accélérer la transformation de l'approvisionnement en énergie

Publié en 2021, le scénario « Net Zero Emissions by 2050 » de l'AIE indique une trajectoire de financement pour limiter le réchauffement global à 1,5°C

L'AIE préconise la réduction progressive et rapide des financements aux énergies fossiles et la fin immédiate de tout soutien à leur expansion. Elle incite à l'augmentation massive des financements aux alternatives, en remplacement des énergies fossiles, via trois secteurs-clés : la transformation du système d'approvisionnement en énergie, l'augmentation de l'efficacité énergétique et la mutation des usages finaux de l'énergie.

Objectifs 2030

+ 67 %

Les financements annuels au secteur de l'énergie doivent passer de 2 800 milliards US\$ à 4 700 milliards US\$.

X 2,3

Les financements annuels alloués aux alternatives aux énergies fossiles doivent passer de 1 800 milliards US\$ à date à 4 200 milliards US\$ en 2030.

6:1

Pour chaque dollar alloué annuellement aux énergies fossiles, six dollars doivent être alloués aux énergies alternatives, principalement renouvelables.

22

En 2023, les banques françaises ont un ratio d'exposition de crédit à l'énergie de 1,66:1 en moyenne : pour chaque euro de crédit accordé aux énergies fossiles, 1,66 € de crédit est accordé aux EnR

	BNP PARIBAS	CRÉDIT AGRICOLE	SOCIÉTÉ GÉNÉRALE	ANNUITÉ BPCE	Crédit Mutuel	L'ÉNERGIE POSSIBLE
Ratio "ENR : Fossile"	1,09:1	2,17:1	1,28:1	3,04:1	5,07:1	4,33:1
Exposition des EnR (en Mds€)	13,7	20,3	14	10,5	2,4	1,4



Ces ratios d'exposition de crédit ne correspondent qu'à une partie des financements alloués au secteur de l'énergie par les banques françaises. Pour calculer un ratio de financement complet et comparable avec l'objectif de 6:1 d'ici 2030, Reclaim Finance mène actuellement une recherche financière permettant notamment de quantifier les financements indirects liés aux activités de marchés de capitaux.

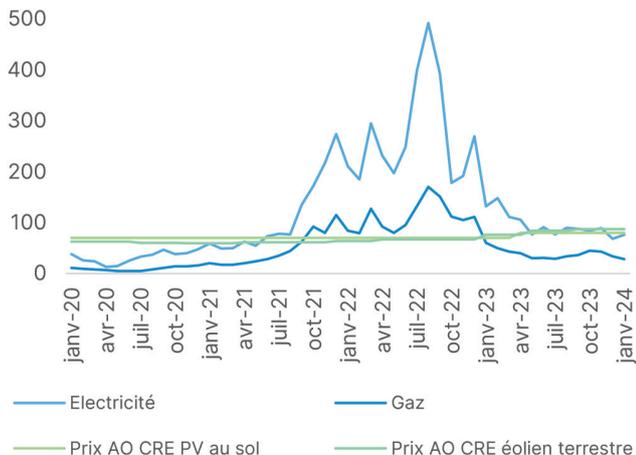


Les financements en faveur de la transformation du système d'approvisionnement énergétique doivent être concentrés sur les sources et technologies soutenables, matures commercialement et rapides à déployer : en premier lieu, le solaire et l'éolien, le stockage et la modernisation des réseaux électriques.

Source : Reclaim Finance

Le contexte géopolitique et environnemental instable accélère le besoin de développement des énergies renouvelables

Évolution des prix de gros de l'électricité et du gaz (en €/MWh)



Les crises géopolitiques ont un impact fort sur les cours de marché des énergies fossiles et notamment du gaz

L'appel aux centrales à gaz fossile dans le mix électrique a une influence importante sur le prix de l'électricité du fait du mécanisme de fixation des prix (prix marginal).

Au contraire, les prix de la production d'électricité renouvelable sont inférieurs, stables et décorrélés des cours des énergies fossiles et participent ainsi à réduire le coût de l'électricité tout en sécurisant l'approvisionnement.

L'énergie nucléaire peut rencontrer des limites face aux changements climatiques, notamment en cas de fortes chaleurs et/ou de sécheresses. Les énergies renouvelables ont un rôle crucial à jouer.

La reprise économique post-covid et le début de la guerre en Ukraine ont fortement impacté à la hausse le prix de ces deux énergies.

23

Les énergies renouvelables au service de la résilience énergétique

Assurer l'autonomie énergétique et réduire la dépendance aux énergies fossiles importées

Garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité à un prix compétitif

Renforcer la résilience du système énergétique et sa capacité à résister aux crises géopolitiques

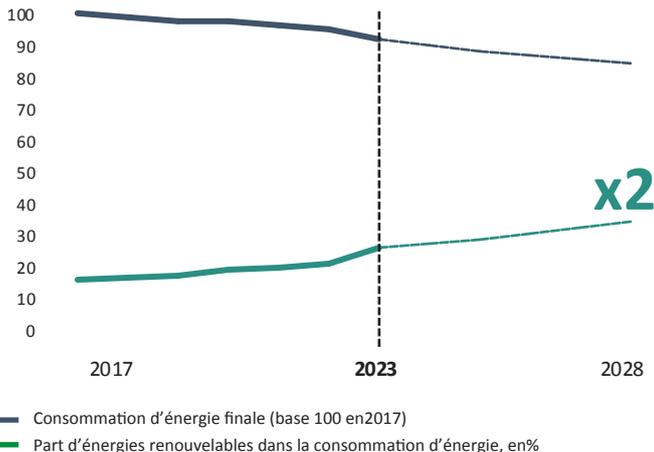
Renforcer la flexibilité et la pilotabilité du système électrique

Sources : ENTSO-e ; RTE ; Insee ; CRE ; IRSN

La PPE fixe les objectifs nationaux de développement des différentes énergies renouvelables électriques

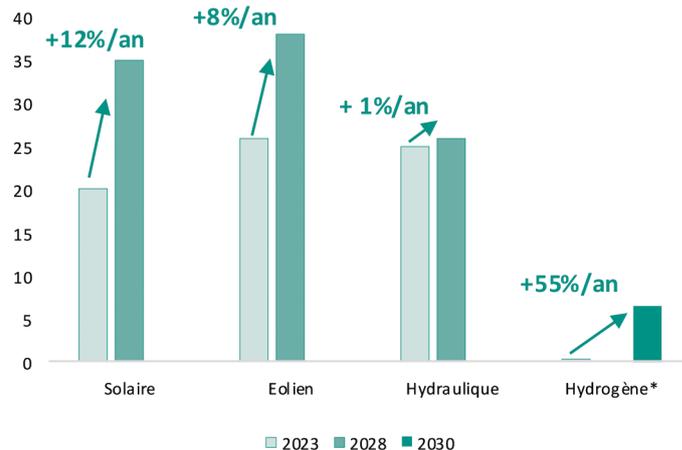
La Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) est un outil de pilotage stratégique de la politique énergétique de la France. Elle détermine les priorités d'action afin d'atteindre les objectifs de transition écologique et de neutralité carbone. Elle fixe les objectifs d'augmentation de la part des énergies renouvelables ainsi que de réduction de la consommation d'énergie finale et de la consommation primaire d'énergies fossiles.

Situation énergétique en France et vision de la PPE



Sources : Carbone 4 ; PPE 2020 ; France Relance 2030 ; Analyse France Renouvelables

Objectifs de capacité fixés par la PPE en GW

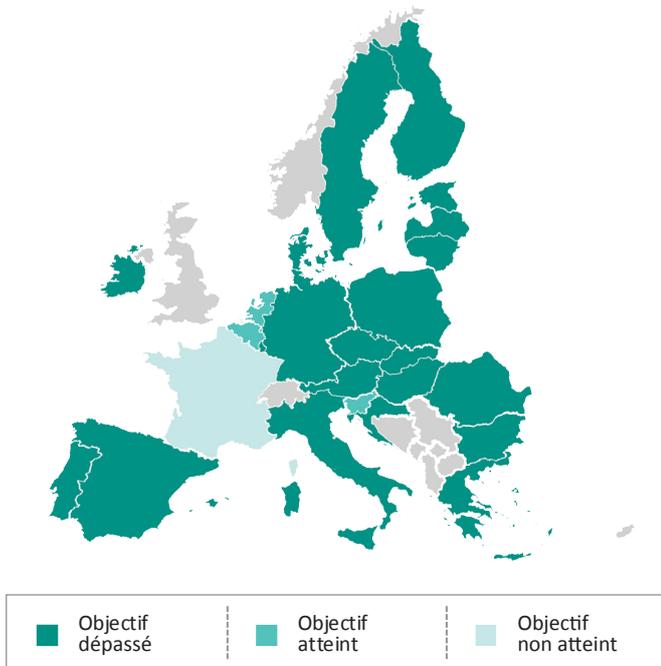


24

*GW d'électrolyseurs installés

La législation récemment déployée vise à mettre en place les conditions favorables à l'atteinte des objectifs de la PPE 2028

La France a atteint 80 % de son objectif de développement des énergies renouvelables en 2023



Sources : Le Monde ; Analyse France Renouvelables

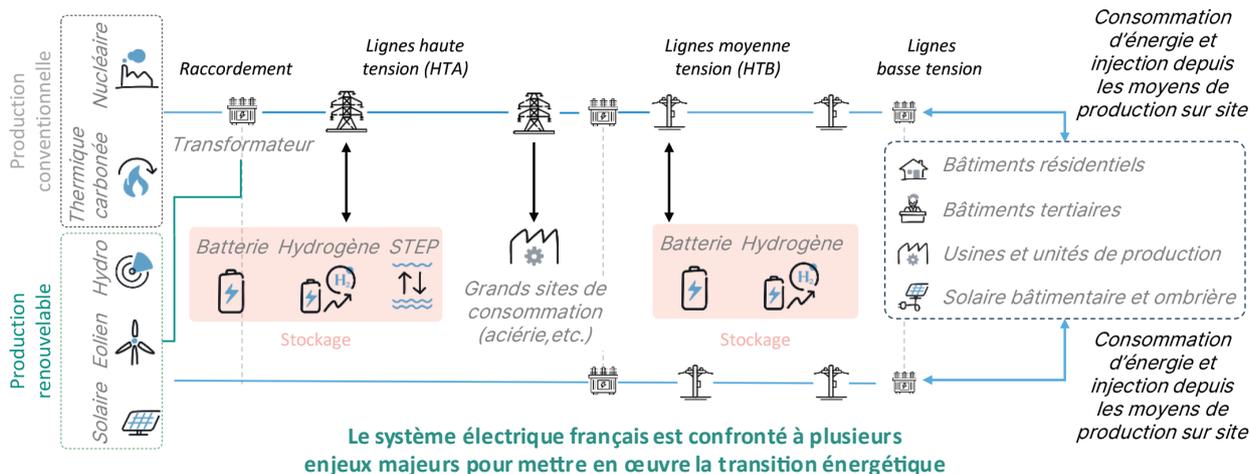
Évolution de l'arsenal législatif et des mécanismes de soutien pour sécuriser 2028

- **2024 : Révision de la PPE**
Accélérer les raccordements
- **2023 : Loi d'accélération des EnR**
Planifier avec les élus locaux le déploiement des énergies renouvelables | Simplifier les procédures d'autorisation | Mobiliser les espaces déjà artificialisés | Partager la valeur des projets
- **2023 : Refonte des mécanismes d'appel offres hydrogène décarboné en France**
Soutien à la production
- **2023 : Evolution des règles d'AO CRE sur l'éolien**
Soutien à la production
- **2022 : Pacte éolien en mer**
Volume minimal d'attribution d'appels d'offres de 2 GW/an et 20 GW attribués d'ici à 2030
- **2022 : RepowerEU**
Doublar la part actuelle des énergies renouvelables dans l'UE en 2030

1.2

Flexibilité et mécanismes d'équilibrage du système électrique

Le système électrique est confronté à de nouveaux enjeux, en partie liés à l'intégration massive des énergies renouvelables



28

Gérer l'équilibre production-consommation

Dans un contexte où la consommation et la production sont de plus en plus variables (électrification des usages et intégration des EnR), l'équilibrage en temps réel du soutirage et de l'injection est plus complexe à opérer.

S'adapter au changement climatique

Les acteurs du système doivent adapter leurs infrastructures face à la multiplication et l'intensification des événements climatiques et dimensionner les infrastructures électriques face à l'impact du changement climatique.

Accélérer l'intégration des EnR

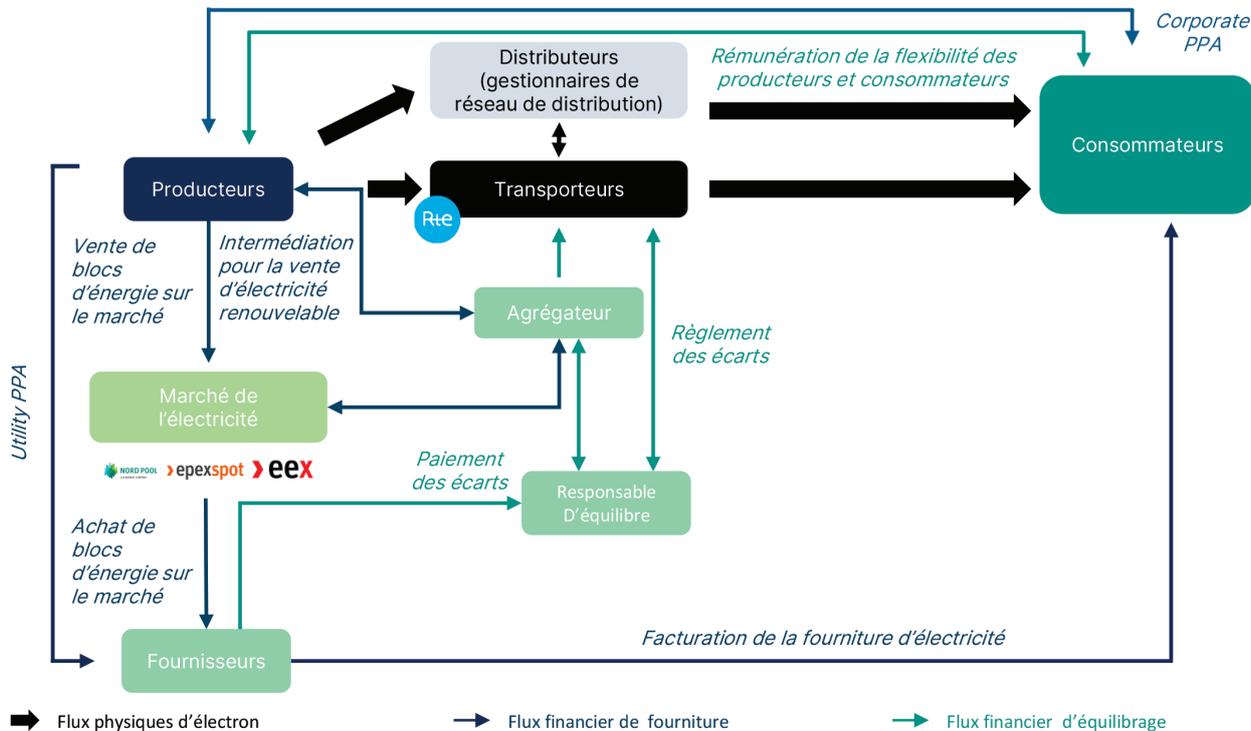
Le déploiement massif des EnR transforme le système électrique en un réseau décentralisé d'actifs de production avec l'émergence de producteurs-consommateurs. Les modalités de gestion du système électrique doivent évoluer pour intégrer ces nouvelles composantes.

Assurer la compétitivité de l'électricité

L'accès à une électricité bon marché est crucial pour assurer la compétitivité de l'économie française et l'accès des ménages à ce bien de première nécessité dans un contexte d'électrification des usages.

Source : Analyse Capgemini Invent

Le système électrique français fait interagir des acteurs multiples à travers des flux physiques et des flux financiers



Différents types de flexibilité sont mobilisés pour équilibrer le système électrique de manière optimale

La flexibilité est la capacité du système électrique de modifier la variabilité d'un moyen de production ou de consommation.

Flexibilités de la consommation

Ajustement de la demande pour répondre au niveau de disponibilité et de tension sur le système électrique (réduction de consommation en **période de pointe**, décalage de consommation au moment où l'électricité est **abondante et peu chère**).

Flexibilités de la production

Ajustement du niveau de production à la hausse (surconsommation) ou à la baisse (surproduction). Les centrales thermiques et hydrauliques peuvent moduler à la hausse comme à la baisse. **Les technologies renouvelables** peuvent principalement ajuster leur production à la **baisse**.

Stockage d'énergie

Les systèmes de stockage d'énergie peuvent prendre diverses formes (STEP, batteries, ...). Ils permettent de **stocker l'électricité dans une situation de surproduction** ou de **restituer l'électricité stockée sur le réseau en situation de surconsommation**.

30

Bénéfices de la flexibilité

Report de charge

Assurer l'équilibrage du réseau en limitant le besoin d'activer des mécanismes d'équilibrage coûteux pour les usagers.

● Bénéfices structurels

Lissage des prix

Limiter les pics de consommation qui activent des centrales fossiles ayant un coût marginal de production élevé.

● Bénéfices économiques

Baisse des coûts

Réduire les besoins d'investissements pour renforcer les capacités de transport et distribution du réseau.

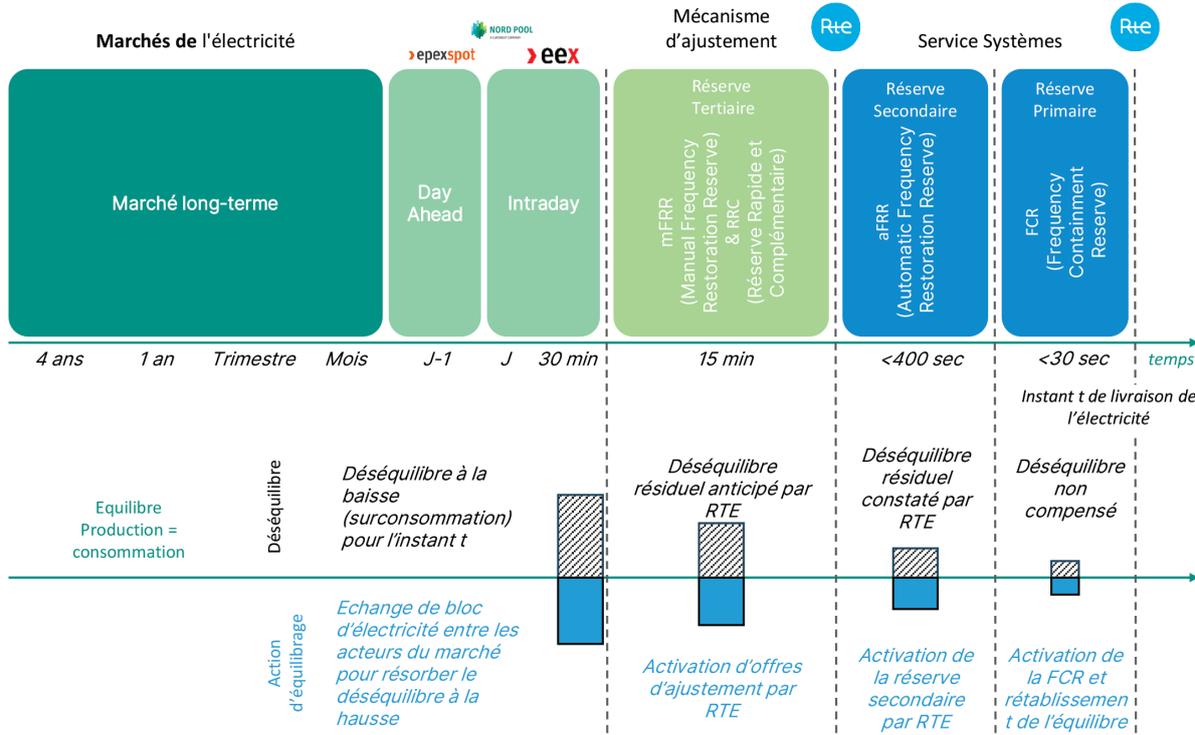
● Bénéfices environnementaux

Intégration des EnR

Maximiser l'intégration des EnR et l'injection d'EnR dans le système électrique en améliorant la gestion de leur variabilité.

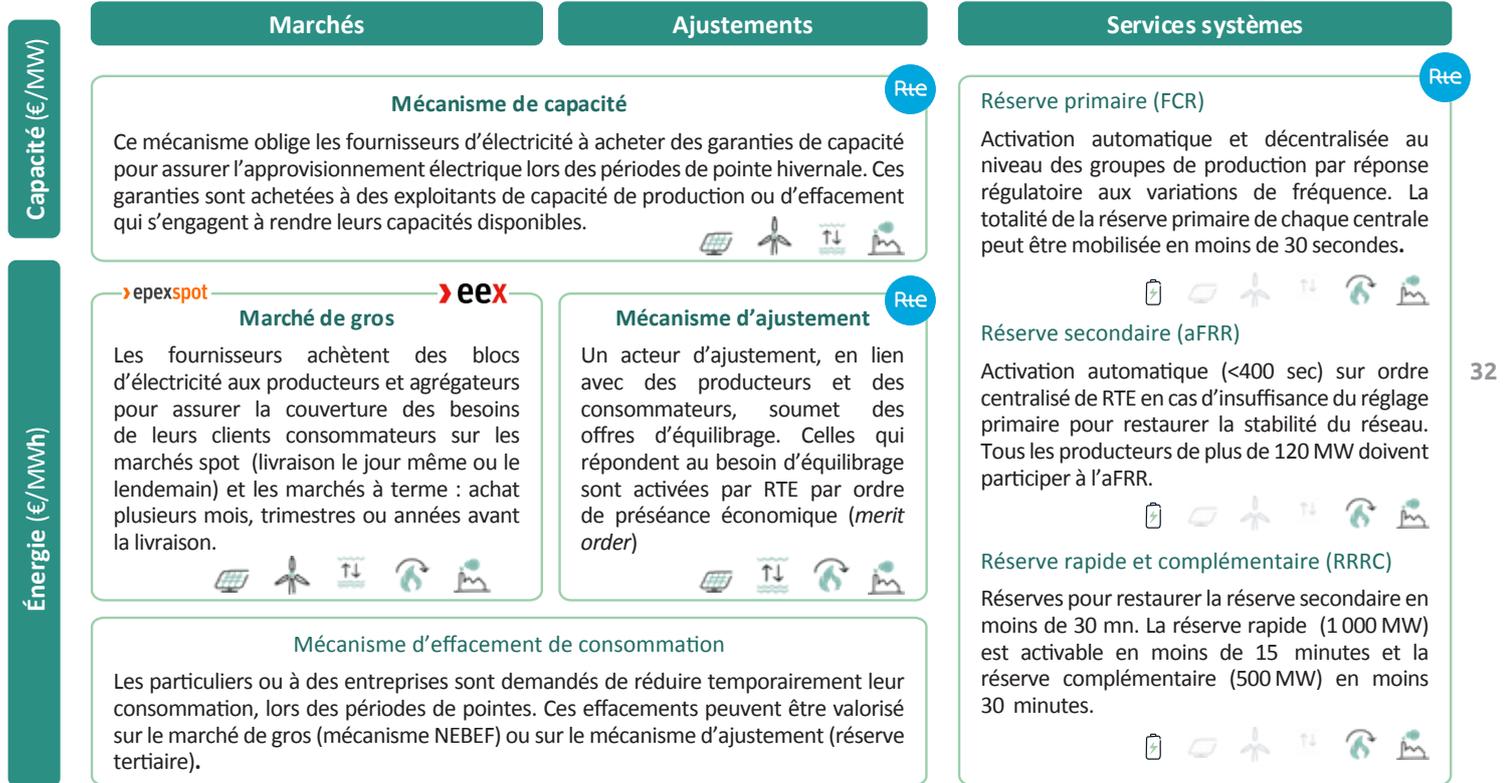
Sources : ADEME « Flexibilité du système électrique » ; RTE

Ces flexibilités sont mobilisées à travers plusieurs mécanismes d'équilibrage



Sources : RTE ; Analyse Capgemini Invent

Synthèse des mécanismes d'équilibrage du système électrique



Source : RTE

Marchés de l'électricité

Éléments de définition et caractéristiques

Les marchés permettent aux acteurs (producteurs, agrégateurs et fournisseurs) d'échanger des blocs d'énergie pour répondre aux besoins des consommateurs. Ces transactions se font sur deux places de marché :

- Le marché à terme géré par EEX où sont échangés des blocs d'énergie pour des période de livraison de l'électricité au mois, trimestre ou année suivante (jusqu'à 4 ans).
- Le marché SPOT géré par EPEX Spot où sont échangés des blocs d'énergie dont la livraison s'effectue le lendemain (marché dayahead) ou le jour-même (intraday) jusqu'à une maille horaire de 30 min.

Volume d'énergie échangé sur les marchés

718 TWh

Volume d'énergie échangé sur EPEX spot en 2023

75 % (542 TWh) en Day-Ahead - 15 % (176 TWh) en Intraday

8 660 TWh

Volume d'énergie échangé sur le marché à terme (EEX) en 2023

Participation des actifs énergétiques



Thermique



Nucléaire



Solaire



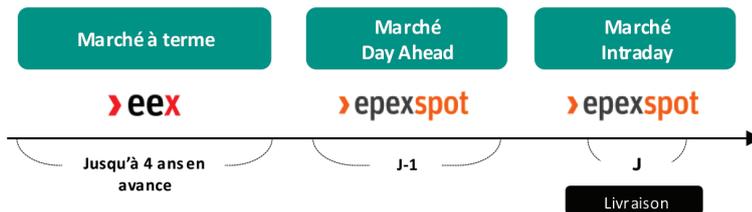
Éolienne



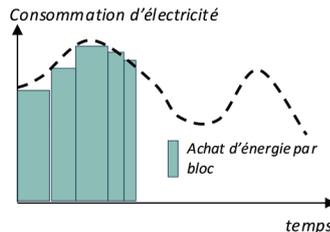
Hydraulique

Sources : EEX ; EPEX Spot ; SirEnergies

Fonctionnement du marché de l'électricité



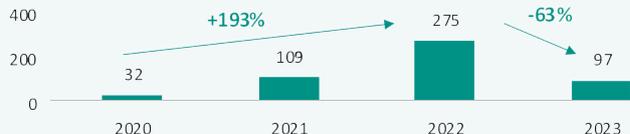
Les fournisseurs achètent des blocs d'énergie en fonction des prévisions de la consommation de leurs clients pour assurer l'équilibre injection-soutirage.



Il existe deux types de produits différents en termes d'électricité sur les marchés
Base : quantité d'électricité de puissance constante toute l'année;
Peak : quantité d'électricité de puissance constante de 8h à 20h du lundi au vendredi.

33

Le prix spot moyen en large baisse de 65 % en 2023 (€/MWh)



Mécanisme des services système fréquence

Éléments de définition et caractéristiques

Deux types de *services système fréquence* existent :

- **Réserve primaire** : Adaptation de puissance automatique, fournie par des centrales électriques connectés dans un délai inférieur à 30 secondes, régulé par la variation de la fréquence à une variation de fréquence. Cette réserve est constituée en France par un appel d'offres quotidien mené J-1 par RTE.
- **Réserve secondaire** : Adaptation de puissance par activation de RTE dans un délai inférieur à 400 secondes. La réserve secondaire constituée en France est comprise entre 500 MW et 1180 MW. Tous les producteurs opérant des groupes de production de plus de 120 MW en France ont l'obligation d'y participer.

Capacités de réserve

500 MW

Réserve primaire

500 - 1 000 MW

Réserve secondaire

Participation des actifs énergétiques



Thermique



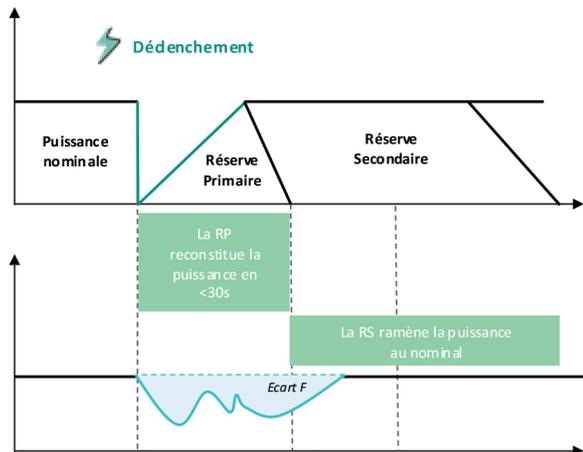
Nucléaire



Stockage

Source : RTE

Fonctionnement des services système fréquence



34

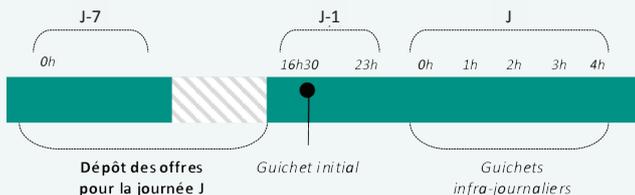
La valorisation économique actuelle est en pleine évolution

Une transition vers une valorisation de marché via appel d'offres (AO) pour la régulation de fréquence de réserve secondaire (aFRR) est effective depuis le 19 juin 2024. Depuis cette date, RTE réouvre l'appel d'offres journalier pour la contractualisation des capacités de réserve secondaire.

Mécanisme d'ajustement

Éléments de définition et caractéristiques

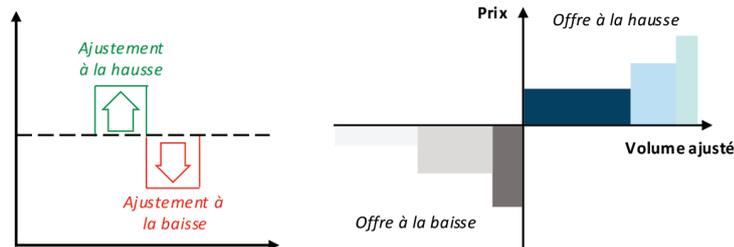
Le mécanisme d'ajustement rétablit durablement l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité. RTE sélectionne les offres selon leur adéquation avec l'ampleur et la durée du déséquilibre, par ordre de préséance technicoéconomique (merit order).



Fonctionnement du mécanisme d'ajustement

Les offres d'ajustement sont activées à la hausse ou à la baisse pour compenser un déséquilibre...

... sur la base du « merit order » (préséance économique).



Énergie activée sur le mécanisme d'ajustement (TWh)



Participation des actifs énergétiques



Thermique



Nucléaire



Solaire



Hydraulique

Source : RTE

Évolution des prix d'activation à la hausse et à la baisse sur le mécanisme d'ajustement (€/MWh)



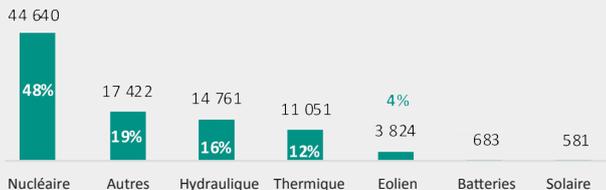
Mécanisme de capacité

Éléments de définition et caractéristiques

Le mécanisme de capacité vise à assurer l’approvisionnement électrique lors des périodes de pointe hivernale. Chaque fournisseur doit disposer d’un montant de garanties de capacité permettant de couvrir la consommation électrique des clients.

Ces garanties peuvent être acquises auprès des producteurs et des opérateurs d’effacement, qui font certifier par RTE leurs capacités d’effacement ou de production chaque année : les exploitants de capacité s’engagent à rendre leurs capacités disponibles tandis que les acteurs obligés doivent être en capacité de couvrir la consommation de leurs clients sur la période.

Répartition des volumes de capacités certifiées par RTE (en MW)

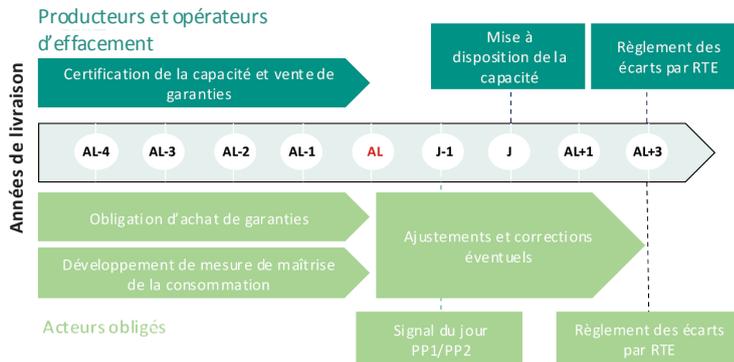


93 GW

volume de capacités certifiées par RTE en 2024

Sources : RTE ; CRE

Fonctionnement du mécanisme de capacité (certification et échange des capacités)



36

Prix de la garantie de capacité

0,39 €

Garantie de capacité échangée en 2023



0,11 €

Garantie de capacité échangée en 2024

Participation des actifs énergétiques



Thermique



Nucléaire



Solaire



Hydraulique

Mécanisme d'effacement de consommation

Éléments de définition et caractéristiques

Les particuliers et les entreprises peuvent valoriser leur capacité à réduire temporairement leur consommation d'électricité, lors des pointes de consommation. Ces capacités d'effacement peuvent être valorisées par un opérateur d'effacement à travers trois mécanismes :

- Effacement implicite qui valorise l'effacement auprès d'un fournisseur
- Le NEBEF : L'énergie non consommée est échangée comme des blocs d'énergie sur le marché (marché de gros)
- Le mécanisme d'ajustement piloté par RTE

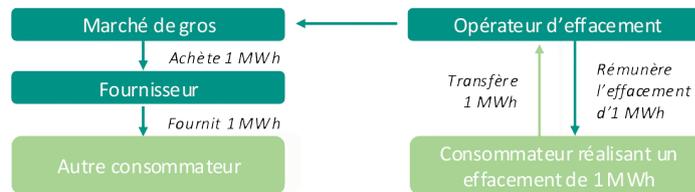
Évolution des capacités d'effacement offertes et retenues (en MW)



Sources : RTE « Appel d'offre d'effacement 2023 » ; Connaissances des Energies

Fonctionnement du mécanisme d'effacement de consommation (cas d'une valorisation sur le NEBEF)

Revend 1 MWh d'effacement



Les acteurs impliqués, en tant que fournisseurs d'énergie, jouent le rôle d'opérateurs d'effacement. Un consommateur, n'ayant accès aux informations marchés, doit nécessairement passer par un opérateur d'effacement.

37

Évolution de la rémunération des sites lauréats des appels d'offre d'effacement (k€/MW)



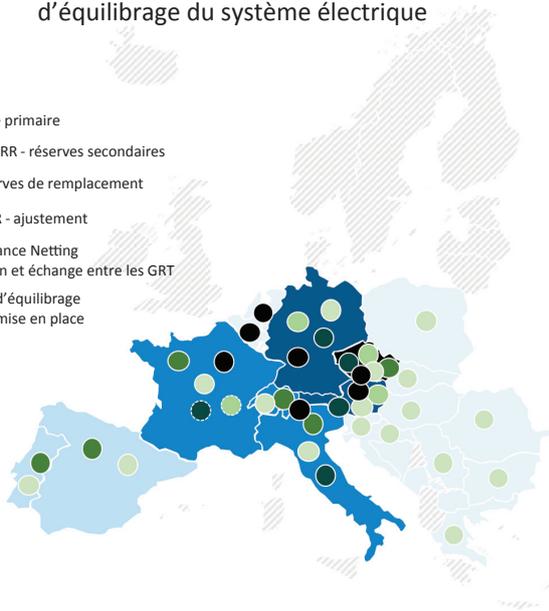
En 2023, la rémunération des sites lauréats à l'AOE s'est établie à 59 900 €/MW. En 2024, le plafond été augmenté à 65 000 €/MW (+8,5%).

*Un bonus de 20 000 € est désormais prévu pour les sites réalisant des effacements récurrents.

Ces mécanismes d'équilibrage sont en cours de consolidation à l'échelle européenne

Les pays européens participent aux différents mécanismes d'équilibrage du système électrique

- FCR - réserve primaire
- PICASSO - aFRR - réserves secondaires
- TERRE - réserves de remplacement
- MARI - mFRR - ajustement
- IGCC - Imbalance Netting - coordination et échange entre les GRT
- Mécanisme d'équilibrage en cours de mise en place



Nombre de mécanismes sur lequel le pays est présent :



Sources : RTE, Toute L'Europe « Marché de l'électricité »

Aujourd'hui, plus de 400 interconnexions connectent les pays européens dans le réseau électrique

Un système électrique interconnecté entre les pays européens favorise la sécurité, l'efficacité et la durabilité de l'approvisionnement en électricité.

Renforcement de la stabilité du réseau

Le partage d'électricité à l'échelle européenne permet une meilleure gestion des fluctuations de la demande et de la production, et permet d'offrir une meilleure réponse aux déséquilibres.

Réduction des prix

L'interconnexion des réseaux réduit les prix en favorisant la concurrence entre les marchés nationaux, permettant le transfert d'électrons des régions à faible coût vers celles aux coûts plus élevés.

Mobilisation des énergies renouvelables

Les liaisons électriques transfrontalières permettent le transfert de l'électricité excédentaire lors de conditions météorologiques favorables vers des zones où la consommation est plus élevée.

Sécurité d'approvisionnement

En cas de pénurie dans un pays, l'électricité peut être importée des pays voisins, garantissant ainsi un approvisionnement plus stable et fiable.

2

État de développement et perspectives des filières EnR

2.1

L'éolien terrestre et en mer

En 2023, l'éolien a passé un jalon important : couvrant 10%+ de la consommation électrique et dépassant 30 000 emplois



1,3 GW

de capacité éolienne
mise en service sur l'année



50,6 TWh

d'électricité produite à partir
d'énergie éolienne



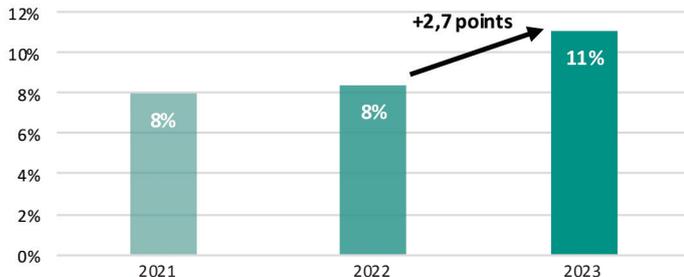
31 447 emplois

directs et indirects



Une production équivalente à la
consommation électrique de
23 millions de personnes

Croissance de la couverture de la consommation électrique



Sources : Ministère de la transition écologique ; Agence ORE ; RTE ; Engie

42



9500+ éoliennes en France réparties sur près de
2 391 parcs (dont 3 en mer) à fin 2023



L'éolien est la **2nde source d'énergie renouvelable électrique** après l'hydraulique, et la **3^{ème} source de production d'électricité** en France

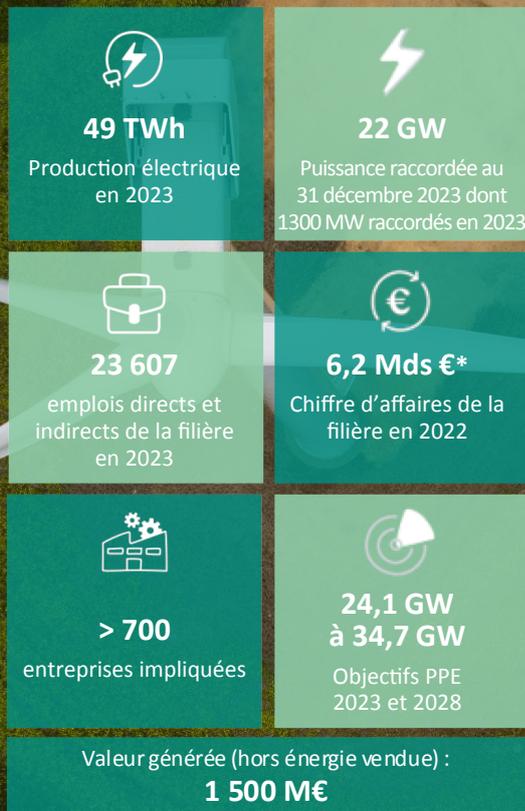


La France est le **4^{ème} pays producteur d'électricité d'origine éolienne en Europe** (10%+ de la production européenne)



Environ **124 MW** éoliens ont été repowerés en France ces dernières années

Chiffres clés de l'éolien terrestre



Chiffres clés de l'éolien en mer

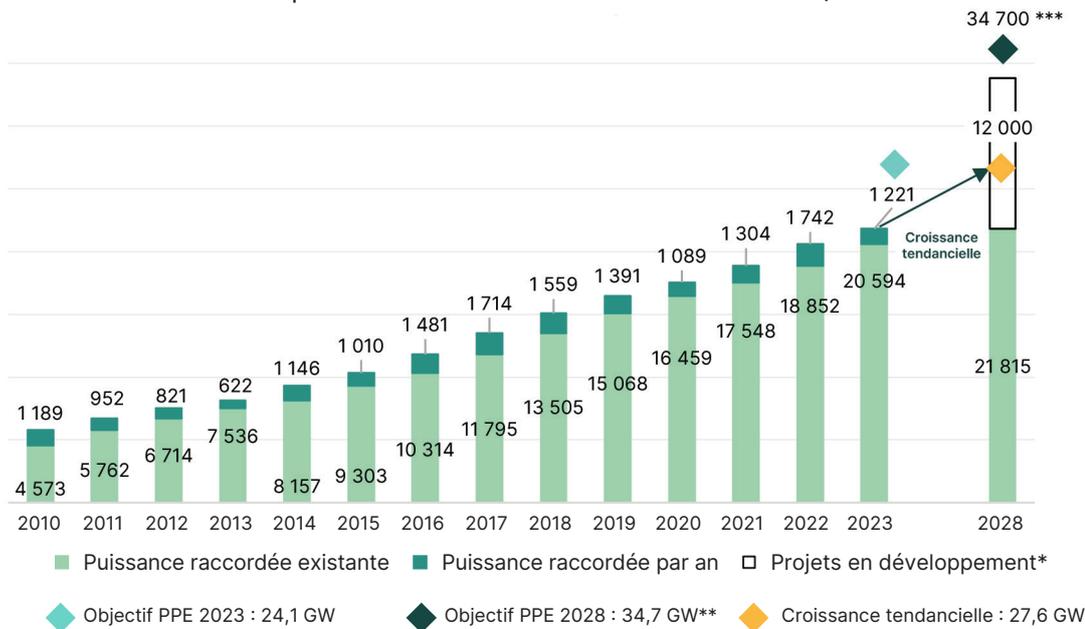


43

Sources : Agence ORE ; Enedis ; RTE * ADEME « Marchés et emplois dans le secteur des énergies renouvelables et de récupération » – Estimation provisoire hors électricité vendue ** Observatoire de l'Énergie de la mer 2023 hors électricité vendue

La France améliore sa dynamique mais celle-ci reste insuffisante pour atteindre les objectifs de la PPE 2028

Évolution de la puissance raccordée de l'éolien terrestre (en MW)




 Pour **atteindre les objectifs de la PPE 2028**, il est nécessaire de **doubler le rythme de l'installation de la puissance raccordée** pour **installer 12 GW supplémentaires** et **accélérer l'attribution des projets**. Au rythme actuel le pays sera **privé de 7GW d'éolien terrestre**.

44

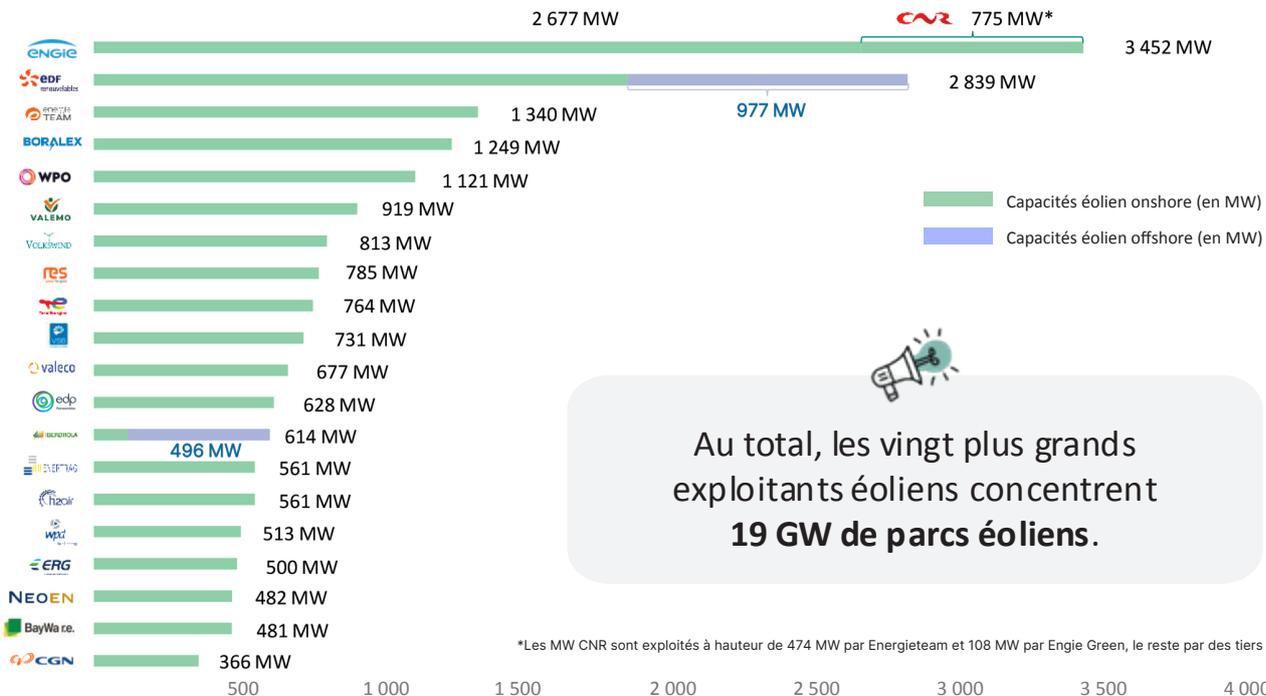
Source : Agence ORE

* Projets ayant fait l'objet d'une proposition d'entrée en file d'attente ou d'une proposition technique et financière acceptée
 ** Option haute de la PPE 2028 *** chiffre uniquement valable pour l'éolien terrestre

Bilan de la puissance raccordée

Top 20 des exploitants éoliens terrestre et en mer en France au 30 juin 2024.

MW en service exploités en direct et pour compte de tiers



45

Au total, les vingt plus grands exploitants éoliens concentrent **19 GW de parcs éoliens.**

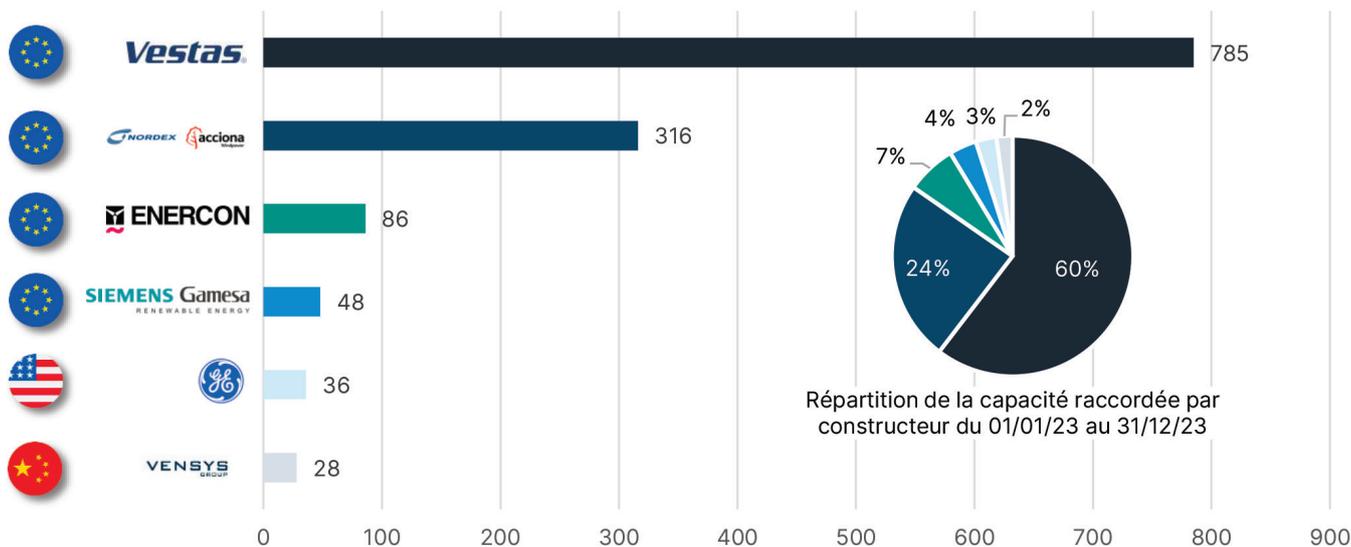
*Les MW CNR sont exploités à hauteur de 474 MW par Energieteam et 108 MW par Engie Green, le reste par des tiers

Source : Etude France Renouvelables 2024

En 2023, le marché de la construction de turbines est concentré principalement entre les mains de constructeurs européens

En France, les turbiniers ont installé 1299 MW de capacité, où les turbiniers européens représentent 95% de la capacité installée de l'éolien terrestre.

MW raccordés par les 6 principaux constructeurs du 01/01/23 au 31/12/23

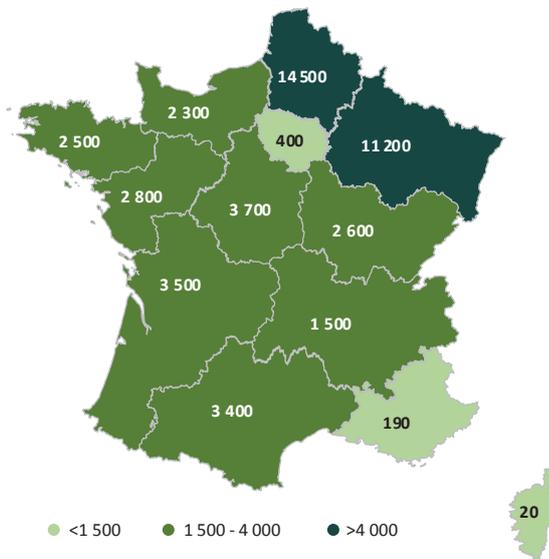


46

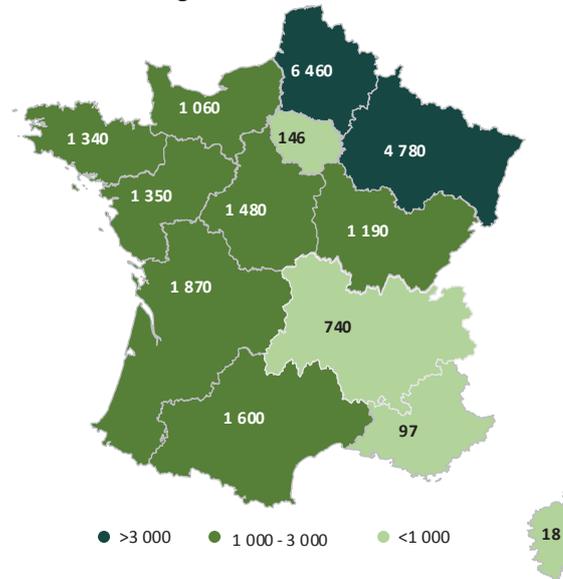
Source : Analyse France Renouvelables

La production d'électricité d'origine éolienne est concentrée au sein des régions Nord et Est de la France

Production de l'éolien terrestre
(en GWh) par région en 2023



Puissance raccordée (en MW) par
région au 31 décembre 2023



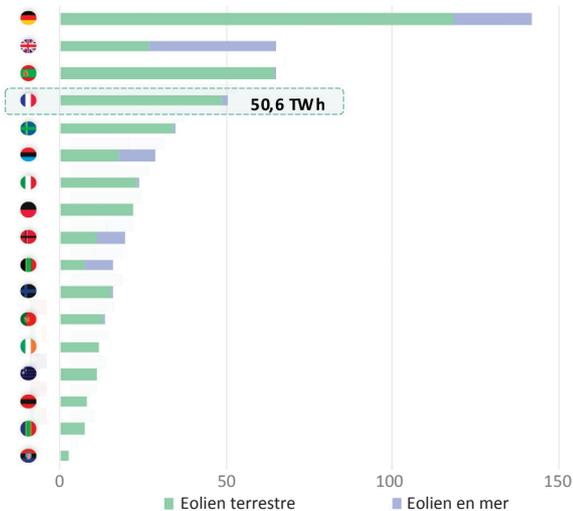
47

La puissance raccordée est principalement concentrée dans les régions du Nord-Est de la France.
Ainsi la production d'électricité est significative dans ces régions.

Sources : Agence ORE ; Enedis ; RTE

Une dynamique qui fait de la France un acteur majeur du développement de la filière en Europe

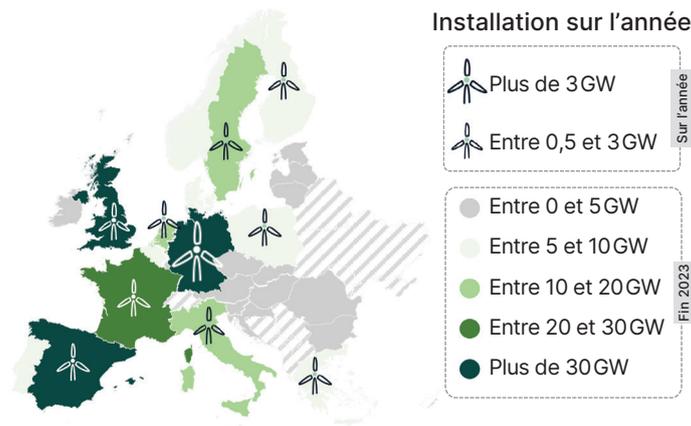
Production d'électricité d'origine éolienne en Europe (en TWh)



Bien que l'énergie éolienne ne représente que 11 % de la consommation énergétique de la France, le pays demeure le **4^{ème} plus grand producteur d'électricité éolienne en Europe.**

Sources : WindEurope ; Ember

Puissance éolienne terrestre et en mer installée par pays en Europe à fin 2023



L'objectif européen (hors RU) pour 2030 est d'atteindre 425 GW, ce qui implique une augmentation de 200 GW en 6 ans, soit de 30 GW par an.

En 2023, 16,2 GW de nouvelles capacités éoliennes ont été installées dans l'UE, portant la capacité totale à 218 GW. Avec 1,3 GW raccordés en 2023, la France représente environ 10 % des nouvelles capacités installées en Europe.

Les bénéfices multiples du marché de l'éolien

Le développement de l'éolien en France s'accompagne de bénéfices, à toutes les échelles, et pour toutes les parties prenantes.

SOCIÉTÉ ET ÉCONOMIE

L'éolien est une source d'énergie **renouvelable et bas carbone**. C'est une technologie **compétitive en termes de coûts et de rapidité de déploiement**. Le développement de la filière est aussi **porteur d'emplois, d'activité économique** et contribue à la **souveraineté industrielle** de la France.

Un coût de production de 82 €/MWh et un temps de déploiement de 7 ans pour l'éolien terrestre.

ENTREPRISES

Les **Corporate Power Purchase Agreements (CPPA)** permettent aux développeurs éoliens et aux entreprises de signer un contrat d'achat d'électricité renouvelable de gré à gré, à un prix fixe, et à long-terme. Ce prix peut donc être décorrélé des coûts du marché, et **aider les entreprises à s'approvisionner en électricité bas carbone, à un prix compétitif et sécurisé sur le long-terme** dans un contexte de forte volatilité des coûts de l'énergie.

Presque 500 GWh de contrats annoncés sur 2023 seulement, soit 2,6x le volume cumulé des CPPA en France à fin 2022.

ÉTAT

L'éolien devient une source de revenus considérable pour l'État. Par le biais du mécanisme de **complément de rémunération (CR)**, l'ensemble de la filière éolienne a **reversé au budget général de l'État plusieurs milliards d'euros** au titre des années 2022 et 2023.

Plus de 5,79 milliards € ont été restitués au budget de l'État pour 2022 et 2023 à travers le mécanisme de CR.

49

COLLECTIVITÉS

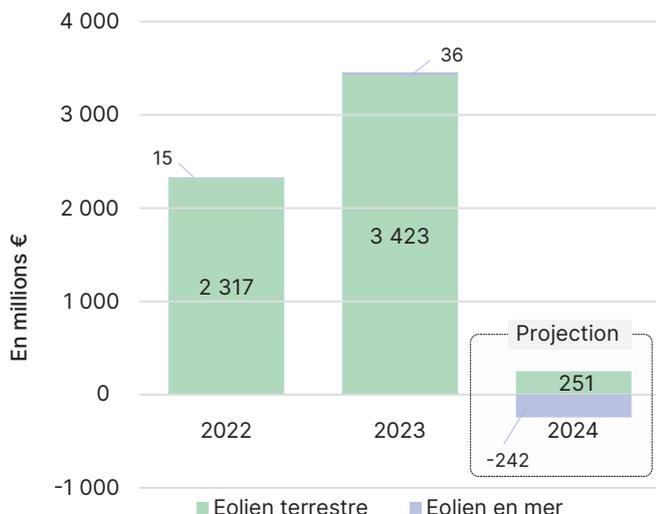
La combinaison de **l'imposition forfaitaire des entreprises de réseaux (IFER)** pour l'éolien terrestre ou la **taxe sur les éoliennes en mer** permettront à la filière de contribuer aux budgets des collectivités à hauteur de **plusieurs milliards d'euros sur le long-terme**. Les collectivités pourront donc réinvestir ces bénéfices pour diminuer les impôts locaux et/ou financer des projets d'intérêt public sur leurs territoires.

L'IFER pour l'éolien terrestre a apporté environ 184 M€ aux collectivités territoriales, tandis que ce montant avoisine les 10 M€ pour l'éolien en mer.

En 2 ans, la filière a d'ores et déjà remboursé 50 % de la somme investie par l'État entre 2003 et 2021

Grâce au complément de rémunération, la filière éolienne est une source de plusieurs milliards d'euros de revenus pour l'État français et un amortisseur de la volatilité des prix du marché pour les consommateurs.

Historique et projection des contributions pour l'État liés au mécanisme de soutien de l'éolien

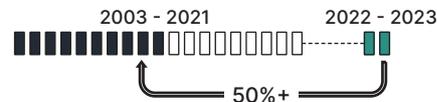


Source : Evaluation 2024 des CSPE à compenser, Commission de Régulation de l'Énergie



50

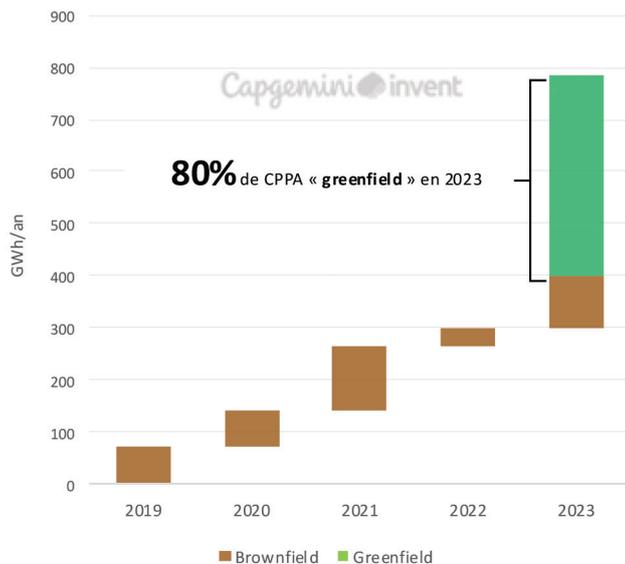
En 2 ans, la filière a remboursé 50%+ de la somme octroyée par l'État entre 2003 et 2021 dans le cadre du CR :



Une année record pour les CPPA éolien, très attractifs pour les entreprises consommatrices d'électricité

De nombreux contrats de Corporate Power Purchase Agreements signés sur des projets éoliens «greenfield» en 2023.

Progression des volumes annoncés de CPPA éolien en France



+484 GWh/an
de CPPA éolien
annoncés en 2023



+386 GWh/an
de CPPA **greenfield** éolien
annoncés en 2023

51



2023 est une année record pour les CPPA éolien avec 9 contrats annoncés, atteignant un volume total proche de la barre des 500 GWh/an sur l'année - les volumes combinés des années précédentes (2019-2022) atteignant seulement 300 GWh/an.



L'année 2023 a vu la **1^{ère} signature de contrat CPPA greenfield éolien en France**, qui a amorcé une belle dynamique pour cette nouvelle typologie de contrats, avec **5 signatures au total sur l'année**, qui permettront de **développer 160 MW** de nouvelles capacités de production d'électricité renouvelable.

Source : Analyse Capgemini Invent

Le repowering permet d'accroître fortement la production d'électricité pour un même nombre d'éoliennes installées

Facteur de charge

Exprimé en pourcentage, le facteur de charge est le ratio entre l'énergie qu'une éolienne produit sur une période donnée et l'énergie qu'elle aurait produite durant cette période si elle avait constamment fonctionné à puissance maximale.

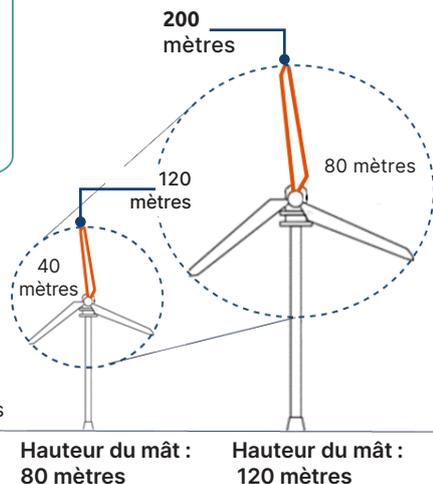
Petite puissance : X-80 à 82

Puissance (MW) : 1,5 – 3
Facteur de charge : 23%
Nombre d'heures de fonctionnement équivalent pleine puissance : 2015 heures

Productible : 4 533 MWh

Vitesse de démarrage : 4m/s
Année de commercialisation : 2011
Nombre de foyers alimentés : 2 266 personnes

Le repowering d'une éolienne



Grande puissance : X-160 à 163

Puissance (MW) : 4,2 – 4,5
Facteur de charge : 31%
Nombre d'heures de fonctionnement équivalent pleine puissance : 2715 heures

Productible : 11 800 MWh

Vitesse de démarrage : 3m/s
Année de commercialisation : 2022
Nombre de foyers alimentés : 5 906 personnes

Caractéristiques des machines grands gabarits

L'amélioration de la performance de machines de dernières générations s'explique par plusieurs facteurs : un meilleur gisement de vent en hauteur, un toileage (taille de la surface balayée par le vent) plus important augmentant le vent capturé, des machines de plus grande puissance nominale et un démarrage plus rapide à vitesse de vent faible.

52

1

éolienne
« repowerée »

2,5x plus
d'électricité

+52 % d'IFER au profit des collectivités territoriales

Electricité plus
compétitive*

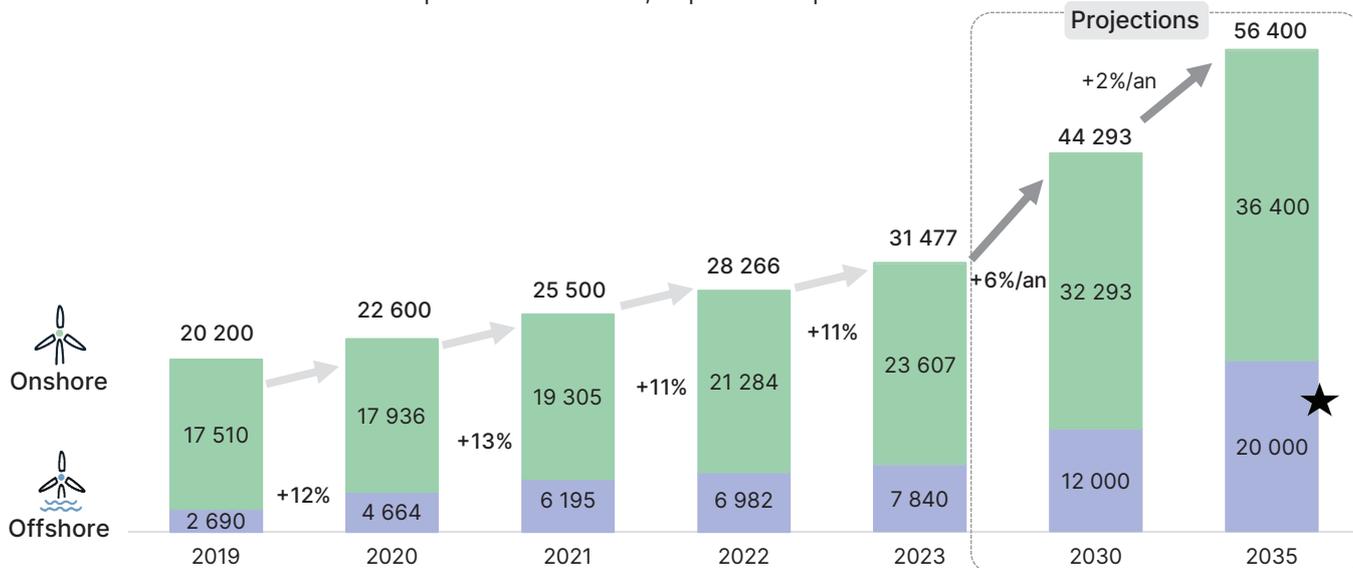
➤ 2x plus de personnes alimentées par une électricité d'origine éolienne ➤

Source : WindEurope

*À condition de coûts équivalents de matières premières et de financement

L'emploi dans le secteur éolien maintient une croissance à deux chiffres depuis 5 ans, et prévoit de dépasser les 40 000 emplois d'ici 2030

Trajectoire de croissance des emplois dans les secteurs éoliens terrestre et en mer
Historique de 2019 à 2023, et prévisions pour 2030 et 2035



53

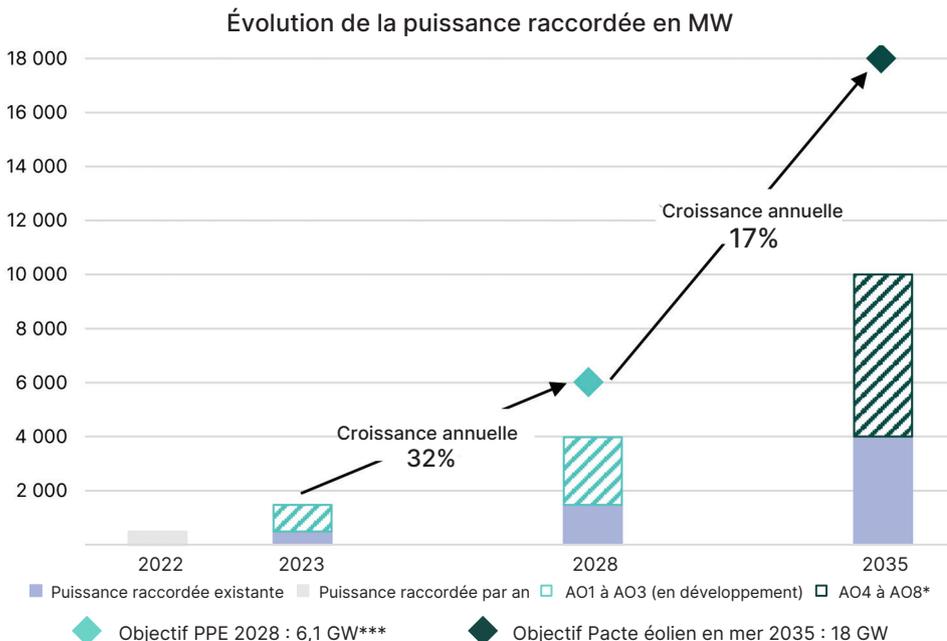
La croissance de l'emploi est soutenue par le maillon de la chaîne de valeur « études et développement », qui représente un tiers des emplois en France et a connu une augmentation de **15 % entre 2022 et 2023**.

Sources : Analyse France Renouvelables ; Analyse Capgemini Invent

★ Objectif fixé par le Pacte Éolien en mer

L'insuffisance de projets en cours de développement compromet l'atteinte de l'objectif de 6,1GW

Objectifs nationaux 2023 atteints à 61%



Sources : Analyse France Renouvelables, Eoliennesenmer.fr

*Projets avec lauréats dont tous les jalons ne sont pas encore connus



Insuffisance de planification de projets pour atteindre les objectifs de la PPE 2028 et du Pacte éolien en mer de 2035.

De nouvelles décisions ministérielles sont attendues pour **atteindre le volume de projets suffisant et répondre aux objectifs du pacte éolien en mer.**

54

Une industrie éolienne en mer française présente sur toute la chaîne de valeur et sur l'ensemble du territoire



2,8 Mds €*

valeur totale prévisionnelle de l'investissement domestique terrestre¹ en 2022



830 M€

valeur prévisionnelle totale des exportations en 2022



144 M€**

Montant des investissements portuaires en 2023 pour les EMR



1,46 Md€**

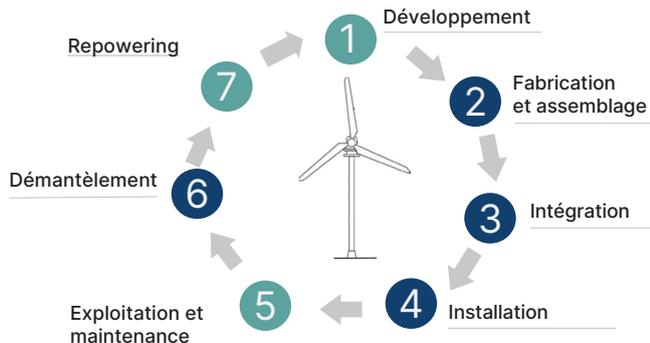
Chiffre d'affaires réalisés par les entreprises de l'éolien en mer à l'export



3,8 Md€**

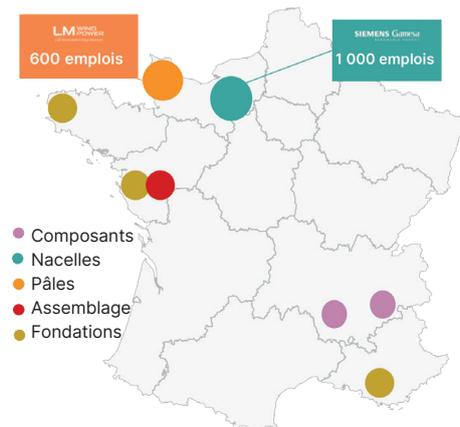
Montant des investissements de l'éolien en mer en 2023

De la conception au recyclage : une industrie éolienne française présente sur tous les maillons de la chaîne de valeur



*Source : ADEME « Marchés et emplois dans le secteur des énergies renouvelables et de récupération » ** Source : Observatoire des énergies de la mer 2023
¹ L'investissement domestique = valeur des actifs éolien installés sur le territoire français

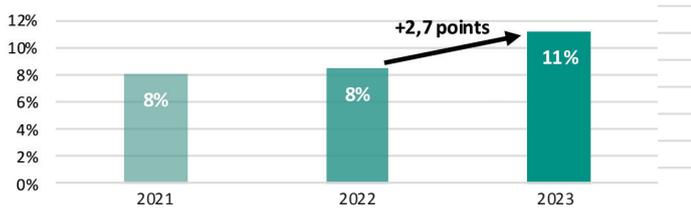
Les activités industrielles de l'éolien en mer sont concentrées dans le Nord-Ouest et le Sud-Est



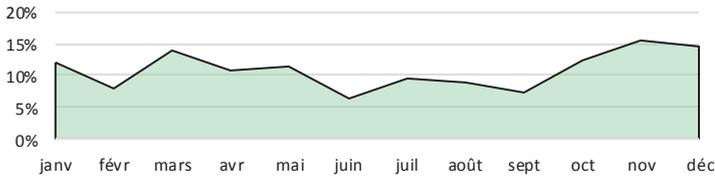
55

En 2023, l'éolien couvre plus de 10% de la consommation électrique française soit autant que l'hydroélectricité

Croissance de la couverture de la consommation électrique



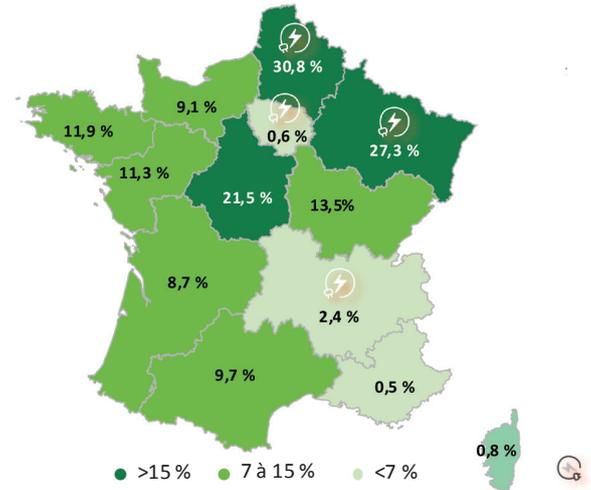
Couverture mensuelle de la consommation sur l'année 2023



La couverture de la consommation électrique par l'éolien a connu une progression constante au cours des 3 dernières années. En 2023, l'énergie éolienne couvre désormais plus de 11% de la consommation d'électricité en France. L'énergie éolienne se montre particulièrement performante pendant les pics de consommation en hiver.

Sources : Agence ORE ; Enedis ; RTE

Couverture de la consommation par l'éolien terrestre par région en 2023



Consommation d'électricité >10% du total national

La production éolienne terrestre couvre près de 30% de la consommation électrique des régions Hauts-de-France et Grand Est, qui figurent parmi les quatre plus grandes consommatrices d'électricité en France.

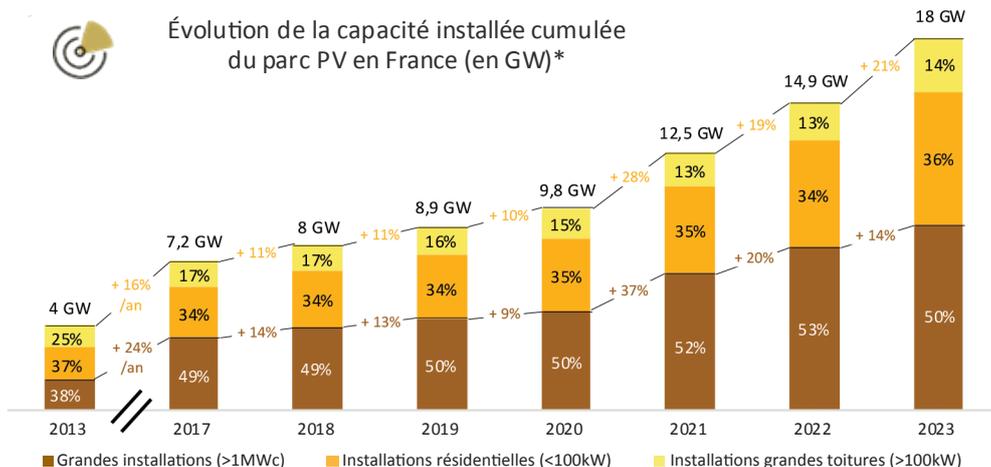
2.2

Photovoltaïque de grande puissance

Avec +3GW installés en 2023, la filière PV atteint un nouveau record de croissance, et 18 GW de capacité installée cumulée



Évolution de la capacité installée cumulée du parc PV en France (en GW)*



- Sur 3,2 GWc raccordés en 2023, près d'un tiers représente les installations de grandes capacités (>1 MW).
- Entre 2013 et 2023, les capacités installées des grandes installations ont été multipliées x6, soit la plus forte augmentation de la filière PV.
- Les capacités installées des installations résidentielles et grandes toitures ont été respectivement multipliées par 4 et 2,7.

58

1

Depuis 2020, la tendance de raccordement s'est fortement accélérée, avec une croissance moyenne de 23 %, contre 11 % pour la période 2017-2020.

2

Depuis 2017, la croissance de la filière est essentiellement portée par les grandes installations qui représentent 50 % de la capacité installée.

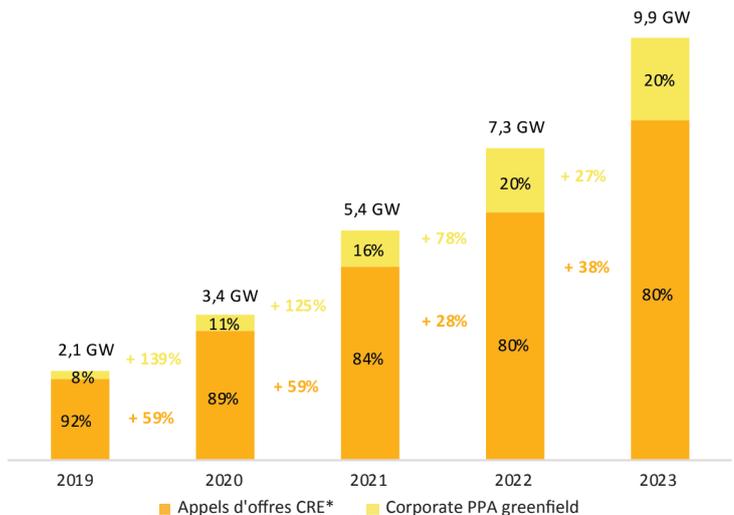
3

En 2023, un nouveau record est atteint avec 3,2 GWc de nouvelles capacités raccordées au réseau.

Malgré l'essor des PPA, la croissance de la filière PV de grande puissance (>1 MW) reste portée par les appels d'offres CRE



Capacité PV cumulée activée par les différents mécanismes de soutien depuis 2019 (en GW)



- Différents mécanismes de soutien accompagnent le développement de la filière pour des installations de grandes puissances :
 - Les Appels d'Offres publics pilotés par la CRE.
 - Les Corporate PPA : contrat direct et long-terme d'achat d'électricité renouvelable entre un producteur et un consommateur. Ces contrats engagent l'acheteur à acheter l'électricité produite par un parc renouvelable défini à un tarif et sur une durée préalablement fixée.
- Dans les deux cas, ces mécanismes permettent de sécuriser un prix fixe ou indexé pour la vente de l'électricité produite. Ce prix est décorrélé des prix et des fluctuations du marché de l'électricité et dépend du coût de production.
- Face à la durée longue de ces contrats (15-20 ans pour des CPPA greenfield en France), la contractualisation nécessite cependant une bonne santé financière des deux parties, en particulier de l'acheteur. Le fonds de garantie tel que celui porté par BPI France sont une des réponses pour permettre la généralisation des contrats CPPA aux acheteurs de taille intermédiaires.

59

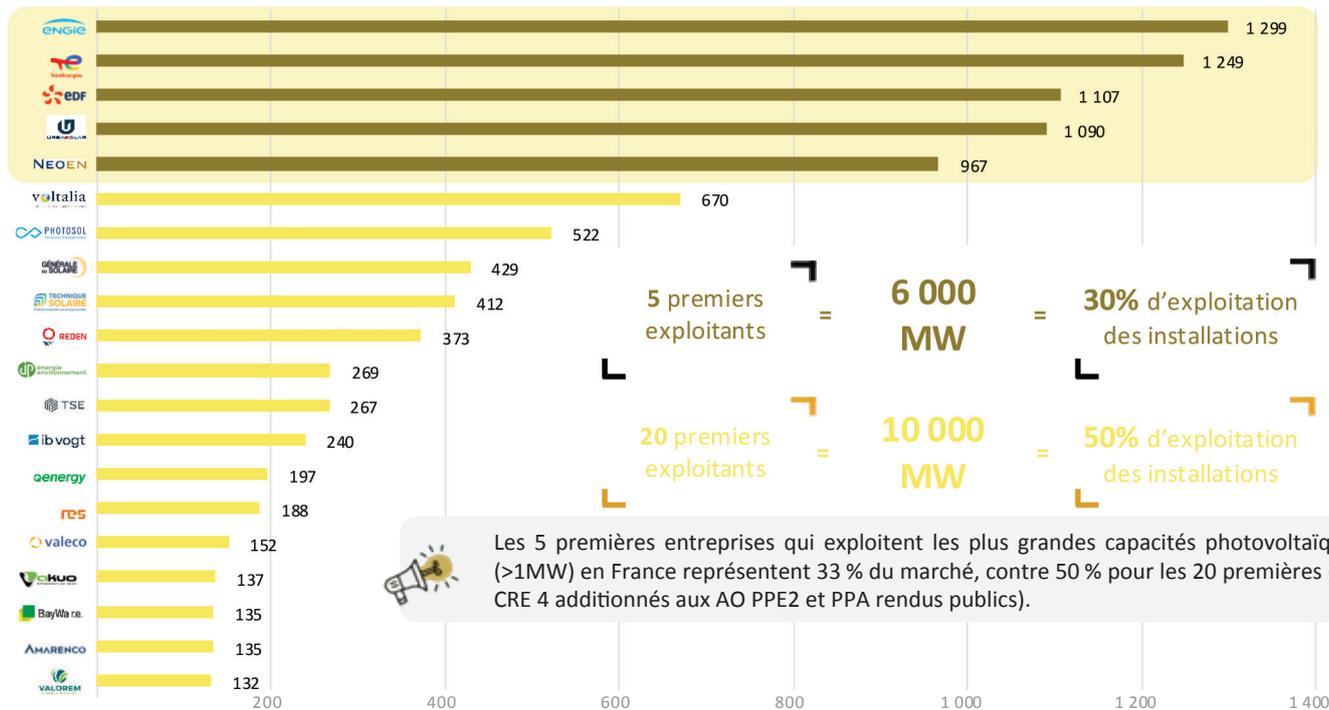
Les PPA ont connu un taux de croissance **3x supérieur** à celui des appels d'offres entre 2019 et 2023. Au total, le parc des installations avec une capacité de production unitaire > 1 MW est estimé à 9,9 GW.

*Appels d'offres CRE 4 et PPE2 (ISB et IAS) pour les projets de capacités supérieures à 1 MW.

Sources : Ministère de la Transition écologique ; CRE ; Analyse Capgemini Invent

Le marché du PV de grande puissance est très fragmenté, les 20 premiers exploitants représentant 50 % des capacités

Top 20 des entreprises par capacités photovoltaïques en exploitation en 2023 (en MW)



Les 5 premières entreprises qui exploitent les plus grandes capacités photovoltaïques (>1MW) en France représentent 33 % du marché, contre 50 % pour les 20 premières (AO CRE 4 additionnés aux AO PPE2 et PPA rendus publics).

Sources : Ministère de la Transition écologique ; CRE ; Analyse Capgemini Invent

Le marché est très dynamique, caractérisé par l'entrée de nouveaux acteurs, et des rachats d'entreprises ou de portefeuilles d'actifs



Des nouveaux entrants qui cherchent à tirer de la valeur d'un marché solaire attractif

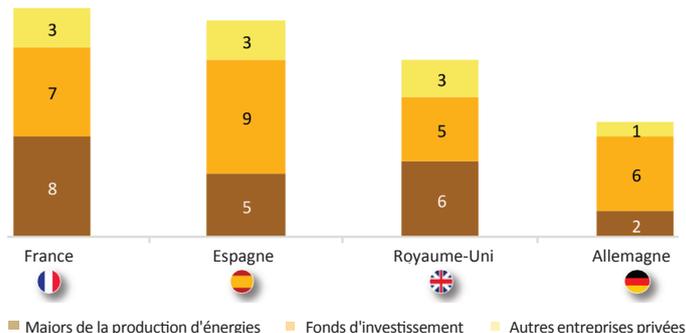
Le dynamisme du marché solaire est porté par les mécanismes de soutien et les CPPA et bénéficie de **faibles barrières à l'entrée, en comparaison des autres EnR**, avec :

- un temps de développement de projets moindre (4-5 ans en moyenne pour le PV vs 10 ans pour l'éolien),
- un faible besoin d'investissements initiaux,
- une facilité technique d'installation (structures simples).



Des acteurs qui cherchent à accélérer leur développement par des opérations de croissance externe

Nombre d'opérations de fusions-acquisitions depuis 2019 par typologie d'acheteurs sur les principaux marchés européens



3

Types d'acteurs sur le marché

- Les énergéticiens historiques
- Les **pures players historiques des EnR**
- Les **nouveaux entrants**, pure players ou sociétés non issues du secteur des énergies et disposant de ressources foncières et/ou financières (ex : SNCF Renouvelables)

SNCF
Renouvelables

En juillet 2023, la SNCF a annoncé la création de sa filiale SNCF Renouvelables pour amplifier sa production photovoltaïque. Avec **1 milliards d'euros d'investissement et un patrimoine foncier de 1 000 hectares**, la SNCF veut produire 1 GW d'énergie en 2030, soit 15-20 % de sa consommation énergétique.

PHOTOSOL
Producteur d'énergie solaire

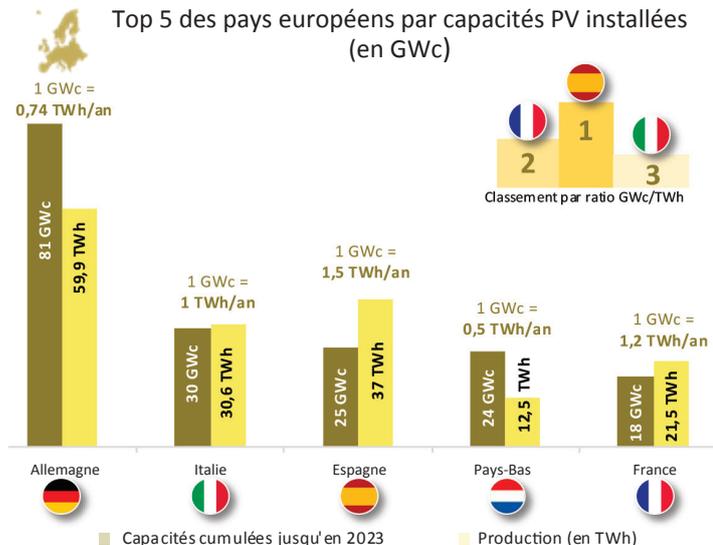
L'acquisition de Photosol en décembre 2021 par le groupe français Rubis, pour une valeur d'entreprise de 844 M USD marque la diversification de son portefeuille vers plus d'énergies renouvelables.

REDEN
SOLAR

L'acquisition de Reden Solar par Macquarie, pour une valeur d'entreprise de 2,5 milliards d'euros en 2022, constitue la plus importante prise de contrôle d'une entreprise solaire en Europe depuis 2019.

Sources : Enerdatix Energy Transition M&A database ; Xerfi

En comparaison avec les pays européens, la France présente une production PV élevée en proportion de ses capacités installées



Par rapport à 2022, le développement du photovoltaïque s'est accéléré dans les pays européens : en Espagne (+28 %), en France (+21 %), en Allemagne (+20 %), en Italie (+20 %) et aux Pays-Bas (+24%). Avec 56 GWc de capacités installées en 2023, le parc solaire européen passe de 207 GWc à 263 GWc, soit une hausse de 27 % en un an.

Pour accélérer le développement du photovoltaïque en Europe, la Commission européenne a présenté le plan RePowerEU qui a pour objectif d'atteindre :

600 GWc

de capacités installées à l'échéance 2030

Pour atteindre cet objectif, la Commission européenne propose d'obliger l'installation de panneaux solaires sur les nouveaux bâtiments publics et commerciaux, et sur les nouveaux bâtiments résidentiels.

En 2023, la France est le 2^{ème} pays européen à produire le plus d'électricité en proportion de ses capacités (GWc) installées. Pour chaque GWc mis en exploitation en France, 1,2 TWh sont produits par an. En comparaison, l'Allemagne présente une faible production annuelle d'énergie solaire (0,74 TWh/an) en proportion de ses capacités installées (81 GWc).



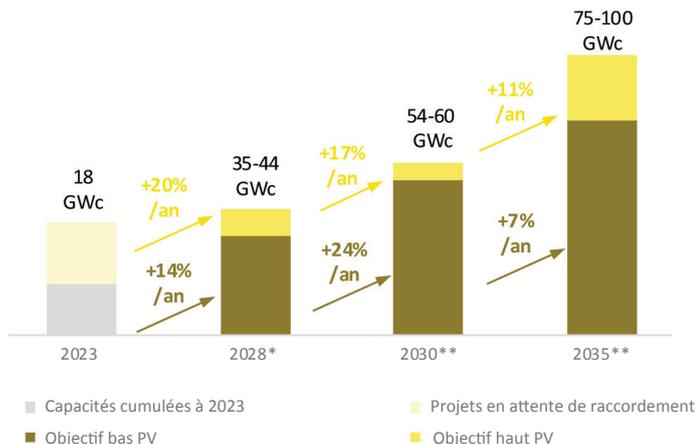
L'AIE confirme la tendance de la filière photovoltaïque en Europe pour doubler son rythme de développement 2028. Les projections de croissance de la filière photovoltaïque sont significatives, car elles représenteraient près de 70 % des nouvelles capacités installées des énergies renouvelables à l'horizon 2028 (suivies par l'éolien à 26 %).

Sources : Bundesnetzagentur ; Italia Solare ; Red Eléctrica ; Nationaal Solar Trendrapport 2023 ; RTE ; AIE

Pour atteindre les objectifs nationaux, la filière doit maintenir son rythme de développement des projets photovoltaïques



Objectifs d'évolution de la capacité solaire photovoltaïque à horizon 2035 (en GWc)



Adoptée le 10 mars 2023, la loi APER, a pour intention d'accélérer le développement de la filière photovoltaïque

- Elle définit un cadre légal pour l'agrivoltaïsme qui représente un levier majeur de développement avec une surface agricole utilisée (SAU) à 28 millions d'hectares.
- Elle oblige tous les parcs de stationnement extérieurs, existants au 1^{er} juillet 2023 et dont la superficie est supérieure à 1 500 m², d'être équipés d'ombrières photovoltaïques sur au moins la moitié de leur superficie.

63



L'implantation d'installations ne correspondant pas à la définition de l'agrivoltaïsme est beaucoup plus limitée. Un an après la promulgation de la loi, les installations solaires ne seront pas autorisées dans les zones forestières lorsqu'elles nécessitent un défrichage de plus de 25 hectares.

Depuis 2021, le parc photovoltaïque Français connaît un taux de raccordement record (+20 % par an), soit en moyenne 2,8 GWc/an. Pour atteindre les objectifs fixés par la PPE en 2028, le parc français doit suivre une croissance annuelle minimum de 17 %. Avec le raccordement des capacités en file d'attente, l'objectif « bas » pourrait être atteint. Pour atteindre cet objectif en 2035, la France doit raccorder 4,8 GWc en moyenne par an, ce qui correspond à un taux de croissance annuel moyen de 14 %.

*Objectifs fixés par la PPE

**Stratégie française pour l'énergie et le Climat)

Sources : Stratégie Française pour l'énergie et le climat (SFEC) ; PPE

En ligne avec la stratégie européenne, la France est en train de relancer une industrie de production de modules photovoltaïques

Processus de fabrication
d'un module PV

Extraction des silices

L'extraction de silice en carrière se fait principalement sous forme de quartz. Les gisements de silice de bonne qualité sont assez rares mais présents sur tous les continents.

Production des wafers

Le silicium est fondu, puis solidifié afin de former un réseau cristallin sous forme de lingot. Ces lingots sont ensuite découpés en plaquettes (wafers).

Fabrication des cellules

Les plaquettes subissent différents traitements (diffusion de dopants, passivation, dépôt de couches et d'une grille métallique) pour obtenir des cellules solaires.

Assemblage des modules

Les différentes cellules photovoltaïques créées sont connectées entre elles par soudure. Elles sont encapsulées sous un verre trempé et entourées d'un cadre en aluminium.

Holosolis

PIIEC

Cartographie des centres de production

CARBON

64

Sarreguemines-Hambach

750 Md€
Investissement
(CAPEX)

1 900
Emplois en 2025

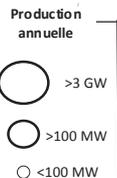
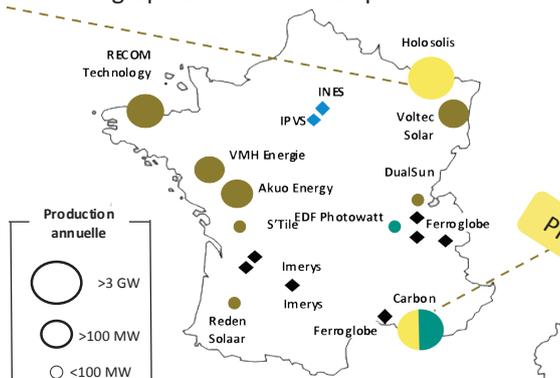
5 GW
Production de
modules en
2025

Fos-sur-Mer

1,5 Md€
Investissement
(CAPEX)

3 000
Emplois en 2025

5 GW
Production de
modules en
2025



● Centres de production de modules

● Centres de production de modules *en projet*

● Centres de production de wafers

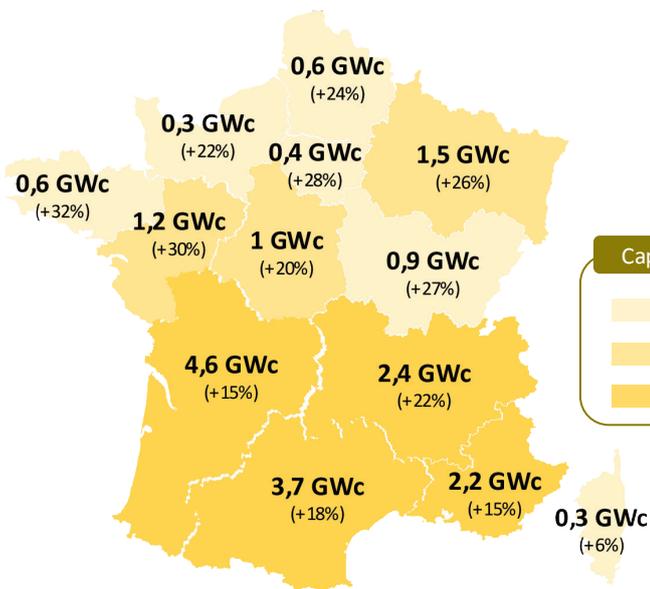
◆ Usines de production de silicium

◆ Instituts de recherche et de formations

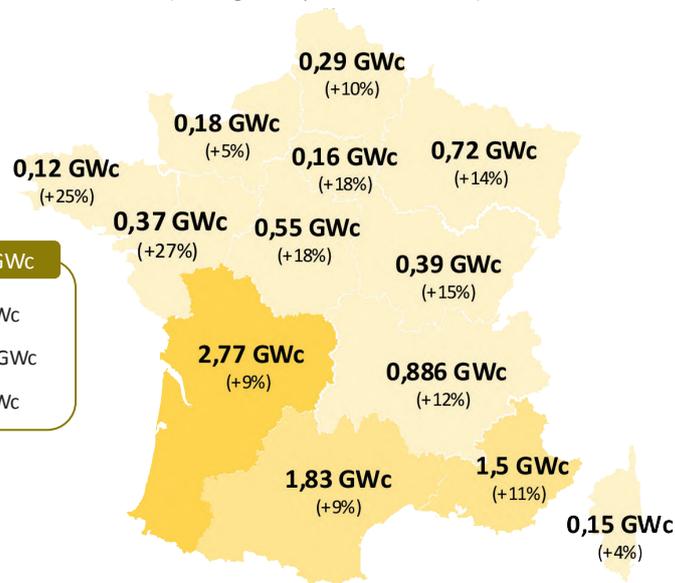
Sources : CNRS ; ENGIE

En 2023, les capacités photovoltaïques installées sont inégalement distribuées sur le territoire métropolitain

Répartition régionale du parc photovoltaïque 2023
(PV toutes capacités)



Répartition régionale du parc photovoltaïque 2023
(PV de grande puissance > 1MWc)



40 % du parc photovoltaïque métropolitain est concentré dans les régions Nouvelle-Aquitaine (22 %) et Occitanie (18 %). Les régions avec de faibles capacités installées (dans le nord de la France) connaissent des taux de croissance les plus importants (+20 %).

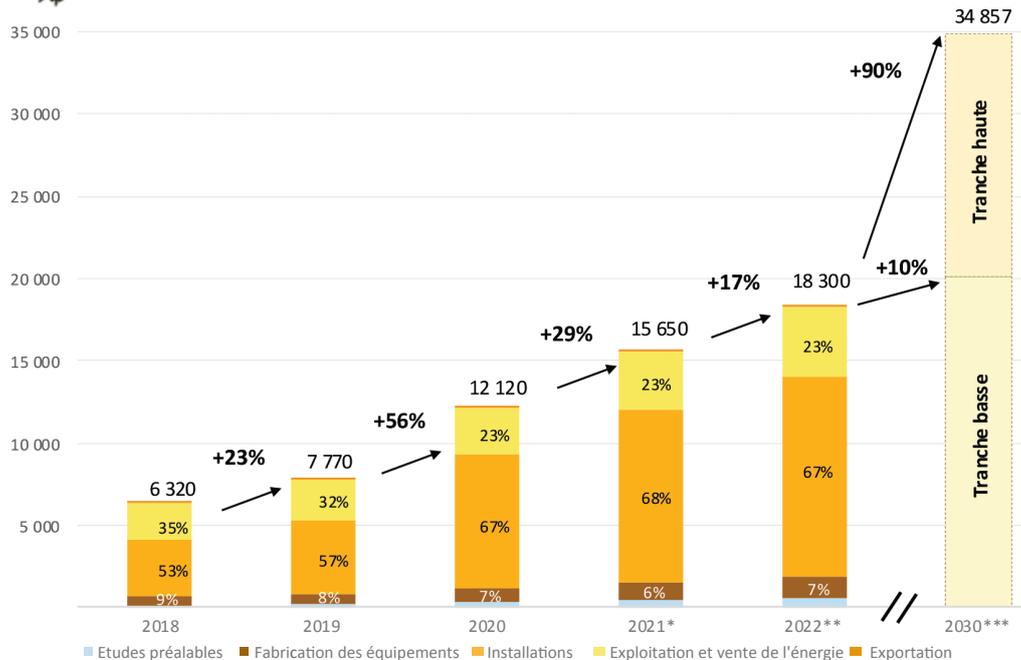
Les régions Nouvelle-Aquitaine et Occitanie concentrent près de 45 % des capacités installées. Les régions situées à l'ouest de la France présentent le plus fort taux de croissance des grandes capacités photovoltaïques (+20 %).

Sources : ODRE ; ENEDIS

Le développement de la filière photovoltaïque engendre de la tension sur le marché de l'emploi



Répartition des emplois par maillon de la chaîne de valeur (ETP)



Sources : ADEME ; UFE

- Entre 2018 et 2022, le nombre d'emplois de la filière photovoltaïque a été multiplié par 2,5. 91 % des emplois sont concentrés sur deux maillons : l'installation (68 %) et l'exploitation et vente de l'énergie (23 %).
- Selon les projections de l'Union Française de l'Electricité, le nombre d'emplois (ETP) de la filière en 2030 devrait être compris entre 20 073 et 34 787 ETP, soit 2 fois le nombre total d'emplois en 2022.
- Certains métiers sont en tension et des difficultés de recrutement sont observés, en particulier sur les postes de chargés de projets et d'électro-techniciens. Pour répondre à la demande du marché, des entreprises initient des formations académiques et professionnelles au sein de leurs structures, notamment DualSun qui forme 500 installateurs chaque année.

*Résultats semi-définitifs

**Résultats provisoires

***Prévisions de l'Union française de l'électricité

L'agrivoltaïsme représente un relais de croissance important afin d'atteindre les objectifs fixés par la SFEC



Le besoin de foncier pour les grandes installations photovoltaïques devient un enjeu pour le développement de la filière dans un contexte de **lutte contre l'artificialisation** des sols et de préservation de la biodiversité, notamment avec l'objectif «Zéro Artificialisation Nette».

Par conséquent, il est **nécessaire d'élargir les pratiques de production photovoltaïque** à grande échelle. Avec une surface agricole utilisée (SAU) de 26 millions d'hectares, l'agrivoltaïsme offre des relais de croissance importants à la France.

Une définition de la
pratique
Agrivoltaïque

« Installation de production d'électricité utilisant l'énergie radiative du soleil et dont les modules sont situés sur une parcelle agricole où ils contribuent durablement à l'installation, au maintien ou au développement d'une production agricole ».

Article 54 – Loi APER

150 GW

67

Publié au Journal Officiel le 9 avril 2024, le décret d'application stipule à l'article 6 les contrôles et sanctions appliquées aux installations agrivoltaïques. A long terme, il est nécessaire d'assurer la compatibilité des installations photovoltaïques avec l'activité agricole, et le décret d'application dispose d'un programme de suivi des opérations de démantèlement. S'il est établi que l'installation n'est plus exploitée ou si les conditions de compatibilité avec l'activité agricole ne sont plus respectées, le projet pourrait se voir obligé d'être démantelé.

Avec 1 % de sa SAU couverte par l'agrivoltaïsme, la France pourrait atteindre dix fois sa capacité installée cumulée de 2022, soit 150 Gwc. Cela représente une production d'énergie 10 fois plus importante que les biocarburants.

En comparaison des pays européens, la France a le plus grand gisement en Europe devant l'Espagne (100 GW) et Italie (75 GW). Dans l'hypothèse où ce gisement inexploité était ajouté au réseau électrique, il permettrait d'atteindre dès à présent les objectifs photovoltaïques fixés pour 2050 (100 GW).

Sources : Commission européenne ; JOUE

2.3

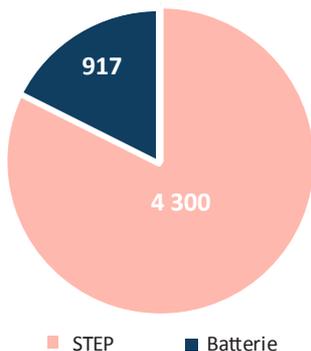
Stockage
stationnaire
par batterie



Les capacités installées de stockage stationnaire par batterie sont faibles par rapport aux STEP historiquement développées



Capacité de stockage en France
exprimée en MW en 2023



Résilience du système français et rôle du stockage

- 75 % de la production d'électricité française provient de sources très modulables : le nucléaire et l'hydraulique. 4 GW de capacités de pompage-turbinage (STEP) sont en place.
- Ce mix électrique assure jusqu'à présent la robustesse et la pilotabilité du système électrique et limite le besoin à un recours massif au stockage par batterie stationnaire.
- Les moyens de stockage ont notamment, mais pas seulement, pour

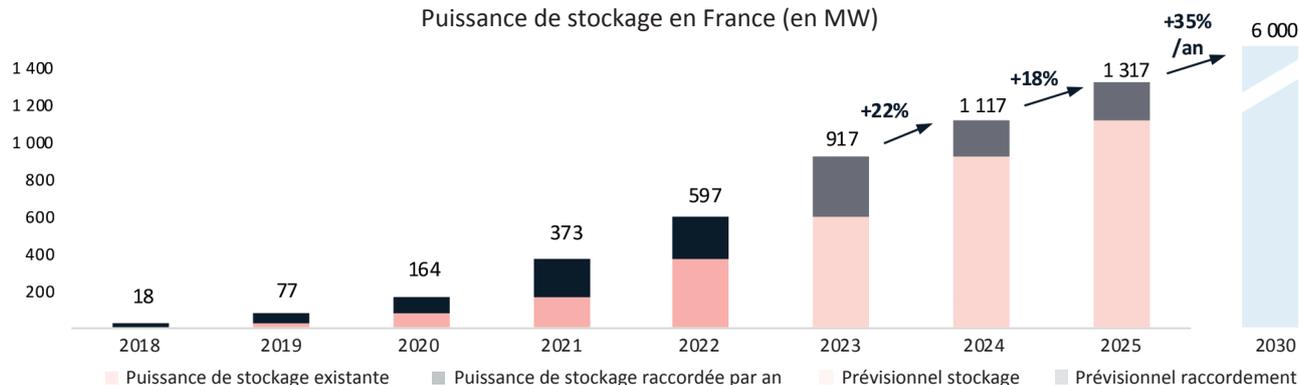
70

L'augmentation de la part des énergies renouvelables dans le mix électrique (300 TWh en 2035 vs 120 TWh en 2023) et donc de la variabilité de la production va accroître le besoin en capacité de stockage stationnaire.

Le gisement de stockage par STEP étant presque entièrement exploité, les besoins en capacités de stockage stationnaire par batterie vont augmenter fortement dans les prochaines années.

Sources : RTE ; Xerfi « Les défis du marché du stockage de l'énergie »

Le stockage stationnaire par batterie connaît une forte croissance depuis plusieurs années, et celle-ci va perdurer



71



Batterie

- Réponse rapide aux fluctuations de la demande
- Évite les investissements lourds nécessaires au renforcement du réseau de distribution
- Offre un rendement proche de 90 %
- Libère les puissances réservées sur les machines tournantes pour produire
- Offre un stockage à court terme : « intraday »
- Nécessite des matières premières et métaux critiques

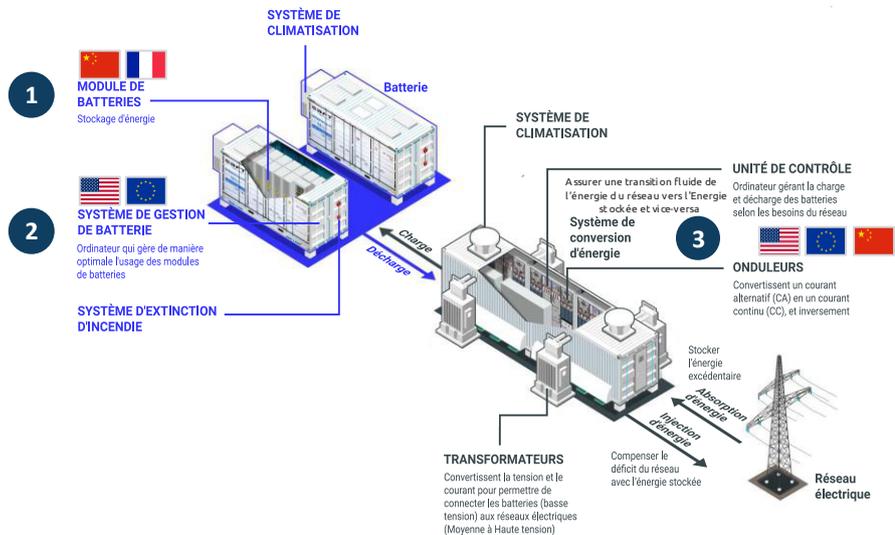


STEP

- Assure un stockage long terme (plusieurs semaines)
- Permet une grande puissance de stockage
- Offre un rendement autour de 80 %
- CAPEX importants pour l'installation et le raccordement
- Impact environnemental élevé
- Nécessite un stock hydraulique et des conditions hydrologiques favorables

Sources : LCP Delta ; Sénat ; EDF

Comprendre la structure et les composants du conteneur de stockage



650k€
/MW
 de batterie de capacité
 d'une heure

72

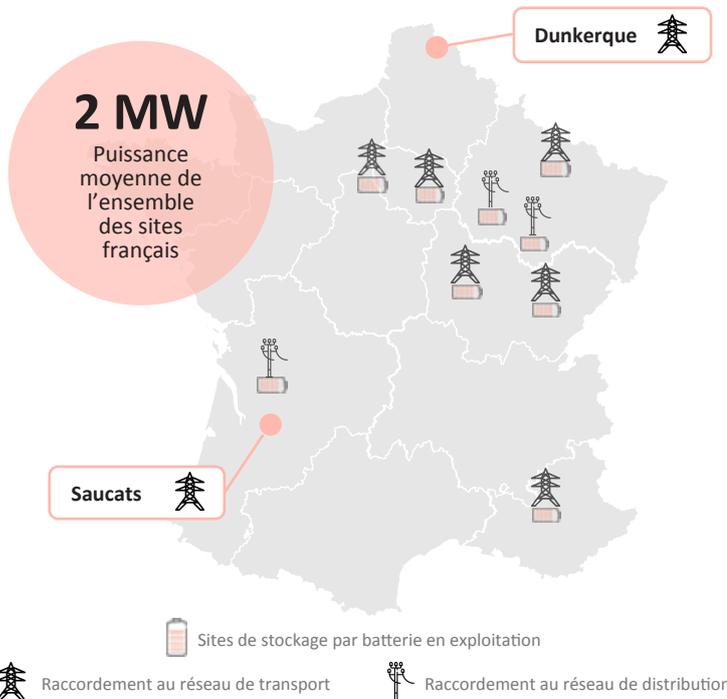
Les trois ensembles clés composant une installation de stockage par batterie stationnaire

1. Le module de **batteries** qui va stocker l'énergie électrique sous forme chimique. La principale matière première composant cet ensemble est le **lithium**.
2. Le système de gestion des batteries (BMS), en charge de contrôler la charge et la décharge des modules de batteries.
3. Le système de conversion d'énergie composé des transformateurs en charge d'ajuster le niveau de tension électrique et l'onduleurs en charge de la conversion du courant continu provenant du module de batteries en courant alternatif délivré sur le réseau.

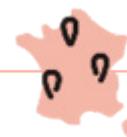
Sources : Le Monde ; Analyse France Renouvelables

Des projets de grande taille émergent sur le territoire et permettent d'accélérer la croissance de la capacité installée

Site de stockage par batterie en France métropolitaine (> 10 MW)



Sources : Open Data Réseaux Energies au 31/12/2023 ; Analyse France Renouvelables ; TotalEnergies ; Amarencò



Dunkerque



- Mise en service en deux temps : 2020 puis décembre 2021
- 61 MW, projet retenu dans le cadre de l'AOLT de 2020
- Technologie lithium-ion
- Approx.40 M€ (extrapolation de 15 M€ pour la 1^{ère} tranche de 25 MW en 2020), soit 650 k€ / MW
- Capable de maintenir le courant de 200 000 foyers pendant une heure

Saucats 2



- Mise en service fin 2023
- 105 MW dont 75 MW qui bénéficient de l'AOLT avec un tarif sécurisé sur 7 ans
- Technologie lithium-ion
- Approx.56 M€, soit 530 k€ / MW
- Chiffres d'affaires : approx.8 M€/ an
- 20 ans minimum

Le marché attire essentiellement des acteurs d'autres industries, notamment des développeurs d'énergies renouvelables



Nouveaux entrants sur le marché

74

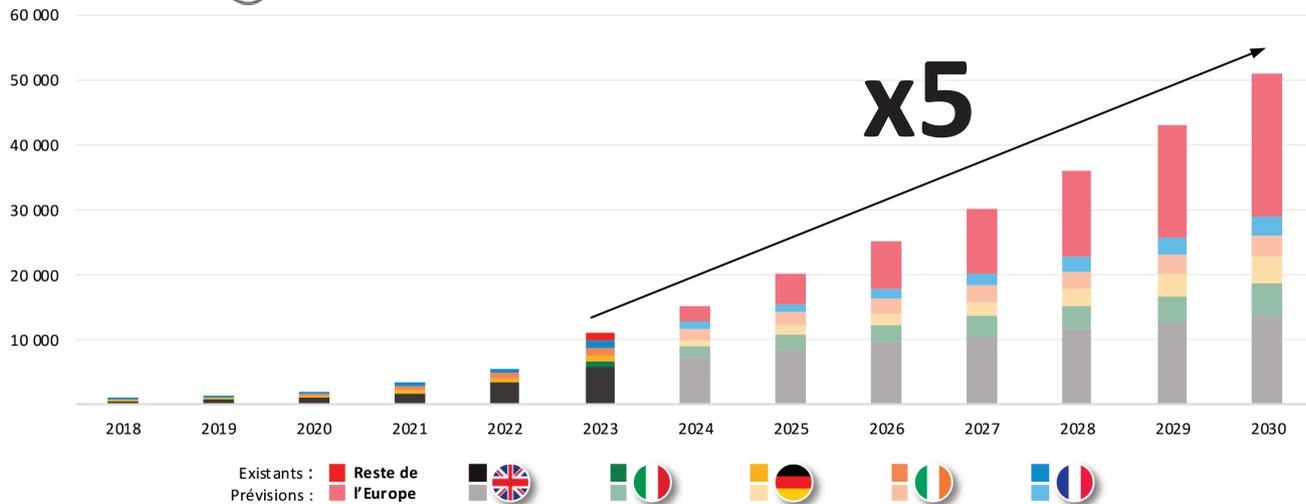
Les acteurs du développement et de l'exploitation ont adopté une diversification vers le stockage afin de renforcer l'intégration des énergies renouvelables sur le réseau.

Source : Analyse France Renouvelables

La capacité installée devrait tripler en France à horizon 2030, dynamique moins importante qu'à l'échelle européenne



Puissance de stockage installée et projetée par pays (en MW)



75

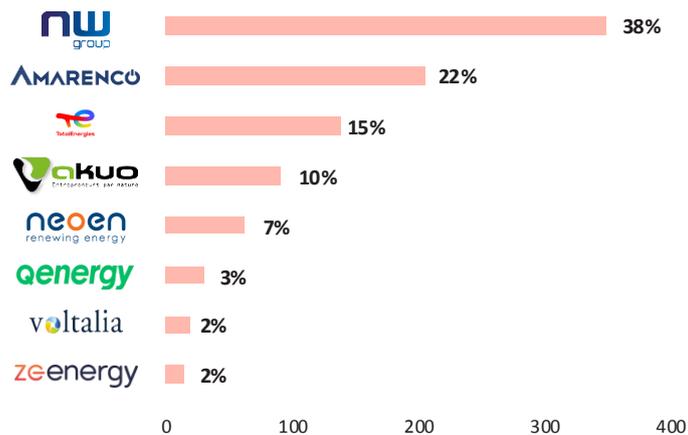


- La **capacité installée en Europe devrait être multipliée par 5 à horizon 2030**, croissance principalement portée par la Grande Bretagne et dans une moindre mesure par l'Allemagne et l'Italie.
- Cette « prédominance britannique » s'explique en partie par la faible interconnexion de son système électrique avec le continent, le faible gisement de stockage par STEP et à l'essor important de sa production éolienne, qui induit un besoin important en capacité de stockage par batterie.

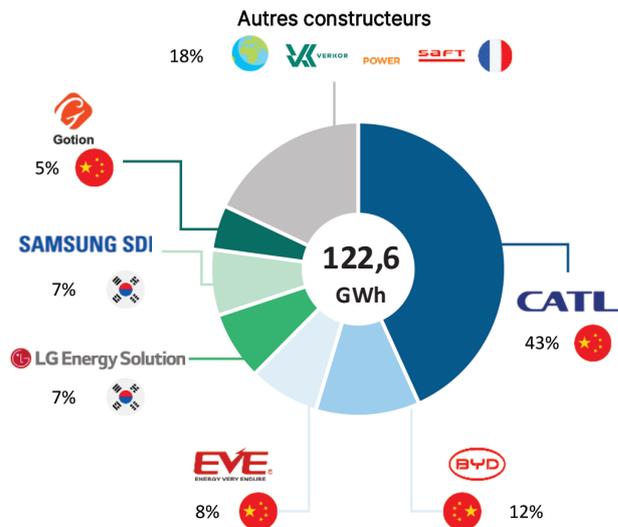
Sources : EASE ; Analyse France Renouvelables

Malgré un marché concentré, l'arrivée de nouveaux acteurs français témoigne d'une évolution du paysage concurrentiel

Principaux exploitants de sites de stockage par batterie en France en 2022 (MW)



Répartition du marché mondial de la production de batteries en GWh en 2022



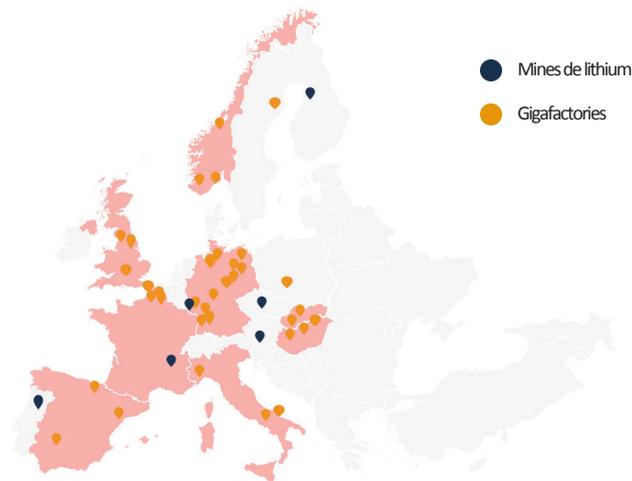
- L'exploitation des sites de stockage en France est fortement concentrée, avec un nombre limité d'acteurs.
- En 2022, 3 entreprises exploitent 75 % de la capacité installée.

- 6 entreprises asiatiques contrôlent 80 % du marché de la production de batterie dédiée au stockage.
- Des acteurs européens commencent néanmoins à émerger portés par les besoins de l'industrie de la mobilité électrique.

Sources : Statista ; Analyse France Renouvelables

Un appareil industriel européen et français se développe autour de gigafactories et de mines de lithium pour sécuriser l'approvisionnement

De nombreux projets émergent en Europe



L'Allemagne concentre un grand nombre de gigafactories de batteries en Europe. Néanmoins, une vallée de la batterie est en train de naître dans les Hauts de France autour d'acteurs comme Verkorou ACC. Ces gigafactories françaises fourniront à la fois le marché automobile et celui du stockage stationnaire.

Sources : Statista ; Analyse France Renouvelables



Gigafactory de batteries électriques Dunkerque

16 GWh

dont 15 qui bénéficient de l'AOLT avec un tarif sécurisé sur 7 ans

3/4

de la production achetée par Renault

1,5 Md€
d'investissement

2 000
emplois

77



IMERYS

Projet Emili, mine de lithium Auvergne Rhône-Alpes

34 kT

d'hydrogène produit par an - Exploitation sur 25 ans

2^{ème}

plus grande mine d'Europe

1 Md€
d'investissement

600
emplois directs

À l'instar du Royaume-Uni, la France doit se doter d'une vision et d'objectifs clairs pour rassurer les acteurs de la filière

Plan d'action stratégique européen sur les batteries

- L'Alliance européenne pour les batteries a été créée dans le but de parvenir à une autonomie stratégique dans le secteur de la batterie. L'objectif est d'**établir une chaîne de valeur pour les batteries en Europe**.
- Le Plan d'Investissement dans les Infrastructures et l'Innovation Énergétiques (PIIEC) Batterie (2019/2031), prévoit une enveloppe totale de 3,2 milliards d'euros d'aide publique dans le but de favoriser la recherche et l'innovation à toutes les étapes de la chaîne de valeur des batteries.
- Les mécanismes de soutien présents principalement en amont de la chaîne de valeur visent à stimuler la production de batteries. Ils bénéficieront principalement à la mobilité, tant en France qu'en Allemagne.

- Objectif de 20 GW d'ici 2035
- Plan global de 2 milliards € pour renforcer la chaîne de valeur de la batterie
- Financement à hauteur de 11 millions € pour 20 start up spécialisées dans les technologies



- **Plan batteries lancé en 2018** pour accélérer l'émergence de la filière de production de batteries
- **903 millions €** d'aides dans le cadre des PIIEC dédiés principalement aux batteries des véhicules électriques
- **38 projets** liés aux batteries soutenus, pour un total de **233 millions €**



- Subvention de 900 millions € pour l'implantation d'une usine de batterie



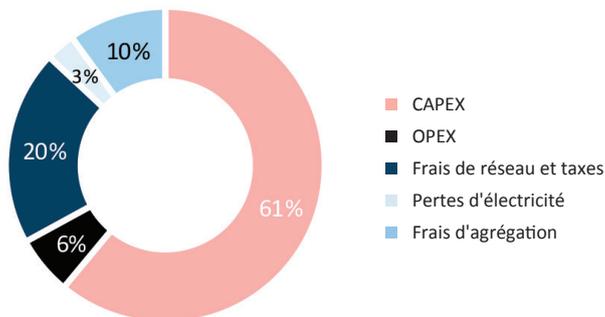
- Plan national de relance et de résilience (PNRR)
- 17,7 milliards € visant à soutenir la construction et l'exploitation d'un système de stockage d'électricité centralisé par pompage-turbinage (STEP) et par batteries



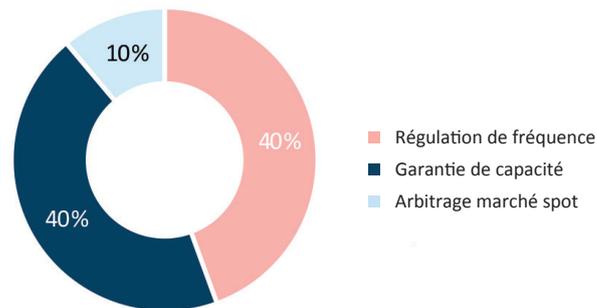
Sources : Commission européenne ; Ministère de l'Économie ; Analyse France Renouvelables

Il est nécessaire d'améliorer la visibilité des revenus pour débloquent les financements de projets intensifs en CAPEX

Répartition des coûts d'un site de stockage par batterie (%)



Principaux revenus d'un site de stockage en France (%)



Des difficultés à financer des projets

- Un marché intensif en CAPEX qui nécessite de sécuriser les revenus sur du long-terme pour rentabiliser les investissements initiaux.
- Des conditions de financement qui se durcissent avec la hausse des taux d'intérêt.

Une incertitude sur les revenus

- La sélection des offres pour le renouvellement de la réserve primaire et les offres d'ajustement (régulation de fréquence) sont respectivement hebdomadaires et journalier.
- Le mécanisme de capacité offre de la visibilité sur un an. Les AOLT ont permis d'étendre cette durée à 7 ans en garantissant le prix la GC.
- Les arbitrages marché sont soumis aux fluctuations imprévisibles du marché et il est impossible d'empiler différentes sources de revenus.

Sources : CRE ; Analyse France Renouvelables

De nouveaux appels d'offre adaptés aux spécificités du stockage doivent être mis en œuvre

Les appels d'offres long-termes (AOLT) historiques

AOLT organisés par RTE en 2019

7 ans	28-29 k€/MW	250 MW
Durée de prix garanti pour les GC*	Prix garanti pour les GC	Capacité de stockage lauréate



Ajouter une révision des procédures de raccordement prenant en compte les spécificités du stockage par batteries permettrait d'accélérer le développement de la filière.

2020-2026

Aucun projet retenu

2021-2027

91 MW de batterie pour un prix de GC garanti à 29 k€/MW sur 7 ans

2022-2028

60 MW de batterie pour un prix de GC garanti à 28 k€/MW sur 7 ans

2023-2029

Aucun projet retenu

80

Les évolutions à mener pour accompagner la filière

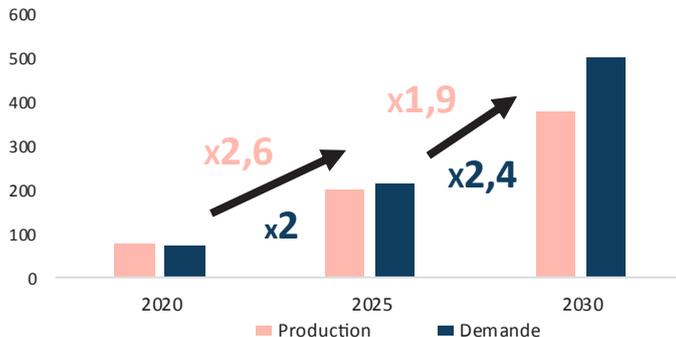
- S'assurer que les signaux de prix existants reflètent la valeur réelle des différents services rendus par les installations, en équilibrage du système électrique et en évitant des investissements pour le renforcement du réseau de distribution.
- Mettre en place des mécanismes de rémunération sur le long terme qui permettent de viabiliser les business plans des installations et permettre de cumuler plusieurs revenus : « revenue stacking ».
- Face à un service de régulation de fréquence primaire saturé, l'exploration de nouveaux débouchés commerciaux s'avère essentiel pour poursuivre le développement du stockage.
- Le stockage par batterie doit être traité et considéré comme un actif de réseau.

Sources : RTE ; CRE ; Analyse France Renouvelables

*Garanties de capacité

De nouvelles technologies de batterie à explorer pour limiter la dépendance au lithium et les risques liés à l'approvisionnement

Analyse de la production et de la demande mondiale de lithium (en kt)



- Un déséquilibre entre demande et production de lithium dès 2025 qui devrait s'accroître jusqu'en 2030 et qui va créer des tensions d'approvisionnement
- Une **concurrence entre la mobilité électrique et le stockage stationnaire** par batterie pour l'accès aux batteries lithium-ion
- Des technologies alternatives non dépendantes au lithium (sodium-ion) et un marché de la batterie de « seconde main » à explorer pour sécuriser le futur du stockage stationnaire par batterie

81

Sécuriser les sources d'approvisionnement

Loi sur les matières premières critiques (CRMA) dans le but de renforcer la compétitivité et la souveraineté de l'Union Européenne

Sécurisation des approvisionnements :

- Relocalisation de l'extraction des matières premières en Europe visant à réduire la dépendance à certains pays et renforçant ainsi la sécurité et la stabilité des approvisionnements
- Diversifier les pays d'approvisionnement, nous sommes en mesure de sécuriser nos chaînes d'approvisionnement et d'atténuer les risques liés à la dépendance

Sources : AIE ; OFREMI ; Saft ; Analyse France Renouvelables

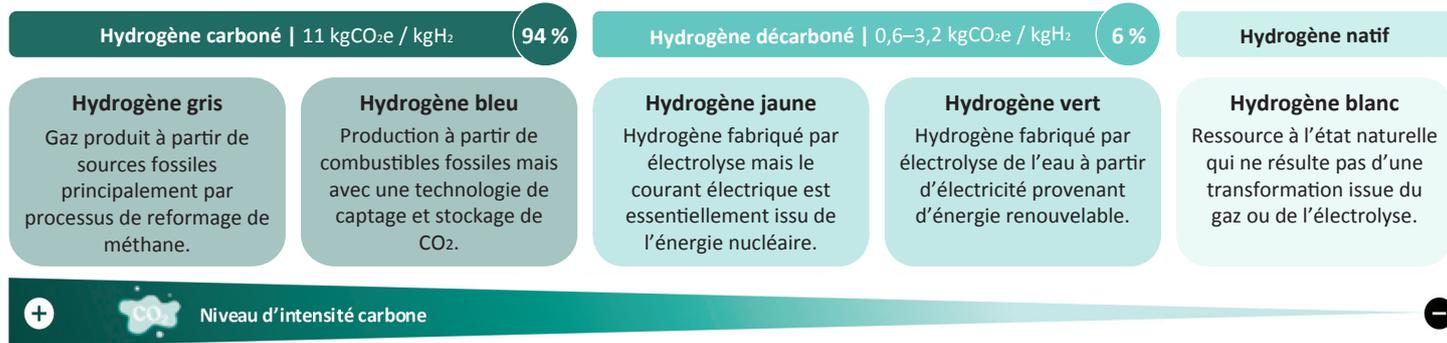
2.4

Hydrogène décarboné

L'hydrogène sous sa forme décarboné est un véritable atout pour la transition énergétique

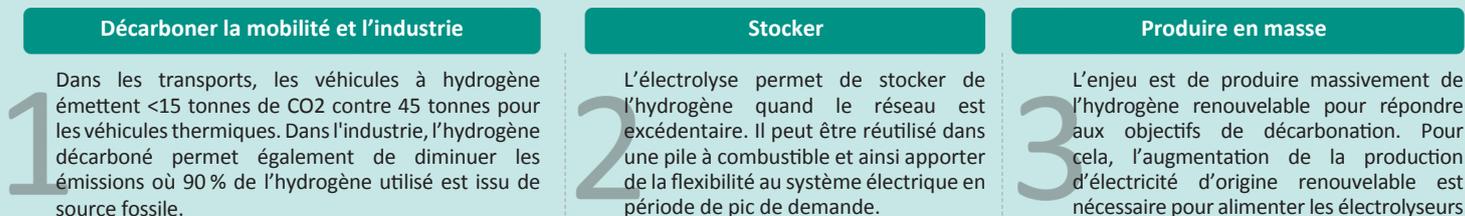
L'une des principales applications de l'hydrogène consiste en la production d'ammoniac et de nombreux procédés dans le domaine de la chimie et l'industrie pétrolière.

Différentes techniques existent pour produire de l'hydrogène*



84

L'hydrogène renouvelable est bénéfique pour décarboner l'industrie et la mobilité et accélérer le développement des EnR électriques



*Pourcentages illustrent la part dans la production d'hydrogène globale

Avec 30 MW de capacité de production cumulée à fin 2023, la filière de l'hydrogène décarboné est encore naissante



L'hydrogène est majoritairement produit à base d'énergies fossiles

30 MW

Capacité de production d'hydrogène décarbonée installée cumulée

6 %

Part de l'hydrogène décarboné dans la production



Des projets de faible capacité et une filière concentrée par un nombre restreint d'acteurs

1,5-2 MW

Moyenne des capacités des projets d'hydrogène décarboné

70 %

des capacités en exploitation sont opérées par 4 acteurs industriels



Un coût de production encore élevé

x4

Le coût de production de l'hydrogène décarboné par rapport à l'hydrogène gris dans des conditions optimales (électrolyseur alcalin -4000h d'utilisation annuelle - prix de l'électricité renouvelable à 75€/MWh via PPA)



Une filière qui dépend des mécanismes de soutien

500 M€

Soutien de l'État aux projets d'infrastructure d'hydrogène décarboné



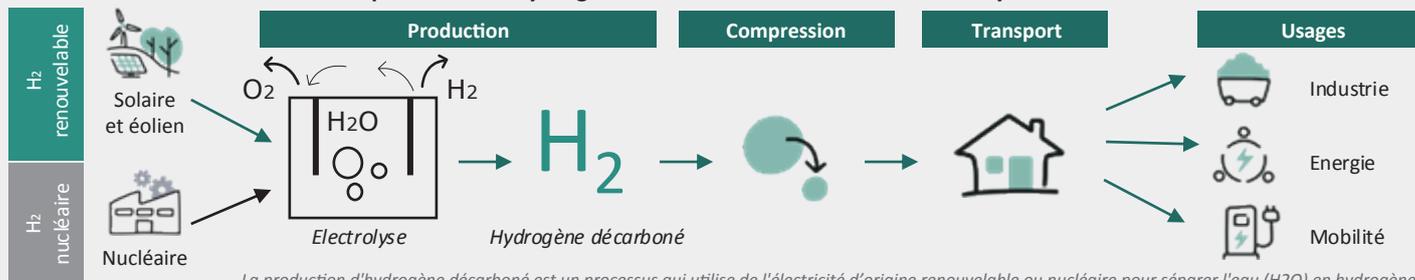
Une technologie encore en cours de maturation

70 %

Part des électrolyseurs « alcalins » Cette technologie a un rendement faible par rapport à d'autres technologies encore peu matures

85

La production d'hydrogène décarboné est réalisée via électrolyse de l'eau



La production d'hydrogène décarboné est un processus qui utilise de l'électricité d'origine renouvelable ou nucléaire pour séparer l'eau (H2O) en hydrogène (H2) et en oxygène (O2). L'hydrogène est également un moyen de stocker l'électricité sous forme chimique.

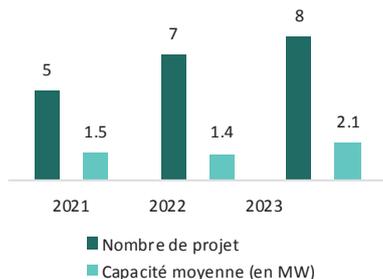
Source : IFP Energies Nouvelles

La filière est concentrée autour de quelques acteurs et de projets de taille intermédiaire



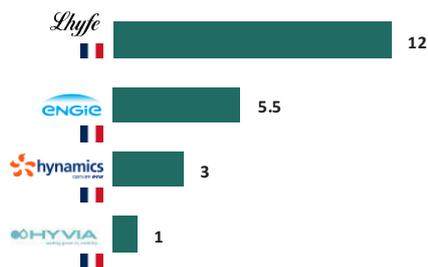
Taille des projets

Évolution du nombre de nouveaux projets et de la capacité moyenne (en MW)



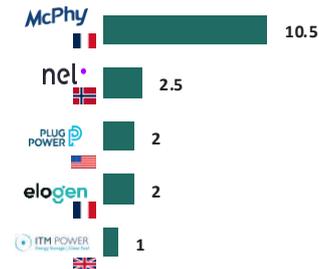
Top exploitants

Répartition des capacités de production installées en exploitation (en MW)



Top fournisseurs électrolyseurs

Répartition des capacités de production installées en exploitation (en MW)



En moyenne les projets d'infrastructure de production utilisent des électrolyseurs qui ont des capacités autour de 1,5 et 2 MW.

En 2023, la taille moyenne des projets mis en exploitation supérieure à 2MW.

Le marché de la production d'hydrogène décarboné est très concentré. **4 acteurs représentent 70%** de la capacité installée. Les énergéticiens traditionnels (EDF, Engie) sont d'ores et déjà positionnés notamment à travers des filiales dédiées.

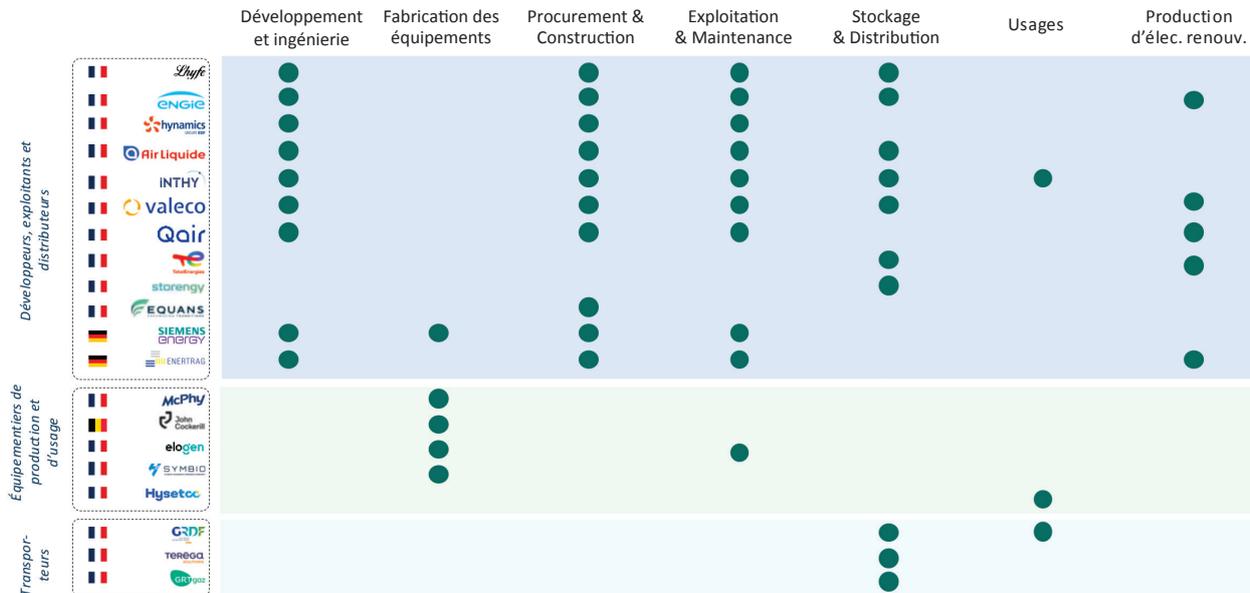
Le marché attire néanmoins des nouveaux acteurs spécialisés comme Lhyfe qui est le leader de la production d'hydrogène décarboné en France.

Le marché de la fabrication et de la fourniture d'électrolyseur est **extrêmement concentré**. **4 acteurs représentent 60%** de la capacité installée.

McPhy représente à lui seul 1/3 des capacités de production installées.

Source : Analyse Capgemini Invent

La chaîne de valeur se structure autour de développeurs pluridisciplinaires

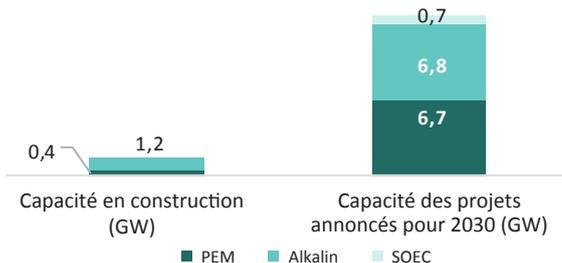


87

- La filière est structurée autour d'acteurs œuvrant sur une grande partie de la chaîne de valeur, depuis le développement jusqu'à la distribution en passant par la construction et l'exploitation des installations de production. D'autres acteurs, principalement internationaux, sont spécialisés dans la fabrication des équipements de production et d'usage (électrolyseurs, stations de recharge, ...).
- Les opérateurs historiques des réseaux de stockage, transport et distribution de gaz travaillent à l'adaptation du réseau et des modalités d'exploitation pour permettre l'injection d'hydrogène décarboné dans le réseau.

Les technologies continuent d'évoluer pour gagner en rendement, en flexibilité, et réduire leurs coûts

70 % de la capacité en cours de construction en Europe repose sur la technologie alcaline dont le rendement est relativement faible



Le passage à l'échelle de la production d'hydrogène décarboné passe par l'utilisation d'électrolyseurs performants

En raison de leur maturité technologique et de leur faible coût, la technologie alcaline domine le marché en Europe (70 % des nouvelles capacités en construction).

La technologie PEM, bénéficiant d'un rendement de conversion plus élevé que la technologie alcaline, est en phase de croissance. Plus modulable et flexible, le PEM peut absorber une densité de courant plus élevée et peut fonctionner avec des niveaux de charge variables. Sa part devrait doubler à presque 50 % à horizon 2030.

Dans le contexte de production d'électricité à partir de sources renouvelables et de la nécessité d'une flexibilité accrue du réseau électrique, il est crucial d'investir dans des électrolyseurs capables d'absorber la variabilité de charge de diverses EnR électriques.

88

	Alkaline Electrolysis Cell (AEC)	Proton Exchange Membrane (PEM)	Solide Electrolysis Cell (SOEC)
Maturité	+++	++	+
Rendement	60% - 65%	77%	85%
Avantages	La technologie alcaline a l'avantage d'utiliser des catalyseurs peu coûteux.	Le PEM est plus compact et capable de supporter la variabilité de la charge d'électricité issue de différentes sources renouvelables.	La SOEC a un haut rendement (jusqu'à 85 %) et le potentiel de créer de l'hydrogène d'une façon plus durable.
Inconvénients	Les cellules ne peuvent pas fonctionner sous haute pression et prennent beaucoup de place.	Les électrolyseurs PEM sont plus coûteux en raison des matériaux pour les stacks.	En raison des températures élevées et des matériaux céramiques spéciaux, les électrolyseurs SOEC sont complexes et coûteux à fabriquer.

Source : Hydrogen Europe

Les mécanismes de soutien de l'État vont évoluer pour accélérer le développement de la filière

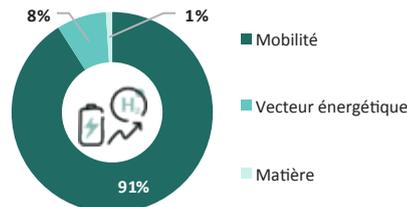


L'État a mis en place une enveloppe de 9 Mds € à horizon 2030 dans le cadre de la Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné. Sur cette enveloppe 3,4 Mds € ont été dédiés sur la période 2020-2023 pour du soutien à l'investissement (CAPEX) et 4 Mds € vont être débloqués sur la période 2024-2026 pour un soutien à la production.

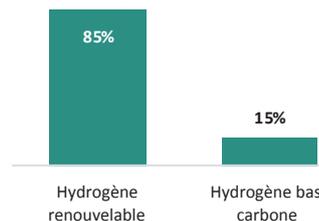
L'État a déjà financé à hauteur de 500 M€ l'investissement dans des d'infrastructure d'hydrogène décarboné

- L'État a financé à hauteur de 320 M€ la construction d'environ **50 projets industriels à travers les appels à projets de l'ADEME «EcosysH2»**. La contribution de l'ADEME sur les investissements totaux est de **26 % (1 200 M€ d'investissement au total)**. En mai 2023, une enveloppe supplémentaire de 175 M€ a été débloquée pour financer de nouveaux projets.
- Ces financements ont principalement ciblé des projets de mobilité (91%) exploitant des électrolyseurs reliés au **réseau** et utilisant de l'électricité renouvelable (85%) **provenant de contrats d'approvisionnement de type CPPA**, accompagnés de garanties d'origine.

Usage de l'hydrogène des projets lauréats (en volume de projet)*



Nature de l'hydrogène des projets lauréats*



89

Une nouvelle enveloppe de 4 milliards d'euros va être mobilisée pour soutenir la production

Un nouveau mécanisme d'appels à projet va permettre de sécuriser le prix de vente de l'hydrogène pour une capacité de près de 1 GW dans les trois prochaines années.

150 MW → **200 MW** → **600 MW**
2024 2025 2026

Depuis le 1^{er} janvier 2023, l'hydrogène renouvelable a intégré le dispositif TIRUERT (taxe incitative relative à l'utilisation d'énergie renouvelable dans le transport) renouvelé chaque année en plan de loi de finances. Depuis le 1^{er} janvier 2024, l'hydrogène bas-carbone est éligible avec des incitations pouvant aller jusqu'à 4,7€/kg d'hydrogène. En 2024, le taux d'incorporation d'énergie renouvelable est de 9,9 % (contre 9,5 % en 2023).

*Projets recensés lors du bilan 2018-2020 de l'ADEME

Source : ADEME

La France nourrit de fortes ambitions : 6,5 GW de capacité de production installée en 2030 pour décarboner en priorité l'industrie



L'Europe impose le cap dans la production d'hydrogène renouvelable...

La Commission Européenne a lancé le plan Hydrogen for Climate Action qui vise à substituer les énergies fossiles par l'hydrogène bas-carbone (RFNBO) avec des objectifs ambitieux que les Etats Membres doivent décliner :

40 GW

Capacité installée
d'électrolyseur en Europe
en 2030

470 Md€

Ensemble des investissements
dans l'hydrogène renouvelables
en 2050

... et met en œuvre un cadre réglementaire pour accélérer la décarbonation de l'industrie à l'échelle européenne.

La 3^{ème} directive sur les énergies renouvelables (Renewable Energy Directives - REDIII) fixe les objectifs de d'utilisation de l'hydrogène renouvelable dans l'industrie et les transports, ces deux secteurs d'activités seront l'un des principaux moteurs de la demande d'hydrogène.

40 %

D'utilisation d'hydrogène
renouvelable dans l'industrie
en 2030

1 %

D'utilisation d'hydrogène
décarboné dans le transport
en 2030

Sources : Hydrogen for Climate Action ; Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné ; Plan de déploiement de l'hydrogène décarboné



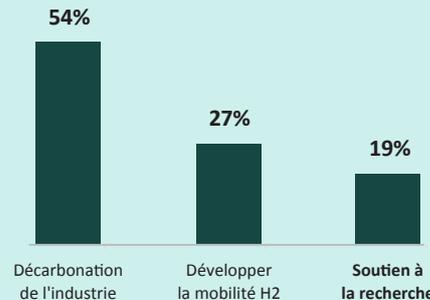
La France adopte une stratégie d'envergure* pour atteindre 6,5 GW de production d'H₂ décarboné en 2030

La France met en œuvre une feuille de route de déploiement de l'hydrogène en trois axes :

1. Décarboner l'industrie en faisant émerger une filière française de l'électrolyse
2. Développer une mobilité lourde à hydrogène décarboné
3. Soutenir la recherche, l'innovation et le développement des compétences



Répartition des 3,4Md€ en fonction des axes prioritaires de l'État



Objectifs de production d'hydrogène décarboné

6,5 GW

Ambition à 2030
de capacité d'hydrogène
bas carbone

10 GW

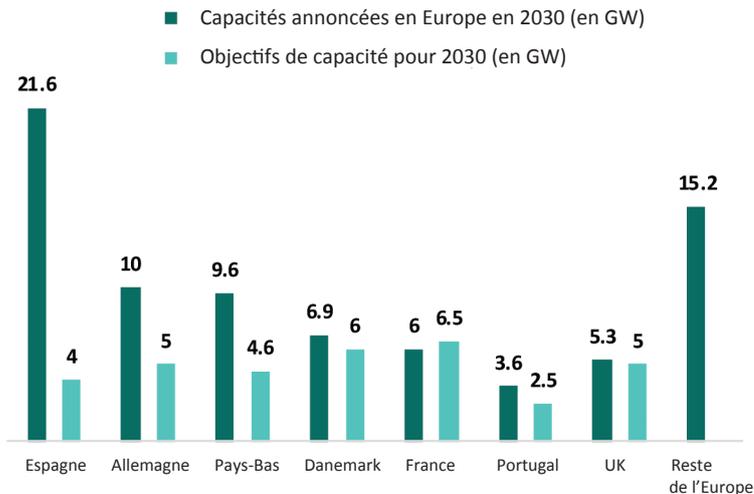
Ambition à 2035
de capacité d'hydrogène
bas carbone

*Stratégie en cours de révision

90

Cette ambition place la France dans le Top 5 des pays européens pour développer la filière

Les projets annoncés par les pays européens pour 2030 vont leur permettre d'atteindre leur objectif de capacité



Progression inégale de la production d'hydrogène électrolytique : la Chine en tête, l'Europe et la France en développement

- Avec 6 GW de projets annoncés, la France est proche de son objectif. Elle reste néanmoins derrière **l'Espagne, l'Allemagne, les Pays-Bas et le Danemark**, qui cumulent respectivement 22, 10, 10, et 7 GW de capacités annoncées.
- À l'échelle européenne, les capacités annoncées à horizon 2030 couvrent d'ores et déjà les objectifs prévus.
- Malgré ces objectifs européens ambitieux, la Chine reste leader incontesté du marché. En 2022, la Chine a installé 200 MW de nouvelles capacités de production, dont le plus grand projet au monde, avec une capacité de 15 MW. Selon les projections de l'AIE pour 2023, la Chine représenterait, avec plus de 1 GW de capacité de production cumulée, 50% de la capacité installée au niveau mondial.

91



Facteurs clés de succès de l'hydrogène

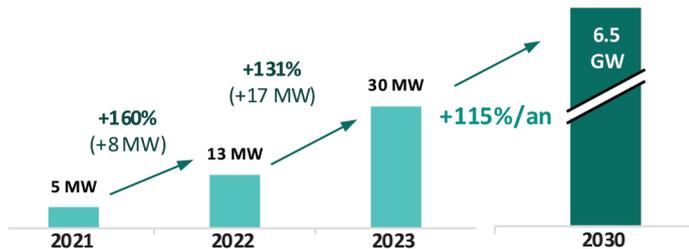
L'enjeu pour la France, comme pour ses voisins européens, est d'accélérer le développement et la mise en service afin de permettre à ces projets annoncés de voir le jour dans les délais prévus. Pour cela, il est nécessaire de **lever les obstacles et de répondre aux défis qui se posent à la filière**.

Source : AIE

La France construit un écosystème industriel en mesure de démultiplier le rythme d'installation de nouvelles capacités

La France doit multiplier par 2 la capacité installée, chaque année, jusqu'en 2030 :

Évolution et croissance des capacités installées (en GW)



La France doit créer des synergies entre les différents écosystèmes industriels de la filière :

Cartographie des différents écosystèmes industriels complémentaires à la production d'hydrogène (non exhaustif)*



Sources : Analyse Capgemini Invent; Air Liquide

Pour atteindre l'objectif de 6,5 GW en 2030, la filière hydrogène française doit :

- Maintenir un rythme de croissance annuelle de 115 % sur l'installation de nouvelles capacités.
- S'orienter progressivement dans le développement de projets de grande taille avec le passage à des capacités de production unitaire d'environ 10-20 MW à 50 MW et plus. Avec les capacités des projets en exploitation actuelles, la France devrait développer 4 000 nouveaux projets en 6 ans.
- Être en mesure de produire a minima entre 35 TWh et 42 TWh d'électricité renouvelable, soit près de 50 % de la production solaire et éolienne en 2023.
- Massifier la production de composants fiables (électrolyseurs) dans le respect des délais pour bénéficier d'économies d'échelles. L'augmentation progressive de la taille des projets doit offrir à l'écosystème industriel la courbe d'apprentissage nécessaire pour servir à terme des « mégaprojets »
- Le développement de la filière se fera par les synergies entre les écosystèmes industriels complémentaires à l'hydrogène. Un second levier de développement est la conclusion de partenariats entre différents acteurs industriels avec également l'intégration de start-up qui passent à l'échelle industrielle.

*Sont présentés ici : les quatre projets annoncés de gigafactory d'électrolyseurs, les plus grosses infrastructures de stockage d'hydrogène et de production de PAC, et les stations de distribution disséminées dans tout le territoire.

La filière doit désormais accueillir des projets de grande envergure sur la production d'hydrogène et d'électrolyseurs

Aujourd'hui, la filière accueille des projets de petite capacité à l'échelle locale...



Le projet HyGO (société fondée par Engie et Morbihan Energies) vise à produire de l'hydrogène vert via électrolyse (courant électrique renouvelable fourni par Engie) pour les usages industriels de Michelin et, d'autre part, alimenter une station publique de distribution d'hydrogène pour véhicules légers et poids lourds dans la ville de Vannes.

300 Kg
Production d'hydrogène décarboné par jour



Des grands projets de +200 MW de capacités vont voir le jour...



Le projet « Normand'HY » initié par la coentreprise de Siemens Energy & Air Liquide entamera son exploitation en 2026. A pleine capacité, il produira 28 000 tonnes d'hydrogène vert par an pour l'industrie et la mobilité avec une technologie PEM. Le site de Saint-Jean-de-Folleville a été sélectionné car il concentre 13 % des émissions de CO2 de l'industrie française.

200 MW
Capacité installée des électrolyseurs en 2026



En parallèle de la mise en service de giga-usines de fabrication d'électrolyseurs...



Genvia lance sa ligne pilote automatisée d'électrolyseurs haute température, destinés à produire de l'hydrogène décarboné. Le premier démonstrateur produit par le constructeur a été testé sur les deux usines Genvia, à Béziers et Grenoble. En 2025, le démonstrateur sera placé en conditions réelles sur le site lozérien d'ArcelorMittal.

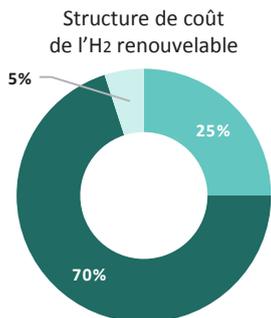
1 GW
Production d'électrolyseurs en 2025



Si la filière est en mesure de rendre opérationnel l'intégralité des projets de gigafactory de production d'électrolyseurs, et que les développeurs de projet maintiennent le rythme d'installation de nouvelles capacités, **l'objectif de 6,5G W pourrait être atteint.**

La filière doit baisser ses coûts de production pour gagner en compétitivité face à l'hydrogène gris

Le coût de production de l'hydrogène décarboné est conditionné à 95 % aux dépenses d'investissements (électrolyseurs) et au prix de l'électricité



■ CAPEX ■ Prix électricité ■ Taxes & intérêts

Illustration de coût de production de l'H₂ renouvelable*

Production (en t/an)	Capacité (en MW)	Prix de l'élec. (€/MWh)	Coût de prod. (en €/kg)
150 t	2 MW	75€	7,40€
		85€	7,80€
1 400 t	20 MW	75€	6,00€
		85€	6,40€

A plus de 7€/kg, le coût de production de l'hydrogène décarboné est 3 à 4 fois plus élevé que celui de l'hydrogène gris. Le renforcement de la compétitivité de la filière passe par :

- Le passage à l'échelle de la fabrication d'électrolyseurs à travers des gigafactories d'électrolyseurs pour débloquer des économies d'échelle.
- La sécurisation d'un prix compétitif de l'électricité bas-carbone. Cela peut passer par la signature de contrats d'approvisionnement long-terme (15-20 ans) en énergies renouvelables (PPA).
- Des modalités de financement favorable : Entre 2021 et 2023, le coût moyen pondéré du capital pour les projets d'hydrogène est passé de 6,4 % à 24 %.

Sources : Analyse Capgemini «Reducing low-carbon hydrogen investment and operating costs » ; Encyclopédie de l'Énergie ; McPhy ; Lhyfe

McPhya lancer l'une des premières gigafactory d'électrolyseurs en France

Au premier semestre 2024, McPhy lancera la production de sa gigafactory d'électrolyseurs de grande taille à Belfort. McPhya choisi Belfort en raison de la présence d'un écosystème de fournisseurs.

1 GW

Capacité annuelle de production d'électrolyseurs en 2026

540

Emplois générés grâce au projet

Les industriels ont recours à des mécanismes PPA pour sécuriser le prix de l'électricité

Lhyfe a conclu en 2023 à un PPA avec VSB Energies Nouvelles pour acheter toute la production d'électricité produite par un parc éolien de 13 MW sur 16 ans. Cette électricité alimente le projet «LhyfeBretagne», de 5 MW mis en service en décembre 2023 et qui doit produire 2t d'hydrogène vert par jour.

Lhyfe



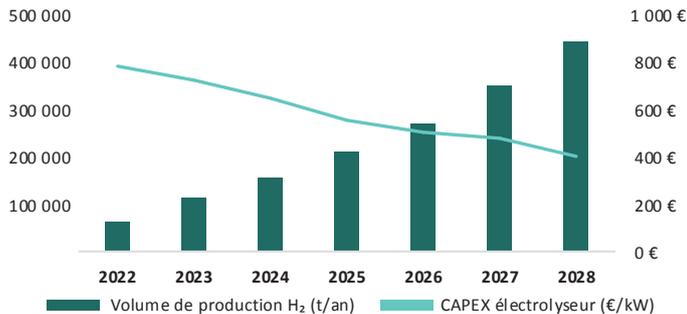
*Chiffres issus de simulation et basés les hypothèses suivantes : électrolyseur alcalin - 4000h d'utilisation annuelle

prix de l'électricité renouvelable contractualisé via PPA –durée de vie de 15 ans.

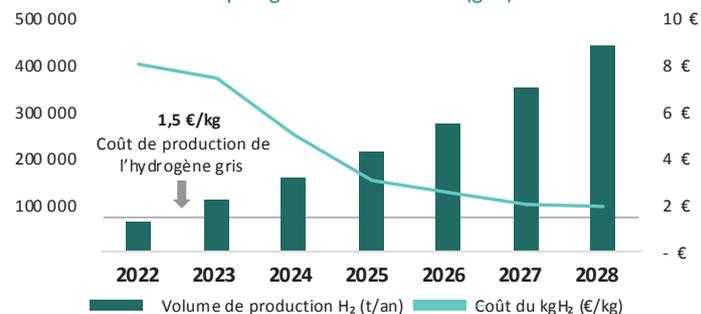
Le passage à l'échelle de la production devrait permettre de baisser les coûts de production dans les prochaines années

Le coût moyen de production de l'hydrogène décarboné devrait être divisé par 2 à horizon 2028 et permettrait de se rapprocher des coût de production de l'hydrogène gris.

Le passage à l'échelle des capacités de production d'électrolyseurs devrait permettre de diviser par deux le CAPEX des électrolyseurs à horizon 2028



A horizon 2028, le coût unitaire du kg d'H₂ décarboné devrait atteindre 2 €/kg et ainsi se rapprocher du coût de production de l'hydrogène conventionnel (gris)



- Aujourd'hui le coût de production de l'hydrogène décarboné moyen est d'environ 7,4€ le kg. Ce coût de production reste hétérogène selon les installations, certains projets ont des coûts plus élevés atteignant parfois entre 10€ et 20€. Cette hétérogénéité de prix s'explique par le coût d'approvisionnement en électricité renouvelable, la conclusion de contrats de fourniture en hydrogène qui ne couvre pas 100 % de la capacité de production et la faible durée d'utilisation et le taux de charge des électrolyseurs (4 000h max. soit un taux de charge inférieur à 50 %).
- Le passage de l'échelle de la R&D à la production industrielle des équipements (électrolyseurs principalement), le maintien du soutien public (aussi bien du côté production que consommation) et la réalisation des objectifs de développement des filières renouvelables, ainsi que la sécurisation d'un prix compétitif et maîtrisé de l'électricité sur le long-terme, devraient contribuer à renforcer la compétitivité de l'hydrogène renouvelable.

Source : Plan de déploiement de l'hydrogène décarboné

Les infrastructures de transport sont à développer pour multiplier les débouchés à la production, tout en réduisant les coûts

La France doit construire un réseau de transport pour interconnecter les différents bassins de production et se relier aux réseaux transfrontaliers pour faciliter l'importation de l'hydrogène.

Le recours au transport par pipeline et au transport maritime restent très peu envisagés, le transport par voie routière est privilégié

- Le choix du moyen de transport dépend du volume et de la distance. En dessous de 10 t/jour, le transport par camion est privilégié. Au dessus de 10 t/jour le transport par pipeline est plus compétitif. À partir de quelques milliers de kilomètres et en fonction des contraintes, le transport maritime pourrait être plus pertinent.
- Les projets d'hydrogène décarboné en France sont locaux avec une consommation sur place. L'enjeu étant de rapprocher les lieux de production et de consommation avec un réseau diffus pour les usages de mobilités.
- Le projet HySow, porté par Teréga est un réseau hydrogénoduc (600km) qui permettra en 2030 d'interconnecter les pôles industriels et de mobilité de l'Occitanie et de Nouvelle-Aquitaine aux flux d'hydrogène produits localement en provenance du Sud de l'Europe, de la Méditerranée et de la façade Atlantique.

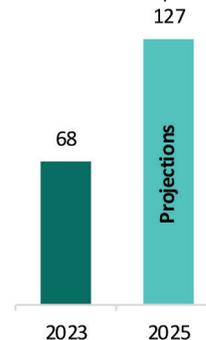
16 TWh

Transport d'hydrogène décarboné par an

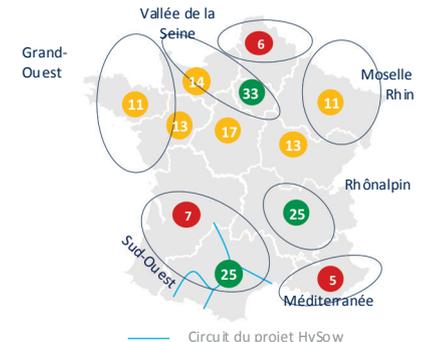


En 2030, le nombre de station de distribution devrait doubler avec la mise en service de grands projets d'envergure

Nombre de stations de distribution disponibles



Parc de stations de distribution en France en 2030



- 7 grands pôles de consommation devraient concentrer 85 % de la demande d'hydrogène à horizon 2030. L'ambition est de connecter ses pôles à l'échelle nationale et européenne.
- En 2030, le parc de distribution d'hydrogène devrait être dense mais inégalement répartie au sein des régions. La priorité de développement est mise sur trois pôles : le Sud-Ouest, le pôle Rhônalpin et les Vallées de la Seine qui devraient représenter 53 % du parc en 2030.

Plusieurs solutions sont à mettre en œuvre pour accélérer la croissance de la filière hydrogène vert



Développer des projets de production de taille intermédiaire

- Les acteurs ont besoin de gagner en maturité et en expérience par la réalisation de projets à taille intermédiaire à l'échelle locale.
- Les gros projets sont clés pour accélérer le rythme de production et atteindre les 6,5 GW de capacité.



Augmenter la production d'une électricité renouvelable compétitive

La qualité de la production d'hydrogène par électrolyse passe par l'accès à de l'électricité d'origine renouvelable en quantité suffisante. En outre, les filières solaire et éolienne doivent accélérer leur développement et arriver à maturité.



Fiabiliser et massifier l'approvisionnement en composant

Les composants utilisés pour la fabrication des électrolyseurs doivent être fiables et en mesure de supporter une charge d'électricité suffisante sur une longue durée (> 4000 heures). Il faut maintenir les efforts en R&D pour optimiser les performances et la fiabilité.



Rendre les métiers de l'hydrogène attractifs et accélérer la formation

La filière doit décupler l'offre de formation au sein des entreprises pour faire monter en compétences la main d'œuvre et en externe pour attirer les jeunes talents issus du supérieur.



Soutenir la production et la consommation en simultanée

À date, les soutiens publics sont orientés quasi-exclusivement sur la production d'hydrogène, or les financements doivent également soutenir la consommation/usage pour éviter les déséquilibres d'offre et de demande.



Simplifier les procédures et faciliter l'accès au financement

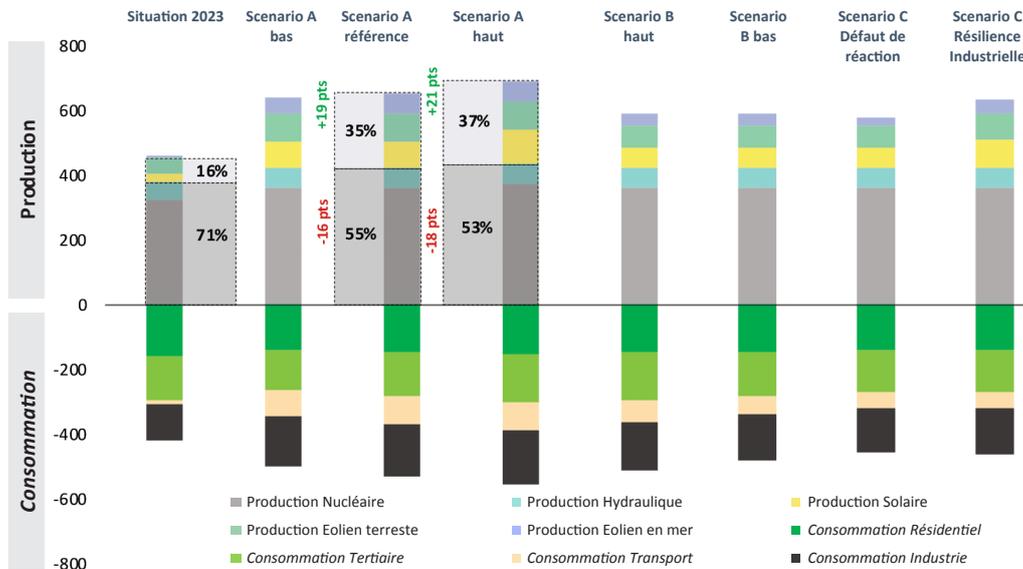
- Les procédures administratives doivent gagner en lisibilité et l'obtention des financements doit être plus rapide pour **faciliter l'exécution du projet**.
- Ouvrir ces financements au projet de taille intermédiaire et non seulement aux « mégaprojets ».

3

Les grands enjeux pour un système pilotable

En réponse à la hausse des consommations, la croissance de la production sera portée par le photovoltaïque et l'éolien

Projection de la production et de la consommation finale d'électricité (TWh) selon les scénarios de mix électrique de RTE à horizon 2035*



Scénario A – Accélération réussie : croissance rapide de la production d'électricité issue de source renouvelable sur la base d'un mix de consommation/production
 Scénario B – Atteinte partielle : un retard plus ou moins marqué sur l'électrification, l'efficacité et la sobriété combinée à un faible développement des EnR
 Scénario C – Mondialisation contrariée : environnement dans lequel les tensions macroéconomiques et géopolitiques se prolongent durablement, freinant le développement des EnR

Source : RTE Bilan électrique 2023

Tous les scénarios voient une accélération de la production EnR



La consommation d'électricité va augmenter en lien avec l'électrification des usages (entre +40 TWh et +140 TWh par an à horizon 2035).

Tous les scénarii convergent vers une production hydroélectrique stable et une hausse très modérée de la production nucléaire (+40-50 TWh) entre 2023 et 2035 due à la durée élevée de développement de nouveaux réacteurs (aucun réacteur supplémentaire ne rentrera en service avant 2035).

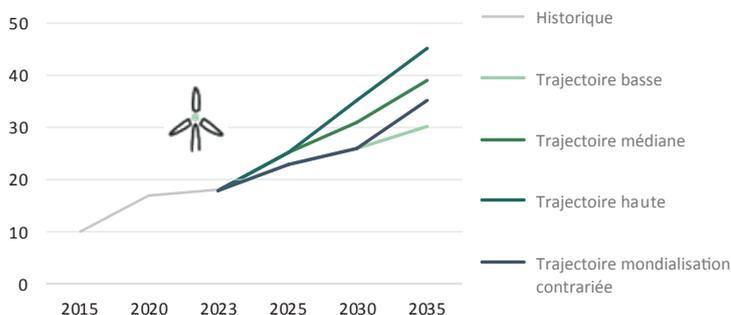
Les énergies renouvelables, solaires et éoliennes, sont les seules technologies en mesure de couvrir les hausses de consommation. Les productions solaire et éolienne devraient augmenter de 90 TWh à 190 TWh entre 2023 et 2035:

- Solaire : + 40 à 90 TWh/an
- Eolien terrestre : + 20 à 40 TWh/an
- Eolien en mer : + 25 à 60 TWh/an

100

La croissance de la capacité éolienne terrestre installée devrait se poursuivre pour atteindre 45 GW en 2035

Trajectoires retenues pour le développement de la filière de l'éolien terrestre (en GW)



La capacité installée de l'éolien en 2035 ne serait pas significativement inférieure à celle prévue initialement

- Si des efforts sont faits pour sécuriser la technologie et assurer l'autonomie des composants, le rythme des installations pourrait atteindre celui de la trajectoire de référence à partir de 2030 (**1,5-2 GW/an**).
- Si la filière est confrontée à des perturbations, notamment des blocages dans les chaînes d'approvisionnement, ceci pourrait ralentir le rythme des capacités installées (**0,7GW/an**).

Source : RTE Bilan électrique 2023

Facteur clés de succès de développement de la filière

Renforcer la désirabilité socio-économique des projets

Les projets éoliens soulèvent régulièrement des interrogations. Pour renforcer l'adhésion, il convient de renforcer la concertation citoyenne, d'augmenter le partage de la valeur générée par les projets et de libérer de nouveaux espaces fonciers dans un souci de développement harmonieux des parcs sur le territoire. Il faut également accélérer les processus administratifs de gestion des recours pour limiter les retards de développement.

101

Réussir le Repowering

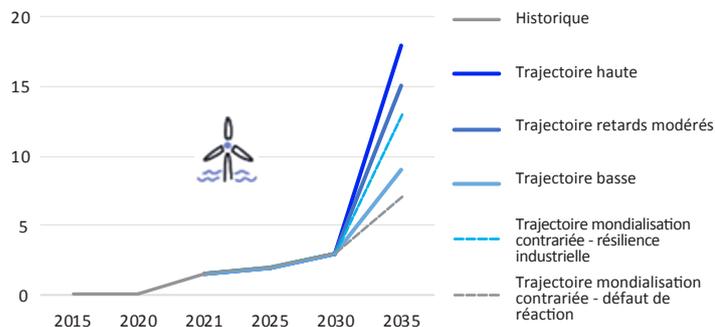
Le parc éolien français entre dans une phase de repowering : les parcs construits fin 1990 - début 2000 arrivent en fin de vie. Réussir le repowering est crucial pour augmenter la production des parcs tout en réduisant le nombre d'éolienne à travers l'installation d'éoliennes de nouvelles générations, plus puissantes et plus performantes.

Attirer l'investissement dans l'appareil industriel

Pour produire des éoliennes plus puissantes et performantes, favoriser l'investissement sur des technologies éoliennes alignées aux standards européens est déterminante. Ses investissements permettront à l'appareil industriel de servir le marché domestique et européen et ainsi répondre à la croissance de la demande et des projets.

La croissance de la capacité éolienne en mer installée devrait se poursuivre pour atteindre 18 GW en 2035

Trajectoires retenues pour le développement de la filière de l'éolien en mer (en GW)



Des incertitudes persistent sur le développement de la filière

La phase charnière de la filière devrait se jouer après 2030 avec plusieurs scénarios plausibles :

1. Une accélération de la mise en service des AO et une croissance rapide de la technologie flottante permet d'atteindre **18GW en 2035**.
2. Une capacité installée de **10 à 15GW** illustrés par des retards dans l'attribution des AO et un déploiement moins marqué de l'éolien flottant.

Source : RTE Bilan électrique 2023

Facteur clés de succès de développement de la filière

Gagner en clarté dans la planification

Les pouvoirs publics doivent mettre en place une planification claire et doivent fournir une visibilité accrue sur les futurs appels d'offres (AO). En offrant aux industriels une meilleure visibilité, ils seront mieux préparés et pourront anticiper leurs investissements et les ressources à allouer, ce qui est crucial pour soutenir le développement et l'innovation dans le secteur.

Développer les compétences et attirer les futurs talents

La disponibilité de savoir-faire spécialisés et experts est clé dans une filière naissante mais qui devrait connaître une forte accélération dans la prochaine décennie. Le développement de clusters industriels et de centres de formation spécifiques permettra à la filière de tenir son rythme de croissance tout en garantissant la qualité des projets.

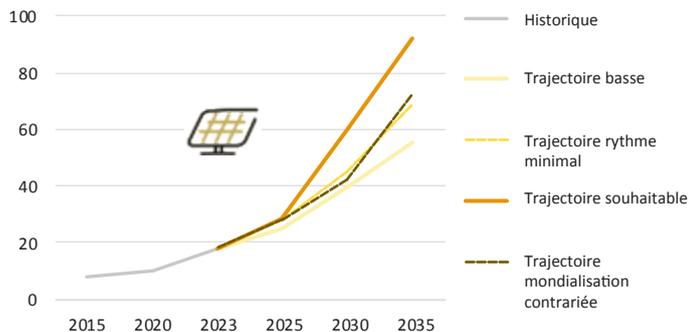
Accélérer la cadence industrielle

L'accélération du développement de l'éolien en mer, en France et en Europe, doit s'accompagner d'une augmentation de la production industrielle de la disponibilité des composants tant pour la fabrication, l'assemblage et l'installation des éoliennes que pour la production et la pose des câbles et des postes électriques.

102

La croissance de la capacité solaire photovoltaïque installée devrait accélérer pour atteindre 90 GW en 2035

Trajectoires de développement de la filière de photovoltaïque (en GW)



Le photovoltaïque solaire va continuer son accélération

Trois trajectoires favorables se dégagent, toutes prévoyant une accélération, mais à des degrés différents :

- Une trajectoire très basse, prolongeant le rythme des deux dernières années (environ +3 GW/an)
- Une trajectoire avec un rythme "minimal" (environ +4 GW/an), qui semble atteignable à court terme
- Une trajectoire souhaitable, avec une accélération plus marquée (environ +7 GW/an)

Sources : RTE Bilan électrique 2023 ; Loi APER ; IFP Energies Nouvelles

Facteur clés de succès de développement de la filière

Accélérer la capacité à raccorder

Le stock de projets (21,5 GW fin 2023) est équivalent à la puissance installée actuellement (18 GW). La bonne planification et la bonne mise en œuvre du SDDR est crucial pour permettre aux acteurs de la filière d'accélérer le rythme de raccordement et sécuriser la croissance de la filière.

Exploiter le potentiel de l'agrivoltaïsme

Les terrains agricoles constituent une réserve foncière massive (26M ha). Pour atteindre 90 GW de capacité installée, 150 000 ha d'agrivoltaïsme seront nécessaires. Cela représente une production d'énergie 10 fois plus importante que les biocarburants. Les acteurs de la filière et les pouvoirs publics doivent développer des modèles économiques innovants pour exploiter ce gisement de manière rentable et compétitive, en partageant la valeur avec les agriculteurs dans le respect de la loi APER.

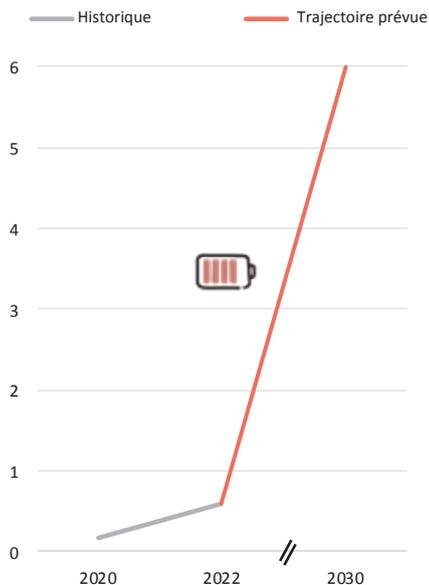
103

Maitriser la chaîne d'approvisionnement

La forte dépendance des importations en provenance de Chine conditionne le développement du secteur, et entraîne des risques de pénuries et des hausses des prix des équipements. La relocalisation de la chaîne de valeur solaire à travers des gigafactories de modules, panneaux, ... permettra de renforcer l'indépendance énergétique de la France et de l'Europe tout en créant de l'emploi dans les territoires.

La croissance de la capacité de stockage stationnaire par batterie devrait accélérer pour atteindre 6 GW en 2030

Trajectoire retenue pour le développement de la filière du stockage stationnaire par batterie (en GW)



Sources : RTE Bilan électrique 2023 ; SDDR ; Data Consilium Europa

Facteur clés de succès de développement de la filière

Gagner en visibilité sur la planification des besoins en flexibilité

Il est nécessaire d'estimer les besoins de capacité de stockage stationnaire par batterie pour le système et mettre en place des objectifs clairs. Pour cela, il faut planifier les trajectoires des besoins en flexibilité, notamment dans le cadre du texte adopté par l'UE imposant aux Etats membres d'estimer leur besoin en flexibilité pour les 5 à 10 prochaines années.

Diversifier les sources de revenu et sécuriser le modèle économique

Les exploitants sont principalement positionnés sur les services de régulation de fréquence et de gestion des pics de demande, offrant une visibilité faible sur les revenus. Une diversification des revenus, par exemple à travers la participation aux marchés de capacité de long-terme avec des contrats pluriannuels, permettra aux développeurs de sécuriser la rentabilité des projets.

104

Sécuriser les investissements industriels et développer une industrie de batterie de stockage

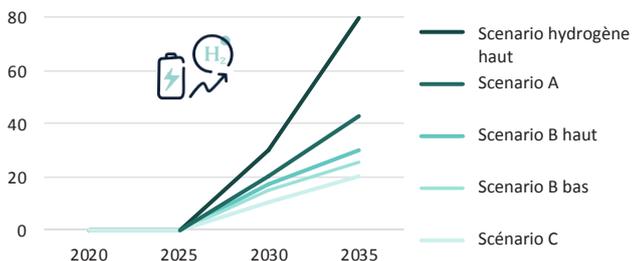
L'industrie française doit se positionner pour accueillir les opportunités que présentent la filière et développer un appareil industriel en mesure de servir les marchés français et européen. Pour cela, il faut exploiter les synergies avec l'industrie de la batterie électrique pour la mobilité, notamment en élargissant le hub de la batterie électrique aux batteries à usage stationnaire.

Accélérer l'innovation technologique et développer les prochaines générations de batteries

Il est essentiel de continuer à améliorer la densité énergétique, la durée de vie et la sécurité des batteries. Les recherches sur de nouvelles chimies de batteries, telles que les batteries solides ou les batteries à flux, sont particulièrement prometteuses pour réduire la dépendance en matériaux critiques et les coûts de fabrication.

La capacité de production d'hydrogène bas-carbone devrait fortement augmenter pour atteindre 80 TWh en 2035

Trajectoires retenues pour le développement de la filière de l'hydrogène par électrolyse (en GW)



Une production d'hydrogène bas carbone qui va servir deux usages principaux

1. Décarbonation des processus industriels, notamment au sein de hubs industriels (sidérurgie, chimie, ...)
2. Décarbonation de la mobilité lourde, en utilisation directe dans des piles à combustible pour le transport routier ou la production de carburants synthétiques pour les transports maritimes et aériens (SMF et SAF)

Des incitations doivent être mises en place par les pouvoirs publics pour stimuler la demande, condition sine qua none, à une croissance de la capacité de production.

Source : RTE Bilan électrique 2023

Facteur clés de succès de développement de la filière

Maximiser l'approvisionnement en électricité renouvelable, flexibiliser la production et développer le stockage

Le prix de l'électricité représente 60-70 % du coût de production de l'hydrogène vert. L'enjeu désormais est de sécuriser un approvisionnement stable et à bas prix de l'électricité renouvelable pour réduire les coûts. L'installation d'électrolyseurs flexible, couplés avec des solutions de stockage de l'hydrogène pour servir la demande en période de moindre production, est clé pour assurer un développement rapide de la filière.

Développer un réseau de distribution efficient

Pour servir de nouveaux usages, notamment dans la décarbonation de la mobilité, la construction de réseaux de transport et de distribution par pipe interconnecté à l'échelle nationale et européenne est indispensable pour réduire les coûts et améliorer l'empreinte environnementale de la distribution. Des synergies sont à exploiter avec les réseaux de gaz existants pour accélérer l'émergence de l'hydrogène bas-carbone.

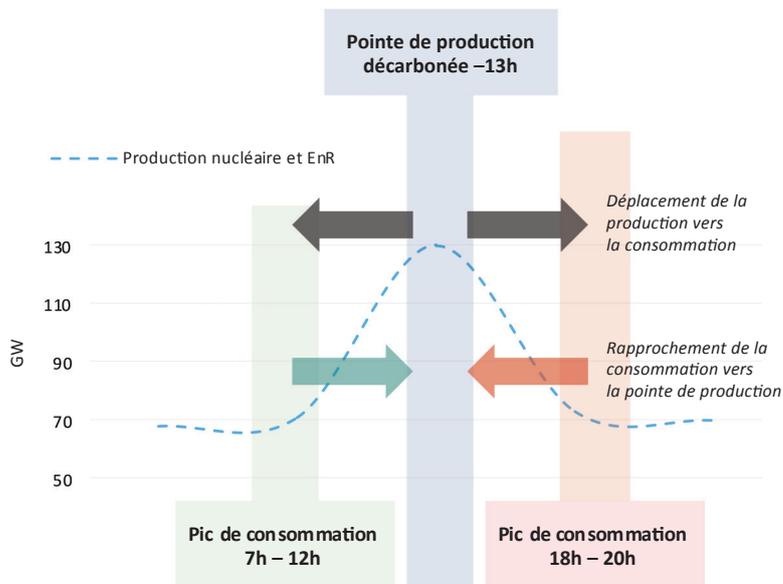
Réussir le passage à l'échelle de l'appareil industriel

L'industrie doit impérativement réussir la mise en service, la montée en charge et la fiabilisation (coûts, qualité, délais) des gigafactories de production de composants pour servir les projets de production dont les capacités unitaires vont progressivement augmenter à plusieurs centaines de GW. Cela permettra de concrétiser des économies d'échelles dans la production des électrolyseurs, qui permettront de réduire les coûts de production d'hydrogène vert.

L'électrification des usages et l'intégration croissante des EnR s'accompagne d'une hausse de la flexibilité du système électrique



Des flexibilités qui doivent permettre de faire coïncider consommation et production décarbonée



Source : RTE

L'absence de flexibilité entraîne des pertes financières et fragilise l'équilibre du système électrique

Sans flexibilité, l'intégration croissante des énergies renouvelables, en particulier le solaire, va accentuer la décorrélation entre les pics de production, vers 13 heures, et les pics de consommation entre 7h et 12 et entre 18h et 20h. Cette situation contribuera à l'augmentation des périodes de prix négatifs, ce qui impactera à terme la rentabilité des installations de production pour les exploitants et peut peser sur le budget de l'État, qui compense une partie de ces pertes dans le cadre des contrats de complément de rémunération.

106

La flexibilité permet de maximiser la production renouvelable et d'améliorer la pilotabilité du système

Le développement de flexibilités de consommation et de production doit permettre de faire coïncider les pics de consommation et de production. Cela permet de maximiser l'intégration de la production renouvelable dans le mix électrique tout en réduisant le recours aux centrales thermiques fossiles de gestion de pointe de consommation. Cela contribuera grandement à accélérer la décarbonation du mix électrique.

Les technologies renouvelables sont essentielles pour développer des flexibilités pour le système électrique

Flexibilité de production



Solaire photovoltaïque / éolien

Les installations renouvelables peuvent être rapidement mises en marche ou arrêtées et moduler leur production en fonction des conditions météorologiques, offrant ainsi nativement une flexibilité à la baisse.

Des flexibilités supplémentaires peuvent être développées à travers la construction de centrales hybrides (intégrant des capacités de stockage directement dans les installations renouvelables). En stockant l'électricité renouvelable en période de surplus et en injectant des volumes supplémentaires en période de pénurie, ces centrales permettent aux développeurs de maximiser la valorisation de leur production.

Stockage de l'électricité



Batterie (usage stationnaire)

Le stockage stationnaire par batterie peut être utilisé pour la gestion des pics de demande en électricité. En stockant l'électricité pendant les périodes de faible demande et en la restituant lors des pics de consommation, elles aident à réduire le recours à des centrales fossiles à démarrage rapide, souvent plus coûteuses et plus polluantes.

Flexibilité de la demande



Hydrogène vert

Le processus d'électrolyse (uniquement réalisable avec des technologies d'électrolyseur flexibles, capables de supporter les variations de charge) peut être modulé en fonction de la disponibilité de l'électricité, permettant ainsi une consommation variable qui aide à stabiliser le réseau.

En période de surplus d'électricité renouvelable, les électrolyseurs peuvent ainsi monter en charge pour absorber ce surplus, et le transformer et le stocker en hydrogène vert.

À l'inverse, en période de pénurie en électricité renouvelable, l'hydrogène vert stocké peut être reconverti en électricité pour répondre à la consommation via une pile à combustible.



Pour répondre aux besoins du système électrique, les technologies renouvelables deviennent incontournables

01 Anticiper et mettre en visibilité les prévisions de production

Les producteurs d'EnR, à l'instar des autres moyens de production, doivent envoyer leurs prévisions de production tenant compte de l'ensemble des facteurs ayant un impact sur la production injectée (maintenances, bridages volontaires ou règlementaires, arrêts sur demande de l'agrégateur notamment en cas de prix spots négatifs, etc.).

Le dispositif de programmation est capital pour RTE. De bonnes prévisions constituent le premier maillon permettant à RTE de remplir ses missions, dans la mesure où cela permet au gestionnaire de réseau d'avoir les meilleures hypothèses pour anticiper les situations d'exploitation et de décider d'actions proactives pour rétablir l'équilibre offre demande, pour gérer les congestions réseau et maîtriser le plan de tension.



02 Participer aux mécanismes d'équilibrage

Pour l'équilibre entre l'offre et la demande, les énergies renouvelables peuvent et doivent être en mesure d'adapter leur productible.

En effet, celles-ci disposent d'une bonne agilité pour répondre aux signaux économiques des marchés de gros par l'intermédiaire des agrégateurs et participer aux mécanismes d'équilibrage de RTE via les réserves activées manuellement, telles que le mécanisme d'ajustement (mFRR), et à terme, participer à la plateforme européenne MARI (mFRR), ainsi qu'aux réserves automatiques (aFRR et FCR).

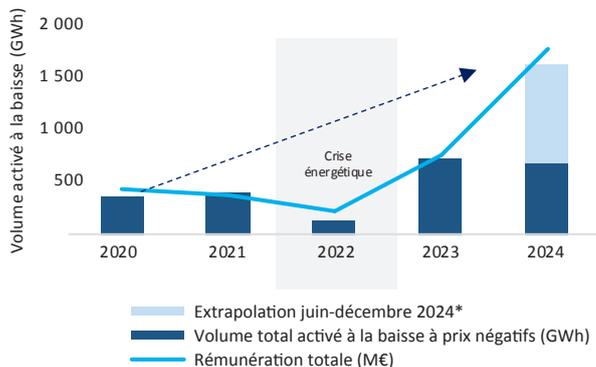
La participation des EnR à ces mécanismes a vocation à être renforcée.



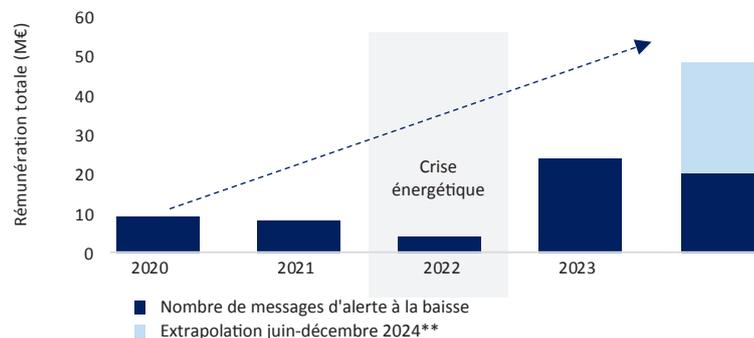
108

Les ENR sur le mécanisme d'ajustement (MA) : quels besoins ?

Évolution des volumes d'ajustement activés (MA)
à la baisse à prix négatif



Évolution du nombre de message d'alerte
pour insuffisance d'offres à la baisse



109



Les volumes d'ajustement à la baisse à prix négatifs sont en très forte augmentation et RTE se retrouve de plus en plus fréquemment en insuffisance d'offre à activer à la baisse

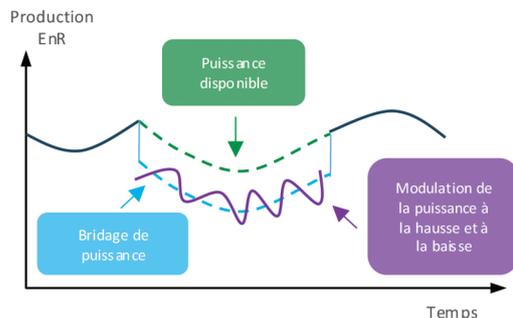
- Les EnR participent aujourd'hui de façon très marginale au mécanisme d'ajustement qui repose encore essentiellement sur les moyens de production historiques raccordés au réseau public de transport (nucléaire, thermique, hydraulique). Seulement quelques acteurs proposent des EnR de type éolien terrestre sur le MA et le nombre d'entités d'ajustement (supports des offres sur le MA) était de 1 en 2022, 5 actuellement en 2024 pour une puissance maximum inférieure à 400MW.
- Les EnR (éolien, solaire) ont une place déterminante à prendre dans l'équilibrage et en particulier à la baisse. Cela représente des opportunités pour les EnR de proposer des offres à la baisse entrant dans la préséance technico-économique même à prix négatif. Pour y participer les exploitants doivent rejoindre le périmètre d'un agrégateur ou devenir acteur d'ajustement.

* 665 GWh et 29 M€ de rémunération entre janvier et mai 2024, extrapolé sur l'année 2024 à 1 600 GWh et 70 M€

** 20 messages d'alerte à la baisse entre janvier et mai 2024, extrapolé sur l'année 2024 à 48

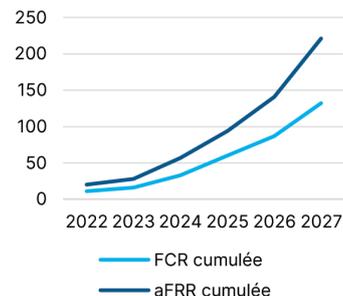
Les capacités des parcs à moduler leur puissance doivent évoluer pour répondre aux besoins croissants des réserves primaires et secondaires

Illustration de la modulation de puissance



Pour participer aux SSYf, un parc EnR doit brider sa puissance pour assurer une modulation suivant la fréquence et/ou le niveau envoyé par RTE. Cela revient à faire fonctionner le parc légèrement en deçà de sa capacité maximale pour libérer de la flexibilité en modulant la production à la hausse comme à la baisse.

Obligation de capacité constructive SSYf des parcs EnR raccordés au RPT (MW)



La croissance des EnR raccordées au RPT va augmenter la participation des EnR aux SSYf (réserve primaire FCR et réserve secondaire aFRR).

110



Les énergies renouvelables devront participer aux services de systèmes de réglage de fréquence.

- Les besoins en réserves augmenteront pour permettre une exploitation d'un système électrique soumis à de plus en plus d'incertitudes. Certains parcs d'énergies renouvelables sont tenus de participer aux services systèmes de réglage de fréquence (SSYf) en utilisant une partie de leur puissance. Pour ce faire, l'aptitude des parcs doit être vérifiée par RTE, ce qui implique de réaliser des essais analysés et validés par RTE.
- Cependant, les outils actuels de contrôle de RTE n'ont pas encore été éprouvés sur les variations de puissance spécifiques à l'éolien et au photovoltaïque, ce qui complique l'estimation et la validation du réglage fourni par un parc EnR, pourtant essentielle pour garantir leur participation effective aux SSYf. Ainsi, aujourd'hui, aucun parc EnR ne participe actuellement aux SSYf, mais certains acteurs ont répondu à l'appel de RTE pour travailler à des expérimentations.
- Il est en effet nécessaire de mettre en place des expérimentations où RTE fournira une chronique de fréquence et/ou de niveau et testera la réponse du parc EnR à l'aide de ses outils de contrôle. Les parcs d'EnR qui ont l'obligation de participer aux SSYf devront se soumettre à ces expérimentations et/ou au processus de certification. En outre, les parcs non obligés mais déjà raccordés au réseau peuvent également se porter volontaires pour participer à ces tests, contribuant ainsi à l'amélioration globale de la flexibilité et de la fiabilité du système électrique.

Sources : Analyse Capgemini Invent, RTE

Crédits photographiques

Les crédits ci-dessous correspondent aux photos fournies par les constructeurs pour l'Observatoire. Les autres photos sont des photos libres de droits.

Page	41	Enercon
Page	52	Urbasolar

Liste des membres de France Renouvelables

2W RH	CEPS	EO (EX SITE A WATTS DEVELOPPEMENT)	INERSYS - SYSCOM	PHOTOSOL DEVELOPPEMENT	STATKRAFT RENOUVELABLES
3D ENERGIES	CEZ FRANCE SAS	EOL-C SAS	INERGEX FRANCE SAS	PINSNET MASON'S FRANCE LLP	SUBSE 7 (UK SERVICE COMPANY) LIMITED
3E	CFAI BRETAGNE	EOLE CONSTRUCTING	INTHY SERVICES	PLANETA FRANCE SAS	SUEZ RV DEE
8.2 FRANCE	CGN EUROPE ENERGY	EOLEC	IQONY WIND FRANCE S.A.S	PLASTEOL	SUPAIR VISION
ABEL ENERGY FRANCE	CGR AVOCATS	EOLFP	IRIDA A.I. TECHNOLOGIES	POLE MER MEDITERRANEE	SUPPLY GRAPH
ABO WIND	CINAV	EOLICA EDILIZACROBATICA FRANCE	JEANTET	POLE S2E2	SYDEN
ACACIA	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS	EOLISE SAS	JIGRID	POMA LEITWIND	SYNERDEV
ADI-NA (AGENCE DE DEVELOPPEMENT ET D'INNOVATION NOUVELLE AQUITAINE)	COLAS FRANCE	EOLISUN	JOHN COCKERILL	POWEEND SAS	SYNERIA SAS
AENCO	COPENHAGEN OFFSHORE PARTNERS A/S	EOLTECH	JOHN COCKERILL SERVICES FRANCE SUD	PRINCIPLE POWER FRANCE	SYNOPS CONSEIL
AEOLIA AUDIT ET CONSEIL AGREGIO	CORIO GENERATION LIMITED	EOS WIND FRANCE	JONES DAY	PRUD'HOMME & BAUM	TCO WIND LORRAINE SAS
ALAJA ADVISORY	CORIO GENERATION LIMITED	EPISILE	JP ENERGIE ENVIRONNEMENT	Q ENERGIE FRANCE	TECHNOSTROBE INC.
ALEXIS ASSURANCES ALPIC	COWERIND SOLUTIONS FRANCE	EQOS ENERGIE LUXEMBOURG SARL	KALLIOPE	QAIR FRANCE	TENERGIE SOLUTIONS
ALPIQ ENERGIE FRANCE	CREDIT AGRICOLE CIB	EQUNOR WIND POWER AS	KJM CONSEIL SAS	QANNT SAS	TENARDIS
ALTRERIC SARL	CREDIT AGRICOLE LEASING ET FACTORING	EREA INGENIERIE SARL	KLUBER LUBRIFICATION FRANCE SAS	QUALICONSULT EXPLOITATION	TENSAR INTERNATIONAL
AM'EOLE GMBH	CREDIT INDUSTRIEL ET COMMERCIAL	ERG FRANCE	L'ETINCELLE	QUEENA CH	TERAPOLIS
AMARENCO FRANCE	CUBE GREEN ENERGY SAS	EREG	LANTHAN SAFE SKY	RAZEL-BEC	TERRA
AMUNDI TRANSITION ENERGETIQUE	DAVID PROJECT SNC	ERGF	LHOTELLIER TP	RBA	REGION OCCITANIE
APAL MW	DEKRA INDUSTRIAL SAS	ERIS	LIGHT GUARD GMBH	REMAP SERVICES	RENNER ENERGIES FRANCE
ARHYZE	DEMINETEC	ESA ENERGIES SAS	LINKLATERS	RENANTIS	RES SERVICES
ARKOLIA ENERGIES SAS ARTELIA	DEMOPOLIS CONCERTATION SAS	ESCOFI ENERGIES NOUVELLES	LOCOGEN SAS	RENER ENERGIEN FRANCE	ROBUR WIND FRANCE
ATLANTIQUE MARITIME SERVICES	DERASP	ESG ENERGY SERVICE GROUP	LOUIS DREYFUS ARMATEURS	RP GLOBAL FRANCE	RUJAVEL
ATLAS SUD	DERBI	ETCHART GCM	LOXAM	RW RENOUVELABLES FRANCE	SAB ENERGIES RENOUVELABLES SAS
AUDIDCE ENVIRONNEMENT	DEUTSCHE WINDTECHNIK S.A.R.L	EUROPEAN ENERGY FRANCE	LYCEE DHUODA	SAB ENERGIES RENOUVELABLES SAS	SAEML 3D ENERGIES SAFETYPACK
AXPO SOLUTIONS AG	DHL DGF	EUROWATT DEVELOPPEMENT	LYCEE SAINT FRANCOIS D'ASSISE	SAFIER INGENIERIE	SAINT-LAURENCE ENERGIE
BAYWA RE FRANCE	DIADÈS MARINE SAS	EUROWATT SERVICES	M WIND	SAMFI ENERGIE	SARL HTC TRAINING (HTC TECHNIQUES
BCTG AVOCATS	DLA PIPER FRANCE LLP DLGA	EVEZOZE	MAGREE SOURCE	SAS SODEREX FER ET METAUX	SBM INC.
BDQ IDF	DNV FRANCE SARL	EVZ	MASER ENGINEERING	SCANDOL	SCP LACOURTE RAQUIN TATAR
BENTAM	DS AVOCATS	EXEN	MD WIND	SELARL PAWLK SIMEREY	SEM ENR CITOYENNE
BILLAS Avenir ENERGIE	E3 IDENTIFLIGHT FRANCE	EXPLAIN - LMP	MENARD	SEML COTE D'OR ENERGIES	SENS OF LIFE
BLIDDV-WIND SAS	ECO DELTA	EXUS FRANCE SAS	METROL	SEPALE	SHEFFIELD GREEN
BIOSECO SA	ECOSPHERE	FEFCRM	MIROVA	SIEMENS GREEN	SIEMENS GREEN
BIOOTPE	EDPR FRANCE HOLDING	FIDAL	MW ENERGIES	SIEMENS GAMESA RENEWABLE ENERGY	SIEMENS GAMESA RENEWABLE ENERGY
BIRD & BIRD AARPI	EES ENERGIE EOLIENNE SOLIDAIRE SAS	FILHET-ALLARD ET COMPAGNIE	NATURAL FORCES FRANCE	SIENNA AM FRANCE	SINGULAIR
BKW ENERGIE AG	ELATOS	FLYING FOR YOU	NATURAL POWER FRANCE	SIRMET	SK & PARTNER
BLACKEGGES GREEN ADVISORS	ELEMENTS SAS	FMTC SAFETY	NATURGY RENOUVELABLES FRANCE SAS	SKYBORN RENEWABLES	SKYWORK
BLUE BROKER	ELIJO FRANCE	FONDATION OPEN-C	NCA ENVIRONNEMENT	SOCIETE D'ÉOLIENNE CARIBEENNE	SOCIETE GENERALE
BLUEFLOAT ENERGY HOLDINGS FRANCE SAS	ELYC	FONDEOLE	NEOPOLIA	SOFAVA ENERGIE	SOLATERRA
BLUESIGN	EMERGYA WIND TECHNOLOGIES B.V.	FRANCE CIMENT	NETEXK SAS	SOLEIL DU MIDI	SOLVEO ENERGIES
BMEOL SARL	ENBW FRANCE	GAIA ENERGY SYSTEMS	NET WIND	SOMME NATURE ETUDES ET TRAVAUX	SOREGIES
BMH AVOCATS	ENCAVIS ASSET MANAGEMENT	GAZEL ENERGIE SOLUTIONS	NILEA ENERGY	SPARKSIS - INVESTER TECHNOLOGIES	SPOOR AS
BORALEX	ENCIS WIND	GDS WIND SAS	NORDEX FRANCE	SSE RENEWABLES FRANCE	
BQCE LEASE - BQCE ENERGOECO	ENDIPREV FRANCE	GEG ENR	NORMANDIE ENERGIES		
BPI FRANCE FINANCEMENT	ENERCON GMBH	GIE LOYRETTE NOUËL AARPI	NORMANDIE MARITIME		
BRETAGNE POLE NAVAL	ENERCOOP SCIC - SA	GIE QUALITE ENTREPRISES	NORTON ROSE FULBRIGHT LLP		
BRITANNY AVIATION	ENERGIE EOLIENNE FRANCE	GOTHAER	NOTUS ENERGIE FRANCE SERVICES		
BUREAU VERITAS SERVICE FRANCE	ENERGIE FONCIERE	GOWING WLG FRANCE	NOUVERGES		
BW IDEOL	ENERGIE PARTAGEE ASSOCIATION	GP-JOULE FRANCE SARL	NTR WIND MANAGEMENT DAC		
BWTS FRANCE	ENERGIEQUELLE SAS	GREENWITS	OBSA		
CABINET BRUN CESSAC	ENERGIES CITOYENNES EN PAYS DE VILAINE	GRETA-CFA DU MAINE	OCEAN WINDS		
CABINET RAVETTO ASSOCIES	ENERGIECTAM	GRID SOLUTIONS SAS H2AIR	OFATE (OFFICE FRANCO-ALLEMAND		
CAISSE DES DEPOTS ET CONSIGNATIONS	ENERGIECTER	HELIANTIS ENERGIES	POUR LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE)		
CALYCE DEVELOPPEMENT	ENERGREEN PRODUCTION	HELIOPALES	OMI FRANCE		
CARBON	ENERGIE CONSULT FRANCE SAS	HENSOLDT FRANCE SAS	OMEXOM RENEWABLE ENERGIES		
CAREMAG	ENERTRAG SE	HK LEGAL	OFFSHORE GMBH		
CATHIE ASSOCIATES SARL	ENESI SARL	HYDRONEX	OMNES CAPITAL		
CELEC RENOUVELABLE ENERGIES	ENGIE GREEN FRANCE	IBERDROLA FRANCE SAS	OPALE DEVELOPPEMENT		
CEMATER	ENI PENITUDEN RENEWABLES FRANCE	IEL DEVELOPPEMENT	OST WIND INTERNATIONAL		
	ENRSUR	IFOPE	OVF SOLUTIONS SAS		
	ENVINERGY TRANSACTIONS	IFP ENERGIES NOUVELLES IMAGINERE	OX2 FRANCE		
	ENVOL ENVIRONNEMENT	INDDIGO	OXAN ENERGY		
			PHOENIX OFFSHORE SOLUTIONS		

L'équipe de l'Observatoire 2024



Rachel RUAMPS

Responsable Économie et Industrie

Théo ANDRE

Responsable Prospective et Innovation du système électrique

Antoine FAU

Chargé de projet industrie éolienne

Benoît GILBERT

Président de la commission industrie

Matthieu MONNIER

Délégué Général Adjoint

En collaboration avec :



Alexandra BONANNI

Head of Energy Strategy Lab

Arnaud BUZENET

Managing Consultant – Sustainability & Energy Transition

Edouard GUIRAO

Consultant – Sustainability & Energy Transition

Sylvain MAKENGO

Consultant – Sustainability & Energy Transition

Mathieu GAZQUEZ

Consultant – Sustainability & Energy Transition

Pré-presses et Impression



ENCRE NOUS

www.encre-nous.com

Observatoire du système électrique renouvelable
2024

Capgemini  invent

 FRANCE
renouvelables
système électrique pilotable