

Conditions de succès d'une filière industrielle photovoltaïque en Europe

Rapport de l'Académie



CONDITIONS DE SUCCÈS D'UNE FILIÈRE INDUSTRIELLE PHOTOVOLTAÏQUE EN EUROPE

Rapport

Ce rapport a été rédigé sous la direction de Gérard CREUZET et Daniel LINCOT.

Il est le produit d'un groupe de travail dont la composition complète est précisée en annexe. Il répond à un processus rigoureux au sein de l'Académie des technologies garantissant son indépendance et son objectivité ; il a été approuvé et voté lors de l'Assemblée générale des académiciens.

SOMMAIRE

RÉSUMÉ EXÉCUTIF	5
EXECUTIVE SUMMARY	10
INTRODUCTION	13
Chapitre 1	
ÉLÉMENTS DE CONTEXTE DE L'INDUSTRIE PHOTOVOLTAÏQUE	
1.1. La demande française et européenne d'électricité à l'horizon 2040-2050	17
1.2. Segmentation du marché des modules photovoltaïques	19
1.3. Les contraintes du système électrique	21
1.4. Panorama industriel de l'industrie du PV	33
1.5. Les acteurs en France et en Europe	39
Chapitre 2	
LES TECHNOLOGIES PV	
2.1. Principe de la conversion photovoltaïque de l'énergie solaire	42
2.2. Principales technologies photovoltaïques commerciales	43
2.3. La voie vers les hauts rendements	51
2.4. Panorama général de la recherche photovoltaïque	58
Chapitre 3	
CONDITIONS GÉNÉRALES D'UNE RÉINDUSTRIALISATION	
3.1. Pourquoi produire les composants de la chaîne de valeur photovoltaïque en Europe ?	61
3.2. Les enjeux des différents maillons de la chaîne de valeur	63
3.3. Estimation du déficit de compétitivité de l'Union européenne	66
3.4. <i>Made in Europe</i>	70
3.5. La stratégie des acteurs français	73

Chapitre 4

ÉLÉMENTS D'UNE FEUILLE DE ROUTE POUR LA RÉINDUSTRIALISATION

4.1. Quel pilotage et quelle feuille de route pour la France ?	79
4.2. Rattrapage, rupture, ou les deux à la fois ?	81
4.3. L'accès aux financements	82
4.4. De la R&D au passage à l'échelle industrielle	83
4.5. La formation	84
4.6. Le lien avec la société	85

BIBLIOGRAPHIE	86
---------------	----

GLOSSAIRE	90
-----------	----

A. Évolution des capacités de production PV	93
B. Process de production des modules silicium	95
C. Panorama industriel hors Chine et Europe	101
D. Auditions réalisées	107
E. Auteurs et liens d'intérêt	108

Résumé exécutif

La transition énergétique européenne, inscrite dans l'objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050, repose nécessairement sur une électrification massive des usages, et donc sur le développement rapide des productions décarbonées, dont les énergies renouvelables, ainsi que sur la biomasse et les démarches de sobriété.

Dans ce contexte, l'énergie solaire photovoltaïque connaît une croissance sans précédent : elle est devenue l'une des premières sources de production d'électricité dans le monde et en Europe. Elle devrait, selon toutes les projections, occuper une place centrale dans le mix énergétique mondial dès la prochaine décennie.

Cette dynamique s'accompagne cependant d'une dépendance industrielle quasi totale de l'Europe à l'égard de la Chine, qui maîtrise aujourd'hui l'ensemble de la chaîne de valeur du photovoltaïque, du silicium cristallin aux modules. Cette situation pose des questions majeures de souveraineté énergétique, de résilience industrielle, de sécurité économique et de maintien des compétences technologiques en Europe.

Le présent rapport analyse les conditions dans lesquelles une réindustrialisation de la filière photovoltaïque pourrait être engagée en France et en Europe. Il s'appuie sur une analyse du marché, des technologies, des conditions économiques et industrielles, ainsi que sur l'examen des politiques publiques européennes récentes (*Net Zero Industrial Act* et *Industrial Accelerator Act*).

Le premier chapitre montre que les projections de marché sont aujourd'hui favorables à une réindustrialisation, sous réserve de stabilité et de visibilité des politiques publiques.

La demande européenne d'électricité devrait croître significativement d'ici 2040-2050, sous l'effet combiné de l'électrification des usages (transports, habitat, industrie) et du développement de nouveaux usages, en particulier du numérique. De plus, il faut prendre en compte les évolutions récentes de la situation géopolitique internationale, et en particulier la nouvelle crise pétrolière qui devrait accélérer le développement de l'électrification.

Dans tous les scénarios de référence, le photovoltaïque joue un rôle majeur, avec des capacités installées attendues entre 900 et 1400 GW en Europe à l'horizon 2050. Le marché photovoltaïque européen est déjà considérable (environ 60-70 GW de nouvelles installations par an) et segmenté entre grandes centrales au sol (dont agrivoltaïque), installations commerciales et industrielles, et toitures résidentielles. Cette diversité de segments ouvre des opportunités différenciées aux acteurs du secteur et des marchés de niche, notamment pour les prestations à forte valeur ajoutée (qualité, traçabilité, intégration au bâti, autoconsommation).

Ce chapitre met également en évidence les contraintes systémiques associées à la montée en puissance du photovoltaïque : intermittence, gestion des réseaux, besoins de flexibilité et de stockage, stabilité fréquentielle (grid forming), et intégration économique des coûts système. Ces enjeux ne remettent pas en cause la pertinence du photovoltaïque, mais soulignent la nécessité d'une approche globale intégrant production, stockage, réseaux, pilotage, ainsi que les enjeux de sécurité associés.

Enfin, le panorama industriel montre une asymétrie extrême : la Chine est ultradominante sur l'ensemble des segments industriels clés (cellules et modules). L'Europe, qui dispose encore de compétences fortes en R&D, en équipements et en ingénierie, joue un rôle mineur dans l'industrialisation. Cependant, d'autres régions (États-Unis, Inde, Turquie), qui ont su combiner politiques industrielles volontaristes et protection de leur marché, reviennent progressivement dans la compétition industrielle.

Le deuxième chapitre dresse un état des lieux des technologies photovoltaïques actuelles et émergentes, et identifie les options technologiques pour relancer une filière technologique en Europe.

Les technologies à base de silicium cristallin dominent largement le marché mondial. Elles ont connu des évolutions rapides au cours des dernières années (passage au monocristallin, wafers de type n, architectures TOPCon, hétérojonctions, contacts arrière...), avec des gains continus de rendement et de fiabilité. Ces technologies sont aujourd'hui matures industriellement mais continuent de progresser, avec des phases d'évolution rapide.

Les technologies en couches minces (notamment CdTe) montrent qu'il est possible de bâtir un modèle industriel alternatif, très intégré et compétitif, comme l'illustre le cas de First Solar. Elles présentent également des avantages potentiels en termes de bilan carbone et de diversification technologique, même si leur diffusion reste plus limitée.

Enfin, les technologies tandem, en particulier silicium-pérovskite, constituent une rupture potentielle majeure, avec des rendements dépassant déjà en laboratoire les meilleures performances actuelles. Elles ouvrent une fenêtre stratégique pour l'Europe, à condition d'anticiper dès aujourd'hui leur industrialisation.

Ce chapitre souligne que la technologie photovoltaïque n'est pas figée : la compétitivité industrielle dépend autant de la maîtrise des procédés que de la capacité à faire évoluer rapidement les lignes de production.

Le troisième chapitre constitue le cœur analytique du rapport. Il montre que la réindustrialisation du photovoltaïque en Europe est économiquement possible, mais qu'elle suppose un choix politique explicite et volontariste.

Les différentes études convergent pour estimer le déficit prévisible de compétitivité d'une production européenne de modules photovoltaïques à environ 30 à 40 % par rapport à la Chine, soit un impact final de l'ordre de 10 à 15 % sur le coût des installations. Ce surcoût est acceptable au regard du bénéfice en termes de souveraineté, d'emplois et de maîtrise technologique, d'autant qu'il devrait se réduire avec le temps.

Ce chapitre souligne que d'autres régions du monde ont accepté ce compromis : États-Unis, Inde, Turquie. L'Europe, en revanche, a longtemps privilégié le seul critère du prix, ce qui explique la quasi-disparition de son industrie photovoltaïque.

Les instruments européens récents (*Net Zero Industry Act*, *Industrial Accelerator Act*) peuvent assurer une réelle protection du marché européen, pourvu qu'ils soient mis en œuvre rapidement – l'IAA n'en est qu'au tout début de son processus d'approbation – et sans possibilités de contournement.

Ce chapitre analyse également la situation spécifique de la France, caractérisée par un tissu industriel aval dynamique et par une faiblesse structurelle sur les segments amont (cristaux, cellules, panneaux), malgré des compétences R&D de premier plan.

Le quatrième et dernier chapitre propose les grands axes d'une feuille de route opérationnelle pour la France et l'Europe.

Il montre que la taille critique pertinente est européenne : le marché français seul (3 à 5 GW/an) ne permet pas de rentabiliser des gigafactories, à la différence du marché européen (60 à 70 GW/an). Une stratégie crédible suppose donc une coordination étroite entre États membres et un pilotage politique fort.

La feuille de route proposée repose sur cinq piliers :

1. Un pilotage public-privé structuré, capable de coordonner politiques industrielles, énergétiques et commerciales ;
2. La mobilisation des grands développeurs (EDF, Engie, TotalEnergies) dès lors qu'ils auront des obligations d'acheter européen ;
3. Un soutien financier ciblé (CAPEX, OPEX, soutien à la production) inspiré des meilleures pratiques internationales ;
4. Un chemin d'industrialisation progressif, combinant rattrapage technologique sur le silicium et préparation des ruptures futures en lien avec le développement de la R&D ;
5. Un investissement massif dans la formation, les compétences et l'acceptabilité sociale, conditions indispensables de la réussite à long terme.

Ce chapitre insiste enfin sur l'urgence, car la fenêtre d'opportunité est étroite, et les décisions prises dans les prochaines années conditionneront durablement la place de l'Europe dans la filière photovoltaïque mondiale.

RECOMMANDATIONS

R1: Garantir une visibilité de long terme sur le marché européen et français du photovoltaïque, en stabilisant les trajectoires de déploiement (volumes annuels par segment) afin de rendre possibles les investissements industriels lourds.

R2: Intégrer pleinement les enjeux de flexibilité, de stockage et de stabilité des réseaux dans les politiques de soutien au photovoltaïque, afin d'éviter que les coûts système ne deviennent un frein indirect à son développement.

R3: Bâtir une stratégie intégrant le fait que nous sommes déjà dans la fenêtre d'opportunité pour réindustrialiser la filière, grâce à l'émergence de technologies de rupture.

R4: S'appuyer sur les technologies silicium les plus avancées pour le redémarrage industriel, tout en concevant dès l'origine des lignes capables d'évoluer vers les technologies tandem.

R5: Renforcer le lien entre R&D et industrie, en utilisant les lignes pilotes (CEA-INES, IPVF) comme véritables tremplins vers l'industrialisation.

R6: Assumer explicitement un surcoût temporaire du « Made in Europe », via des mécanismes de soutien à la production et des critères hors prix renforcés dans les appels d'offres publics.

R7: Mettre en place un pilotage national et européen fort de la réindustrialisation photovoltaïque, associant État, industriels, énergéticiens et acteurs de la R&D, avec des objectifs clairs et suivis.

R8: Engager rapidement deux à trois projets industriels structurants en France, adossés à des partenariats technologiques maîtrisés et à des engagements de marché, afin de créer un effet d'entraînement européen.

Executive summary

The European Union's commitment to achieving net-zero emissions by 2050 requires a deep transformation of the energy system, centered on the rapid electrification of end uses and large-scale deployment of low-carbon electricity. In this context, solar photovoltaic (PV) has become one of the fastest-growing power technologies worldwide and is expected to play a central role in Europe's future energy mix.

Solar photovoltaics is both a cornerstone of Europe's energy transition and a test case for its industrial sovereignty. While the current dependency on external suppliers is a major weakness, Europe retains strong assets in research, engineering, and equipment manufacturing.

Reindustrialization is achievable within a limited time window, but it requires political determination, coordinated action at the European level, and acceptance of a temporary cost premium. The decisions taken in the coming years will shape Europe's long-term position in the global photovoltaic industry.

Despite strong market growth, Europe faces a critical structural vulnerability: it relies overwhelmingly on imports—primarily from China—for photovoltaic modules and key upstream components. China now dominates the entire PV value chain, raising major concerns regarding energy sovereignty, industrial resilience, and economic security.

At the same time, European electricity demand is expected to grow significantly by 2040–2050, driven by electrification (transport, buildings, industry) and new uses such as data centers and hydrogen production. Photovoltaics will be indispensable, with 900–1,400 GW of installed capacity expected by 2050, and a current market of roughly 60–70 GW of annual installations.

The rapid expansion of PV creates systemic challenges that must be addressed such as intermittency and variability of production, growing need for storage and demand management, integration of system costs into economic assessments, etc.

These constraints highlight the need for a holistic approach combining generation, storage, grid infrastructure, and regulatory design.

TECHNOLOGICAL DYNAMICS: MATURITY AND DISRUPTION

While crystalline silicon technologies dominate the market and remain highly competitive, the PV sector continues to evolve rapidly: thin-film technologies offer alternative industrial models and emerging tandem technologies (silicon–perovskite) represent a potential breakthrough, enabling significantly higher efficiencies.

These technological transitions create a window of opportunity for Europe to re-enter the industrial competition, provided it can bridge the gap between R&D excellence and industrial deployment.

ECONOMIC FEASIBILITY AND COMPETITIVENESS GAP

Rebuilding a European PV manufacturing base is economically feasible but requires explicit political support. Studies show a 30–40% cost gap between European and Chinese module production, corresponding to a 10–15% increase in overall system costs. This additional cost remains moderate relative to total system costs and may be justified by broader benefits such as supply chain security, industrial jobs and value creation, preservation of strategic technologies.

KEY CONDITIONS FOR SUCCESS

The report identifies five critical success factors:

1. European scale and coordination Industrial viability requires a continental approach, as national markets alone are insufficient to support large-scale manufacturing.
2. Stable and visible market framework; Long-term policy stability is essential to unlock investment in gigafactories.
3. Targeted public support; Financial mechanisms (CAPEX, OPEX, production incentives) must compensate the initial competitiveness gap.
4. Technology strategy; Combine short-term industrial deployment based on advanced silicon technologies with long-term investment in disruptive innovations.
5. Industrial ecosystem and skill; Success depends on strong links between R&D, manufacturing, equipment suppliers, and workforce development.

RECOMMENDATIONS

R1: Ensure long-term visibility of the European and French PV market by stabilising deployment trajectories.

R2: Fully integrate flexibility, storage, and grid stability issues into PV support policies.

R3: Recognise that the opportunity for reindustrialisation already exists, driven by emerging breakthrough technologies.

R4: Restart industrial production based on advanced silicon technologies while preparing for tandem technologies.

R5: Strengthen links between R&D and industry through pilot lines.

R6: Explicitly accept a temporary "Made in Europe" cost premium through support mechanisms and non-price criteria.

R7: Establish strong national and European governance for PV reindustrialisation.

R8: Launch rapidly two to three major industrial projects in France to trigger a European momentum.

Introduction

L'accord de Paris sur le climat (décembre 2015), aujourd'hui ratifié par près de deux cents pays, fixe l'objectif de *« parvenir au plafonnement mondial des émissions de gaz à effet de serre dans les meilleurs délais (...) et à opérer des réductions rapidement par la suite conformément aux meilleures données scientifiques disponibles de façon à parvenir à un équilibre entre les émissions anthropiques par les sources et les absorptions anthropiques par les puits de gaz à effet de serre au cours de la deuxième moitié du siècle¹ »*. L'Union européenne, par sa Loi Climat, s'est donné un objectif plus ambitieux² : *« L'équilibre entre les émissions et les absorptions des gaz à effet de serre réglementées dans le droit à l'échelle de l'Union est atteint d'ici à 2050 au plus tard, les émissions nettes se trouvant ainsi ramenées à zéro d'ici à cette date, et l'Union s'efforce de parvenir à des émissions négatives par la suite »*. C'est l'objectif « Zéro émission nette en 2050 », ou « Net zéro ».

Les émissions de gaz à effet de serre (GES) proviennent pour 70 % de la consommation d'énergie tous secteurs confondus³, les autres 30 % provenant des secteurs agriculture et changement d'affectation des terres, process industriels (utilisation de combustibles fossiles pour leurs propriétés chimiques), et déchets (Figure 1). La décarbonation du système énergétique est donc essentielle ; elle passe par la sobriété, et la substitution des énergies carbonées (charbon, lignite, gaz naturel, fioul et autres hydrocarbures) par des énergies non carbonées (renouvelables – solaire, éolien, biomasse, hydroélectricité – , nucléaire et géothermie).

1 UNFCCC (UN Climate Change) [Accord de Paris](#).

2 [Règlement \(UE\) 2021/1119](#) établissant le cadre requis pour parvenir à la neutralité climatique et modifiant les règlements (CE) n° 401/2009 et (UE) 2018/1999 (« loi européenne sur le climat »).

3 [Greenhouse Gas Emissions by Sector | World Resources Institute](#).

Répartition des sources de GES – France – 2023

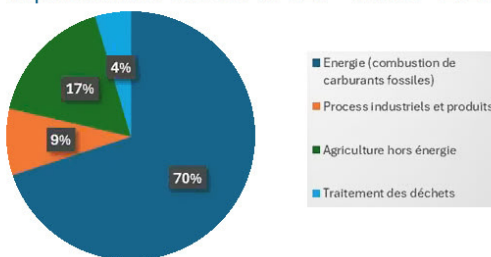


Figure 1: Émissions de GES en France par source (2023)

La figure 2⁴ illustre l'évolution du mix électrique européen de 2015 à 2025. La sortie progressive du charbon a été compensée par la croissance du gaz (moins émetteur de GES par unité d'énergie produite) et par une forte croissance des énergies éoliennes et solaires.

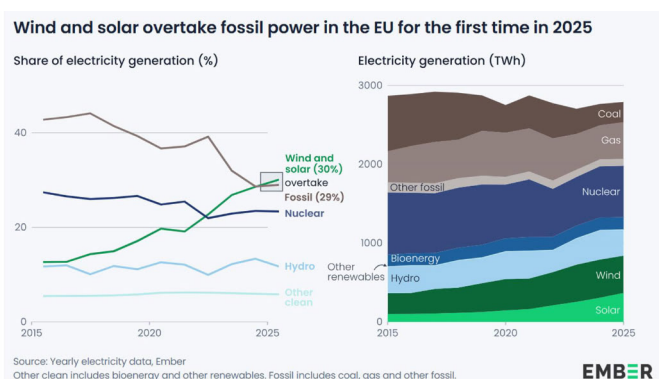


Figure 2: Évolution du mix électrique européen en pourcentage et en valeur (TWh)

L'éolien et le solaire photovoltaïque ont généré plus de 30 % de l'électricité européenne en 2025 (841 TWh), tandis que toutes les sources d'énergie fossile n'en ont généré que 29 % (809 TWh). Le solaire photovoltaïque a produit 369 TWh en 2025, soit plus du double de sa production de 2020 (145 TWh). La production d'électricité solaire poursuit une tendance de forte expansion, avec une croissance annuelle moyenne de 21 % au cours des cinq dernières

4 [Electricity production by source, European Union \(27\)](#) – One word in data | [CC BY](#).

années⁵. Cette dynamique de la production de l'énergie solaire européenne est similaire à la dynamique mondiale anticipée par l'Agence Internationale de l'Énergie (Figure 3⁶).

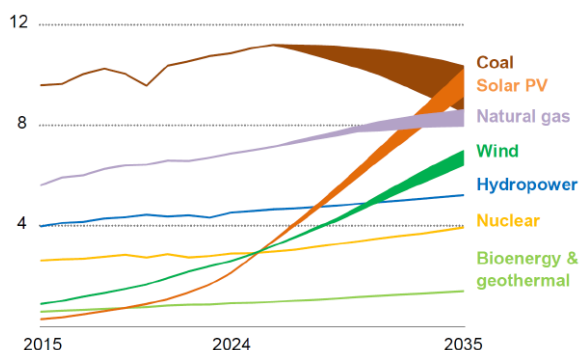


Figure 3 : Production mondiale d'électricité par technologie, 2015 – 2035, IEA – World Energy Outlook 2025 (milliards de TWh)

En France, la production d'électricité photovoltaïque s'est élevée à 32,9 TWh en 2025 soit 6 % de la production totale (547 TWh), alors qu'elle a atteint 14 % de la production en Allemagne et 17,7 % aux Pays-Bas, mais la croissance française de la production photovoltaïque est dynamique (33 % en 2025).

Forte du double constat de cette très forte croissance et de la domination de la Chine sur l'ensemble de la chaîne de valeur du photovoltaïque, l'Académie des technologies proposait dès 2023 dans le cadre de l'initiative *France 2030* une stratégie visant à reconstruire une industrie européenne du photovoltaïque⁷.

Elle identifiait l'Union européenne comme le marché pertinent et notait l'opportunité de l'arrivée à maturité dans les années prochaines des technologies couches minces pour relancer une industrie européenne. Les analyses

5 [European Electricity Review January 2026 | Ember.](#)

6 [Renewable electricity – Renewables 2025 – Analysis – International Energy Agency.](#)

7 [Avis – Pour la production de panneaux photovoltaïques en France et en Europe – Académie des technologies – 2023.](#)

présentées en 2023 restent largement d'actualité ; elles méritent cependant d'être actualisées pour tenir compte de diverses évolutions liées aux progrès très rapides des technologies du photovoltaïque et de l'évolution du contexte international.

Ce nouveau rapport est organisé en quatre parties :

1. Le contexte du développement de la production d'énergie photovoltaïque. Ce chapitre présente le marché et ses perspectives. Il rappelle les opportunités offertes par l'amélioration des rendements, le développement du stockage électrochimique et la réduction des coûts, ainsi que la prise en compte nécessaire de l'intermittence. Ce chapitre décrit également le panorama industriel mondial marqué par une domination de la Chine fondée sur une stratégie très volontariste amorcée dans les années 1990, accompagnée d'une concurrence agressive, avec une accélération au début des années 2000. Il montre également que quelques acteurs, en particulier les États-Unis, l'Inde et la Turquie, ont réussi à réagir et commencé à recréer un tissu industriel tandis que la plupart des pays européens n'ont pas réussi à y parvenir.
2. La description des différentes architectures de panneaux photovoltaïques et notamment les technologies à base de silicium qui constituent l'essentiel de l'offre actuelle, les technologies couches minces, et les technologies hybrides en cours de développement pouvant offrir une opportunité pour relancer la filière en Europe.
3. Les conditions générales d'une politique de réindustrialisation en France et en Europe. Ce chapitre conclut à la pertinence d'un objectif de réindustrialisation malgré la réalité du retard actuel. Il présente les conditions économiques de la réindustrialisation et montre que l'objectif est accessible moyennant un soutien volontariste à la production de panneaux photovoltaïques en Europe à condition d'accepter un surcoût sur une durée limitée. Il dresse également l'état de l'industrie française et de ses projets. Cette réindustrialisation sera d'autant plus facilitée qu'elle sera accompagnée d'une acceptabilité des projets au plan local.
4. Les grands éléments d'une feuille de route incluant l'identification des acteurs, et les supports industriels et financiers dont ils doivent bénéficier.

Chapitre 1

ÉLÉMENTS DE CONTEXTE DE L'INDUSTRIE PHOTOVOLTAÏQUE

L'existence d'un marché dynamique conditionne toute perspective de réindustrialisation du photovoltaïque en France et en Europe. Ce marché, en plein développement actuellement, est directement lié à la compétitivité croissante de l'électricité photovoltaïque et à l'augmentation de la demande en électricité en remplacement des énergies carbonées.

1.1. LA DEMANDE FRANÇAISE ET EUROPÉENNE D'ÉLECTRICITÉ À L'HORIZON 2040-2050

L'objectif net zéro carbone est essentiel pour le climat mais aussi pour la souveraineté énergétique, la réindustrialisation et la réduction des déficits commerciaux (62 Mds d'euros d'importations de produits énergétiques par la France en 2024). L'électricité « décarbonée » doit donc se substituer progressivement à des usages « carbonés », en particulier dans les transports, le chauffage des bâtiments, l'industrie, etc. Il faut, en outre, prendre en compte de nouveaux usages de l'électricité : développement des centres de données, production d'hydrogène et de carburants durables, etc.

Cependant, en Europe comme en France, on constate actuellement un retard dans l'électrification (ventes de véhicules électriques et de pompes à chaleur moins élevées que prévues avant que la crise internationale ne vienne inverser la tendance, conversion lente des process industriels à l'électricité, retard dans la pénétration de l'hydrogène, etc.). L'ENTSO-E (Fédération des gestionnaires de réseaux électriques européens) reste cependant confiante dans la croissance future de la demande d'électricité et de la production

photovoltaïque dans ses trois scénarios⁸ qui sont utilisés comme référence par l'Union européenne.

Tableau 1: Entso-e – Scénarios de demande d'électricité à l'horizon 2050

Scénarios	Demande totale 2050	Croissance par rapport à 2020	Dont puissance photovoltaïque
National Trends +	4 000 TWh	+ 25 à 30 %	900 GW
Distributed energy	3 800 TWh	+ 15 à 30 %	1 100 GW
Global ambition	4 800 à 5 000 TWh	+ 45 à 60 %	1 300 à 1 400 GW

Le parc solaire européen s'élève à 406 GW fin 2025 avec une croissance en 2025 de 65 GW, très légèrement inférieure à celle de 2024⁹. Malgré ce ralentissement, il est généralement admis que le rythme annuel des installations de production d'électricité photovoltaïque pourrait se maintenir aux alentours de 65 GW dans les prochaines années.

En France, la demande d'électricité est également stable mais la croissance de l'électricité photovoltaïque est très forte avec un parc fin 2025 de près de 30 GW qui a cru de 5,9 GW dans la seule année 2025 et devrait se poursuivre au même rythme en 2026. La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 3) récemment publiée¹⁰ prévoit un retour au rythme initialement prévu par la PPE 2 dans les années 2027-2029 (2,9 GW/an), puis une croissance annuelle soutenue de 5 GW par an à partir de 2029 qui pourra être ajustée, à la hausse ou à la baisse, en tenant compte notamment des prévisions d'évolution de la consommation d'électricité et de développement des flexibilités, afin d'assurer une contribution optimale à l'équilibre offre-demande. En moyenne, les prévisions d'installation de la PPE 3 sont de 4,6 GW/an sur la période 2026-2035.

8 [ENTSO-E 2025 Draft Scenarios Report](#).

9 [EU hits 2025 solar target but market contraction puts 2030 goal at risk - SolarPower Europe](#) - 11 décembre 2025.

10 Programmation pluriannuelle de l'énergie (2026-2035) – Annexe au décret du 12 février 2026 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie, publié au Journal officiel n° 37 du 13 février 2026.

Tableau 2 : Perspectives de capacités installées selon la PPE 3

Capacité installée en GW	2023	2025	2030	2035
Photovoltaïque	19,3	29,7	48	55-80

Pour mémoire, les orientations de politique énergétique données par le Président de la République dans son discours de Belfort de février 2019 ne prévoyaient que 55 GW d'électricité photovoltaïque en 2040 et 80 GW en 2050.

Au-delà de ces chiffres qui devront s'ajuster aux perspectives de croissance de la demande d'électricité, la stabilité et la continuité de la politique énergétique sont des facteurs essentiels pour donner une visibilité raisonnable aux industriels de la filière.

À l'échelle européenne, il est raisonnable de penser que le marché sera de l'ordre de 60 à 70 GW/an. En admettant que l'Europe se mette en situation de produire la moitié de ses besoins, elle aurait besoin de six usines de 5 GW de capacité (la capacité des usines chinoises actuelles) : c'est donc à l'échelle européenne qu'une politique de réindustrialisation pourra être mise en œuvre.

R1: Garantir une visibilité de long terme sur le marché européen et français du photovoltaïque, en stabilisant les trajectoires de déploiement (volumes annuels par segment) afin de rendre possibles les investissements industriels lourds.

1.2. SEGMENTATION DU MARCHÉ DES MODULES PHOTOVOLTAÏQUES

Le marché actuel des panneaux photovoltaïques se décompose en trois segments :

- Les centrales au sol dites « utility scale », dont la puissance unitaire dépasse 5 MW ;

- Les centrales dites « Commercial & Industrial » (C&I), la plupart du temps en toitures commerciales (dont les ombrières de parking), d'une puissance variant de 20 kW à quelques MW ;
- Enfin les centrales en toiture résidentielle de puissance comprise entre 3 kW et 20 kW (qui représentent environ 30 % de la production au niveau mondial).

Au niveau européen, la répartition entre les trois segments de marché est de 42 % pour les installations « utility scale », 38 % pour les installations C&I, 20 % pour les installations résidentielles sur toiture¹¹, avec des disparités entre pays. La tendance est à l'augmentation de la part des grandes unités au sol qui produisent l'électricité la moins coûteuse, au détriment des petites installations résidentielles comme le montre la figure 4 ci-dessous.

Utility-scale drives half of all installed solar in 2025, as home solar continues to slump

EU-27 annual solar PV segmentation 2021-2025

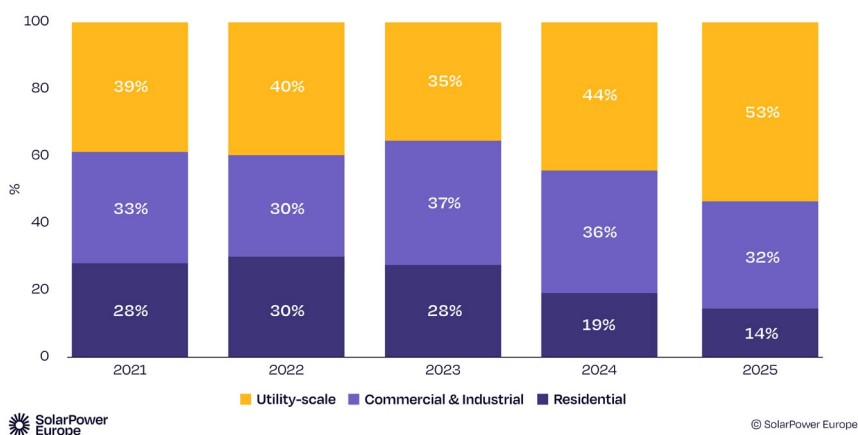


Figure 4 : Segmentation du marché européen – © Solar Power Europe¹²

L'agrivoltaïsme est une opportunité de croissance pour le photovoltaïque qui se développe rapidement au cours des dernières années, tirant bénéfice de récentes évolutions réglementaires. Tout en offrant des perspectives de

¹¹ Voir par exemple [EU Market Outlook for Solar Power 2024-2028 – SolarPower Europe](#).

¹² [EU Solar Market Outlook 2025-2030 – SolarPower Europe](#).

revenus pour les agriculteurs, il accroît très largement le foncier accessible au photovoltaïque, mais il est plus complexe à mettre en œuvre que les grandes installations au sol. Un bilan de son développement devra être fait dans les prochaines années. Comme l'indique la PPE 3, *« la part exacte de l'agrivoltaïsme dans l'objectif dépendra des possibilités de déploiement de ces installations, des autres installations photovoltaïques, et des besoins du monde agricole »*.

Le développement du photovoltaïque est par nature décentralisé sur tout le territoire, ce qui lui donne un caractère spécifique par rapport à d'autres ressources énergétiques (particularités décrites ci-après). On peut noter la dynamique de développement d'initiatives et d'associations comme les centrales villageoises ou énergie partagée, qui permettent d'associer activement les populations locales au développement de l'énergie solaire, ce qui favorise grandement l'initiation et l'acceptation des projets. Il reste cependant que les déséquilibres offre-demande au niveau des territoires sont importants et que 50 % de l'électricité photovoltaïque injectée sur le réseau basse et moyenne tension est ensuite transférée sur le réseau haute tension.

1.3. LES CONTRAINTES DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE

1.3.1. GESTION DE L'INTERMITTENCE ET ADAPTATION DES RÉSEAUX

L'intermittence structurelle des énergies renouvelables nécessite une adaptation des systèmes électriques dont la flexibilité doit être renforcée car ils ont été historiquement conçus pour une production essentiellement centralisée. Ce sujet est exploré partout dans le monde, en particulier dans les pays où le taux d'éolien et de photovoltaïque est important.

Il y a une très forte variabilité intra-journalière du photovoltaïque, avec un pic de puissance entre 10 h et 16 h. Le facteur de charge moyen annuel est de 15 %, mais atteint 70 % pendant les périodes de pic de puissance au printemps et en été. Cette réalité physique ne posait pas de problème tant que la production photovoltaïque était marginale dans le mix électrique, mais elle nécessite une gestion particulière au fur et à mesure de sa montée en puissance.

La Californie, exemple le plus documenté et le plus ancien, a alerté depuis 2013 sur la problématique de prix négatifs à la mi-journée (« duck curve », cf. figure 5 ci-dessous) et s'est donné les moyens d'y remédier, notamment via un développement significatif du stockage par batteries électrochimiques¹³ qui porte ses fruits. Ceci est rendu possible par une stimulation d'une offre industrielle compétitive, pour des systèmes de quatre heures de temps de décharge dans un premier temps, avec des perspectives à moyen terme de huit heures. Le Texas, l'Australie, l'Italie, la Grande-Bretagne et d'autres pays suivent le même chemin, tirant partie des technologies de batteries stationnaires toujours plus compétitives car bénéficiant de la massification de la production. Le ratio entre la capacité des batteries stationnaires requises et la puissance photovoltaïque installée dépend de la profondeur de la « duck curve » ; il peut atteindre 50 % de stockage journalier (quelques heures).

La situation française est certes particulière, avec un parc centralisé et largement pilotable (nucléaire et hydraulique), mais la « duck curve » (cf. figure 5) s'intensifie au fil des années¹⁴ et l'obligation d'achat des énergies renouvelables, sauf pour les contrats récents, impose à certaines périodes l'effacement des énergies pilotables (Figure 6).

Sur le plan économique, ce phénomène entraîne une forte volatilité des prix, voire à certains moments des prix spot négatifs qui posent des problèmes d'amortissement des capitaux investis dans les grandes infrastructures.

13 [California Energy Storage System Survey – Data Source | California Energy Commission](#). Voir aussi le bilan publié par l'opérateur de réseau californien «2024 Special Report on Battery Storage, May 29, 2025».

14 Voir l'annexe 2 de l'avis de l'Académie des technologies, [Pour une politique française et européenne de l'énergie ambitieuse et réaliste – 15 octobre 2025](#).

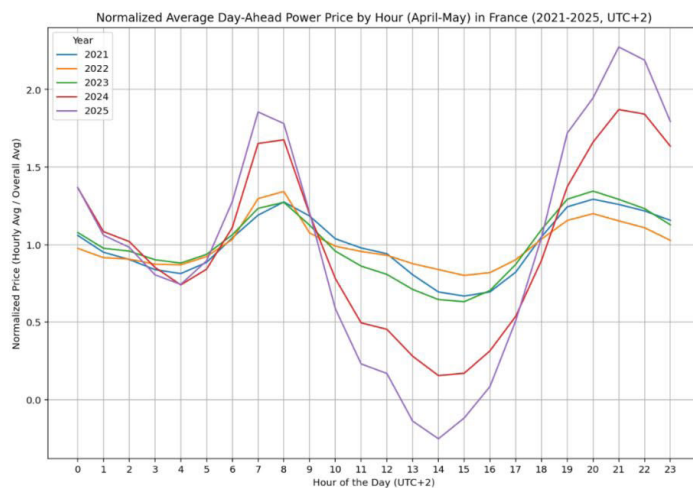


Figure 5: L'intensification de la « duck curve »

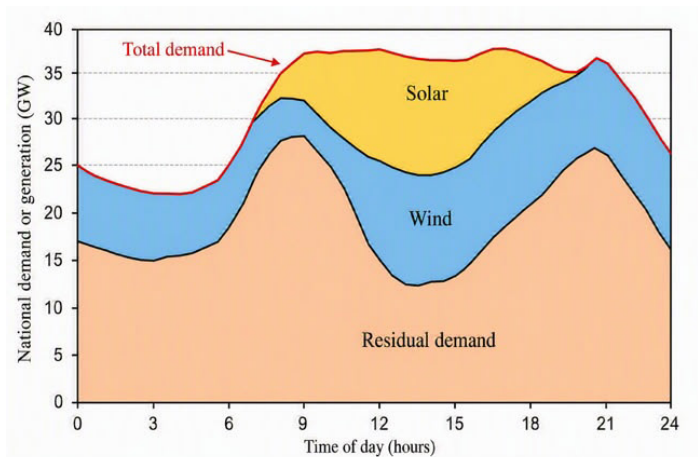


Figure 6 : L'effacement des énergies pilotables

Il peut être remédié à ces inconvénients en :

1. Accroissant les possibilités dont dispose RTE d'obtenir l'effacement de producteurs solaires et éoliens sans les rémunérer. Cela ne peut être imposé aux contrats anciens, et ne sera donc que progressif.

2. Stockant l'électricité pendant les heures excédentaires selon différentes possibilités :

- L'installation de systèmes hybrides centrales photovoltaïques + batteries électrochimiques ; les développeurs de projets photovoltaïques y sont naturellement incités par la compétition économique puisque ces systèmes permettent de vendre à des heures de prix élevés une partie de la production faite aux heures de prix bas voire négatifs. Ces systèmes participent à l'équilibre du réseau en puissance (équilibre offre-demande et maintien de la tension autour de la valeur nominale). La capacité de stockage requise sera de quelques heures ;
- L'installation de systèmes de stockages électrochimiques à l'initiative des gestionnaires de réseaux (TSO). Ces systèmes sont généralement situés près des points de congestion du réseau THT pour limiter ou différer les renforcements requis. Ils contribuent également à l'équilibre en puissance. De nombreuses entreprises françaises sont actives et performantes sur les marchés internationaux de stockage par batteries dans les grands réseaux : les grands énergéticiens intégrateurs (EDF, Engie, TotalEnergies), mais aussi les acteurs de moindre taille (Noen par exemple), et des intégrateurs fournisseurs d'équipements (par exemple Nidec¹⁵) ;
- Depuis fin 2025, la CRE a réduit pour les petites installations le tarif de rachat du surplus et supprimé la possibilité de vendre la totalité du surplus, ce qui va favoriser l'autoconsommation et accroître le stockage¹⁶.

Par ailleurs, la stabilité du système électrique repose aujourd'hui au premier chef sur l'inertie des groupes turboalternateurs avant même que les régulations accroissent ou réduisent leur alimentation en énergie pour contrôler leur vitesse de rotation et donc la fréquence du réseau. Les énergies renouvelables qui produisent de l'électricité en courant continu (solaire et une large part de l'éolien) ne bénéficient d'aucune inertie. Il faut donc que les convertisseurs (dits aussi onduleurs) qui la transforment en courant alternatif puissent être

15 Energy – Nidec Conversion Business unit du japonais Nidec Group.

16 [La CRE publie les nouveaux tarifs et primes relatifs aux installations photovoltaïques implantées sur bâtiment, hangar, ou ombrière, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 500 kW | CRE.](#)

pilotés en fréquence. C'est le « *grid forming* ». Une solution de *grid forming* génère ses propres signaux de fréquence et de tension, ce qui signifie qu'au lieu de suivre les signaux d'autres installations, elle peut maintenir la stabilité en cas de perturbation du réseau. Cette fonction est présente nativement sur les onduleurs ou via l'évolution du logiciel de l'onduleur. De nombreux constructeurs annoncent déjà la fonction *grid forming* dans leurs modèles d'onduleurs.

La multiplication des convertisseurs peut engendrer des interactions entre ceux-ci et provoquer de nouvelles formes d'instabilité. Elles émergent dans toutes les projections et pourraient dans les scénarii les plus graves conduire à des incidents de grande ampleur. C'est pourquoi RTE, sans attendre une réglementation européenne qui tarde à être promulguée, souhaite que le fonctionnement en *grid forming* soit exigé à partir d'un certain seuil de puissance (dimensionnement du convertisseur) et d'énergie (dimensionnement de la batterie). Des exemples européens (Allemagne, Italie, Suisse, Grande-Bretagne, etc.) viennent conforter la capacité à mettre en œuvre rapidement ce levier sans surcoûts significatifs dès lors que les batteries requises sont installées afin d'optimiser la production¹⁷.

L'association de batteries électrochimiques et de convertisseurs pilotés devrait permettre d'opérer des réseaux électriques avec une part très importante de production sans inertie et non pilotable. Il reste que la production d'électricité éolienne et solaire peut s'avérer faible pendant des durées assez longues (anticyclones hivernaux notamment).

Par ailleurs, il convient d'être vigilant aux aspects liés à la cybersécurité des nouveaux composants introduits sur le réseau. En effet, les onduleurs intègrent des logiciels connectés à leurs fournisseurs et sont donc sensibles aux agressions externes.

Des simulations montrent qu'un scénario 100 % renouvelable pour le mix électrique français (avec une consommation de l'ordre de 415 TWh par an,

17 Ces informations sont issues d'une présentation de RTE à l'Académie des technologies – Enjeux de stabilities dans un système électrique avec de l'électronique de puissance – Grid Forming – Février 2026.

ordre de grandeur actuel) nécessiterait de stocker environ vingt à trente jours de consommation électrique. Ce serait inaccessible avec des batteries (emprise au sol et matériaux critiques), et la solution du vecteur Hydrogène triplerait le coût moyen annuel de l'électricité¹⁸. C'est l'une des principales raisons conduisant à privilégier un mix électrique comportant du nucléaire et des énergies renouvelables, étant noté que des effacements rémunérés et des turbines à gaz alimentées en biogaz peuvent concourir aux flexibilités requises.

R2: Intégrer pleinement les enjeux de flexibilité, de stockage et de stabilité des réseaux dans les politiques de soutien au photovoltaïque, afin d'éviter que les coûts système ne deviennent un frein indirect à son développement.

1.3.2. DIMENSION TECHNICO-ÉCONOMIQUE

Le développement du photovoltaïque a été porté d'une part par la décroissance forte et continue des coûts de production des cellules et modules (figure 7), et d'autre part par l'augmentation des rendements (cf. § 2.4).

Le coût « sorti usine » d'un module photovoltaïque est aujourd'hui de l'ordre de 0,15 euro le watt¹⁹. Il a suivi une réduction logarithmique sur plusieurs dizaines d'années avec une division par 10 environ entre 2010 et 2020.

18 Enerpresse – L'hydrogène peut-il permettre un mix électrique 100 % renouvelable ? – Dominique VIGNON *et al.* 08/07/2020.

19 Rapport Fraunhofer et EPIA « Reshoring Solar Module Manufacturing to Europe solarpower, a Cost Gap Analysis and Policy Impact Simulation », septembre 2025.

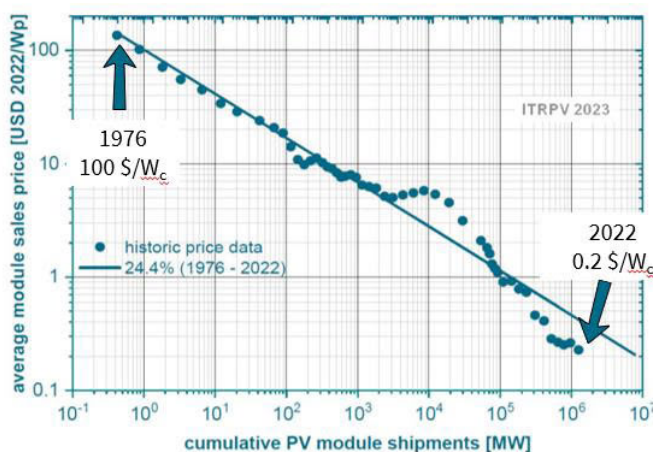


Figure 7 : Évolution du prix des modules PV en fonction de la puissance totale installée²⁰

Cette évolution est directement associée à la diminution des coûts de production résultant des effets d'échelle, qui ont joué à plein pour cette technologie, avec en particulier l'augmentation de l'automatisation de la production.

La performance économique du photovoltaïque repose également sur l'augmentation continue des rendements de conversion. Le rendement de conversion d'une cellule et d'un module est défini comme le rapport entre la puissance électrique délivrée et la puissance lumineuse incidente pour une même surface. Actuellement, le rendement record de la technologie silicium est de 27,8 % mais les modules commerciaux garantissent une valeur de 20 % à 25 %. Ainsi pour une puissance de référence de l'énergie solaire de 1000 W/m², la puissance électrique fournie par un panneau de 2 m² est typiquement de 450 W.

Le coût actualisé de la production de l'électricité photovoltaïque (*Leveraged cost of electricity* – LCOE) est un paramètre couramment utilisé dans les analyses de compétitivité des différentes sources d'électricité. Toutefois, c'est un coût moyenné en sortie d'installation ; le prix de vente moyen sera plus élevé hors périodes de prix négatifs ou très bas. En outre, il ne tient pas compte des investissements requis pour la bonne insertion de l'électricité

20 International Technology Roadmap for Photovoltaics ([ITRPV; 2023](#)).

photovoltaïque dans les réseaux. L'évolution du LCOE au cours du temps est cependant un indicateur de la position compétitive du photovoltaïque par rapport à d'autres alternatives, à conditions comparables.

Des éléments sur le LCOE sont donnés dans la figure 8 ci-dessous. On voit une forte baisse du LCOE de 2010 à 2020 qui toutefois tend vers une asymptote au cours des dernières années.

Cette baisse du coût des modules ne se répercute pas dans les mêmes proportions dans les prix garantis de l'électricité d'origine photovoltaïque du fait du prix assez élevé des autres composantes des installations (supports, convertisseurs, raccordement au réseau, etc.). Il y a sans doute des marges de compétitivité à identifier qui pourraient réduire le prix global des installations. À noter que les prix des modules vendus en Europe sont actuellement inférieurs aux coûts de production (0,087€/Wc en moyenne), conséquence d'une forte surcapacité mondiale.

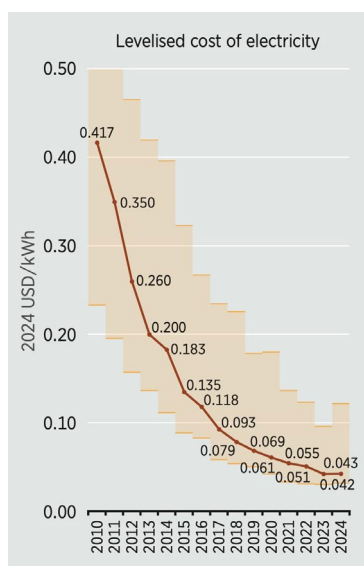


Figure 8: Coût LCOE de l'électricité d'origine photovoltaïque²¹

21 [Renewable power generation costs in 2024](#), IRENA, page 87.

Toutefois, cette dynamique fait du photovoltaïque l'une des sources les moins chères de production d'électricité.

Les installations photovoltaïques d'une puissance de plus de 100 kW sont sélectionnées à l'issue d'enchères publiques de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) au regard de différents critères, dont le prix d'injection sur le réseau.

Les prix garantis aux producteurs d'électricité photovoltaïque (cf. tableau 3) pour les projets acceptés fin 2025 s'établissent aux niveaux suivants²²:

Tableau 3 : Prix garanti au producteur de l'électricité photovoltaïque²³

Puissance de l'installation	Vente en totalité (sans autoconsommation)
9 kWc < P + Q ≤ 36 kWc	124 €/MWh
36 kWc < P + Q ≤ 100 kWc	108 €/MWh
100 kWc < P + Q ≤ 500 kWc	89 €/MWh
> 500 kWc	74 €/MWh

Pour mémoire, ces prix sont à comparer au revenu unitaire du parc nucléaire déjà amorti que la CRE évalue à 61 €/MWh pour 2027²⁴.

22 [Arrêtés tarifaires photovoltaïques en métropole](#) pour les puissances inférieures à 500 kW (hors éventuelles primes à l'investissement) et [Délibération de la CRE du 18 novembre 2025](#) pour les puissances supérieures à 500 kWc.

23 **P** est la puissance de l'installation objet du contrat : c'est la puissance crête installée (en kWc) de l'installation photovoltaïque pour laquelle le contrat d'achat ou la prime est demandée. Elle correspond à la somme des puissances nominales des modules photovoltaïques de cette installation.
Q est la somme des puissances crête de toutes les autres installations photovoltaïques appartenant au même producteur (ou à des producteurs non indépendants au sens de l'arrêté), situées sur le même bâtiment ou la même parcelle cadastrale (ou à moins de 100 m selon les cas), raccordées ou en projet, dont les demandes complètes de raccordement (DCR) ont été déposées dans une fenêtre de ±18 mois autour de la DCR de l'installation considérée.

24 [La CRE communique sa première estimation des revenus annuels du parc nucléaire d'EDF pour 2027](#) – 13/01/2026.

Pour les installations de puissance < 9 kW, on peut noter que, depuis mars 2025, la vente de la production totale n'est plus possible. Cette mesure vise à favoriser l'autoconsommation, avec néanmoins la possibilité de vendre le surplus à 40 €/MWh.

Pour comparer de manière rigoureuse la compétitivité relative des différentes filières, il convient de prendre en compte l'ensemble des externalités. Pour le photovoltaïque, la principale externalité est la gestion de l'intermittence par le système électrique. Celle-ci peut être grandement facilitée par le couplage des centrales photovoltaïques à des batteries stationnaires, comme cela a été décrit plus haut, ce qui permet de lisser la production, et donc de se rapprocher de moyens structurellement pilotables comme l'hydraulique.

Le prix des batteries, comme celui du photovoltaïque, baisse rapidement, ce qui rend une solution combinée de plus en plus abordable. Ces deux technologies sont en effet très complémentaires et modulaires et peuvent se combiner à toutes les échelles de quelques kW à plusieurs GW de puissance. Par exemple, dans le résidentiel, leur association dès l'achat tend à se généraliser comme le montre le cas de l'Allemagne où 50 % des nouveaux systèmes chez les particuliers associent la production et le stockage.

Par ailleurs, le coût des moyens développés par l'opérateur de réseau (cf. § 1.3.1) doit être intégré aux coûts « Système ».

Tous les stockages permettront également de limiter les fortes modulations de la production nucléaire qui sont porteuses de conséquences économiques directes (effacement d'installations à CAPEX élevé) et indirectes (sollicitations des équipements; déplacements non planifiés des périodes d'arrêt de tranches) qui ne sont pas aujourd'hui intégrées dans les coûts Système. En outre, on rappelle que les moyens de production pilotables ne sont pas rémunérés pour la contribution qu'ils apportent à la stabilité du réseau électrique.

À terme, tous les moyens de production devront trouver leur rentabilité de façon intrinsèque en assumant les coûts qu'ils induisent sur le système électrique et en étant rémunérés pour les services qu'ils lui apportent.

1.3.3. DIMENSION ENVIRONNEMENTALE

Les analyses de cycle de vie pour la production des panneaux permettent d'établir le « temps de retour énergétique », c'est-à-dire la durée nécessaire au système photovoltaïque pour produire autant d'énergie qu'il en a consommée tout au long de son cycle de vie. L'énergie consommée pendant la production du panneau, son transport, son installation et son recyclage est appelée « énergie grise ». En moyenne, la fabrication des modules représente plus de 60 % de cette énergie grise. L'installation des onduleurs, câbles et structures représentent environ un tiers, tandis que la part du transport est faible. Le recyclage permet de réutiliser 94 % d'un module, ce qui réduit l'impact global. En France, le temps de retour est estimé entre 1 et 1,5 an, selon l'ensoleillement et les conditions d'installation (notamment l'orientation des panneaux)²⁵. Sur toute sa durée de vie, un panneau peut produire entre 17 et 35 fois l'énergie grise qu'il a consommée, ce qui est une excellente performance. À noter que cette analyse ne prend pas en compte l'impact environnemental lié aux infrastructures de support (trackers pour l'orientation des panneaux, renforcement des toitures,...).

S'agissant des objectifs de décarbonation, l'impact du photovoltaïque est significatif s'il vient en substitution des énergies fossiles ou pour augmenter la capacité globale de production nécessitée par la décarbonation des usages, et le développement induit de l'électricité. En revanche, il est bien évidemment négligeable s'il ne vient qu'en substitution d'autres moyens de production déjà décarbonés comme l'éolien, l'hydraulique ou le nucléaire.

Une étude ACV (2025) d'Artelys pour l'ADEME²⁶ montre que l'autoconsommation photovoltaïque avec ou sans batterie dans un bâtiment résidentiel ou tertiaire a *« un effet positif sur les principaux impacts liés à la production d'électricité à base de ressources fossiles. Toutefois, l'usage de batteries doit être envisagé avec prudence, du fait du transfert d'impact vers les ressources minérales et métalliques »*. Cette prudence ne doit pas être limitée au secteur

25 D'après [PLANETE ENERGIES INFOGRAPHIE](#) – 2024 – Étude faite pour du silicium, cellules et modules produits en Chine.

26 Analyse du cycle de vie de cas d'usages de développement de stockage d'électricité – Étude réalisée pour le compte de l'ADEME par Artelys et Ginkgo21. – [Autoconsommation photovoltaïque avec ou sans batterie dans un bâtiment résidentiel ou tertiaire](#). Octobre 2025.

résidentiel et tertiaire mais s'étendre à tous les stockages par batteries stationnaires.

L'Autorité environnementale et les Missions régionales d'autorité environnementale (MRAe) sont consultées sur tous les projets photovoltaïques au sol de plus de 250 kWc²⁷ qui doivent soumettre une évaluation environnementale et une étude d'impact. L'Autorité environnementale et la conférence des MRAe en font des synthèses annuelles²⁸, où elles s'expriment régulièrement de façon assez négative.

Les principales remarques, constantes d'une année à l'autre, sont les suivantes :

- Éviter les milieux naturels, et surtout les zones humides, ce qui est loin d'être toujours le cas ;
- Justifier rigoureusement le choix du site et étudier systématiquement les alternatives artificialisées. En général les projets évaluent l'impact d'une localisation précise sans rechercher d'alternatives même quand il en existe ;
- Renforcer les inventaires biodiversité et l'analyse des continuités écologiques ;
- Évaluer correctement les effets cumulés ;
- Améliorer les études paysagères et la lisibilité des dossiers ;
- Utiliser pleinement les méthodes réglementaires d'évaluation environnementale et notamment les méthodes ERC (Évaluer – Réduire – Compenser).

27 [Annexe à l'article R122-2](#) du Code de l'environnement.

28 Synthèse annuelle de la Conférence des autorités environnementales https://www.actu-environnement.com/media/pdf/news-46846-synthese-annuelle_mrae.pdf.
Rapport de l'Autorité environnementale <https://www.actu-environnement.com/media/pdf/news-46846-rapport-2024-autorite-environnementale.pdf>.
[Photovoltaïque au sol : les autorités environnementales pointent des implantations sur des sites inadaptés](#) - [ActuEnvironnement](#) - 30 septembre 2025. - Mis en ligne par la préfecture de la Vienne.

Si ces observations sont généralement pertinentes, ces procédures qui induisent coûts et délais (qui mériteraient d'être réduits significativement) sont peu efficaces puisqu'elles n'ont qu'un caractère consultatif. Elles s'appliquent à tous les projets de plus de 250 kWc (soit environ un quart d'hectare) : ce seuil pourrait être relevé mais les conclusions des missions environnementales devraient être rendues plus contraignantes.

1.4. PANORAMA INDUSTRIEL DE L'INDUSTRIE DU PV

1.4.1. CAPACITÉS INSTALLÉES DE PRODUCTION PHOTOVOLTAÏQUE

La capacité globale des installations photovoltaïques à l'échelle mondiale a été multipliée par 10 entre 2014 et 2024, comme le montre la figure 9²⁹. Elle atteint aujourd'hui plus de 2 TW.

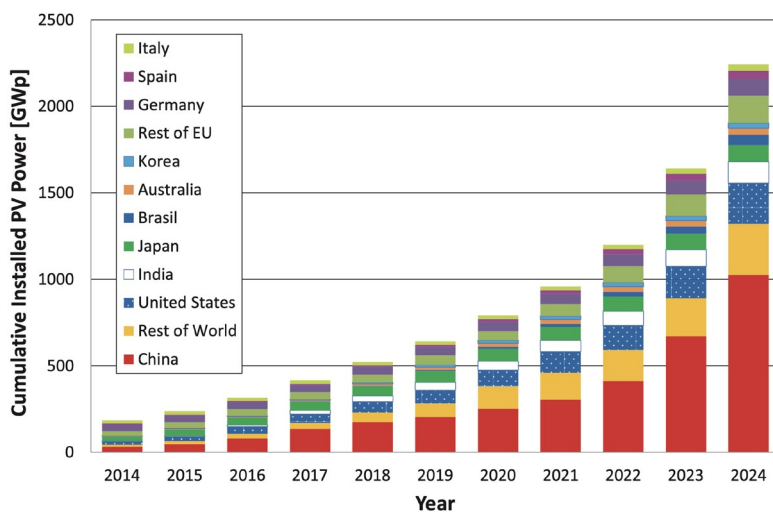


Fig. 1. Cumulative photovoltaic installations from 2014 to 2024 (data source: [7,8] and own analysis).

Figure 9: Évolution de la capacité globale des installations photovoltaïques au niveau mondial et de leur répartition géographique

29 <https://www.epj-pv.org/articles/epjpv/pdf/2025/01/pv20250008.pdf>.

1.4.2. LA COMPÉTITION INTERNATIONALE DOMINÉE PAR LA CHINE

La Chine représente moins de la moitié de la capacité installée en 2024, alors qu'elle représente environ 90 % de la production annuelle de modules. La figure 10³⁰ ci-dessous montre que la domination de la Chine dans la production de modules PV s'est imposée au fil du temps.

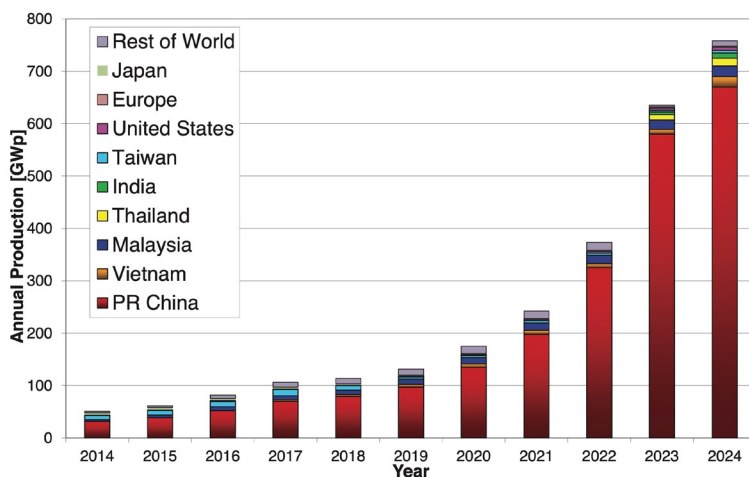


Fig. 2. World PV Cell/Thin Film Module Production from 2014 to 2024.

Figure 10: Évolution de la production annuelle de modules photovoltaïques au niveau mondial par zone de production géographique

La domination de la Chine sur les différents maillons de la chaîne de valeur des modules photovoltaïques est représentée sur la figure 11³¹. Les dix premières entreprises de fabrication au niveau mondial³² sont chinoises et concentrent plus de 500 GW de capacités de production, pour un total de l'ordre de 1200 GW.

30 <https://www.epj-pv.org/articles/epjpv/pdf/2025/01/pv20250008.pdf>.

31 <https://www.epj-pv.org/articles/epjpv/pdf/2025/01/pv20250008.pdf>.

32 On pourra consulter par exemple infolink database.

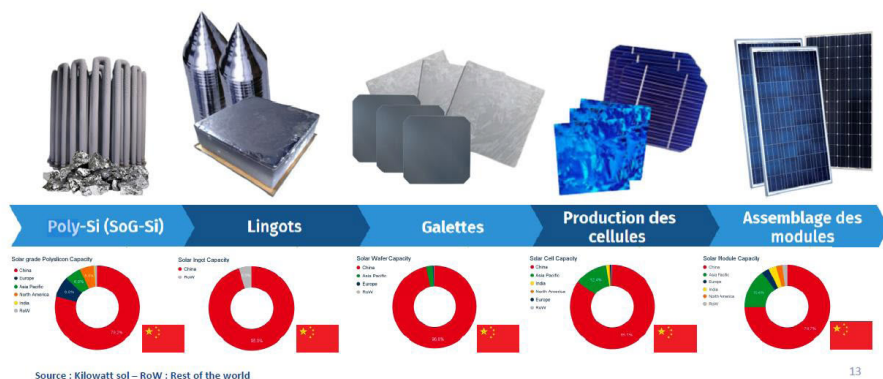


Figure 11: Part de l'industrie chinoise dans la fabrication des différents éléments de la chaîne de valeur de la filière silicium

La maîtrise par la Chine de l'ensemble des métiers de la chaîne de valeur s'est effectuée sur une vingtaine d'années, de façon tout à fait remarquable. Au début des années 2000, la Chine a bénéficié du lancement d'une politique européenne de soutien au marché photovoltaïque, non seulement pour exporter ses produits en Europe avec de fortes marges mais aussi pour développer de façon volontariste son marché intérieur. Bénéficiant de son faible coût de main d'œuvre, elle s'est donc positionnée dans un premier temps sur l'assemblage des modules, étape la plus intensive en main d'œuvre et la moins technologique. Progressivement, elle s'est appropriée la chaîne d'approvisionnement à partir d'équipements d'origine majoritairement européenne, puis a investi rapidement d'autres créneaux de la chaîne de valeur (cellules, wafers, lingots, et enfin la purification du silicium). En parallèle, la Chine a d'abord converti de nombreuses fabrications manuelles par des fabrications automatisées, au début sur machines d'origine européenne et américaine. L'étape suivante était évidente: la Chine a acquis la maîtrise de la conception et la fabrication des machines de production, ce qui est nécessaire au développement de la technologie.

Pour accélérer cette maîtrise, elle a développé des axes stratégiques successifs:

- La transposition des équipements occidentaux et en particulier européens en les reproduisant puis en les améliorant;

- L'achat d'équipementiers étrangers en difficulté, par exemple l'équipementier Américain Kayex, racheté par Longi pour maîtriser plus rapidement la technologie de cristallisation CZ (Czochralski);
- L'achat d'entreprises en difficulté en Europe et aux États-Unis.

À partir du milieu des années 2010, le Gouvernement chinois a banni l'achat d'équipements européens et encouragé l'achat d'équipements chinois; c'est notamment ce qui a conduit Meyer Burger (Suisse), le premier équipementier mondial dans le photovoltaïque, à changer de modèle en devenant producteur de cellules et modules photovoltaïques.

Enfin, assez récemment, grâce aux chiffres d'affaires générés par la production, des moyens très importants ont été mis en place pour la R&D, et la Chine s'est positionnée sur des créneaux technologiques plus innovants: hétérojonction, contacts arrière, tandems pérovskite sur silicium. Si ces dernières technologies ont été d'abord développées à l'extérieur de la Chine, les records de performance en laboratoire sont maintenant souvent détenus par des industriels chinois. De plus, une caractéristique remarquable de l'industrie chinoise est non seulement sa capacité à innover, mais également sa capacité à changer très rapidement de technologie de production.

Finalement, on voit bien à quel point est faux le cliché d'une industrie chinoise fondée exclusivement sur l'exploitation d'une main d'œuvre bon marché pour fabriquer des produits de faible qualité sans en maîtriser le design. Il est également exagéré d'attribuer entièrement ce succès à des subventions généreuses, notamment sous la forme de financement des usines et de leurs utilities, même si l'abaissement spectaculaire des coûts de production des modules photovoltaïques, qui a permis le décollage industriel, a été fortement accompagné par une politique volontariste de l'État et des collectivités locales chinoises.

Mais, du fait de surinvestissements non maîtrisés, en particulier au cours des 5 dernières années, l'industrie chinoise est en très large surcapacité, ce qui provoque une forte tension sur les prix et les marges. On constate même très souvent une baisse des prix en dessous des coûts de production.

Cette crise est probablement annonciatrice de consolidations vers des acteurs toujours plus puissants, dont l'industrie photovoltaïque chinoise est coutumière. Elle a également un impact fort en Europe qui jusqu'à maintenant n'a pas protégé son marché, car elle limite la renaissance d'une industrie européenne du fait des prix actuels en dessous du coût de production, même en Chine. Ce « saut de croissance » des capacités, venant s'ajouter à une dynamique déjà très vigoureuse, a encore renforcé la capacité globale de production des principaux fabricants. Il a également relevé le standard de taille unitaire des nouvelles usines de cellules et de modules, qui se situe désormais entre 5 et 30 GW de production par an.

Les autres acteurs au niveau mondial sont donc confrontés à des prix de marché particulièrement faibles, ce qui a conduit à la disparition d'une grande partie d'entre eux (en particulier en Europe), et complique fortement les conditions de réindustrialisation dans le domaine.

Il faut également noter que la Chine a mis en place des capacités de productions en Asie du Sud-Est pour contourner les mesures de droits de douane américains centrés sur la Chine, et ceci à hauteur d'une centaine de GW. Il est probable qu'elle tente de faire de même si l'Europe met en place des mesures de protection plus dures que celles actuellement en vigueur (cf. chapitre 3).

Enfin, le « Balance of system » (BOS) d'une centrale solaire (70 à 90 % du prix de l'ensemble) concerne les onduleurs et câbles (eux aussi fortement sourcés en Asie), les structures support (sourcées majoritairement localement), l'installation et le développement (ces deux dernières activités étant toujours locales). Au-delà des arguments purement économiques, on voit bien qu'il est nécessaire de retrouver en Europe la maîtrise de l'ensemble de la chaîne de valeur, ne serait-ce que pour des raisons de souveraineté.

1.4.3. AUTRES ACTEURS DU MARCHÉ MONDIAL

La Chine écrase le marché mondial du photovoltaïque, et l'Europe n'est pas la seule région à en avoir souffert. L'industrie coréenne des plaquettes de silicium a disparu, et celle des cellules et modules lutte difficilement. L'industrie taïwanaise stagne.

Mais certains pays ont une stratégie industrielle de retour sur le marché et arrivent à développer une industrie performante de cellules et modules. Les réactions, les plus significatives proviennent des États-Unis, de l'Inde et de la Turquie. On résume ici les développements de l'annexe C.

Sous l'Administration Biden, dans le cadre de l'IRA (*Inflation Reduction Act*, 2022), les États-Unis ont initié une politique ambitieuse de promotion de l'industrie photovoltaïque, aussi bien au niveau de ses débouchés que de celui de la réindustrialisation. Cette politique a produit des résultats tangibles : 50 GW³³ de capacité annuelle de production de modules, soit 7 % de la production chinoise. Les États-Unis ont également mis en place des protections de leur marché sous forme de taxes douanières, amplifiées par l'Administration Trump. Mais cette Administration remet systématiquement en cause la politique précédente sans qu'il soit possible encore d'en mesurer tous les effets.

L'Inde a annoncé une politique ambitieuse de déploiement de centrales photovoltaïques et d'industrialisation (PLI : *Production Link Incentive*, 2020), accompagnée de mesures clairement protectionnistes vis-à-vis des importations chinoises. Cette politique produit elle aussi des résultats : la production de cellules photovoltaïques, inexistante en 2022, est passée à 3,5 GW en 2024³⁴ ; celle de modules de moins de 10 GW en 2020 à 30 GW en 2024 (la moitié de la demande européenne mais seulement 4 % de la production chinoise).

La Turquie, dans des volumes plus faibles, a conditionné son soutien à la production d'électricité photovoltaïque au développement d'une industrie locale. Elle dispose aujourd'hui d'une capacité de fabrication de modules de plus de 5 GW par an.

Cette analyse montre qu'il est possible de revenir dans le marché. Les clefs sont l'acceptation momentanée de prix plus élevés et la limitation des importations. L'Europe n'a jusqu'à présent pas fait ce choix, ce qui explique en grande partie la situation catastrophique de son industrie photovoltaïque actuelle.

33 Winter 2025 Solar Industry Update, NREL, sur la base des données officielles américaines de janvier 2025.

34 Winter 2025 Solar Industry Update, NREL.

1.5. LES ACTEURS EN FRANCE ET EN EUROPE

1.5.1. PANORAMA INDUSTRIEL EUROPÉEN

L'Europe importe plus de 90% de ses modules et cellules photovoltaïques.

La situation du secteur photovoltaïque est critique au niveau européen comme le montre l'étude réalisée par l'Institut allemand Fraunhofer ISE³⁵ (figure 12). Les chiffres indiqués pour la production de cellules et de modules sont de quelques GW pour les cellules et d'environ 10 GW pour les modules. La fermeture récente des usines de Meyer Burger en Allemagne aggrave encore la faiblesse de ce secteur en Europe par comparaison au secteur asiatique, ou même américain. De plus, les capacités des usines restantes sont en général inférieures à 1 GW, donc sensiblement inférieures aux standards de performance économique. Notons cependant la montée en puissance de l'usine de 3SUN ENEL en Sicile, d'une capacité de production de 3 GW basée sur la technologie hétérojonction (HTJ) développée par le CEA.

EU PV Manufacturing Landscape – Status Quo
November 2024

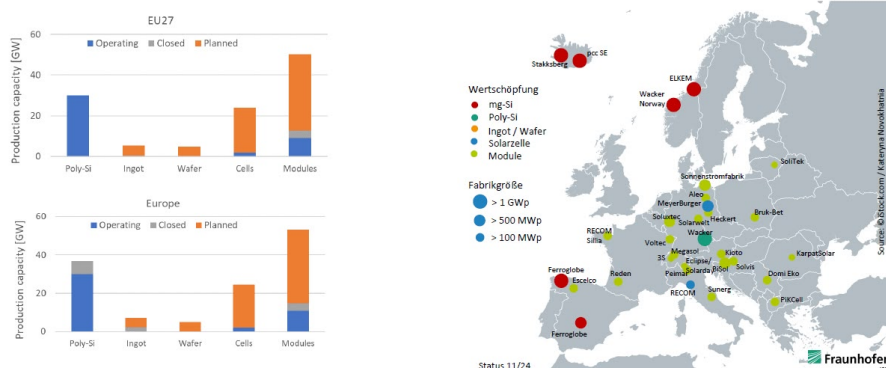


Figure 12 : Répartition en Europe des usines de fabrication sur la chaîne de valeur de production d'un module photovoltaïque

35 SolarPower Europe (2025): [Reshoring Solar Module Manufacturing to Europe: A Cost Gap Analysis and Policy Impact Simulation](#).

L'Industrie européenne du photovoltaïque n'est significative que sur le segment amont du raffinage de silicium (étape métallurgique et étape de purification physico-chimique), avec l'acteur majeur Wacker, le seul en Europe sur l'étape chimique, et des acteurs en Norvège, Islande et Espagne, pour la production de silicium métallurgique.

L'Europe est néanmoins riche d'équipementiers sur la chaîne de valeur mais ils souffrent du faible nombre d'usines en Europe et dépendent donc fortement de l'exportation vers les États-Unis ou l'Inde, notamment sur la partie module (Ecoprogetti, Bottero, Mondragon, Teamtechnik,...) et sur la partie cellule (Schmid, Rena, Exateq, Singulus, ECM greentech, AMAT Baccini, Centrotherm, Innolas, 3D-micromac, Semilab, Von Ardenne, etc...). D'autres équipementiers (PVA Tepla par exemple sur la croissance Czochralski de monocristaux) seraient également capables de reprendre des activités sur la partie wafers et lingots car ils sont présents sur des domaines connexes. Cette force et les compétences associées sont un atout à préserver et à développer dans la perspective de reconstruction d'une industrie européenne.

1.5.2. LA SITUATION DE LA FRANCE

L'industrie photovoltaïque en France employait environ 45 000 personnes en 2024 pour un chiffre d'affaires de 7 milliards d'Euros³⁶. La capacité installée est de 30 GW, avec une capacité de plus de 20 GW en file d'attente. Il y a actuellement des centaines d'entreprises allant de la fabrication aux installations, développeurs, intégrateurs et assembleurs³⁷. La croissance significative du secteur en fait un marché dynamique.

Cependant le secteur amont de fabrication des cellules et modules est beaucoup plus faible et rassemble moins de dix entreprises pour une capacité de production cumulée d'environ 900 MW par an (Voltec Solar 500 MW, Reden 200 MW, Heliup 100 MW, Dualsun, S'Tile pour les principales).

36 [Observatoire du système électrique renouvelable](#).

37 Voir annuaire TECSOL - <https://annuaire.tecsol.fr/>.

Avant d'être totalement dépassée par la Chine, la France, malgré sa marque historique Photowatt (créée en 1979), a été fortement supplantée par l'Allemagne au début des années 2000. Le manque de continuité des politiques publiques sur l'aval de la chaîne de valeur (moratoire en 2011, priorités fluctuantes, réglementations changeantes, etc.) n'a fait qu'amplifier le phénomène. On doit pourtant reconnaître les efforts réels déployés récemment par les pouvoirs publics pour tenter de contrecarrer cette tendance: subventions, note carbone dans les appels d'offre bonifiant les fabrications françaises, constitution de centres de R&D d'importance (CEA-INES, IPVF), plan solaire, loi APER d'accélération de la production d'énergies renouvelables, programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE), qui ont permis le développement du photovoltaïque en France.

Elles n'ont cependant pas encore débouché sur une industrie de fabrication forte car l'articulation entre le déploiement industriel et le marché photovoltaïque en Europe s'est heurtée aux règles du libre-échange que l'Union européenne a respectées; elle a privilégié les achats à bas coût chinois au détriment de son industrie alors que d'autres pays (États-Unis, Chine, Inde, et autres...), ont protégé leur marché plus ou moins rapidement.

Chapitre 2

LES TECHNOLOGIES PV

2.1. PRINCIPE DE LA CONVERSION PHOTOVOLTAÏQUE DE L'ÉNERGIE SOLAIRE

La ressource solaire est très abondante, environ 120 000 TW de puissance reçue en moyenne au niveau du sol par la terre, pour 17 TW de puissance consommée. Son énergie est portée par la lumière par l'intermédiaire des photons, de l'ultraviolet à l'infrarouge en passant par le visible. Cela correspond à des longueurs d'onde (λ) comprises entre 0,3 micron et 2 microns, avec un maximum dans le visible à 0,55 micron (vert). L'énergie portée par chaque photon s'exprime en électrons-volts (eV). Elle est directement liée à la longueur d'onde par la relation $E = 1,26 / \lambda$ (avec E en électron-Volt et λ en micron), soit entre 4 eV et 0,6 eV environ.

La puissance lumineuse standard en plein soleil est de 1000 W/m². Lorsque les photons sont absorbés dans une cellule solaire, ils transfèrent leur énergie aux électrons sous forme de différence de potentiel, ceux-ci étant ensuite extraits sous forme de courant dans le circuit extérieur tandis que la place restée vacante (appelée trou) les récupère après leur passage dans le circuit extérieur (cf. figure 13). Le produit de la différence de potentiel par le courant est la puissance électrique délivrée par la cellule. Ainsi une puissance délivrée de 200 W/m² correspond à un rendement de conversion de 20%. Les cellules sont ensuite assemblées en série ou en parallèle dans des modules permettant de délivrer cette puissance avec la tension et le courant souhaités. Les modules sont ensuite assemblés entre eux pour former une centrale solaire connectée à des onduleurs (conversion du courant continu en courant alternatif) pour l'injection sur le réseau, ou sur des batteries.

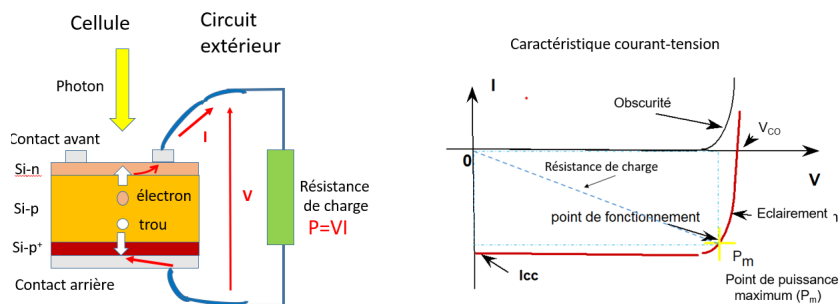


Figure 13 : Schéma d'une cellule solaire silicium homojonction (de type Al-BSF où le contact arrière est en aluminium conduisant à une zone p+ par diffusion, et la zone n formée par diffusion de phosphore)

Dans la figure ci-dessus, la cellule est constituée d'une plaquette de silicium de type p. Les électrons de liaison du silicium captent l'énergie des photons en créant des paires électron-trou. Les électrons sont collectés par la zone avant de type n et récupérés par le contact métallique sur toute la surface. Les trous sont collectés sur la face arrière de type p+ et se recombinent avec les électrons après leur passage dans le circuit extérieur. Les caractéristiques courant tension à l'obscurité et sous éclairement permettent d'extraire la puissance générée P_m . Le rendement de conversion est son rapport avec la puissance lumineuse incidente. Ce schéma est valable pour l'ensemble des technologies solaires, les zones n et p+ qui collectent les électrons et les trous sont appelées ETL et HTL pour « electron transport layer » et « hole transport layer » pour les cellules organiques ou pérovskite.

2.2. PRINCIPALES TECHNOLOGIES PHOTOVOLTAÏQUES COMMERCIALES

2.2.1. LES CELLULES AU SILICIUM

La technologie des cellules silicium a été introduite en 1954 avec un rendement de 6%. La technologie a immédiatement été appliquée pour l'alimentation des satellites (Vanguard 1958). Des améliorations successives ont permis de porter aujourd'hui le rendement record à 27,8%, proche du rendement théorique autour de 29,2%, grâce aux architectures présentées dans la figure 14. La technologie Al-BSF présentée dans la figure 13 a été historiquement à la base de ces évolutions, avec une première technologie de rupture (PERC) intégrant des contacts arrière localisés et une passivation du reste de la surface arrière, ainsi que la zone avant, ce qui a permis de franchir

la barre des 20% en 1985 et d'atteindre progressivement des rendements s'approchant des 25%.

Cette technologie a été au cœur de la production industrielle. L'introduction de la technologie à hétérojonction (HJT) en 2001 a révolutionné la technologie classique en remplaçant la zone n du silicium par une couche de nature différente (d'où le terme hétérojonction) à base d'une couche mince de silicium amorphe, cette approche s'appliquant également à la zone arrière. Un changement majeur a été le passage d'une plaquette de type p à une plaquette de type n, avec la disparition en quelques années des cellules polycristallines de type p (figure 14).

Cette approche s'est étendue à d'autres matériaux, en particulier l'oxyde de silicium qui a donné la structure appelée TOPCon. Ces deux technologies ont permis un saut dans les performances des cellules et s'imposent aujourd'hui au niveau industriel. Une nouvelle évolution est venue compléter cette progression, l'introduction de contacts interdigités (IBC) en face arrière uniquement, libérant la face avant des effets d'ombrage résiduels sous les contacts. Introduite à la fin des années 80, elle était restée limitée car considérée comme trop chère et trop compliquée. Elle a pourtant été reprise avec succès par la société chinoise Longi, qui l'introduit aujourd'hui sur le plan industriel en l'hybridant avec l'hétérojonction (HJT-IBC), établissant le nouveau record à 27,8%. Ainsi, contrairement à une idée répandue, la technologie silicium est loin d'être figée et fait l'objet d'évolutions continues comme l'illustre la figure 14.

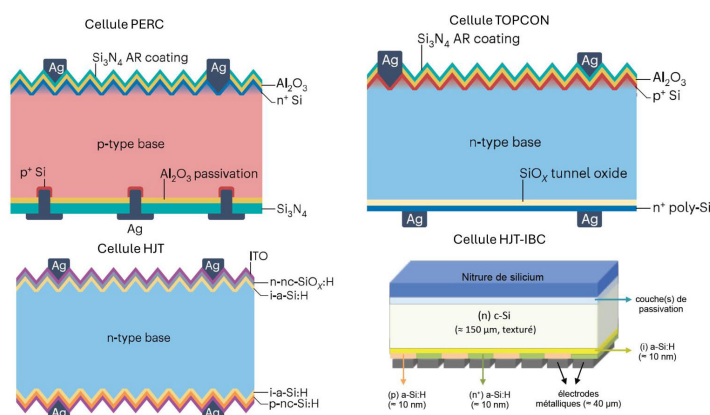


Figure 14: Structure des cellules silicium de type PERC, TOPCON, HJT et HJT-IBC

Ces évolutions continues, ainsi que la capacité des acteurs à transformer rapidement les lignes de fabrication, conduisent à des mutations de grande ampleur de l'offre technologique (cf. figure 15).

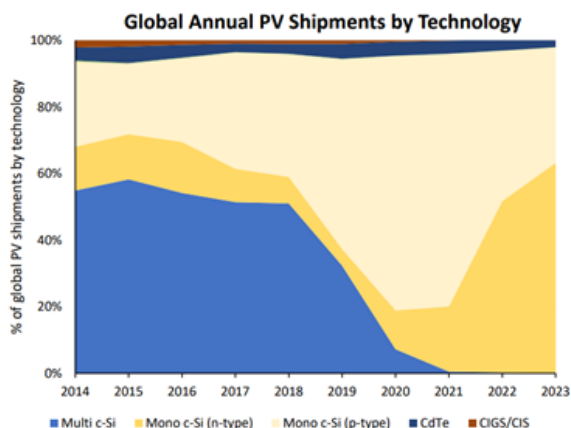


Figure 15: Évolution en pourcentage des technologies photovoltaïques commerciales comprenant les technologies silicium (98%) et les technologies couches minces (environ 2% en 2025, essentiellement CdTe)

2.2.2. LES TECHNOLOGIES COUCHES MINCES CdTe, CIGS ET SILICIUM

Ces technologies utilisent comme matériau absorbant des composés inorganiques comme le tellure de cadmium (CdTe) ou le diséléniure de cuivre, de gallium et d'indium (CIGS), qui présentent l'avantage d'être beaucoup plus efficaces dans la capacité d'absorption des photons.

Alors qu'il faut environ 150 microns pour le silicium, un à deux microns suffisent avec ces matériaux. Ces couches peuvent ainsi être déposées directement sur un support par différentes méthodes sans avoir à passer par des étapes de découpe très pénalisantes sur le plan des procédés. Introduites également dans les années 50 pour une utilisation spatiale du fait de leur légèreté, leur développement et leur évolution furent plus complexes.

Les rendements obtenus sont actuellement de 23,1% pour le CdTe et 23,6% pour le CIGS.

L'architecture des cellules CdTe actuelles est présentée dans la figure 16. Initialement la jonction était constituée par l'hétérojonction CdS/CdTe; aujourd'hui, le CdS a complètement disparu, remplacé par une couche de sélénio-tellurure, tandis que le CdTe est additionné de zinc en face arrière. La figure 16 montre également l'évolution en cours pour atteindre 25% de rendement. Ces développements sont portés par la société américaine First Solar, qui est la seule société à s'imposer avec une technologie alternative au silicium.

Dans le cas du CIGS, des développements très importants avaient été portés par la société Solar Frontier au Japon qui n'a pas résisté à la concurrence du silicium. La technologie était basée sur des substrats en verre. Elle connaît aujourd'hui un rebond avec la possibilité d'utiliser des substrats flexibles ultra légers, ce qui la différencie du silicium et du CdTe.

Signalons également la technologie silicium en couches minces, à base de silicium amorphe ou microcristallin, qui est développée commercialement pour des applications de niche après avoir suscité beaucoup d'espoirs pour le photovoltaïque de masse mais qui ne se sont pas concrétisés du fait de rendements encore insuffisants. Néanmoins, elle a dominé le domaine des cellules en couches minces par le passé, y compris commercialement, avec des cellules multijonctions en couches minces entièrement basées sur des combinaisons de silicium amorphe (silicium amorphe, microcristallin, alliage avec Ge ou C). Il ne faut pas oublier ces technologies, qui d'ailleurs sont à la base des hétérojonctions avec le silicium cristallin. Des travaux ont été menés pour fabriquer des cellules silicium cristallin en couches minces ou semi-épaisses directement sur verre, ou par des procédés de clivage de plaquettes monocristallines sans découpe, de tirage sur banc de carbone ou par coulage direct de plaquettes. Ces recherches sont toujours d'actualité dans le but de supprimer l'étape de sciage.

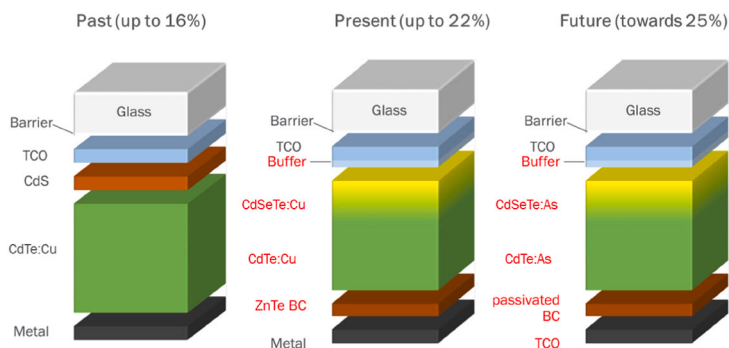


Figure 16 : Les technologies de couches minces CdTe et leurs évolutions (First Solar)

2.2.3. LES TECHNOLOGIES ÉMERGENTES

LA TECHNOLOGIE PÉROVSKITE

La technologie pérovskite est apparue très récemment, en 2009, dans le cadre des recherches sur une autre filière émergente : les cellules à colorants introduites en 1991. L'idée a été de remplacer les colorants par des clusters d'un matériau hybride organique-inorganique, connu pour posséder de remarquables propriétés optiques, le diméthylammonium iodure de plomb, noté MAPI dont la structure cristalline est présentée dans la figure 17.

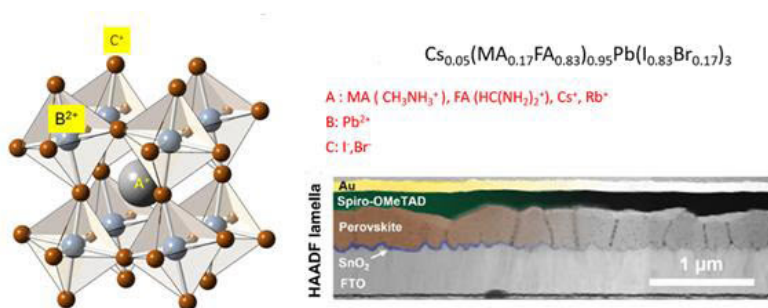


Figure 17 : Cellule pérovskite hybride, maille élémentaire, formule générale optimisée et exemple de cellule en coupe transverse actuelle (IPVF)

Le rendement initial était peu élevé (4 %) mais ces cellules pouvaient être réalisées avec un contact de type polymère (à base de fullerènes C₆₀), ce qui

les distinguait nettement des technologies photovoltaïques classiques, qu'il s'agisse du silicium ou des couches minces. Les cellules se sont affranchies de la configuration des cellules à colorants pour devenir une nouvelle catégorie à part entière à partir de 2013, avec un rendement atteignant les 10 %. En un peu plus de dix ans la progression de rendement a été fulgurante, du jamais vu dans le domaine, pour atteindre aujourd'hui une valeur de 27,3 %, proche du record des cellules silicium.

Cette évolution a bénéficié du basculement des recherches menées dans la plupart des centres mondiaux, avec en parallèle la mise en place de programmes industriels. Ce sont ainsi des milliers d'articles qui ont accompagné cette progression, permettant de multiplier les champs d'exploration. Peu à peu la composition de base MAPI a été modifiée par introduction de nouveaux éléments constitutifs comme le formidinium ou le césium en substitution partielle du méthyl ammonium, ou d'autres éléments halogénures comme le brome ou le chlore en substitution de l'iode. De même les couches de contact ou d'interface ont été modifiées, avec l'introduction de couches de passivation organiques à la surface de la pérovskite.

Le process de fabrication est en rupture complète par rapport aux technologies classiques Si ou CdTe. La fabrication des cellules pérovskite emprunte des voies nouvelles, proches de l'imprimerie, à basse température et sous pression atmosphérique. Il s'agit du procédé slot-die qui consiste à déposer de manière continue et contrôlée une encre de pérovskite liquide sur un substrat en mouvement afin de former une couche mince homogène, compatible avec des procédés de fabrication à grande échelle (cf. figure 18).

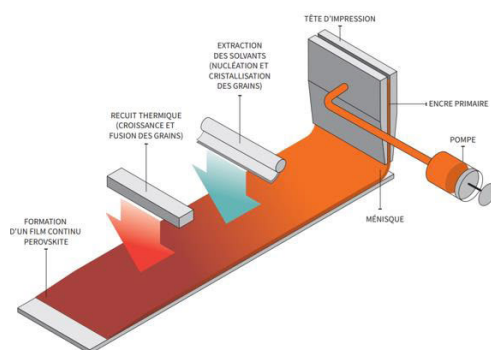


Figure 18 : procédé slot-die de fabrication d'une cellule pérovskite

Le développement de cette technologie s'est heurté initialement à de sérieuses difficultés concernant les phénomènes de dégradation rapide des performances, le contrôle des conditions de séchage des solvants qui limitait l'augmentation des surfaces et l'homogénéité des couches, ainsi que la réactivité à l'humidité. Ces difficultés n'ont pas arrêté les chercheurs et, étape par étape, des solutions sont mises en place, permettant à cette technologie de s'approcher des conditions de viabilité industrielle et de faire de la technologie pérovskite un élément majeur d'évolution du photovoltaïque dans les prochaines années, soit de façon complémentaire avec la technologie silicium (tandems), ou comme alternative à plus long terme à celle-ci.

Les pérovskites les plus prometteuses actuellement contiennent un peu de plomb (voir § 2.2.3). Cependant les quantités sont infimes puisqu'il s'agit de couches minces (quelques dizaines de microns au maximum), et ces couches sont encapsulées. La directive RoHS 2011/65 de l'Union européenne restreint la teneur en plomb dans les équipements électriques et électroniques à 0,1% en masse ; cependant compte tenu des très faibles quantités mises en œuvre, elle devrait faire l'objet d'une exemption pour ce cas particulier. En tout état de cause, un recyclage en boucle fermée devra être mis en œuvre.

Les cellules pérovskite, tant par leur composition que par les procédés, ont représenté une véritable révolution dans le domaine des technologies photovoltaïques modernes. Les programmes en cours devraient permettre rapidement de confirmer que cette technologie va devenir la nouvelle référence dans les prochaines années. Notons enfin que si tous les acteurs sont engagés dans cette voie, l'Europe dispose d'instituts de premier plan (Oxford PV en Angleterre, Fraunhofer en Allemagne, CEA et IPVF en France) lui permettant d'envisager de revenir dans la compétition industrielle sur la base de cette technologie.

LA TECHNOLOGIE PHOTOVOLTAÏQUE ORGANIQUE

L'électronique moléculaire ou organique, qui trouve aujourd'hui des applications dans le domaine des écrans plats et des LED après des années de développement, trouve logiquement son pendant dans le domaine du photovoltaïque à partir de 2001 (prix Nobel 2000), avec une myriade de combinaisons possibles, les composés organiques sous forme moléculaire

ou polymère étant extrêmement nombreux et se comportant comme des semi-conducteurs avec de remarquables propriétés optiques.

Au cours du temps, des combinaisons se sont imposées sur lesquelles la recherche se focalise. La figure 19 montre un exemple d'architecture d'une cellule organique à haut rendement. On peut noter que la jonction active est faite de deux polymères interpénétrés jouant le rôle des zones de type n et de type p dans les cellules classiques. Le rendement connaît une progression continue et atteint aujourd'hui 19,4 %, encore loin des cellules pérovskite, mais avec une réelle marge de progression. Des produits commerciaux existent dont les rendements sont plus faibles (7-8 %), ce qui limite encore leur compétitivité. Les cellules organiques et pérovskite marquent le renouveau des concepts et des matériaux du photovoltaïque engagé depuis le début des années 2000 et qui s'intensifie aujourd'hui.

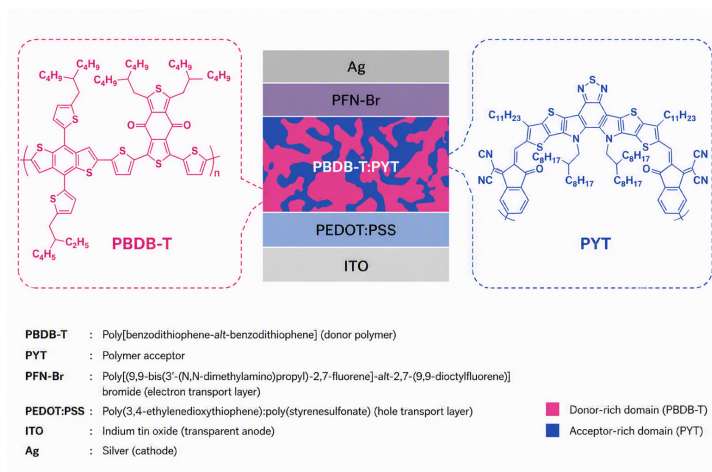


Figure 19: Exemple d'architecture d'une cellule organique basée sur deux polymères de type accepteur et donneur interpénétrés (source : Nano Energy 93 (2022) 106858)

LES NOUVELLES COUCHES MINCES INORGANIQUES

Dans le prolongement des voies ouvertes par le CdTe et le CIGS, de nombreux matériaux alternatifs sont étudiés, sous forme d'oxydes, de sulfures ou de séléniures, avec l'objectif de n'utiliser que des éléments abondants. On peut

noter l'émergence d'un matériau de ce type avec le composé CZTS, à base de cuivre, zinc, étain et soufre ou sélénium, introduit en 2010 chez IBM. Son rendement atteint aujourd'hui 16,6 % et peut encore progresser comme l'ont fait les cellules de la même famille (les chalcogénures) que sont le CdTe et le CIGS. L'utilisation d'éléments abondants et non toxiques en font une filière d'avenir.

On peut noter également le développement de cellules réalisant directement la conversion électrique-chimique en utilisant les processus photoélectro-chimiques sans nécessiter de circuit électrique extérieur comme dans la figure 13. Cette approche, à l'origine de la découverte de l'effet photovoltaïque par Edmond Becquerel en 1839, est analogue à la photosynthèse. Les recherches sont actives mais n'ont pas encore débouché sur des applications industrielles.

R3 : Bâtir une stratégie intégrant le fait que nous sommes déjà dans la fenêtre d'opportunité pour réindustrialiser la filière, grâce à l'émergence de technologies de rupture.

2.3. LA VOIE VERS LES HAUTS RENDEMENTS

LES TECHNOLOGIES TANDEM

Historiquement, la question fondamentale qui se posait aux scientifiques était de savoir quel était le rendement limite atteignable par les cellules photovoltaïques. Il fut établi en 1961 pour les cellules classiques à simple jonction sous la forme d'une courbe en cloche en fonction de l'énergie de bande interdite (gap) du matériau absorbant utilisé, qui conditionne ses propriétés d'absorption de la lumière. Pour des photons dont l'énergie est supérieure au gap, les photons sont absorbés et peuvent contribuer au photo-courant de la cellule, tandis que pour des énergies inférieures, les photons ne sont pas absorbés et traversent le matériau sans contribuer au photo-courant. Ainsi plus le gap sera petit plus le photo-courant sera grand.

En revanche, l'autre paramètre clé pour délivrer une puissance électrique est la tension V , la puissance étant le produit $P=VI$. Or la tension est en première approche donnée par la valeur du gap en volts. Par conséquent, la tension

baisse lorsque le gap du semi-conducteur diminue, d'où l'obtention d'une courbe en cloche présentant un rendement maximum de 33% pour un gap de 1,6 eV. Pour le silicium, dont le gap est de 1,12 eV, le rendement théorique est de 29,2%. Notons que pour la pérovskite la valeur de 1,6 eV est proche de l'optimum.

Pour les simples jonctions, il existe bien un maximum autour de 30% dont les technologies actuelles sont maintenant proches. Si on veut s'affranchir de cette limite, il faut explorer de nouveaux concepts et architectures de cellules. La plus avancée est celle des multi-jonctions.

Pour cela, on considère l'absorption de la lumière non pas dans une cellule mais dans plusieurs cellules superposées : on parle alors de multi-jonctions. Les jonctions sont superposées avec un gap décroissant à partir de la face exposée au soleil comme le montre la figure 20. Chaque jonction absorbe une partie du flux et transmet les photons non absorbés à la suivante.

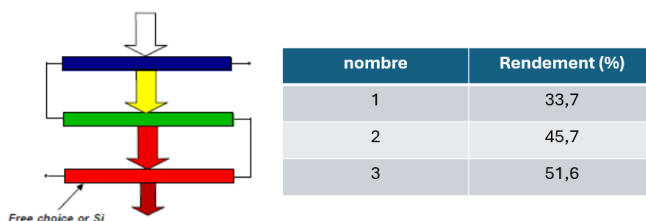


Figure 20: Principe des cellules à multi-jonction et rendement maximum associé

Chaque jonction agit comme un filtre optique, permettant de mieux exploiter les différentes longueurs d'onde du spectre solaire. Les calculs théoriques montrent ainsi que le rendement maximal peut passer d'environ 33% pour une cellule à simple jonction à 45% avec deux jonctions, puis dépasser 50% avec trois jonctions et atteindre 55% avec quatre.

Deux grandes architectures sont aujourd'hui étudiées :

- la structure monolithique à deux terminaux (2T) : les différentes cellules sont empilées et connectées électriquement en série. Elles partagent des

contacts électriques communs. Cette architecture a récemment permis au CEA-INES d'établir un record de rendement de 30,8 %³⁸.

- la structure à quatre terminaux (4T) : les cellules ou modules sont fabriqués séparément puis assemblés par superposition. Chaque sous-module conserve ses propres contacts électriques, d'où l'appellation « quatre terminaux ». Cette configuration présente plusieurs avantages : une fabrication plus souple, une meilleure adaptation à différentes technologies et la possibilité de remplacer l'un des modules au cours de la durée de vie du panneau sans devoir changer l'ensemble du système.

Cette approche est utilisée de longue date pour des applications spatiales, avec les cellules multi-jonctions basées sur les matériaux III-V de la famille du GaAs, avec un rendement maximum de 47,5 % pour quatre jonctions.

LES TANDEMS SILICIUM-III/V

Les multi-jonctions à base de matériaux III-V sont historiquement les premières à avoir été développées et commercialisées pour le solaire à concentration et les applications spatiales. Elles sont basées sur l'empilement de multicouches de matériaux III-V déposées sur un substrat monocristallin de germanium par épitaxie par jets moléculaires (MBE) et dépôt chimique en phase vapeur (cf. figure 21). Elles peuvent comprendre plusieurs dizaines de couches et atteignent aujourd'hui le rendement record de 47,6 %. Leur handicap majeur est leur coût très élevé. Cependant, compte tenu de leurs qualités et performances, se développent également des multi-jonctions sur silicium atteignant un rendement de 36,1 %.

38 [Presse & Médias – Le CEA et 3SUN battent un nouveau record de rendement d'une cellule photovoltaïque](#), 28 janvier 2025.

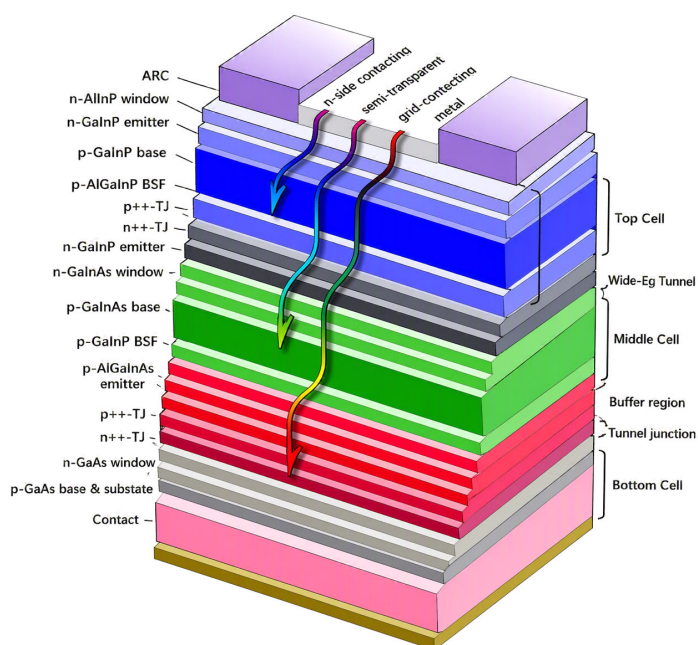


Figure 21: Exemple de triple jonction III-V sur germanium

LES TANDEMS SILICIUM-PÉROVSKITE

La combinaison du silicium et de la pérovskite présente des caractéristiques très bien adaptées à l'utilisation d'une double jonction (appelée tandem) dont le rendement théorique est de 45%, tirant bénéfice du gap élevé de la pérovskite (1,6 eV) absorbant dans l'UV et le visible, et du gap plus faible du silicium (1,12 eV) absorbant dans l'infra-rouge. La marge de progression est donc considérable et à l'origine du développement très important des recherches sur cette technologie au cours des dix dernières années. Indiquons également que celle-ci n'implique pas la refonte complète de la technologie actuelle du silicium mais vient se greffer sur celle-ci dont elle apparait comme un prolongement naturel. Compte tenu de l'épaisseur très faible de la jonction pérovskite qui est en couche mince, la cellule tandem présente des caractéristiques dimensionnelles très proches de la cellule silicium.

La figure 22 présente l'architecture d'une telle cellule lorsque les deux jonctions sont en connexion électrique directe de structure 2T. Les gains anticipés sont effectivement observés, avec aujourd'hui un rendement record qui atteint 35 %. Les tandems 2T sont les plus étudiés avec un record français proche des meilleurs rendements européens à 30,8 % sur 9 cm². Ceci pourrait permettre aux modules commerciaux d'atteindre 30 % dans les prochaines années. Des efforts importants sont menés au niveau de la recherche ainsi que les premiers pas vers l'industrialisation (exemple IPVF-Voltec pour des structures tandem 4T associant une cellule tandem semi-transparente de l'IPVF à une cellule silicium Voltec). Les tandems silicium-pérovskite se positionnent comme une évolution prometteuse dans les années à venir de la technologie silicium.

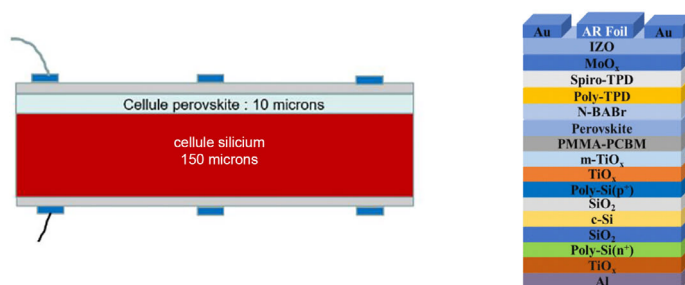


Figure 22: À gauche : Principe d'une cellule tandem silicium-pérovskite à deux terminaux et exemple d'architecture mise en œuvre en pratique (Source: Silicon-Perovskite Tandem Solar Cells: An Alternative to the Market-Dominated Silicon-Based Solar Cell Technology, A. K. Abbasi, J. P. Tiwari, ACS Applied Materials & Interfaces 2025 17 (37), 51552-51577

À droite: Structural diagram of the tandem solar cell using a doubleside poly-Si/SiO₂ passivating contact Si solar cell integrated with an n-i-p PSC using an ICL-free structure (poly-TPD poly(N, N'-bis-4- butylphenyl-N, N'-bisphenyl)benzidine, Spiro-TTB (2,2',7,7'-tetra(N, N-di-p-tolyl)amino-9,9 spirobifluorene), n-BABr (n-butyl ammonium bromide), PMMA (poly(methyl methacrylate)), and PCBM (phenylC61-butyric acid methyl ester). This figure is adapted with permission from ref 177, copyright 2024, publisher RSC.

Nota Bene

Cette structure combine une cellule pérovskite (partie supérieure) avec une cellule silicium cristallin (partie inférieure), formant un dispositif tandem à haut rendement. Les différentes couches intermédiaires (oxydes, polymères, couches dopées) assurent la sélectivité des charges, la passivation des

interfaces et l'optimisation du transport des électrons et des trous, tout en limitant les recombinaisons et les pertes optiques.

LES TANDEMS PÉROVSKITE-PÉROVSKITE

Il faut également indiquer, dans la perspective de modules tandems en couches minces, la possibilité de réaliser des tandems pérovskite-pérovskite en faisant varier la bande interdite de la pérovskite arrière en utilisant une composition adaptée aux petits gaps. Ces recherches ont débuté en 2019 et le rendement atteint déjà 30,1% en laboratoire. Il s'agit d'une progression particulièrement rapide et prometteuse. Un exemple de structure est donné dans la figure 23a.

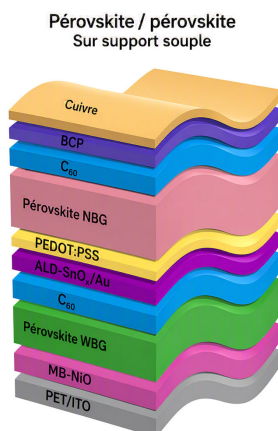


Figure 23a: Cellule pérovskite – pérovskite sur support souple
(Source : Energy Environ. Sci, 2024, 17, 4390)

Nota Bene

Cette architecture tandem pérovskite-pérovskite exploite la complémentarité spectrale entre une couche WBG (cellule supérieure) et une couche NBG (cellule inférieure) afin d'augmenter le rendement de conversion. Les couches intermédiaires (C_{60} , BCP, SnO_2 , PEDOT:PSS, oxydes métalliques) assurent la sélectivité des porteurs (électrons vs trous), l'alignement des niveaux d'énergie et la réduction des recombinaisons interfaciales, tout en maintenant la transparence optique et la flexibilité du dispositif.

LES TANDEMS CIGS-PÉROVSKITE

Une autre approche tandem se développe avec l'objectif de mettre en place une filière couches minces, associant le CIGS (du fait de son petit gap comme le silicium) et la pérovskite. Ces recherches ont débuté au niveau mondial en 2019 et le rendement atteint est aujourd'hui de 26,3%. La structure correspondante est donnée dans la figure 23b. L'objectif serait aussi de fabriquer des modules flexibles et légers. Des initiatives dans ce sens sont en cours en France (projet France 2030, SoyPV-IPVF-Solar Cloth) et dans le monde. Au-delà des cellules tandem à deux jonctions, l'augmentation future du rendement passera probablement par des cellules à triple jonctions silicium-pérovskite.

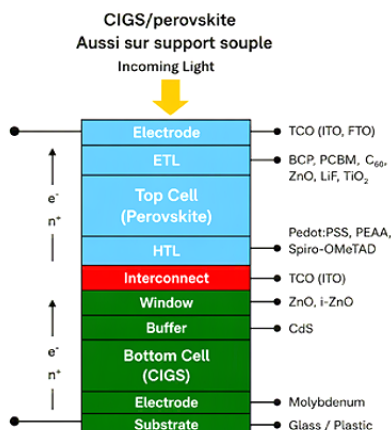


Figure 23b: Cellule CIGS-Pérovskite sur support souple
(Source: Nanotechnology Reviews 2025; 14: 20250196)

Nota Bene

Cette architecture tandem CIGS-pérovskite exploite la complémentarité spectrale entre une cellule pérovskite (haute énergie) et une cellule CIGS (basse énergie), permettant d'augmenter le rendement global par rapport à une cellule simple jonction. Le rayonnement incident (flèche « Incoming Light ») traverse successivement les couches supérieures jusqu'au substrat. Les couches ETL et HTL assurent la sélectivité des porteurs, tandis que l'interconnexion garantit la connexion électrique en série avec recombinaison efficace, minimisant les pertes et optimisant la conversion photovoltaïque.

LES NOUVEAUX CONCEPTS TRÈS HAUT RENDEMENT

La voie des multi-jonctions n'est pas la seule susceptible d'aller vers les très hauts rendements, même si c'est aujourd'hui celle qui porte le développement industriel à venir. D'autres concepts sont à l'étude, que l'on peut brièvement rappeler. Le concept dit de conversion de photons où, au lieu d'utiliser des multi-jonctions en conservant l'éclairement solaire inchangé, on ne conserve qu'une seule jonction mais en modifiant la distribution de la lumière entrant dans la cellule, l'idéal étant de ramener la distribution à un éclairement monochromatique à l'énergie du gap. Dans ces conditions, la voie de rendements très élevés (> 50 %) est également ouverte. Pour cela, la jonction est complétée par des couches permettant la conversion des photons UV et/ ou des photons infra-rouge à la longueur d'onde visible adaptée au gap. Ces recherches sont encore très loin de déboucher mais la voie est ouverte.

L'autre voie est celle dite des « porteurs chauds » où la jonction est équipée de contacts sélectifs en énergie permettant de collecter directement les photons d'énergie supérieure au gap avant que ceux-ci ne la perdent par thermalisation. Ces concepts avancés font appel aux domaines de la photonique, de la nano-optoélectronique et de la concentration optique qui contribuent déjà aux technologies actuelles.

2.4. PANORAMA GÉNÉRAL DE LA RECHERCHE PHOTOVOLTAÏQUE

Les recherches dans le domaine des cellules photovoltaïques sont foisonnantes, mettant en œuvre une trentaine d'approches différentes en termes de matériaux et d'architectures. Une visualisation de ces recherches et de leur dynamique est très bien illustrée par la fresque des rendements publiée par le NREL (National Renewable Energy Laboratory) aux États-Unis (figure 24), avec 26 filières répertoriées. Notons que pour les tandems, seules les configuration 2T monolithiques sont représentées.

On peut observer pour chaque filière technologique les courbes de progression faites par une succession de ruptures et de phases de consolidation (analogues aux courbes en S décrivant l'innovation technologique). On peut constater que l'industrialisation massive du photovoltaïque au cours des

dernières années ne s'est pas accompagnée d'un tassement de l'innovation, bien au contraire.

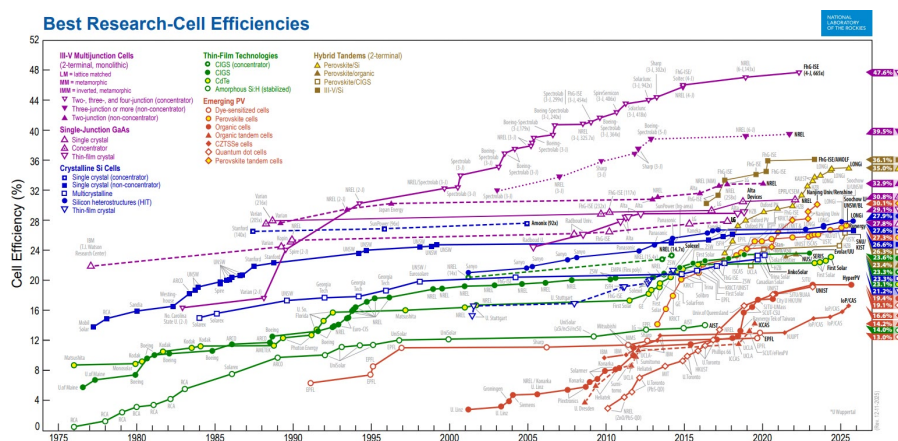


Figure 24: Évolution des technologies et des rendements record cellules atteints au fil du temps. Source : https://www.nrel.gov/media/docs/libraries/pv/cell-pv-eff.pdf?sfvrsn=26e2254e_16

Ce suivi des rendements record sur les cellules est complété par un suivi équivalent pour les modules, qui est beaucoup moins connu (figure 25). En effet, le passage de la cellule au module est une étape très importante, fondamentale pour l'industrialisation où des différences de rendement importantes peuvent être observées, en particulier au début, et qui tendent à se réduire avec la maturité des technologies. C'est le cas en particulier pour le silicium où l'écart se réduit aujourd'hui à moins de 2 % (modules à 26,2 %).

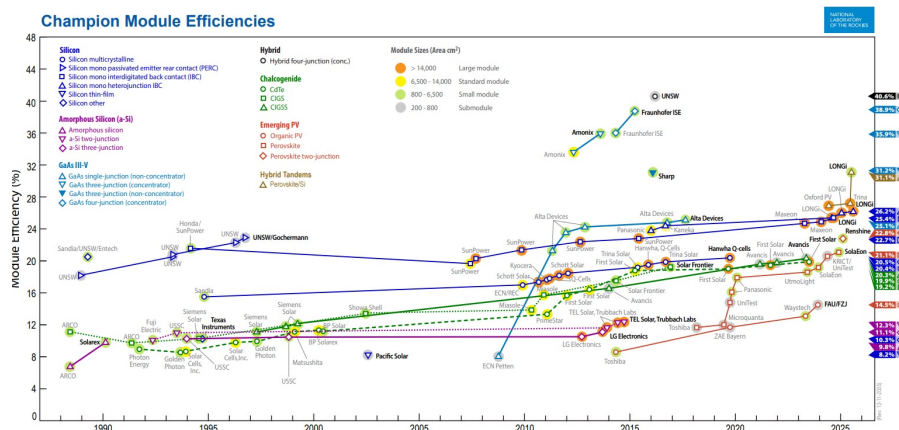


Figure 25: Évolution des technologies et des rendements modules record atteints au fil du temps. Source: <https://www.nrl.gov/pv/module-efficiency>

Toutefois, il ressort de cette analyse que la filière la plus prometteuse pour constituer une alternative industrielle crédible au silicium est celle des cellules tandem silicium-pérovskite, et ceci pour plusieurs raisons :

- Des rendements élevés déjà supérieurs en laboratoire à ceux des différentes architectures simple jonction silicium ;
- Un process de dépôt pérovskite en phase de ligne pilote ;
- La capacité à utiliser, en technologie 4T, des modules silicium existant pour la couche basse du module tandem ;
- Un surcoût relativement faible compensé par l'amélioration du rendement.

Cependant, il sera indispensable de démontrer la tenue dans le temps de la couche semi-transparente pérovskite et de l'ensemble du module.

R4: S'appuyer sur les technologies silicium les plus avancées pour le redémarrage industriel, tout en concevant dès l'origine des lignes capables d'évoluer vers les technologies tandem.

R5: Renforcer le lien entre R&D et industrie en utilisant les lignes pilotes (CEA-INES, IPVF) comme véritables tremplins vers l'industrialisation.

Chapitre 3

CONDITIONS GÉNÉRALES D'UNE RÉINDUSTRIALISATION

La Chine, qui dispose d'une position dominante sur la chaîne du photovoltaïque, jusqu'aux cellules et modules, fournit aujourd'hui le marché mondial à des prix bas, sensiblement inférieurs aux coûts de revient. Pour l'intégrateur et pour le consommateur final d'électricité, cette situation est favorable. On peut donc raisonnablement s'interroger sur l'opportunité de changer de situation.

Avant de présenter comment une industrie photovoltaïque pourrait être reconstruite en Europe, il convient donc préalablement d'en identifier le bien-fondé.

3.1. POURQUOI PRODUIRE LES COMPOSANTS DE LA CHAÎNE DE VALEUR PHOTOVOLTAÏQUE EN EUROPE ?

L'argument de souveraineté est généralement le premier invoqué : dans un contexte géopolitique troublé, il est nécessaire de retrouver la pleine maîtrise de la chaîne de valeur photovoltaïque pour répondre aux besoins du marché européen. Force est de reconnaître que l'Europe a perdu pied dans bien des secteurs à forte innovation et potentiel industriel : les écrans, la téléphonie, l'électronique grand public, la transformation des minerais (dont les terres rares), les très grands nuages de données, etc., ne sont pas maîtrisés par l'Europe. Le choix d'un développement fondé sur le libre-échange, comme l'Europe le soutient jusqu'ici, conduit naturellement à une spécialisation et donc en particulier à l'éviction presque complète de l'industrie européenne des composants photovoltaïques.

Pourquoi vouloir revenir dans le secteur photovoltaïque plutôt que dans les autres ?

Tout d'abord, le domaine de l'énergie requiert une attention particulière puisqu'il est le moteur de l'économie et de la souveraineté industrielle comme la France l'avait compris à la fin de la seconde guerre mondiale en lançant un grand programme autour de l'énergie nucléaire. De plus, il ne faudrait pas substituer la dépendance aux énergies fossiles par une dépendance technologique à un seul pays comme la Chine. Le photovoltaïque étant amené à devenir l'une des premières sources d'électricité d'ici à 2035 à l'échelle mondiale, il serait imprudent de ne pas rebâtir à l'échelle du continent européen un écosystème industriel de l'ensemble de la chaîne de valeur.

La situation actuelle de dépendance pourrait éventuellement d'ici quelques années être atténuée par une diversification des sources d'approvisionnement vers les pays qui relancent une activité domestique (Inde, États-Unis, etc.), mais compte-tenu du contexte géopolitique, la relance d'une industrie européenne est la seule vraie réponse à la problématique de souveraineté.

La création d'emplois est également une motivation importante. La production des composants photovoltaïques est très automatisée et requiert donc des emplois très qualifiés de contrôle ou de maintenance, mais peu d'emplois directs de production. Toutefois, la création d'emplois ne s'arrête pas aux usines de composants et comprend l'ensemble de l'écosystème industriel incluant les fournisseurs de matériaux et d'équipements ainsi que les instituts technologiques permettant de soutenir l'innovation au service de la compétitivité et d'intégrer les différents éléments de la chaîne de valeur.

Cette analyse montre donc que la relocalisation de la chaîne de valeur photovoltaïque en Europe est motivée par une pluralité de facteurs. Mais il y a un important facteur immatériel à souligner : la nécessité pour la France de maintenir vivants les secteurs d'excellence technologique dans lesquels elle dispose de compétences. L'institut national pour l'énergie solaire (INES) et l'Institut photovoltaïque d'Ile de France (IPVF) sont de classe mondiale. Et ils ne sont qu'une partie d'un écosystème de R&D très actif qui n'a de sens qu'en soutien à une industrie européenne technologiquement compétitive. L'énergie photovoltaïque est l'un des grands secteurs de la *deeptech* en synergie avec l'industrie des semi-conducteurs, le spatial, le quantique, etc.

3.2. LES ENJEUX DES DIFFÉRENTS MAILLONS DE LA CHAÎNE DE VALEUR

Si l'Europe veut revenir dans la compétition industrielle sur la base des technologies actuelles, il faut admettre que la réindustrialisation sera un chemin difficile et nécessitant une volonté politique forte et durable pour recréer une production de lingots et cellules pour l'énergie solaire³⁹.

En revanche, la position européenne est plutôt favorable pour les onduleurs et les systèmes de contrôle avec quelques grands fournisseurs (tableau 4).

Tableau 4 : Principaux fournisseurs d'onduleurs ayant des fabrications en Europe⁴⁰

Fournisseur	Pays	Capacité annuelle
SMA Solar Technology	Allemagne	20 GW
KACO (Siemens)	Allemagne	2 à 3 GW
REFUsoI	Allemagne	2 à 3 GW
Fronius International	Autriche	5 GW
Ingeteam	Espagne	9 GW
Schneider Electric	France	5 GW
Solaredge	Israël/Pays-Bas	2 à 3 GW
Onduleurs solaires ABB	Suisse	3 à 5 GW

Ces capacités ne sont pas toutes entièrement dédiées à l'énergie solaire mais ces différents fournisseurs pourraient certainement accroître leur production dédiée au solaire si les conditions de marché s'y prêtaient.

La réflexion sur la réindustrialisation des autres maillons de la chaîne de valeur doit se fonder sur leurs poids respectifs et leur impact sur l'intégralité de la chaîne de valeur.

Il existe de multiples sources d'information sur la décomposition du coût d'investissement des principales composantes d'une installation solaire. Pour

39 [ESIA-Report-Ingots-and-Wafers](#) - European solar pv industry alliance - 2024.
[PV manufacturing in Europe: ensuring-resilience](#) - The European Technology and Innovation Platform for Photovoltaics - 2024.

40 [Les 10 meilleurs fabricants d'onduleurs en Europe](#) - Joeyoung - 2024.

mener les réflexions de ce rapport, un ordre de grandeur est suffisant et nous avons retenu les évaluations du *Department of Energy*⁴¹ qui sont très documentées. Nous comparons en outre les données DOE (Department of Energy - USA) à celles que le directeur général de Voltec Solar a partagé avec les auteurs du présent rapport. Tous les prix sont des MSP, c'est-à-dire des « Minimum Sustainable Price », qui assurent la rentabilité des acteurs de la chaîne.

Les CAPEX des installations photovoltaïques varient selon le type d'installation ; les graphiques ci-dessous comparent les grandes centrales au sol et les installations résidentielles en toiture :

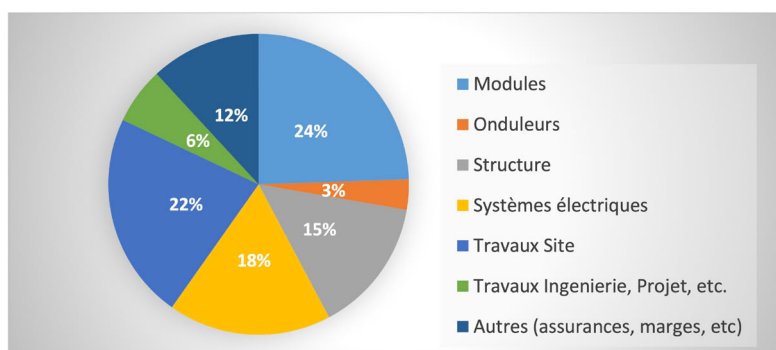


Figure 26 : CAPEX – Grandes centrales au sol – 985 \$/kW

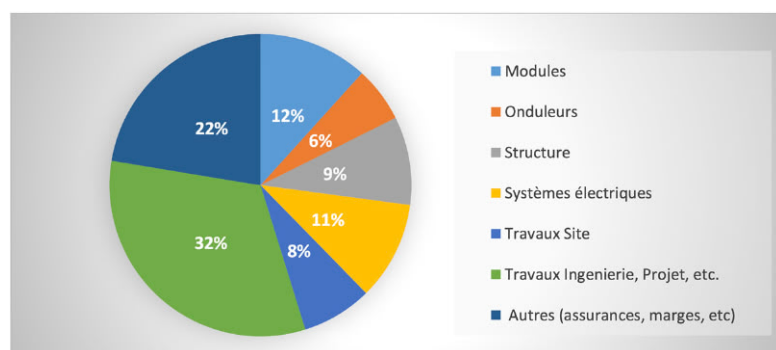


Figure 27 : CAPEX – Toitures résidentielles – 2700 \$/kW

41 [Solar Photovoltaic System Cost Benchmarks | Department of Energy](#) – 2024.

La part des modules est modeste dans le CAPEX total (24 % pour les grandes installations « utility scale », mais seulement 12 % pour les centrales installées en toiture selon les estimations DOE). Ainsi, le coût des modules serait de 236 \$/kW pour les centrales au sol (24 % de 985 \$/kW) et 324 \$/kW (12 % de 2700 \$/kW) pour les installations en toiture, les centrales C&I se situant entre les deux.

Avec un mix constitué d'environ ¼ de centrales au sol et un équilibre entre centrales C&I et résidentiel, le coût des modules peut être estimé autour de 280 \$/kW. Pour le marché français de 5 GW/an et européen de 60 GW/an, cela représente 1,4 milliards de dollars par an pour la France, et 17 milliards de dollars par an pour l'Europe.

Le directeur général de Voltec Solar a fourni l'évaluation ci-après (figure 28) de la décomposition du prix d'un module résidentiel. Les modules pour centrales au sol sont très similaires et leur structure de prix est analogue.

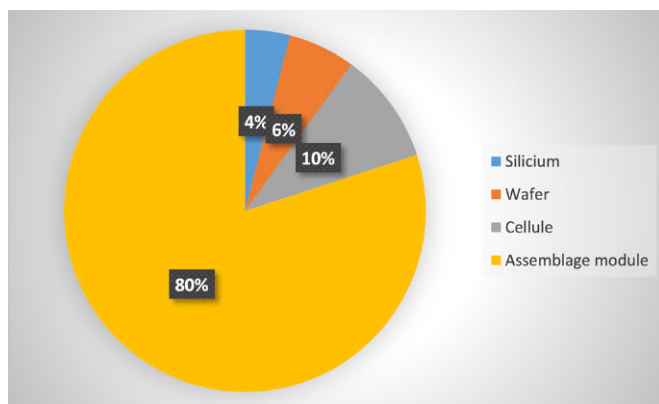


Figure 28 : Décomposition du prix d'un module – Voltec Solar

Les segments hors assemblage (silicium, wafer, cellules) sont ceux qui sont les plus technologiques et déterminent la performance de l'installation photovoltaïque. Cependant, leur part dans le total du capex des installations de production est faible (10 – 15 % pour les centrales en toiture et 20 % pour les centrales au sol). Un surcoût au bénéfice de la maîtrise technologique et de la souveraineté ne serait donc pas rédhibitoire à la compétitivité de l'énergie photovoltaïque.

3.3. ESTIMATION DU DÉFICIT DE COMPÉTITIVITÉ DE L'UNION EUROPÉENNE

La cause principale de l'effondrement de l'industrie photovoltaïque européenne dans les années 2010 est connue : c'est un déficit de compétitivité. Le préalable est donc d'évaluer ce déficit de compétitivité et d'identifier les mesures nécessaires à mettre en place pour permettre à l'industrie européenne de combler progressivement cet écart de compétitivité dans sa phase initiale de reconstruction.

DÉFICIT DE COMPÉTITIVITÉ DE L'INDUSTRIE PHOTOVOLTAÏQUE EUROPÉENNE

Diverses études récentes évaluent le déficit de compétitivité d'une industrie européenne qui serait reconstruite par transposition des usines existantes ailleurs en utilisant les coûts unitaires rapportés au référentiel européen (main d'œuvre, énergie, approvisionnements, taxes, etc.).

Parmi ces études on peut citer :

Une étude d'EDF Lab⁴² :

Cette étude évalue le coût des différents composants d'une installation dans deux configurations de référence : une transposition directe d'une part, et un scénario intégrant des mesures d'accompagnement favorisant la compétitivité de la filière d'autre part (cf. figure 29).

42 Diversifying the solar photovoltaic supply chain to secure Europe's energy and climate roadmap and sovereignty – [EDF Lab – juin 2025](#).

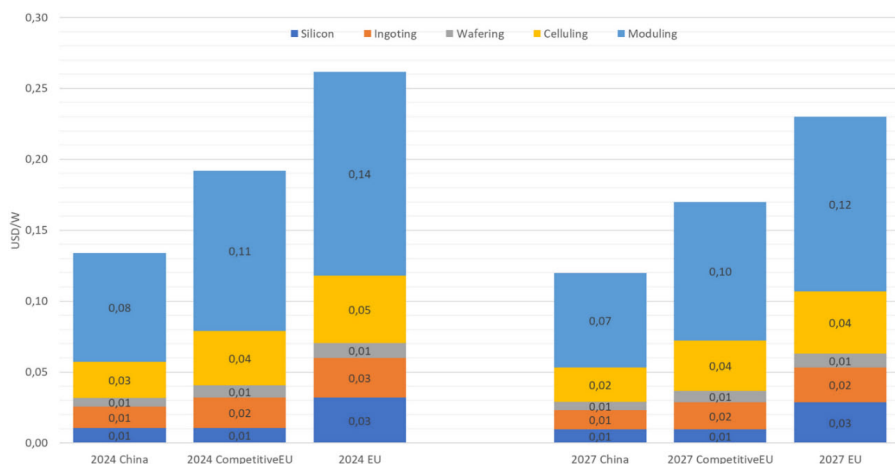


Figure 29 : Projections de coûts de fabrication des modules photovoltaïques TOPCon en Chine et dans l'UE sans mesures supplémentaires et dans un scénario d'Europe compétitive (USD/Wp)

Compte tenu de la part relative des modules dans le coût total des installations, l'étude conclut que :

« Avec un fort soutien politique, notamment en ce qui concerne les prix de l'énergie, l'écart de coût des modules fabriqués dans l'UE pourrait être limité à 40 % par rapport à celui des modules entièrement fabriqués en Chine. Bien que significatif, le prix du module ne représente qu'un peu plus du tiers du prix total du système photovoltaïque installé en tenant compte de l'ingénierie, du câblage, de l'installation et des services. L'équilibre du système est moins impacté par le reste du système (BOS), car la chaîne de valeur aval est principalement composée d'emplois locaux et d'entreprises locales : elle intègre déjà les coûts européens. Une augmentation de 40 % des prix des modules entraînerait une hausse de 15 % du système installé. L'impact est encore plus faible pour les centrales photovoltaïques résidentielles (+ 10 %), pour lesquelles la conception et l'installation ont une part plus importante en raison de leur taille plus petite et de leur efficacité inférieure à celle d'une ferme photovoltaïque. Ce coût supplémentaire pourrait être acceptable pour l'installation d'un photovoltaïque « fabriqué en Europe », surtout si cela est soutenu par des dispositifs financiers ».

Une étude réalisée par RCT solution⁴³ :

Dans cette étude (cf. figure 30), le différentiel de coût de possession est estimé de 8 à 16 \$ct/Wc selon les territoires d'implantation des productions (Europe, Chine, Inde, États-Unis). On peut noter qu'il est relativement indépendant de la technologie retenue (TOPCon, HJT, TBC).

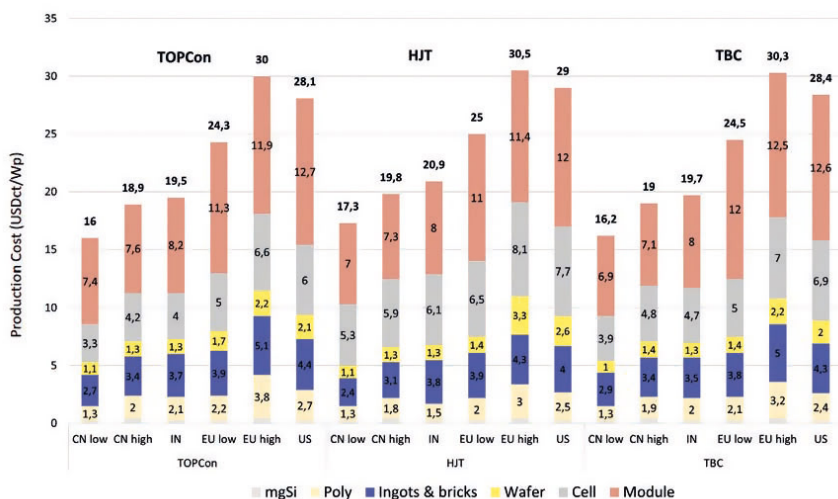


Figure 30 : Répartition du coût de possession (CoO) pour différentes technologies pour une solution intégrée PV – Source RCT – 10 GW

Le projet Libertas coordonné par RCT Solution (ingénierie allemande spécialisée dans la conception et construction d'usines photovoltaïques) avec participation de grands acteurs de l'industrie allemande⁴⁴ complète l'analyse dans la perspective d'une relance de la filière photovoltaïque en Allemagne. Elle retient un ordre de grandeur du surcoût allemand analogue aux études précédentes (4,4 c€/Wc pour les modules) décomposé comme ci-après :

43 PV Manufacturing in Europe: Ensuring resilience through industrial policy. – [The European Technology and Innovation Platform for Photovoltaics- Etip](#) – Janvier 2024.

44 Libertas – Étude de faisabilité du rétablissement de l'industrie photovoltaïque en Allemagne dans un marché non optimal. Rapport final public – 2024.

Tableau 5 : Comparaison des coûts de production en Allemagne et en Chine en c€/Wc

Komponenten	+ 8,2	Ingot & Wafer + 1,7	Zelle + 2,0	Module + 4,4	Prozent
Materialien	+ 4,1	+ 0,5	+ 0,4	+ 3,2	50 %
Personal / SG&A	+ 2,8	+ 0,8	+ 1,1	+ 1,0	35 %
CAPEX / Spare	+ 1,1	+ 0,4	+ 0,5	+ 0,2	13 %
Strom / Wasser	+ 0,1	+ 0,1	+ 0,0	+ 0,0	1 %

Étude de l'Institut Fraunhofer ISE ⁴⁵

L'Institut Fraunhofer ISE a réalisé pour le compte de Solar Power Europe en 2025 une étude très fouillée sur la relocalisation de l'industrie photovoltaïque en Europe.

Selon cette étude, la production de modules solaires en Chine est environ 40 % moins chère qu'en Europe, et près de 50 % moins chère qu'aux États-Unis (cf. figure 31).

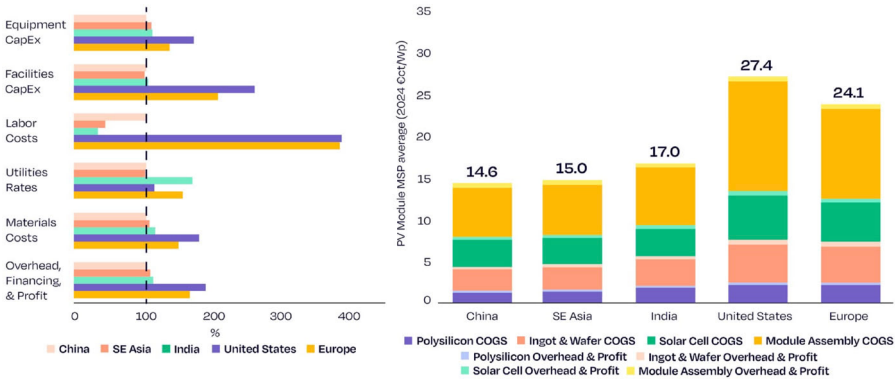


Figure 31: Composantes des coûts de production du photovoltaïque selon les régions (à gauche) et coûts de production des modules photovoltaïques résultants (à droite)

Ces différentes études sont convergentes en ordre de grandeur et montrent qu'il y a un prix à payer pour la « résilience » qui se situe aux alentours de 8 à 10 c€/Wc et qui augmente le prix de l'électricité produite jusqu'à 15%.

45 SolarPower Europe (2025): [Reshoring Solar Module Manufacturing to Europe: A Cost Gap Analysis and Policy Impact Simulation](#).

Les instruments mis en place par l'union européenne (NZIA et IAA) doivent donc permettre une protection du marché dans cette limite.

R6 : Assumer explicitement un surcoût temporaire du « Made in Europe », via des mécanismes de soutien à la production et des critères hors prix renforcés dans les appels d'offres publics.

3.4. MADE IN EUROPE

LE NET ZERO INDUSTRY ACT (NZIA) ET LE INDUSTRIAL ACCELERATION ACT (IAA) : DES INSTRUMENTS AU SERVICE DE LA RÉINDUSTRIALISATION DU PHOTOVOLTAÏQUE ?

Pour accélérer la transition énergétique visant à atteindre les objectifs de la loi Climat⁴⁶, l'Union européenne se dote progressivement de divers outils :

- Le règlement (UE) 2024/1252 du 11 avril 2024 établissant un cadre visant à garantir un approvisionnement sûr et durable en matières premières critiques ;
- Le règlement (UE) 2024/1735 du 13 juin 2024 établissant un cadre de mesures en vue de renforcer l'écosystème européen de fabrication de produits de technologie « zéro net », dit NZIA, complété par quatre actes d'exécution le 23 mai 2025. Ce règlement est d'application directe et immédiate ;
- Le projet de règlement proposant l'accélération de la mise en place de capacités industrielles et la décarbonation de certains secteurs stratégiques (acier, etc.), dit IAA, et présenté par la Commission le 4 mars 2026. Ce règlement nécessitera des dispositions pour sa transposition en France, et son application sera progressive à partir de 2029.

46 [Règlement \(UE\) 2021/1119 établissant le cadre requis pour parvenir à la neutralité climatique et modifiant les règlements \(CE\) n° 401/2009 et \(UE\) 2018/1999 \(« loi européenne sur le climat »\).](#)

Ces textes, qui se complètent et comportent certaines interactions, sont d'un intérêt majeur pour l'industrie photovoltaïque européenne. Dans le cadre du présent rapport, on se limite à évaluer l'apport des deux derniers textes à la réindustrialisation du photovoltaïque européen.

LE *NET ZERO INDUSTRY ACT* (NZIA)

Le NZIA déroge, pour les technologies stratégiques « Net zéro », à un principe fondateur de l'Union européenne : l'objectif de libre-échange avec les pays non européens. Il institue en effet, dans certaines limites, des obligations d'achats hors de Chine – mais pas nécessairement en Europe – pour les produits et composants où la Chine fournit plus de 50 % de l'approvisionnement européen. Ce n'est pas strictement un « Buy European Act ».

Dans le domaine du photovoltaïque, l'objectif annoncé est de « s'efforcer d'atteindre au moins 30 GW de capacité opérationnelle de production de technologies photovoltaïques d'ici à 2030 tout au long de la chaîne de valeur, conformément aux objectifs fixés par l'alliance européenne pour l'industrie solaire ».

À cette fin, les pays membres devront, par des critères de sélection des projets, faire en sorte que ceux qui bénéficieront de soutiens publics contribuent à la « résilience » des approvisionnements européens ; la résilience est entendue comme une diversification des approvisionnements, aucun pays ne devant fournir à terme plus de 50 % des composants stratégiques. Au moins 30 % des contenus des projets soutenus devront être approvisionnés hors de Chine. En pratique, selon l'acte secondaire récent⁴⁷, et à hauteur de 30 % des projets, les panneaux ne devront pas être assemblés en Chine, et au moins quatre composants spécifiques du système photovoltaïque ne devront pas provenir de Chine, dont l'onduleur et les cellules (ou équivalent). Il y a néanmoins des possibilités de dérogation si l'impact sur les prix venait à dépasser 15 %, ce qui sera le cas aussi longtemps que des industriels capables de concurrencer la Chine n'auront pas de capacité de production suffisante.

47 [Commission Implementing Regulation \(EU\) 2025/1176 of 23 May 2025 specifying the pre-qualification and award criteria for auctions for the deployment of energy from renewable sources.](#)

Le NZIA contient également d'autres dispositions favorables à l'industrialisation du photovoltaïque, non détaillées ici (accélération des procédures d'autorisations d'usines, soutiens financiers dérogatoires à des Net Zero Valleys, etc.).

L'INDUSTRIALISATION ACCELERATION ACT (IAA)

Le projet de texte d'IAA va connaître des évolutions dans le cadre de la procédure de trilogue (Commission, Parlement, Conseil), mais ses principes généraux ne devraient pas substantiellement changer. Contrairement au NZIA, il institue explicitement des obligations d'approvisionnement d'origine européenne pour le photovoltaïque⁴⁸. La principale exigence impose que, trois ans après l'entrée en vigueur de la directive, l'onduleur et un « composant principal spécifique⁴⁹ » de l'installation soient d'origine européenne.

En outre, l'IAA va instituer des limitations aux investissements étrangers en Europe pour des technologies Net Zéro. Le projet actuel prévoit :

- Pour les projets industriels sur le sol européen, la participation non européenne dans les projets stratégiques, et notamment dans la production de composants de la chaîne du photovoltaïque, sera limitée à 49 % ; l'objectif est d'assurer une maîtrise européenne des investissements ;
- Le transfert de technologie / licences IP vers l'entité européenne, ces licences (sans droit de sous-licence) étant rémunérées ;
- 50 % de main-d'œuvre européenne dans les usines ;
- 1 % du chiffre d'affaires global réinvesti en R&D dans l'UE ;
- Au moins 50 % des intrants produits dans l'UE.

48 Annexe II au projet d'IAA – Union origin requirements for net-zero technologies.

49 Notion définie dans un acte secondaire au NZIA.

Ces mesures, qui restent moins sévères que celles imposées par la Chine depuis les années 80-90, sont de nature à modifier drastiquement les conditions d'une réindustrialisation de l'Europe dans le domaine du photovoltaïque. Toutefois, le calendrier actuel (application en 2029) ne permet pas de dérisquer les projets en cours (voir § 3.5).

LES EFFETS DE CES RÉGLEMENTATIONS

Si on peut regretter la complexité de ces textes, dont la combinaison ne sera pas évidente, ils ont le mérite d'exister même si le risque de contournement n'est pas nul. En particulier, des groupes industriels chinois pourraient continuer à exporter vers l'Europe via des filiales contrôlées installées hors de Chine. Ce point de vigilance est essentiel.

Il reste que l'effet des deux réglementations va créer un marché réservé aux entreprises européennes. Si l'origine européenne des modules était imposée, elle entraînerait en particulier celle des wafers, des cellules et des modules afin de limiter les externalités liées au transport.

Quelques grands groupes européens (Espagne, Allemagne,...) se préparent d'ores et déjà à fournir ce marché en créant les usines nécessaires. Elles seront en service avant 2030. C'est maintenant que la France doit s'organiser.

3.5. LA STRATÉGIE DES ACTEURS FRANÇAIS

Selon la PPE3 récemment promulguée, le marché français devrait être compris entre 3 et 5 GW/an pour les années qui viennent. Ce rythme d'installation n'est pas compatible avec l'essor d'une industrie photovoltaïque car la capacité unitaire d'une usine compétitive doit être d'au moins 5 GW/an.

Le périmètre pertinent est donc l'Europe et plus largement le marché mondial. Le marché européen se situe entre 60 et 70 GW/an et constitue la bonne échelle pour bâtir une stratégie de réindustrialisation.

Les différentes analyses technico-économiques montrent de fortes analogies avec le domaine des batteries, en particulier celles qui sont dédiées aux

véhicules électriques (cf. Northvolt). Il convient donc d'en tirer toutes les leçons afin de ne pas reproduire les erreurs du passé, et en particulier de conditionner la montée en puissance industrielle à la complète maîtrise technologique des process.

3.5.1. APPROCHE INCRÉMENTALE

Lors de la préparation du rapport, plusieurs acteurs industriels (couvrant différents positionnements dans la chaîne de valeur), existant ou souhaitant se développer dans le secteur de la fabrication de cellules ou de modules, ont été auditionnés.

L'Académie des technologies peut témoigner de la détermination et de l'ambition des dirigeants et porteurs de projets rencontrés. Elle note leur diversité, tant en termes de taille des marchés adressés qu'en termes d'objectifs et de modèles d'affaires pour ce qui est des projets. Ils couvrent deux segments de taille :

- Des tailles unitaires relativement modestes (1 à 2 GW), pour des marchés où le contenu local a une valeur (notamment le marché résidentiel et le C&I), concernant par exemple des modules adaptés au bâti ;
- Des tailles unitaires plus élevées (5 GW) avec des étapes intermédiaires de consolidation, dans la perspective d'un marché français et européen qui serait rendu viable grâce au « made in Europe ».

Dans tous les cas exposés, les acteurs retiennent une approche incrémentale basée sur le silicium cristallin aujourd'hui ultra dominant sur le marché, en utilisant les technologies les plus avancées (TOPCon, HTJ ou IBC). Cette stratégie semble faire sens pour ne pas avoir à cumuler les risques liés à une technologie trop innovante et peu mature avec les risques industriels de montée en production. De plus, la technologie silicium peut constituer une base pour l'évolution des gigafactories vers les technologies tandem, par exemple en combinant le silicium et les pérovskites.

3.5.2. GIGAFACTORIES

Les projets de 1 à 2 GW sont portés par des entreprises comme Voltec Solar et Heliup, assemblant des modules innovants en aval de la fabrication de cellules, tandis que les projets plus importants (autour de 5 GW) sont portés par quatre principaux acteurs (CARBON, Holosolis, 3SUN, Das Solar) visant également la production de cellules.

L'ambition initiale la plus intégrée est portée par CARBON qui se positionne sur quatre étapes clés de la chaîne de valeur : lingots, wafers, cellules, modules. La capacité de production visée est de 5 GW/an sur l'ensemble de ces étapes. CARBON a identifié un site industriel à Fos-sur-Mer capable d'intégrer une telle usine.

Holosolis a un projet d'usine à Sarreguemines, positionnée sur les étapes cellules et modules, à hauteur de 5 GW/an également.

Ces deux projets s'appuient sur la technologie TOPCon, tout en envisageant également la technologie IBC sur une partie des lignes de production pour CARBON.

Néanmoins, ces deux projets n'ont pas encore démarré réellement à ce jour, car les investissements à prévoir nécessitent quelques centaines de millions d'€, voire plus d'1 milliard d'€ pour le projet CARBON, et il est difficile de trouver des financeurs, même avec le soutien de l'État et des régions d'implantation. En effet, jusqu'ici et comme décrit précédemment, le NZIA ne contient pas de mesure suffisamment forte pour réellement encourager la fabrication européenne. On peut espérer que l'IAA corrige ces problématiques en intégrant une préférence européenne forte, et permette à ces projets de voir le jour si sa mise en œuvre est suffisamment rapide.

Aujourd'hui, ces deux projets se concentrent sur une première étape de fabrication de modules à hauteur de 500 MW pour concrétiser une première étape d'industrialisation qui nécessite moins de capitaux.

On note également un rapprochement de ces deux acteurs avec des sociétés chinoises, respectivement LONGI pour CARBON, et TRINA Solar pour Holosolis. Ce rapprochement répond à des enjeux de propriété intellectuelle,

mais aussi à la volonté d'accélérer la mise en œuvre industrielle des projets. Il faudra veiller, comme le suggère l'IAA, à sécuriser des transferts de technologie équilibrés pour les acteurs français.

En Europe, une seule usine est réellement opérationnelle à ce jour. Il s'agit de l'usine de 3SUN, filiale du groupe ENEL en Italie, à Catane. Elle est positionnée sur les étapes cellules et modules, et le choix technologique s'est porté sur l'hétérojonction. Elle a une capacité de production de 3 GW/an et a nécessité un investissement de plusieurs centaines de millions d'€. Ce projet est né d'une collaboration fructueuse avec le CEA-INES, dont l'expertise reconnue a permis le transfert de la technologie hétérojonction en 2018. Depuis lors, le CEA-INES accompagne le développement de cette gigafactory ainsi que l'amélioration continue des rendements.

La Société Voltec Solar a une stratégie propre pour accroître sensiblement son marché : développer une technologie de niche tandem combinant une technologie silicium éprouvée mais réalisée avec du silicium de récupération, moins cher mais de rendement limité, combinée avec une technologie avancée pérovskite à haut rendement développée à l'IPVF. Cette stratégie originale mérite d'être encouragée mais n'est peut-être pas suffisante pour assurer une production à la hauteur des objectifs européens et français.

Les paragraphes précédents ont indiqué où se situe aujourd'hui la maîtrise industrielle : en premier lieu en Chine, peut-être demain en Inde. Il paraît donc indispensable qu'un développement industriel en Europe se fasse en coopération avec les acteurs chinois « sachant », et non « contre eux », sauf retournement géostratégique majeur. La logique pour lesdits acteurs chinois serait de rapprocher leurs usines de leurs marchés significatifs, ce qui montre de nouveau l'importance de ce paramètre. Les acteurs français auditionnés en sont tous conscients, avec des partenariats allant de la fourniture sous maîtrise d'ouvrage, dans une démarche apprenante, à des perspectives de partenariat capitalistique, dont certains semblent prendre forme. Ces partenariats ne seraient que le juste retour de ce qui s'est produit dans les années 2010, où l'industrie européenne, alors en pointe, a contribué de façon importante au développement chinois.

Un acteur chinois, Das Solar, s'est positionné pour une usine dans l'Est de la France, dans le cadre d'un partenariat capitalistique avec des acteurs européens. À ce jour, ce projet semble en stand-by.

3.5.3. ÉQUIPEMENTIERS ET MAÎTRISE DES PROCÉDÉS

Le renouveau industriel européen dans le domaine photovoltaïque ne pourra se pérenniser sans l'existence d'un réseau d'équipementiers en mesure de fournir des solutions performantes et évolutives à leurs clients.

Traditionnellement, l'Europe a toujours pu s'appuyer sur un tissu d'entreprises industrielles de taille moyenne très spécialisées sur certaines parties de la chaîne de valeur. Ces entreprises ont été en mesure de proposer des solutions innovantes sur les produits à base de silicium afin d'accompagner les feuilles de route technologiques des industriels du photovoltaïque.

Toutefois, force est de constater que plusieurs de ces acteurs ont subi une forte pression liée à la concurrence de la part de nouveaux entrants asiatiques en mesure de proposer des solutions plus compétitives et progressivement adaptées à la production de masse. De plus, la disparition progressive de nombreux fabricants de cellules et modules en Europe a restreint la taille du marché des équipements, entraînant de grosses difficultés économiques pour les équipementiers européens, y compris les plus solides comme Meyer Burger. Devant le déplacement du marché vers l'Asie, les équipementiers européens ont transféré leur savoir-faire dans un premier temps (par exemple aux États-Unis) mais n'ont pas été en mesure de résister à une offre de produits similaires meilleur marché.

Le marché chinois, qui représente environ 50 % du marché mondial, a fortement contribué depuis plusieurs années à stimuler la demande de solutions de plus en plus performantes et automatisées avec l'objectif d'améliorer les performances globales des sites de production. C'est en grande partie la raison pour laquelle les projets de gigafactories utilisant les technologies classiques à base de silicium se développent en partenariat avec des acteurs chinois.

Pour les nouvelles technologies photovoltaïques en couches minces, il existe toujours des acteurs européens en mesure de proposer des solutions technologiques pour les dépôts de matériaux comme les pérovskites.

Dans le cadre de son projet de ligne pilote, l'IPVF a fait appel principalement à des acteurs européens spécialistes de technologies de dépôts pour lui fournir des équipements qui seront ultérieurement compatibles avec les spécifications des gigafactories. Citons par exemple Beneq pour ses équipements ALD (*Atomic Layer Deposition*) ainsi que Singulus pour les systèmes de dépôt sous vide de type évaporateur et pulvérisation cathodique. Ces collaborations sont accompagnées de programmes de recherche indispensables à la création de valeur ajoutée technologique en vue de garantir l'évolution vers les hauts rendements de conversion. Soulignons également les possibilités de développement de technologies entièrement en couches minces, comme les tandems CIGS-pérovskite ou pérovskite-pérovskite, qui offrent de réels avantages en matière de bilan carbone et d'applications basées sur leurs caractéristiques spécifiques de légèreté et de flexibilité.

Pour les composants de base nécessaires aux dépôts de couches minces, l'Europe dispose de fournisseurs de niveau mondial comme Air Liquide.

Plusieurs start-ups se sont également lancées dans ce domaine. Sur le plan stratégique, le passage à des technologies couches minces est un élément clé d'innovation pour le photovoltaïque, dans la continuité de ce qui a été initié par First Solar avec le CdTe.

Les réglementations européennes (NZIA et IAA) définissent des mesures d'accompagnements qui devraient avoir un effet d'entraînement sur les équipementiers de proximité dès lors qu'ils seraient insérés dans un écosystème favorisant les innovations à fort potentiel.

En synthèse, une attention particulière devra être portée au niveau des équipementiers tant la mise au point des machines de traitement en continu est fondamentale dans la performance des produits issus des chaînes de fabrication. Ce point est clé pour une souveraineté retrouvée.

Chapitre 4

ÉLÉMENTS D'UNE FEUILLE DE ROUTE POUR LA RÉINDUSTRIALISATION

Les résultats des études présentées au chapitre 3.3 convergent sur le chiffrage d'un surcoût initial d'environ 15% pour les installations photovoltaïques européennes dont les composants seraient « Made in Europe » qui devrait ultérieurement décroître au fur et à mesure de la montée en puissance des usines.

4.1. QUEL PILOTAGE ET QUELLE FEUILLE DE ROUTE POUR LA FRANCE ?

Le pacte de solidarité industrielle photovoltaïque, ou pacte solaire annoncé par les pouvoirs publics en avril 2024, est particulièrement ambitieux et prévoit d'ici 2030 :

- 3 à 5 GW sur la chaîne de valeur du silicium ;
- 5 à 10 GW de lingots et wafers ;
- 5 à 10 GW de cellules ;
- 3 à 5 GW de verres solaires ;
- 3 GW d'onduleurs.

Mais jusqu'ici, ce pacte n'a guère été plus loin que le communiqué de presse qui l'a annoncé. Le syndicat professionnel Enerplan n'a pas publié de plans de réindustrialisation analogues à la profusion et la richesse des réflexions des

industriels et acteurs allemands. Le Comité stratégique de filière « Nouveaux systèmes énergétiques » n'a pas non plus publié à ce jour ses réflexions sur le sujet.

Il faut bien reconnaître que la France part de plus loin que l'Allemagne qui dispose encore de quelques briques technologiques d'une époque où le photovoltaïque était florissant sur son territoire.

Selon l'étude Fraunhofer ISE citée au chapitre 3.3, l'établissement de 30 GW de capacité de production européenne de photovoltaïque approvisionnerait environ 50 % du marché européen, et environ 2 à 3 % du marché mondial.

Pour atteindre cet objectif, les usines devraient être dimensionnées à une taille minimale de 3 à 5 GW par an, ce qui signifierait que six à dix installations de ce type devraient être construites en Europe. Cet objectif européen est cohérent avec l'objectif du plan solaire français. Développer une production à cette échelle permettrait de favoriser un écosystème européen de fournisseurs. Parallèlement, la demande de photovoltaïque continuerait également d'être satisfaite par des importations extra-européennes.

Pour la France, il convient de dynamiser un pilotage public-privé avec par exemple la nomination d'un délégué interministériel à l'industrialisation qui agirait au niveau européen (NZIA, IAA) et au niveau français (notamment en relation avec la CRE) pour créer les conditions favorables de marché dans la durée, et avec une gouvernance active du comité stratégique de filière (CSF) et du syndicat professionnel.

Toutefois, les initiatives pratiques doivent venir des industriels eux-mêmes, bien qu'ils soient de petite taille et peu capitalisés, et donc peu crédibles pour mener à bien la réalisation d'une ou deux gigafactories.

Les grands développeurs français de projets photovoltaïques sont un peu échaudés par leurs difficultés historiques (EDF avec Photowatt, TotalEnergies avec SunPower) et se sont satisfaits jusqu'ici d'importations de panneaux chinois à bas prix. Toutefois, ils restent vigilants sur les évolutions technologiques comme le montre leur investissement dans l'ITE IPVF.

Comme développé plus haut, le *Made in Europe* (NZIA et l'IAA) peut changer la donne. Les grands développeurs de projet auront une obligation de contenu européen dans leurs installations et ils devraient naturellement s'inquiéter de la sécurisation de leurs approvisionnements. Les pouvoirs publics devraient les y inciter, en particulier quand ils détiennent des participations.

La feuille de route française pourrait être d'identifier deux ou trois acteurs ayant déjà constitué des équipes techniques solides et menées par des dirigeants expérimentés. Ils devront s'associer à des partenaires détenant les technologies de conception et fabrication, c'est-à-dire des acteurs chinois mais aussi d'autres horizons (États-Unis, Europe, etc.) pour les technologies couches minces et à des instituts de recherche tels que le CEA-INES et l'IPVF, mais dans le respect des critères de l'IAA pour le contrôle des investissements étrangers.

Une fenêtre d'opportunité s'ouvre actuellement pour les industriels qui voudront bénéficier du nouveau cadre européen; ceux qui ne le feront pas rapidement ne le feront sans doute jamais.

R7: Mettre en place un pilotage national et européen fort de la réindustrialisation photovoltaïque, associant État, industriels, énergéticiens et acteurs de la R&D, avec des objectifs clairs et suivis.

4.2. RATTRAPAGE, RUPTURE, OU LES DEUX À LA FOIS ?

Le chemin d'apprentissage pour établir une industrie compétitive sera long et escarpé. La cible de compétitivité est difficile à atteindre car l'industrie existante continue à progresser à marche forcée.

Un soutien public de type «soutien de rattrapage» est donc strictement nécessaire, tout en assumant et gérant les conséquences, notamment sur les prix⁵⁰. Ces inconvénients devraient cependant être limités du fait du faible

50 Dans son étude, le Fraunhofer indique une augmentation d'un peu moins de 15 % sur le prix de l'électricité générée pour un module de fabrication européenne.

impact des modules dans le prix final de l'électricité, comme cela a déjà été largement développé plus haut.

Par ailleurs, il est suggéré de privilégier dans un premier temps l'étape de fabrication de cellules et modules, puis assez rapidement celles de lingots et wafers, dans une logique d'apprentissage progressif et ciblé. Bien que le secteur industriel soit totalement différent, le soutien à la constitution d'une industrie éolienne offshore en France peut être une source d'inspiration. L'approche devra en tous cas être territoriale. Ce soutien devra avoir une durée de l'ordre de 5 à 10 ans afin de combler tous les gaps susmentionnés.

L'histoire des dix dernières années montre des évolutions technologiques majeures et rapides au sein de la technologie silicium largement dominante. Ces évolutions vont se poursuivre, offrant des perspectives ouvertes pour le développement de l'industrie française et européenne. Ces développements se feront par hybridation des technologies, comme le montre aujourd'hui le développement des technologies tandem silicium-pérovskite. Les évolutions technologiques sont donc continues : on peut dire qu'une ligne industrielle de fabrication a une durée de vie entre 5 et 10 ans, mais qu'elle peut évoluer tous les 6 mois.

Dans ce contexte, afin de rattraper le niveau de performance technico-économique et de qualité requis, il paraît raisonnable de démarrer une industrie sur la base des technologies actuelles, à savoir le TOPCon ou l'hétérojonction (HTJ), éventuellement les contacts arrière, et d'anticiper dès le départ l'évolution vers les générations futures, représentées vu d'aujourd'hui par les cellules tandem, notamment via des lignes pilotes. Les principaux projets français travaillent sur la base de ces options.

R8 : Engager rapidement deux à trois projets industriels structurants en France, adossés à des partenariats technologiques maîtrisés et à des engagements de marché, afin de créer un effet d'entraînement européen.

4.3. L'ACCÈS AUX FINANCEMENTS

Pour convaincre les financeurs, les différents projets doivent démontrer leur rentabilité et en particulier présenter des retours sur investissement dans

les standards des marchés financiers. L'élaboration du business plan d'un projet donné dépend considérablement de l'organisation industrielle et de l'ensemble des conditions d'exercice de l'activité (aspects réglementaire et foncier, garanties apportées par les pouvoirs publics, etc.). Une telle analyse dépasse le cadre du présent rapport.

Pour rendre viables les projets de réindustrialisation de la filière, l'UE a un rôle fondamental à jouer, comme nous l'avons souligné plus haut. À la suite du rapport Draghi, l'Europe s'est inspirée du dispositif américain IRA (*Inflation Reduction Act*) pour compléter le dispositif de passage à l'échelle industrielle qui comporte trois piliers : le NZIA, l'IAA et le fonds de compétitivité européen. Toutefois, la mise en œuvre opérationnelle de l'ensemble du dispositif est encore soumise à des négociations, notamment sur la place des pays ayant signé des accords de libre-échange avec l'Europe.

L'étude précitée du Fraunhofer ISE a formulé les leviers ci-après de soutiens aux projets.

Postes de financement	Canaux de financement
CAPEX	Innovation Fund européen, Aides d'État
OPEX	Qualification électro intensif
Projet global (tous postes)	BEI (Taux réduits)
Soutien direct à la production	Crédit d'impôt selon la quantité produite

4.4. DE LA R&D AU PASSAGE À L'ÉCHELLE INDUSTRIELLE

La marge de progression des technologies photovoltaïques reste considérable et il est clair que de nouvelles avancées dans le domaine des matériaux, des procédés de fabrication sur toute la chaîne de valeur, des architectures cellules ou modules, auront un caractère industriel différenciant d'ici 2030 et au-delà.

L'émergence des technologies tandem pour les cellules est un exemple déjà évoqué, et devra inclure la mise au point de machines de fabrication performantes. Les efforts menés pour produire directement des plaquettes de silicium sans avoir besoin de découpe, par coulée directe ou par croissance

et détachement d'une couche sur un substrat préexistant en est un autre, même si les efforts n'ont pas encore débouché. La mise au point de procédés de purification du silicium plus efficaces, tant en termes économiques qu'environnementaux (contenu CO₂ des produits), est une autre option à investiguer.

Enfin, on ne doit pas oublier l'exploration de procédés et architectures très innovantes dans une perspective moyen-long terme. La R&D française dans le domaine est de très bon niveau international avec des instituts dédiés (CEA-INES, IPVF) et un réseau structuré au sein d'une fédération (FEDPV) regroupant plusieurs dizaines d'équipes et de laboratoires bien distribués au niveau national. Elle implique des acteurs publics (CNRS, CEA, Universités) et des acteurs privés (EDF, TotalEnergies, Engie, etc.), s'appuyant sur un excellent niveau de connaissances fondamentales grâce à des liens étroits avec les écoles d'ingénieurs et les universités. Comme dans tous les domaines, il est indispensable d'apporter une attention particulière à la propriété intellectuelle des résultats produits.

4.5. LA FORMATION

De manière générale, il est important de prévoir un flux suffisant d'opérateurs, de techniciens et d'ingénieurs couvrant tous les aspects de la production industrielle, avec une attention particulière pour l'automatisation et la robotisation, en prenant en compte les contraintes inhérentes aux cellules (objets minces, fragiles, et nécessité d'un environnement propre).

De manière plus spécifique, en ce qui concerne les cellules, les modules ou les systèmes tandem, il faut renforcer les compétences concernant l'ensemble des étapes des procédés (nettoyage, gravure, dépôts de couches minces, métallisation, etc.), ainsi que la maîtrise de la chimie des précurseurs. Une attention particulière doit être portée pour les dépôts des couches pérovskite.

Dans tous les cas, la mise en place de systèmes de contrôle qualité, avec les capteurs appropriés, est essentielle, afin de limiter les rebuts. Un des facteurs conditionnant le lieu d'implantation d'une usine est l'existence d'un nombre suffisant de personnes disponibles, notamment pour les opérateurs.

Signalons que les ITE sont investis d'une mission de formation afin de reconstituer le tissu de compétences nécessaires.

4.6. LE LIEN AVEC LA SOCIÉTÉ

L'industrialisation du photovoltaïque doit se faire en associant les différentes parties prenantes de la société dans une action commune visant à répondre à un défi qui dépasse les enjeux classiques d'un développement industriel uniquement focalisé sur le marché. Il s'agit d'un défi qui concerne l'avenir de tous et la réussite ou non de la lutte contre le changement climatique au niveau mondial.

Au niveau français et européen, il porte l'ambition d'une souveraineté énergétique alternative au retour des énergies carbonées. Il s'inscrit dans une évolution industrielle en association avec les nouvelles technologies de stockage, de réseaux, et d'outils numériques, porteuse d'activité économique renouvelée, en particulier au niveau local.

Du fait de sa distribution à tous les niveaux territoriaux (de l'habitat individuel aux grandes installations), il est très proche de la population et des collectivités locales. L'essor des associations engagées pour la transition énergétique est un élément clé de la dynamique en cours. Le rapprochement de cette dynamique avec celle du développement industriel est un élément qui contribuera au succès de la réindustrialisation, en favorisant les fabrications françaises et européennes.

Bibliographie

OUVRAGES ET ARTICLES GÉNÉRAUX

L'énergie solaire photovoltaïque, une introduction, Daniel SUCHET et Erik JOHNSON, *EDP Sciences*, 2023, ISBN 9782759829231.

L'énergie solaire photovoltaïque, ouvrage collectif, Abdelilah SLAOUI et Jean-François GUILLEMOLES, *ISTE Collection Sciences*, Avril 2026, ISBN 9781789482355.

Énergie solaire et transition énergétique, Daniel LINCOT, Éditions du Collège de France, 2024, ISBN 9782722606876.

ARTICLES GÉNÉRAUX

Snapshot of photovoltaics, A. JAEGER-WALDAU, *EPJ Photovoltaics* 16, 22 (2025), March 2025, <https://www.epj-pv.org/articles/epjpv/pdf/2025/01/pv20250008.pdf>, Open access.

The state of the art in photovoltaic materials and device research, T. KIRCHARTZ, G. YAN, B. K. PATE, D. CAHEN, P.K. NAYAK, *Nature Review Materials* 10 (2025) 335-354.

ARTICLES FILIÈRES

Technologie silicium

Industrial implementation of 24% -efficient POLO IBC solar cells and future upgrade to 26% -efficient POLO2 IBC, T. DULLWEBER *et al.*, *EPJ Photovoltaics*

16, 30 (2025), <https://www.epj-pv.org/articles/epjpv/pdf/2025/01/pv20250024.pdf>, Open access.

Technologie Pérovskite

Defect Suppression and Efficiency Enhancement of Slot-Die-Coated Formamidinium Lead Iodide Solar Devices via Ambient Air Annealing, K.M. MUHAMMED, J. ROUSSET *et al.*, 18 (2026), en cours.

[ACS Applied Materials & Interfaces](#), Open access.

Halide Perovskite Photovoltaics: Background, Status, and Future Prospects, Ajay Kumar JENA, Ashish KULKARNI, Tsutomu MIYASAKA, *Chemical Reviews* 2019 119 (5), 3036-3103, Open access.

Technologies tandems en émergence

Silicon-perovskite tandem solar cells: an alternative to the market dominated silicon based technology, A.K. ABASI, J.P. TIWARI, *ACS Applied Materials and Interfaces* 17 (2025), 1552-1577.

Advancements in perovskite/CIGS tandem solar cells: Material synergies, device configurations, and economic viability for sustainable energy, J. X. ZHAI, L. XIE, S. SHAFIAN, *Nanotechnology Reviews* 14 (2025), 20250196.

Recent progress in all-perovskite tandem solar cells and modules: redefining limits, P. KUMAR, G. SHANKAR, A. KUMAR, A. NAJAR, B. PRADHAN, *Progress in Materials Science* 156 (2026), 101560.

A Review on Perovskite/Silicon Tandem Solar Cells: Current Status and Future Challenges, Jingyu HUANG, Lin MAO, *Energies* 2025, 18 (16), 4327, Open access.

SITES DES INSTITUTIONS

Internationales

Institut Fraunhofer ISE: [Photovoltaics Report – Fraunhofer ISE](#).

Agence internationale de l'énergie (AIE) : PV Power Systems, Snapshot 2025 [Snapshot of Global PV Markets - 2025](https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2025/05/Snapshot-2025-FS-French.pdf) et <https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2025/05/Snapshot-2025-FS-French.pdf>.

Agence internationale des énergies renouvelables (IRENA): <https://www.irena.org>.

Solar PV Supply Chain Cost Tool: Methodology, results and analysis: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2026/Feb/IRENA_TEC_Solar_PV_Supply_Cost_Tool_2026.pdf.

Renewable Power Generation Costs in 2024: <https://www.irena.org/Publications/2025/Jun/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2024>.

Our World in Data: <https://ourworldindata.org/grapher/electricity-production-source-stacked>.

Nationales

RTE: <https://www.rte-france.com/donnees-publications/eco2mix-donnees-temps-reel/production-electricite-par-filiere> et <https://assets.rte-france.com/prod/public/2025-06/2025-06-02-panorama-enr-2024.pdf>.

Observ'ER – Le baromètre des énergies renouvelables 2025: <https://energies-renouvelables.org/barometre-electrique/>.

SITES WEB INFORMATIONS

Tecsol Annuaire des acteurs du solaire 2026: <https://annuaire.tecsol.fr/>.

Photovoltaic Informations: <https://www.photovoltaique.info/fr/>.

ASSOCIATIONS

Énergie partagée: <https://energie-partagee.org/>.

Fédération de recherche photovoltaïque / journée nationale du photovoltaïque: <https://fedpv.geeps.centralesupelec.fr/> et <https://jnpv.cnrs.fr/>.

Syndicat des énergies renouvelables: <https://www.syndicat-energies-renouvelables.fr/>.

Enerplan: <https://www.enerplan.asso.fr/>.

LIENS MINISTÈRES/PHOTOVOLTAÏQUE/AGENCES D'ÉTAT

CRE: <https://www.cre.fr/actualites/toute-lactualite/la-cre-publie-les-nouveaux-tarifs-et-primas-pour-les-installations-photovoltaïques-implementees-sur-batiment-hangar-ou-ombrière-dune-puissance-crete-installee-inferieure-ou-egale-a-500-kwc.html>.

Glossaire

ACV : analyse du cycle de vie.

AI-BSF : *industrial aluminium back-surface-field*, face arrière enrichie d'une couche fortement dopée d'aluminium industriel.

ALD : le dépôt de couches atomiques (*Atomic Layer Deposition*) est une technique de dépôt de couches minces de haute précision utilisée pour fabriquer des dispositifs semi-conducteurs, couche par couche.

BOS : *balance of system*, ou équilibre du système en français, comprend tous les composants d'une installation photovoltaïque à l'exception des panneaux solaires.

CdTe / CdS : technologie photovoltaïque au tellure de cadmium (CdTe). Elle représente 25% des installations photovoltaïques à grande échelle aux États-Unis. Pour constituer une cellule CdTe, on pose une couche de conducteur transparent sur un substrat de verre, puis on dépose une couche de CdS (sulfure de cadmium) de type n, puis une couche de CdTe dopé p. On constitue ainsi une hétérojonction.

C&I : *commercial and industrial*.

CAPEX : *Capital Expenditure*, désigne les dépenses en capital engagées par une entreprise pour acquérir, améliorer ou entretenir des actifs physiques à long terme.

CIGS : alliage (cuivre, indium, gallium et sélénium) utilisé pour la fabrication d'une couche mince polycristalline.

CoO : *cost of ownership* / coût de possession.

CRE : commission de régulation de l'énergie.

CSF : comité stratégique de filière.

CZ : procédé de croissance de cristaux monocristallins de grande dimension (plusieurs centimètres) développé par le chimiste polonais Jan Czochralski.

CZTS : composé à base de cuivre, zinc, étain et soufre.

EEE : espace économique européen.

ERC : évaluer, réduire, compenser. Méthodologie visant à éviter les atteintes à l'environnement.

ESMC : *European solar manufacturing council*.

eV : électron-volt.

FEDPV : fédération de recherche sur l'énergie solaire photovoltaïque (PV) du CNRS (FR3393).

GaAs : arséniure de gallium.

GES : gaz à effet de serre.

GW : gigawatt (10^9 watts).

HJT : cellules solaires à hétérojonction (HJT) qui associent du silicium cristallin et des couches minces au silicium amorphe, initialement intrinsèques (HIT) puis dopées n ou p.

IAA : Industry Acceleration Act.

IBC : acronyme pour désigner la technologie « Interdigitated Back Contact » (contact arrière interdigité) pour laquelle la jonction p-n et le contact métallique sont situés à l'arrière de la cellule solaire, évitant ainsi les effets d'ombrage associés à la présence de la grille avant.

INES : Institut national pour l'énergie solaire dépendant du CEA.

IPVF : Institut photovoltaïque d'Ile-de-France.

ITE : Institut pour la transition énergétique.

kWc : kilowatt-crête (10^3 Wc). Le watt-crête, ou Wc, est l'unité de mesure utilisée pour mesurer la puissance maximale qu'un panneau solaire est capable de fournir dans des conditions idéales.

LCOE: « Levelized Cost Of Energy », soit en français le « coût actualisé de l'énergie ». Il correspond, pour une installation de production d'énergie donnée, à la somme des coûts actualisés de production d'énergie divisée par la quantité d'énergie produite, elle aussi actualisée.

LED: Une LED (*Light-Emitting Diode*) est une diode électroluminescente qui émet de la lumière lorsqu'un courant électrique la traverse.

MAPI: diméthylammonium iodure de plomb.

Mds: milliards.

MRAe: missions régionales d'autorité environnementale.

MWh: megawattheure (10^6 Wh).

NZIA: *Net Zero Industry Act*.

PERC: désigne les cellules solaires de type « Passivated Emitter and Rear Cell », qui dominaient jusqu'il y a peu le marché grâce à leur efficacité et leur coût compétitif, qu'on peut traduire par « émetteur et cellule arrière passivés ». Il s'agit d'une technologie particulière pour les panneaux solaires, consistant à installer une couche supplémentaire de cellules sur le panneau.

PPE: programmation pluriannuelle de l'énergie.

PV: photovoltaïque.

UE: union européenne.

TANDEM: Les panneaux solaires tandem, également connus sous le nom de cellules solaires multijonctions, sont un type de cellule photovoltaïque qui utilise plusieurs couches de matériaux semi-conducteurs pour capter une plus large gamme de lumière solaire et la convertir en électricité.

TOPCon: acronyme pour désigner la technologie *Tunnel Oxide Passivated Contact*.

TSO: Opérateur de Système de Transport qui gère, entretient et développe le réseau électrique à haute et très haute tension.

TWh: térawattheure (10^{12} Wh)

A. Évolution des capacités de production PV

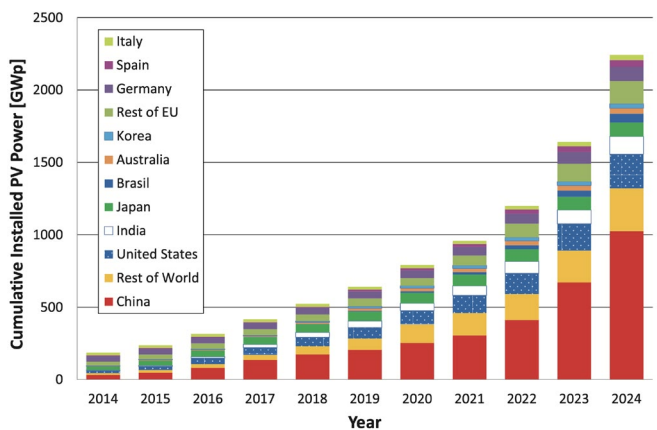
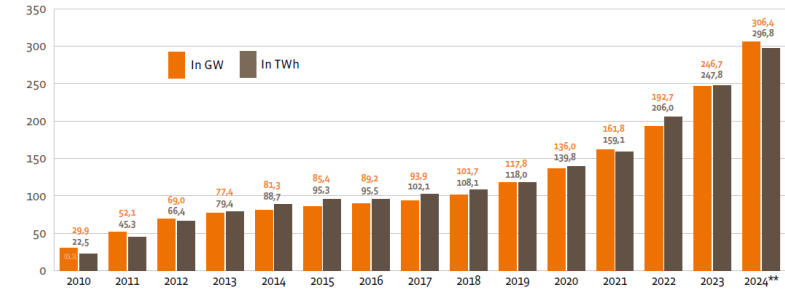


Fig. 1. Cumulative photovoltaic installations from 2014 to 2024 (data source: [7,8] and own analysis).

Figure 32: Évolution de la capacité globale des installations photovoltaïques au niveau mondial et de leur répartition géographique
(<https://www.epj-pv.org/articles/epjpv/pdf/2025/01/pv20250008.pdf>)

Évolution de la puissance photovoltaïque installée* (en GW) et de la production brute d'électricité photovoltaïque (en TWh) de 2010 à 2024** dans l'Union européenne à 27



* Puissance électrique maximale nette, hors réseau inclus, exprimée en courant alternatif. ** Estimation. Sources: Eurostat (années 2010-2022), EurObserv'ER (années 2023 et 2024)

Figure 33: Dynamique des installations photovoltaïques en Europe

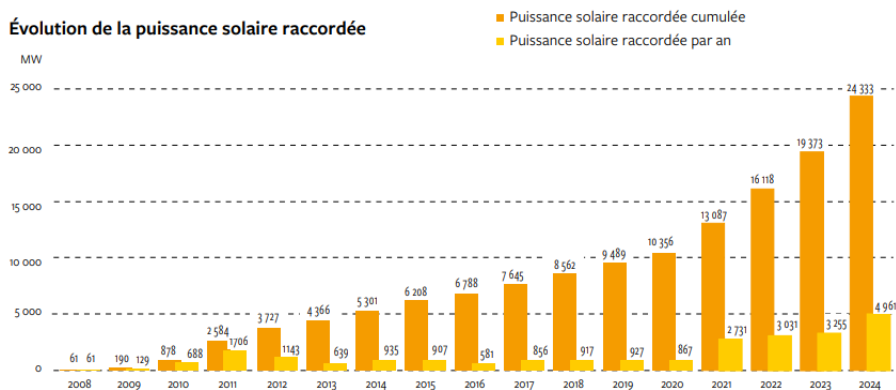


Figure 34: Dynamique des installations photovoltaïques en France

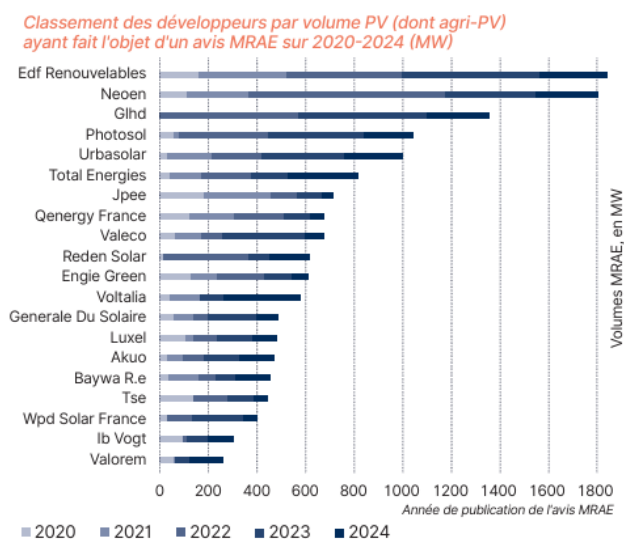


Figure 35: Panorama des acteurs de la chaîne de valeurs du PV en France
https://www.france-renouvelables.fr/wp-content/uploads/2025/10/OBSERVATOIRE_systeme_EnR_2025_VF.pdf

B. Process de production des modules silicium

TECHNOLOGIE SILICIUM

Les différentes étapes industrielles menant à la fabrication d'un module photovoltaïque de technologie silicium sont illustrées ci-dessous (Figure 36) :

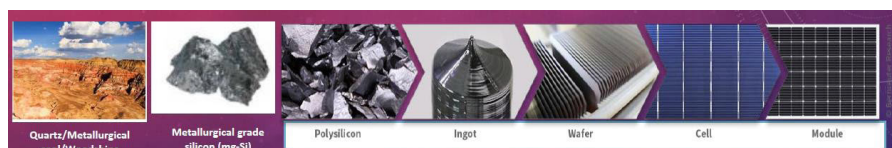


Figure 36 : Différentes étapes de fabrication d'un module PV (technologie silicium)

La première étape consiste à extraire le matériau de base sous forme de silice, SiO_2 . Ce matériau est extrêmement abondant dans la croûte terrestre. On l'extraît cependant sous forme de quartz afin d'obtenir un matériau de départ présentant une pureté supérieure, par exemple par rapport à de la silice qui serait extraite du sable. Cette étape relève du secteur industriel minier. Du fait de son abondance, les capacités sont bien réparties dans le monde et existent notamment en France⁵¹.

Les deux étapes suivantes consistent à extraire et purifier le silicium, de façon à obtenir du silicium de « qualité solaire ». Ce dernier correspond à un niveau situé entre « 7N » et « 9N »⁵². Pour ce faire, on utilise généralement deux procédés successifs :

- le premier est de type métallurgique par carboréduction en hauts fourneaux, et relève des procédés de cette industrie. La formation de CO_2 par réduction de la silice participe au bilan carbone des modules silicium. Ces procédés permettent d'atteindre un niveau de pureté de 4N à 5N, et d'obtenir des

51 <https://lelementarium.fr/product/silices-naturelles/>.

52 On définit le niveau de pureté par l'exposant à 10 du taux d'impureté résiduel : un taux d'impureté résiduel de 1% correspond à une pureté « 2N », un taux d'impureté résiduel de 0,0001% à « 6N », etc.

« cailloux » de silicium illustrés ci-dessus. Des tentatives ont été effectuées pour « pousser » les niveaux de pureté obtenus afin d'éviter l'étape de purification ultérieure. Aujourd'hui, ces tentatives ont échoué, et l'industrie est plutôt partie dans la direction inverse d'augmentation des exigences de pureté. Les industries correspondantes alimentent de nombreuses applications finales, et on trouvera ci-dessous un schéma issu du BRGM (Bureau de Recherches Géologiques et Minières), dont on prendra cependant les données chiffrées avec précaution, car elles datent de 2019.

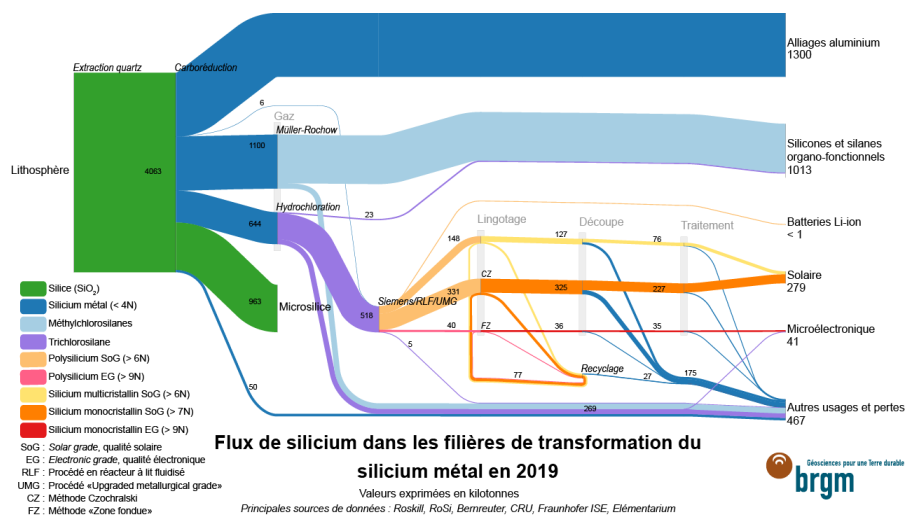


Figure 37: Flux de silicium dans les filières de transformation du silicium métal en 2019 (source: [Chaîne de transformation du silicium métal, recyclage et montée de la Chine sur le marché du polysilicium en 2019](#) | MinerallInfo)

Ces industries, très concurrentielles et énergivores, présentent une intensité capitalistique moyenne et une intensité technologique également moyenne, les procédés étant bien connus.

- le deuxième procédé est de type « chimique » (figure 38). Il consiste à fabriquer un composant liquide du silicium, le trichlorosilane, à le purifier par les procédés chimiques de purification des liquides, et à le retransformer en silicium par distillation en phase gazeuse. Cette étape est capitalistique, énergivore, peu modulaire, et demande des précautions importantes en termes d'impact HSE (Hygiène, Sécurité, Environnement). Le procédé utilisé

est en grande majorité le procédé dit « Siemens », même si l'industrie en teste d'autres, en général pour en alléger l'intensité énergétique. À l'issue de cette phase, on obtient des « cailloux » de silicium de qualité dites « solaire ». Du fait de l'intensité en CAPEX, en savoir-faire industriel et en risques HSE, cette étape est réservée à un nombre limité d'acteurs.

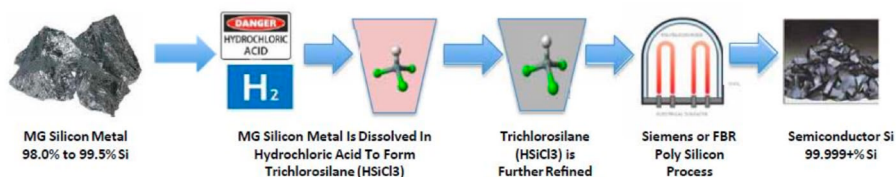


Figure 38: Étapes de purification du silicium.

https://www.college-de-france.fr/media/daniel-lincot/UPL4869674228046453003_La_filiere_silicium_cristallin_Daniel_LINCOT_cours_CDF_2022.pdf

L'étape suivante consiste à obtenir des lingots de silicium cristallin. Jusqu'en 2021, ces derniers se répartissaient entre les lingots polycristallins et les lingots monocristallins, ces derniers étant plus performants mais plus coûteux à produire. Les procédés de fabrication des deux variétés sont très différents. Aujourd'hui, le marché est totalement dominé par le monocristallin, via le procédé dit « Czochralski », qui consiste à obtenir un lingot cylindrique monocristallin par tirage en phase liquide : la performance a fini par l'emporter sur le coût unitaire.

L'industrie spécifique correspondante, qui consiste essentiellement à exploiter plusieurs « poolers » en parallèle, est très concurrentielle, son intensité capitalistique est moyenne et plutôt modulaire, son intensité énergétique est moyenne. Son intensité technologique est moyenne, sous forme de savoir-faire industriels à constituer, les améliorations consistant principalement à fabriquer des lingots de taille toujours plus importantes avec des taux d'impureté toujours plus faibles. Pour mémoire, le polycristallin consiste à obtenir un lingot parallélépipédique dans des fours dédiés.

Après le lingotage, l'étape ultérieure consiste à couper des tranches de silicium appelées couramment « wafers », d'une épaisseur comprise entre 120 et 200 microns. Les procédés actuels sont basés presque entièrement sur des scies à fil diamant. Cette étape industrielle est très concurrentielle,

son contenu technologique est moyen depuis le passage général aux scies diamants. Il est rare que les acteurs industriels soient spécialisés sur cette étape. Très souvent, elle est associée à l'étape précédente et/ou l'étape ultérieure. Sur cette étape également, les standards industriels de taille de wafers ont évolué dans les dernières années et continuent à évoluer, comme le montre le graphe ci-dessous (figure 39). Ici, la taille des acteurs est fondamentale pour imposer un standard, et a donné lieu à une véritable « guerre d'influence » au cours des dernières années.

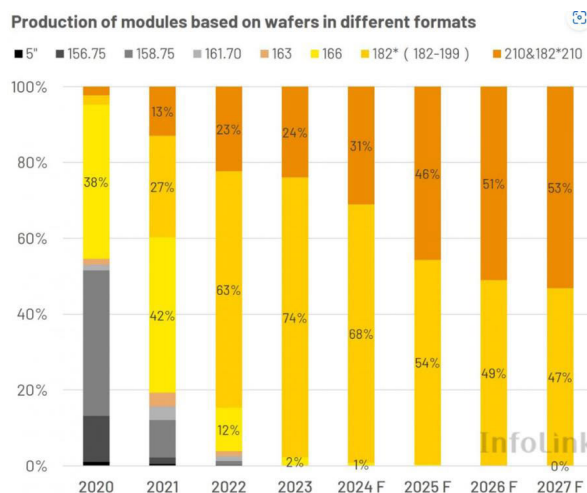


Figure 39 : Évolution de la taille des wafers dans les dernières années
(source: infolink consulting, 2024)

Vient enfin l'étape « cellules », qui va donner lieu à un produit capable de fournir de l'électricité sous ensoleillement. Les procédés mobilisés sont multiples allant des traitements chimiques, thermiques, lumineux, mécaniques, de dépôts, de soudures. Un exemple d'agencement de machines est donné dans la figure 40 pour la fabrication de cellules de type PERC.

Current industrial PERC process flow

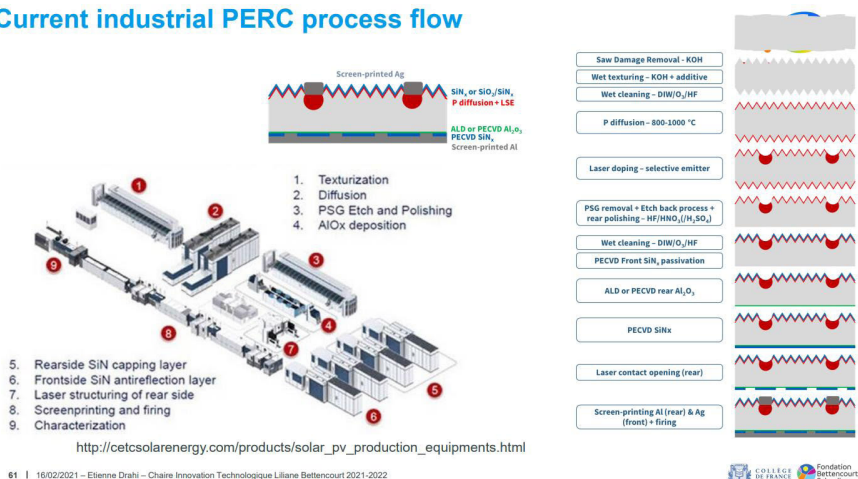


Figure 40 : Exemple d'une ligne de production de modules silicium (à gauche). Principales étapes de fabrication des cellules présentes dans la ligne de fabrication (à droite)

La bonne maîtrise de ces machines par l'exploitant d'une usine de cellules est clef dans sa réussite. Il n'est pas rare que ces exploitants s'impliquent dans la conception des machines de traitement, avec participation à la propriété intellectuelle générée, ou négociation de clauses particulières avec les fournisseurs. La première étape, préalable à la fabrication de la cellule proprement dite, consiste à réaliser une jonction p-n par différentes étapes de dopage, en ayant recours à différents types de procédés (diffusion, implantation ionique, etc.). Il y a quelques années, la plupart des procédés consistaient à partir d'un wafer dopé « p », par exemple avec du Phosphore, et de surdoper « n » une de ces faces sur une faible épaisseur, par exemple avec du Bore. On avait alors des wafers dits « de type p », utilisés très majoritairement jusqu'en 2020.

L'industrie a basculé depuis vers des wafers de type n. Là encore, il s'est agi d'évoluer vers des procédés plus délicats à maîtriser, mais présentant des performances supérieures. Une fois obtenu la jonction p-n, la cellule subira différents traitements comme ceux cités précédemment, suivant l'architecture de cellule sélectionnée. Il en existe plusieurs types que l'on peut rassembler en quelques familles: les cellules de type PERC (sur wafers de type n ou p), les cellules de type TOPcon (sur substrat n), les cellules de

type hétérojonction (sur substrat n), et les cellules de type « back contact » (sur substrat de type p).

Enfin, la dernière étape consiste à assembler les cellules et à les encapsuler pour en faire un module. Cette étape est a priori à faible contenu technologique intrinsèque mais elle ne doit pas être négligée car elle détermine la qualité du produit en exploitation (solidité des composants, tenue des soudures dans le temps, tenue du verre d'encapsulation, vieillissement des encapsulants, tenue aux UV, tenue à l'humidité, etc.). La qualité du produit final, dont le fabricant de module est responsable vis-à-vis de son client sur des durées pouvant aller jusqu'à 20 ans, dépend beaucoup de la qualité du sourcing des composants (verre, boîtes de jonction, matériaux de soudure, encapsulant, etc.). Cette étape est peu intensive en capex et plus intensive en main d'œuvre que les précédentes. Les usines de fabrication peuvent être mises en œuvre dans des délais inférieurs à un an, hors délais d'autorisation. Pousser au maximum le degré d'automatisation et de digitalisation est un enjeu de développement, d'autant plus dans un contexte européen.

C. Panorama industriel hors Chine et Europe

L'INDE⁵³

L'Inde développe un programme ambitieux d'électricité photovoltaïque qu'elle accompagne d'un important programme de production domestique. Sa capacité de production s'élevait à 68 GW en 2024 avec un objectif de 120 GW en 2030. C'est l'un des taux de croissance les plus rapides du monde.

Les évaluations d'EUPD Research sont encore plus élevées : la capacité module indienne pourrait dépasser 280 GW d'ici 2030, avec une capacité cellule qui passerait de 26 GW (2024) à 171 GW. La demande intérieure anticipée pour 2025-2029 est d'environ 42 GW/an, soit largement en dessous de la capacité. Même à 65 % de taux d'utilisation, l'excédent exportable pourrait atteindre 143 GW en 2030.

Cette surcapacité structurelle va mécaniquement :

- pousser les fabricants indiens à baisser leurs prix pour sécuriser des débouchés à l'export,
- accentuer la convergence avec les prix chinois, voire créer des épisodes de « price war » sur certains segments.

53 [pv magazine International](#).

Quelques capacités additionnelles récentes :

Emmvee Photovoltaic Power	Saatvik Green Energy	Tata Power Solar (TP Solar)	Waaree, Vikram Solar, Adani Solar, Renew
Nouvelle usine de 2,5 GW mise en service en 2025	Usine de modules : 4,8 GW à Ambala	Nouvelle usine intégrée : 4,3 GW (cellules + modules) inaugurée en 2025	Tous en phase d'expansion multi GW
Capacité totale modules : 10,3 GW	Nouveau site intégré Odisha : 4 GW modules + 4,8 GW cellules en développement		
Projet intégré cellules + modules de 6 GW en construction			
Référence : Solarbe Global	Référence : pv magazine International	Référence : Fortune India	Référence : Fortune India

Les perspectives d'évolution des prix sont les suivantes :

– **Par rapport à la Chine**

Toujours plus cher en nominal, mais l'écart se réduit rapidement (9 → 5,7 c\$/W pour TOPCon). La Chine garde un avantage de maturité industrielle, d'intégration extrême et d'accès à des semi-produits très bon marché. L'Inde compense partiellement via des subventions à la production locale.

– **Par rapport aux États-Unis et à l'Europe**

Le coût de fabrication indien est nettement inférieur à celui de l'Europe et des États-Unis, où CAPEX, travail, construction, eau et énergie et semi-produits locaux sont plus chers sur toute la chaîne⁵⁴.

Pour un acheteur européen ou américain, un module indien se positionne entre la Chine/Asie du Sud-Est et la production locale avec un prix plus élevé que la Chine, mais souvent compétitif une fois intégrés les droits, les risques géopolitiques, les critères ESG (Environnementaux, Sociaux et de Gouvernance) et les exigences de traçabilité.

54 [Fraunhofer-Publica](#).

TAÏWAN

- Production réelle 2023 : ~2,4 GW de modules
- Capacité industrielle estimée : 3–4 GW/an
- Importations : ~0,5 GW
- Marché dominé par 5 fabricants (TSEC, URE, AUO, Motech, Gintun : 73 % du total)

Le premier fabricant est TSEC qui dispose de deux usines d'une capacité de 1,2 GW/an. 10 % à 15 % de la production est exportée au Japon et aux États-Unis.

THAÏLANDE, VIETNAM

Pour mémoire. Les investissements chinois pourraient contourner les règles du NZIA en passant par ces pays.

CORÉE DU SUD

La Corée du Sud dispose encore d'une industrie modules/cellules, mais affaiblie.

Polysilicium et wafers

Le rapport EIRP 2023 indique que les segments polysilicium et wafers ont quasiment disparu en Corée du Sud ; les fabricants coréens se repositionnent vers l'étranger (notamment aux États-Unis) mais leur avenir est menacé.

*Cellules et modules*⁵⁵

Hanwha Solutions (Hanwha Q CELLS) et Hyundai Energy Solutions produisent actuellement des cellules solaires en Corée du Sud avec une capacité combinée de 5,2 GW/an, soit environ 3,5 % de la capacité mondiale totale. En 2021, elles ont fourni 35 % des panneaux solaires installés en Corée

55 South Korea's solar power industry [EIRP-South-Koreas-solar-power-industry](#).

du Sud. Néanmoins, chacune a rencontré des difficultés pour assurer sa part de marché à l'échelle mondiale. L'un des défis concerne la décision des entreprises chinoises, qui dominent le secteur des tranches de silicium, de produire des tranches plus grandes, ce qui a obligé les fabricants de cellules à investir dans de nouveaux équipements de production. LG Electronics a annoncé son retrait du secteur solaire en 2022 malgré ses avantages technologiques dans les modules solaires à haute efficacité. Un autre défi pour les fabricants sud-coréens de photovoltaïque est que les entreprises chinoises – et plus particulièrement celles qui ont atteint des économies d'échelle – investissent massivement dans la recherche et le développement. Cela les a aidées à établir et à maintenir un avantage technologique sur les concurrents sud-coréens et mondiaux.

Une douzaine d'entreprises sud-coréennes produisent des modules photovoltaïques. La capacité totale de production de ces entreprises est de 9,4 GW/an, soit 5,2 % du marché mondial. Comme dans le secteur des cellules solaires, la domination de la Chine dans la fabrication de tranches et le changement de taille des tranches ont forcé de nouveaux investissements dans les équipements de production de modules. Une partie de cette production est exportée aux États-Unis, en bénéficiant des droits de douane imposés aux panneaux chinois.

TURQUIE

La première gigafactory turque a été lancée en 2017 en accompagnement du programme gouvernemental YEKA-GES-1 pour la fourniture d'énergie solaire. L'appel d'offres pour une unité de fabrication a été remporté par Kalyon Enerji (alors associé au coréen Hanwha Q Cells) après avoir proposé 0,0699 \$/kWh pour un parc solaire de 1 GW à Konya, à condition de se voir attribuer également une centrale de modules photovoltaïques intégrée verticalement. La mise en service est intervenue en 21 mois ; le projet a permis de localiser le savoir-faire essentiel pour la chaîne d'approvisionnement émergente en photovoltaïque en Turquie.

Le complexe est passé d'une ligne initiale de 500 MW à 1 GW à la mi-2021, fournissant 76 % de panneaux turcs pour le mégaparc Karapınar de 1 GW, et d'autres projets. Un centre dédié de R&D et une Académie solaire

favorisent désormais des améliorations d'efficacité des cellules – les récents rendements dépassent 22 % – et forment plus de 140 ingénieurs et opérateurs turcs chaque année.

RCT Solutions (Allemagne) a assuré l'ingénierie du projet: conception complète des procédés et des services, appels d'offres des fournisseurs, audits des prestataires et sous-traitants, et soutien à la montée en puissance du site. Dans ce cadre, l'usine a atteint un rendement nominal seulement 28 jours après son démarrage, établissant une nouvelle référence pour la fabrication intégrée de photovoltaïque hors de Chine.

Depuis cette phase initiale, la production de cellules et modules continue à se développer en Turquie. Le Groupe Kalyon dispose d'une capacité de production intégrée (lingot, wafer, cellule, module) de 2 GW/an, en extension progressive.

Deuxième producteur turc, Smart Solar Solutions dispose d'une capacité de production de modules de 1,2 GW dans la région d'Istanbul, et met actuellement en service une capacité de 2 GW près d'Izmir.

La construction de ces usines est exonérée de TVA et de droits de douane sur les importations.

Ce développement d'une industrie turque s'appuie sur de fortes obligations de contenu local dans les appels d'offres turques pour la production photovoltaïque. Les modules doivent avoir un contenu local d'au moins 75 % après la phase de wafer brut. Les gagnants des enchères sont tenus d'acheter des modules fabriqués en Turquie. Le contenu local est de 51 % pour les câbles à courant continu (CC), les structures de supportage et, le cas échéant, les systèmes de contrôle⁵⁶.

Malgré ces contraintes, le prix garanti de production d'électricité reste bas : 33 à 55 \$/MWh.

56 [Turkey kicks off auction procedure for six YEKA solar power zones.](#)

ÉTATS-UNIS

Les États-Unis, qui ont été pionniers puis leaders de l'industrie photovoltaïque, en étaient sortis, victimes de la stratégie chinoise. Ils reviennent rapidement, soutenus par l'*Inflation Reduction Act*.

La capacité de production de modules est aujourd'hui de 50 GW par an (Figure 41, hors annonces), ce qui fait des États-Unis le troisième fournisseur mondial⁵⁷. En revanche, la capacité de production de cellules progresse plus lentement, et il n'y a pratiquement pas de production locale de lingots et tranches de silicium.

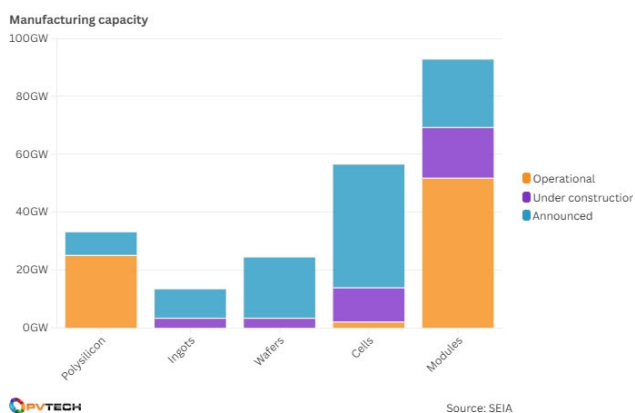


Figure 41: Production de composants photovoltaïques aux États-Unis – Début 2025

Ces développements très rapides sont récents. En 2024, les États-Unis ont fabriqué environ 12,0 GW de panneaux photovoltaïques (+ 114 % par rapport à 2023), dont 4,3 GW ont été produits au quatrième trimestre 2024 (+ 34 % trimestre pour trimestre). La production de modules c-Si a connu les niveaux de croissance les plus élevés, sa capacité de ~33 GW ayant commencé à augmenter. La production de polysilicium en 2024 pour le photovoltaïque a également augmenté de 20 % année sur année, et la production nationale de c-Si a repris pour la première fois de cette décennie en 2024, avec une capacité de production de fin d'année d'environ 2,5 GW.

57 [SEIA: US annual module manufacturing capacity passes 50GW – PV Tech.](#)

D. Auditions réalisées

7 janvier 2025

- La chaîne de valeur de la filière silicium, Pierre-Guy Thérond, ancien Directeur des Nouvelles Technologies à EDF Renouvelables

11 mars 2025

- Agrivoltaïque et monde agricole, Pascal Chaussec et Frédéric Dinel, APEPHA.
- Développement des installations agrivoltaïques, Damien Fumey, Sun' Agri.

12 mars 2025

- La recherche en agrivoltaïque, Christian Dupraz, INRAE.
- Agrivoltaïque et territoire, André Joffre, Tecsol.

8 avril 2025

- Historique du développement de la filière PV en France et à l'international
 - leçons à en tirer, Jean-Louis Bal (SER).

9 avril 2025

- Key factors for the successful development of PV industry: the Canadian Solar perspective, Shawn Qu, Canadian Solar.
- Voltec Solar, une vision française du développement de l'industrie photovoltaïque, Lucas Weiss, Voltec Solar.

11 juin 2025

- Le projet de la gigafactory Carbon, Pierre-Emmanuel Martin, Carbon.

16 juin 2025

- Le projet de gigafactory Holosolis, Vincent Delporte et Johanne Rossi, Holosolis.
- Le projet de gigafactory 3SUN, Pierre-Jean Ribeyron, CEA.

8 septembre 2025

- Le stockage stationnaire, un « Game Changer » pour les énergies renouvelables, Khalid Radouane, EDF Power solutions.

E. Auteurs et liens d'intérêt

Le groupe de travail coordonné par Gérard CREUZET et Daniel LINCOT était composé de :

- Jean-Pierre CHEVALIER, Académicien, sans lien d'intérêt;
- Gérard CREUZET, Académicien, Président de l'IPVF;
- Patrick LEDERMANN, Académicien, sans lien d'intérêt;
- Daniel LINCOT, Académicien, Président fondateur de SoyPV, ancien directeur scientifique de l'IPVF;
- Yves MAIGNE, Académicien, sans lien d'intérêt;
- Pierre-Jean RIBEYRON, Expert invité, CEA-LITEN;
- François STORRER, membre de l'équipe permanente de l'Académie;
- Dominique VIGNON, Académicien, sans lien d'intérêt.

NB: Un lien d'intérêt est un lien actuel ou passé susceptible d'influencer les argumentations et les positions du contributeur à un rapport ou avis. C'est l'auteur, sous sa seule responsabilité, qui déclare l'absence de lien d'intérêt ou au contraire qui révèle son existence; un contributeur peut avoir plusieurs liens d'intérêt.

Dans un contexte d'électrification croissante des usages et d'objectif de neutralité carbone, le photovoltaïque s'impose comme un levier essentiel, au cœur des transformations du système énergétique. Cependant, la forte dépendance de l'Europe aux importations, notamment asiatiques, pour l'ensemble de la chaîne de valeur industrielle soulève des questions déterminantes de souveraineté, de compétitivité et de sécurité d'approvisionnement.

Ce rapport de l'Académie des technologies propose une analyse complète de la filière photovoltaïque en examinant l'ensemble de ses dimensions : dynamiques de marché, évolutions technologiques, organisation industrielle, conditions économiques de développement et contraintes du système électrique.

Il met en lumière les atouts et les fragilités de la filière, ainsi que le rôle structurant du photovoltaïque dans la transition énergétique, la réindustrialisation et le renforcement de la souveraineté européenne. Tout en soulignant les dépendances actuelles, l'Académie identifie les leviers nécessaires pour reconstruire une capacité industrielle compétitive, soutenir l'innovation et accompagner l'adaptation des systèmes électriques à la montée en puissance de cette énergie.

Un document essentiel pour comprendre les enjeux, les contraintes et les choix stratégiques qui conditionneront le développement du photovoltaïque en Europe dans les décennies à venir.

Académie des technologies
Le Ponant – Bâtiment A
19, rue Leblanc
75015 PARIS
+33(0)1 53 85 44 44
secretariat@academie-technologies.fr
www.academie-technologies.fr

ISBN : 979-10-97579-79-1



Couverture : tai (image générée à l'aide de l'IA) - Adobe stock