

PHOTOVOLTAÏQUE EN FRANCE : STOP !



LAETITIA PUYFAUCHER
RAPPORT 34. DÉCEMBRE 2025



L'Institut Thomas More est à la fois un laboratoire d'idées, un centre d'actions et une école de formation. Libéral-conservateur, libre et indépendant, il est basé à Paris et Bruxelles.

La démarche de l'Institut se fonde sur les valeurs proclamées dans sa Charte : la liberté et la responsabilité, le respect de la dignité de la personne, la subsidiarité, l'économie de marché, les valeurs universelles qui sont l'héritage commun des pays européens.

Paris

91, rue du Faubourg-Saint-Honoré
F-75 008 Paris

Bruxelles

Clos des Salanganes, 5
B-1150 Bruxelles

www.institut-thomas-more.org
info@institut-thomas-more.org

PHOTOVOLTAÏQUE EN FRANCE : STOP !



LAETITIA PUYFAUCHER
RAPPORT 34, DÉCEMBRE 2025

Diplômée d'HEC, de la *London School of Economics*, de la Sorbonne et de Sciences-Po. Paris, **Laetitia Puyfaucher** rejoint *The Economist* à Londres après s'être vue décerner en 1999 le Prix *Nico Colchester*. Elle y rencontre John Smutniak, avec qui elle fonde le groupe Pelham Media Ltd en 2000, qu'elle revend en 2016 au Groupe *Les Echos-Le Parisien*, et, qu'elle présidera jusqu'en mai 2022. Laetitia Puyfaucher est lauréate du Prix Trajectoires HEC au Féminin 2011. En 2013, elle a été nommée Young Global Leader par le *World Economic Forum*. Après avoir accompagné pendant 23 ans les grands énergéticiens français, elle conseille aujourd'hui un exécutif régional sur les sujets énergétiques, écologiques et agricoles •

Sommaire

Résumé	7
Introduction	9
La déferlante chinoise : un dumping hors norme aux conséquences lourdes	10
Une hégémonie chinoise sur toute la chaîne de valeur	10
L'effondrement, en miroir, des industries solaires partout ailleurs	10
L'ombre persistante du travail forcé au Xinjiang	13
La facture carbone de la production chinoise	14
« L'énergie préférée des Français » : quand les biais cognitifs rencontrent des intérêts particuliers	15
L'illusion du solaire gratuit : un mythe tenace	16
La convergence paradoxale des anti-nucléaires et des anti-éoliens	17
L'alignement des intérêts : lobbies et stratégies du passager clandestin	17
Le piège médiatique et le biais de visibilité politique	17
Mimétisme social et complexe de l'exemplarité énergétique	18
L'aveuglement face aux rendements décroissants : quand « plus » ne signifie pas « mieux »	18
Le déni des réalités : de la difficulté à « arrêter »	18
Pas de besoins identifiés de capacités additionnelles à horizon 10 ans	19
Évolution et perspectives réalistes de la consommation électrique française	19
Le défi spécifique des besoins électriques liés aux centres de données	21
Un mix électrique déjà décarboné, des capacités sous-utilisées et de multiples projets déjà autorisés	21
Un coût financier exorbitant, des risques financiers et cyber majeurs	24
Explosion des subventions directes et indirectes : un poids insoutenable pour les Français	24
La désoptimisation du réseau : des coûts cachés et induits massifs	26
Éviction du nucléaire : une anti-transition écologique et le risque d'actifs échoués	26
Vulnérabilités cyber : une menace critique pour la sécurité énergétique nationale	27
Sept mesures pour reprendre le contrôle	28
1. Auditer et sécuriser les installations photovoltaïques existantes	28
2. Interdire l'importation de panneaux issus du travail forcé	29
3. Rétablir des mesures anti-dumping et anti-subventions ciblées	29
4. Suspendre tout nouvel engagement public pour de nouvelles capacités photovoltaïques	30
5. Augmenter la flexibilité pour valoriser la production solaire	30
6. TURPE : supprimer la réfaction en basse tension et l'exemption de quote-part	31
7. Créer des stocks stratégiques électriques	31
Glossaire	33



Résumé

La déferlante chinoise : un dumping hors norme aux conséquences lourdes • La filière solaire mondiale est aujourd’hui dominée par la Chine, qui contrôle environ 95 % de la production de polysilicium de qualité solaire et fournit 95 % des panneaux installés en Europe. Cette hégémonie, construite *via* des subventions massives, du dumping et des barrières douanières, a entraîné l’effondrement des industries américaine et européenne notamment : 25 fabricants américains ont fermé entre 2012 et 2017 et les importations européennes de panneaux chinois sont passées de 5,5 milliards d’euros en 2018 à 20 milliards en 2023. En France, les importations atteignent 1,2 milliard en 2024, pour un taux de couverture de seulement 7 %. Jusqu’à 40 % du polysilicium mondial provient du Xinjiang, région liée à des allégations massives de travail forcé des Ouïghours. Enfin, la facture carbone de la production chinoise est particulièrement lourde : une production européenne réduirait jusqu’à 60 % l’empreinte carbone des panneaux.

« L’énergie préférée des Français » : quand les biais cognitifs rencontrent des intérêts particuliers • Il est vrai que le solaire bénéficie d’un soutien massif des Français, qui sont 79 % à lui font confiance pour garantir l’indépendance énergétique. Cette perception repose sur des biais cognitifs tenaces, des illusions collectives (comme celle d’un solaire gratuit) et les stratégies habiles de certains acteurs économiques et politiques. La réalité est pourtant que le solaire a déjà capté 32 milliards d’euros de subventions en moins de vingt ans et a reçu près de 4 milliards cette année. Malgré son coût élevé, sa faible performance en termes de décarbonation et les problèmes d’intégration au réseau qu’il pose, le solaire reste pour le moment le « chouchou » des politiques.

Pas de besoins identifiés de capacités additionnelles à horizon 10 ans • Depuis les années 2000, la consommation électrique française baisse, restant cette année 6 à 7 % sous la moyenne 2014-2019 (soit -30 TWh). Cette tendance s’explique par une meilleure efficacité énergétique, la désindustrialisation, la sobriété, la hausse des prix et des hivers plus doux. D’ici à 2035, la croissance devrait rester inférieure à 1 % par an ; RTE retient même 0,65 %. Les trois moteurs attendus (mobilité électrique, industrie, hydrogène) sont en retrait – ce qui n’est pas forcément une bonne nouvelle. Les centres de données, quant à eux, pourraient atteindre une consommation de 23 à 28 TWh à horizon dix ans, absorbables par le système.

Un coût financier exorbitant et des risques financiers • Le développement du photovoltaïque en France métropolitaine génère une forte hausse des subventions. Les charges de service public de l’énergie (CSPE), liées aux tarifs d’achat garantis, atteignent 3,8 milliards d’euros en 2025 et devraient monter à 4,4 milliards en 2026, pour un total cumulé de 31,9 milliards depuis 2003. La programmation pluriannuelle de 3^e échéance (PPE 3, version mars 2025) prévoit encore 9 à 55 milliards de soutien supplémentaire au photovoltaïque d’ici 2060, selon les prix de marché, sommes qui viendraient s’ajouter au 30 à 51 milliards d’euros déjà engagés et restant à payer. En sus, 2,2 milliards de coûts de raccordement mutualisés via le TURPE (tarif d’utilisation des réseaux publics d’électricité) entre 2025 et 2028, selon la CRE, et une hausse rapide des écrèvements : en 2025, la production solaire écrétée atteindrait 10 %, contre 5 % en 2024 et 1 % en 2023. Le solaire impose aussi des coûts de flexibilité, peut déstabiliser le réseau et provoque l’éviction croissante du nucléaire (modulation forcée estimée : 15 TWh en 2024, 8,7 TWh au premier semestre 2025).

Risques cybers liés à la dépendance à la Chine • La dépendance à la Chine crée en outre une vulnérabilité stratégique majeure. D’abord parce que Pékin pourrait réduire d’un tiers sa production de polysilicium, accentuant le risque d’approvisionnement. Mais surtout à cause de la dépendance numérique. En 2024, plusieurs rapports américains de cybersécurité ont révélé la présence de modules de communication non documentés dans certains onduleurs chinois. Or, 219 GW de capacité solaire en Europe fonctionnent aujourd’hui avec des onduleurs chinois. Une étude de mars dernier identifie 420 000 systèmes vulnérables, susceptibles de provoquer des coupures coordonnées et des instabilités majeures du réseau.

Sept mesures pour reprendre le contrôle • Forts de l’ensemble de ces éléments, nous proposons sept mesures pour sécuriser et mieux encadrer le développement du photovoltaïque en France. Nous préconisons d’abord (1) un audit de sécurité des installations solaires critiques et d’y interdire les onduleurs disposant d’une interface de communication externe non certifiée selon un standard européen de cybersécurité. Nous invitons à (2) interdire l’importation de panneaux issus du travail forcé, en exigeant la traçabilité complète. Nous appelons à (3) rétablir des mesures anti-dumping pour protéger l’industrie solaire européenne face à la concurrence chinoise subventionnée. Nous recommandons de (4) suspendre tout nouvel engagement public en raison du coût déjà très élevé des subventions et des engagements. Il convient également de (5) renforcer la flexibilité de la demande *via* des heures creuses élargies et de (6) réformer le TURPE en supprimant les exonérations qui creusent les coûts. Nous proposons enfin (7) d’étudier la pertinence de créer des stocks stratégiques d’électricité sous forme de photovoltaïque couplé à des batteries et conçu pour fonctionner « hors réseau », et ce afin de renforcer notre résilience pour les situations de crise.



Introduction

Le soleil, cette étoile naine située à 150 millions de kilomètres, est un réacteur nucléaire naturel. Chaque seconde, il transforme plusieurs millions de tonnes d'hydrogène en hélium, produisant une énergie colossale, dont une infime fraction atteint notre planète. Cette énergie a façonné la vie sur Terre il y a plus de 3,5 milliards d'années, et alimente depuis la photosynthèse des plantes, les cycles biologiques, et même nos ressources énergétiques fossiles.

Il n'est donc pas étonnant que l'énergie solaire incarne, pour beaucoup, l'idéal même d'une source renouvelable, illimitée et vertueuse. Cet archétype a profondément coloré notre approche des solutions photovoltaïques. Après tout, Louis XIV n'était-il pas surnommé le « Roi Soleil » ? Et le terme même de « révolution » (du latin *Revolutio*, pour retour cyclique des astres) ne suggère-t-il pas d'aligner l'ordre politique sur les lois du système solaire ? Cette puissance symbolique, valable sur tout le spectre politique, peut occulter le besoin d'une analyse plus pragmatique des implications d'un déploiement aussi massif et soudain sur la base de technologies importées. C'est à une telle analyse que ce rapport est consacré.

La France se distingue, en 2024, comme le premier exportateur mondial d'électricité et le pays à la production électrique la plus décarbonée. Cette magnifique performance est atteinte grâce à un mix électrique porté à 67,1 % par le nucléaire, complété par l'hydraulique (13,9 %), l'éolien (8,7 %), le photovoltaïque (4,6 %) tandis que les centrales thermiques fossiles ne représentent que 3,6 % (1). Alors que nos capacités installées sont déjà sous-utilisées – nucléaires notamment – et que de nombreux chantiers photovoltaïques et éoliens, d'ores et déjà autorisés, seront bientôt en service, subventionner des capacités photovoltaïques additionnelles en France métropolitaine serait une erreur, tant que la demande d'électricité ne repart pas franchement à la hausse.

Le Haut-Commissaire à l'Énergie atomique (HCEA) a confirmé, dans sa note confidentielle du 10 juillet 2025, que la France vit désormais dans une situation structurelle de surcapacité de production électrique. Cette situation s'est traduite, au printemps 2025, par une explosion des épisodes de prix spot* (2) nuls ou négatifs : 23 jours sur 30 en avril 2025, 29 jours sur 31 en mai. En clair, nous produisons trop d'électricité décarbonée au moment où la demande est la plus faible. Le HCEA avertit que « cette surcapacité augmente le déséquilibre offre-demande et entraîne un coût considérable pour le contribuable, pour une électricité qui ne sera ni produite, ni consommée » (3).

C'est un véritable « tsunami photovoltaïque » que va subir la France dans les prochaines années : de zéro capacité installée en 2008, notre pays avait atteint 26,8 GW à la fin mars 2025 (4) et doit atteindre des cibles à 54 GW pour 2030 et de 65 à 90 GW pour 2035, selon le projet de programmation pluriannuelle de 3^e échéance (PPE 3, version mars 2025) (5).

Cette accélération à marche forcée soulève trois risques majeurs. Premièrement, dans un mix électrique décarboné comme le nôtre, davantage de solaire risque paradoxalement d'augmenter notre empreinte carbone, notamment en évinçant une production nucléaire près de dix fois moins carbonée. Deuxièmement, il génère des charges massives qui ne peuvent se traduire que par une poursuite de l'envolée des prix de l'électricité, érodant un avantage concurrentiel vital pour notre économie et entravant *de facto* l'électrification des usages. Enfin, notre dépendance quasi-totale aux équipements étrangers, chinois en l'occurrence, expose notre réseau à des vulnérabilités critiques, notamment en matière de cybersécurité.

Une révision drastique de notre feuille de route électrique s'impose donc. Notre pays, aux finances publiques exsangues, doit abandonner la course aux capacités à coups de subventions massives et opter pour une stratégie « sans regret », avec un scénario de consommation intérieure à 500 TWh en 2035, et une révision sous 5 ans. Il est en outre urgent d'auditer la vulnérabilité de nos installations solaires, de limiter le contrôle externe des onduleurs*, d'interdire les équipements issus du travail forcé et de relocaliser, *a minima*, les maillons critiques de la chaîne de valeur. Nous devons aussi développer la flexibilité tarifaire afin de valoriser au mieux la production solaire installée et étudier l'opportunité de développer des « stocks électriques » stratégiques autonomes pour renforcer notre résilience.

(1) RTE, *Bilan électrique 2024*, 9 avril 2025.

(2) Les mots, notions ou sigles suivis d'un astérisque sont définis dans le glossaire, p. 33.

(3) Haut-commissaire à l'Énergie atomique, « Évolution du mix énergétique et impacts technologiques », 10 juillet 2025.

(4) Ministère de la Transition écologique, « Tableau de bord : éolien, premier semestre 2025 », 30 mai 2025.

(5) Ministère de la Transition écologique, « Projet de PPE n°3 soumis à consultation », mars 2025.



La déferlante photovoltaïque chinoise : un dumping hors norme aux conséquences lourdes

« I speak as a great admirer of the Chinese people and their achievements. »
Margaret Thatcher, 14 octobre 1996, Beijing

Derrière la montée en puissance du solaire en France et en Europe se cachent des enjeux éthiques et géostratégiques majeurs. Le secteur photovoltaïque, dans toutes ses dimensions, est aujourd'hui massivement dominé par la Chine. Pourtant, tout a commencé à Paris. A l'Institut de France. Un jeune homme de 19 ans, Edmond Becquerel découvrit en 1839 qu'un courant électrique peut être produit par la lumière, mettant ainsi en évidence l'effet photoélectrique (ou photovoltaïque). Il faudra ensuite plus de cent ans pour que la physique sur les semi-conducteurs progresse. En 1954, aux *Bell Labs*, dans le New Jersey aux États-Unis, une équipe mit au point la première cellule photovoltaïque à base de silicium, devenu depuis le matériau semi-conducteur le plus utilisé au monde.

Une cellule photovoltaïque est, en effet, composée de deux couches de silicium dopé : la couche de type n (négatif), dopée avec des atomes de phosphore, elle possède un excès d'électrons ; et la couche de type p (positif), dopée avec des atomes de bore, elle présente un déficit d'électrons. La jonction entre ces deux couches crée un champ électrique. Lorsqu'un photon (particule de lumière) atteint la cellule, il excite les électrons, les libérant. Leur déplacement produit l'électricité. Le courant produit par les cellules photovoltaïques est un courant continu*. Pour être utilisé sur place ou injecté dans le réseau électrique, il doit être converti en courant alternatif* à l'aide d'un onduleur. Cet appareil adapte également la tension* et la fréquence du courant pour qu'elles correspondent aux standards du réseau.

Une hégémonie chinoise sur toute la chaîne de valeur

Soixante-dix ans après la mise au point de la première cellule photovoltaïque, la Chine règne sans partage sur toute la chaîne de valeur : depuis la fabrication du silicium jusqu'à l'assemblage des modules, en passant par les onduleurs. À la fin de 2024, la Chine représentait environ 95 % de la production mondiale de polysilicium* de qualité solaire contre 30 % en 2013 (1), année où la Chine introduisit des barrières douanières sur ses importations de polysilicium (**Focus 1**). Quant aux panneaux solaires eux-mêmes, plus de 95 % de ceux installés en Europe sont de fabrication chinoise (2). Cette situation est le fruit d'une stratégie industrielle et commerciale extrêmement agressive, combinant barrières douanières, subventions massives d'État, surcapacités, dumping à l'exportation, verrouillage des matières premières et, parfois, travail forcé.

L'effondrement, en miroir, des industries solaires partout ailleurs

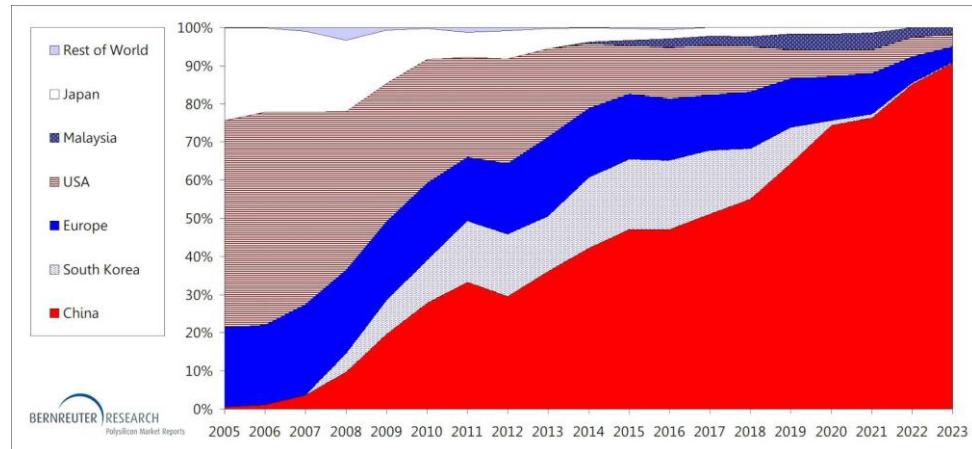
Cette domination sans partage a entraîné, en moins de quinze ans, l'effondrement des industries photovoltaïques aux États-Unis, en Europe, au Japon et en Corée du Sud. Aucun pays n'est parvenu à résister – la montée de la Malaisie étant due à des délocalisations chinoises pour contourner les droits de douane américains mis en place pendant la première présidence Trump.

Le cas américain • Les États-Unis détenaient 55 % du marché il y a moins de vingt ans. Dans les années 1980 et 1990, les États-Unis ont investi massivement dans la R&D et l'industrialisation des technologies solaires. De nombreuses entreprises américaines étaient alors à la pointe de l'innovation et de la production de panneaux solaires, mais cette avance n'a pas débouché sur une filière industrielle durable. Les aides fédérales du plan de relance de 2009 (section 1603) ont été

(1) Bernreuter Research, *The Polysilicon Market Outlook 2029*, 24 juin 2025.

(2) Eurostat, « International trade in products related to green energy », communiqué de presse, 8 novembre 2023.

Focus 1 • Part de marché des différents producteurs de polysilicium dans le monde



Source : Bernreuter Research, *The Polysilicon Market Outlook 2029*, 24 juin 2025

interrompues prématurément, laissant une industrie déjà fragile sans appui face à l'offensive industrielle chinoise. Car, au même moment, le gouvernement chinois a fait du solaire une priorité stratégique, y injectant d'énormes capitaux. Les banques d'État ont fourni des prêts massifs et des programmes comme « *Golden Sun* » subventionnaient jusqu'à 70 % des projets solaires (1). Des coûts de foncier, de main-d'œuvre et d'énergie (majoritairement au charbon) bas y ont également contribué. Cette montée en puissance rapide a entraîné une surabondance de l'offre mondiale, faisant chuter les prix des modules. Entre 2008 et 2011, les prix mondiaux des cellules ont plongé d'environ 60 % et ceux des modules d'une moitié.

Cette chute des prix a certes stimulé la diffusion du solaire, mais au prix de la disparition de dizaines de fabricants occidentaux, incapables de rivaliser. Entre 2012 et 2017, 25 fabricants solaires américains ont fermé (2). Et le phénomène s'est encore poursuivi avec l'élection présidentielle de 2016, qui a vu l'administration Trump réduire les incitations aux énergies renouvelables* et se retirer de l'Accord de Paris. Puis, en janvier 2018, l'administration Trump a imposé un tarif de 30 % sur les cellules et modules solaires importés. L'objectif était de protéger les usines américaines, mais les fabricants chinois ont réagi en délocalisant leur production dans des pays voisins. Aujourd'hui, près de 80 % des panneaux vendus aux États-Unis sont toujours importés, principalement depuis la Malaisie, le Cambodge, la Thaïlande et le Vietnam, via des usines appartenant à des groupes chinois (3). Parallèlement, la Chine a parachevé sa mainmise sur les segments amont de la chaîne de valeur – polysilicium, lingots, tranches de silicium (ou *wafers**) – atteignant des parts de marché proches de 95 %. Ainsi, même si les panneaux sont assemblés ailleurs, les composants proviennent de Chine. L'*Inflation Reduction Act* (IRA) de 2022 visent à reconstruire l'approvisionnement solaire national via des crédits d'impôt massifs mais les obstacles restent majeurs : la Chine conserve un avantage de 20 % sur les coûts de production, grâce à une électricité très bon marché, une main-d'œuvre moins coûteuse et des économies d'échelle considérables (4). Certaines entreprises cherchent à diversifier leurs sources d'approvisionnement (Corée du Sud, Taïwan, technologies alternatives) mais l'écart de coût persiste.

Une industrie solaire européenne pulvérisée depuis la fin des protections commerciales • L'arrêt, en septembre 2018, des mesures anti-dumping instaurées par l'Union européenne entre 2013 et 2018 tua l'industrie solaire européenne. En l'espace de six ans, les importations de panneaux chinois dans l'UE sont passées de 5,5 milliards d'euros en 2018 à plus de 20 milliards en 2024. En France, les importations totales de panneaux photovoltaïques se sont élevées à 1,4 milliard d'euros en 2023 (dont 1,2 milliard d'euros en provenance de Chine) et 1,2 milliard d'euros en 2024 (dont 1,1 milliard d'euros de Chine). Notre taux de couverture n'est que de 7 % (Focus 2).

(1) IEA, *Golden Sun Programme (2009-2012)*, fiches de politiques publiques.

(2) Seeking Alpha, « The U.S. solar industry has been dead for years, so why the tariffs? », 25 janvier 2018.

(3) ING Research, *What does it mean to have up to 3521% US tariffs on Southeast Asian solar imports?*, 24 avril 2025.

(4) IEA, *Solar PV Global Supply Chains. Executive Summary*, 2022.



Focus 2 • Cellules photovoltaïques assemblées en modules ou constituées en panneaux (France)

Année	Importations (Md€)	Importations (tonnes)	Dont importations chinoises (Md€)	Exportations (Md€)	Exportations (tonnes)	Taux de couverture (Md€)	Taux de couverture (tonnes)
2023	1,4	303 386	1,2	0,2	35 716	14 %	12 %
2024	1,2	452 507	1,1	0,11	32 400	9 %	7 %

Source • Direction générale des douanes et des droits indirects

Le dumping chinois, conjugué aux subventions massives de l'IRA aux États-Unis, a achevé les rares usines européennes qui résistaient. Le producteur bavarois de polysilicium Wacker Chemie, seul rescapé sur ce segment, a perdu 40 % de sa valeur boursière. Le reste de la filière est laminé :

- **France** : fermeture de Systovi à Carquefou (Loire-Atlantique) (1) ; fermeture de la filiale Photowatt d'EDF à Bourgoin-Jallieu (162 salariés), annoncée fin janvier 2025 (2) ; placement en redressement judiciaire, le 16 juillet 2025, de CreaWatt Group, spécialisée dans les panneaux solaires souples (3).
- **Allemagne** : le 31 mai 2025, dépôt de bilan des filiales Meyer Burger Industries GmbH et Meyer Burger Germany GmbH, entraînant la perte d'environ 620 emplois (4).
- **États-Unis** : licenciement de l'ensemble du personnel de la filiale américaine de Meyer Burger (5).
- **Suisse** : La maison-mère de Meyer-Burger tente, cet été 2025, une reprise de la dernière chance.

La Chine avance désormais ses pions directement sur le sol français. En juillet 2025, DAS Solar a annoncé son intention d'ouvrir une usine dans le Doubs et a signé un partenariat stratégique avec Voltec Solar, dernier fabricant français de panneaux, visant « l'innovation collaborative dans les modules photovoltaïques à haut rendement et les solutions de systèmes intelligents » ainsi que le développement de centrales solaires au sol (6). HoloSolis, qui projette une méga-usine en Moselle, prépare l'entrée d'un actionnaire chinois à son capital (7). Exceptions au tableau : ECM Group, le seul producteur de wafers français, a signé fin 2024 avec Polymatech, un groupe indien (8). Et Carbon, dans les Bouches-du-Rhône, a obtenu en avril 2025 son permis de construire pour une usine à Fos-sur-Mer et lance une levée de fonds (9).

Via le *Net Zero Industry Act*, l'Union européenne vise certes à produire 40 % de ses besoins en technologies « vertes » d'ici à 2030. Mais, selon SolarPower Europe, la capacité européenne de production de modules PV n'est que de 18 GW, dont à peine la moitié est opérationnelle, pour une demande annuelle européenne approchant les 65 GW (Focus 3). Sans mesures de protection commerciale et un soutien massif à l'investissement industriel, cet objectif est illusoire.

(1) Gwénaëlle Deboutte, « French PV module maker Systovi goes into liquidation », PV Magazine, 18 avril 2024.

(2) Adrien Pécout, « Photowatt, symbole malheureux de la filière solaire », *Le Monde*, 10 février 2025.

(3) Marie Beyer, « CreaWatt placé en redressement judiciaire », PV Magazine France, 23 juillet 2025.

(4) Meyer Burger, « Meyer Burger files for insolvency for German subsidiaries », communiqué de presse, 31 mai 2025.

(5) Electrek, « Meyer Burger's US solar factory laid off 282 workers », 27 juin 2025.

(6) DAS Solar, « Voltec Solar strategic partnership announcement », communiqué de presse, 3 juillet 2025.

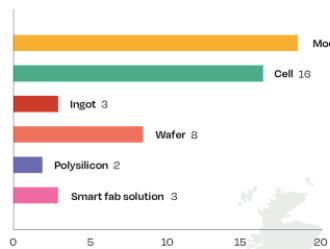
(7) Juliette Raynal, « Des batteries aux panneaux photovoltaïques, les Chinois à la rescousse de l'industrie verte tricolore », *La Tribune*, 25 juillet 2025.

(8) PR Newswire, « Polymatech and ECM Group Forge Strategic Joint Venture for Semiconductor Wafer Fabrication in Grenoble, France », communiqué de presse, 12 septembre 2024.

(9) Delphine Sauzay, « Carbon obtient le permis de construire pour son usine de panneaux solaires à Fos-sur-Mer et lance une levée de fonds », *Le Journal des Entreprises*, 1er avril 2025.

Focus 3 • Cartographie des acteurs clés de l'industrie solaire européenne

Equipment companies active in the following segments



Source : SolarPower Europe, Solar Production Equipment – Key players in the EU's industrial ecosystem for solar PV, mars 2025



L'ombre persistante du travail forcé et des violations graves des droits de l'homme au Xinjiang

La région du Xinjiang, au nord-ouest de la Chine, a représenté récemment jusqu'à 45 % de la production mondiale de polysilicium (1). Or, cette région est au centre d'allégations de violations massives des droits humains visant les Ouïghours ainsi que d'autres communautés ethniques majoritairement musulmanes, telles que les Kazakhs, les Kirghizes ou les Huis. Depuis 2017, de nombreux rapports convergents – émanant de l'ONU, d'ONG (*Human Rights Watch, Amnesty International*, etc.), d'universitaires et de journalistes d'investigation – documentent l'existence d'un système de répression d'État dans la région. Celui-ci inclut l'internement de masse (entre un et deux millions de personnes seraient passées par des « camps de rééducation politique »), une surveillance numérique tentaculaire, la destruction de sites religieux, des stérilisations forcées, un endoctrinement idéologique et le travail forcé dans des zones industrielles connectées aux chaînes de valeur mondiales. Environ 380 à 400 sites de détention (camps de « rééducation » de différents niveaux de sécurité, anciennes prisons converties, centres industriels coercitifs) ont été identifiés à ce jour (2). D'après le rapport du Haut-Commissariat aux droits de l'homme de l'ONU, au moins un million de personnes demeurent incarcérées en 2025.

Plusieurs fabricants chinois de premier plan – fournisseurs des marchés européens et nord-américains – sont liés à des programmes gouvernementaux de « transfert de main-d'œuvre » visant les Ouïghours. Ceux-ci sont intégrés de force dans des usines produisant du polysilicium, des tranches de silicium (*wafers*) ou des modules solaires (3). Les réactions internationales se renforcent depuis 2021 :

(1) U.S. Department of Labor, *Solar supply chains dependent on polysilicon from Xinjiang*, 2022.

(2) Australian Strategic Policy Institute (ASPI), « Exploring Xinjiang's detention system », *Xinjiang Data Project*, septembre 2020.

(3) Coalition to End Forced Labour in the Uyghur Region, « Solar Industry FAQs », juillet 2025.



- **États-Unis** : le *Uyghur Forced Labor Prevention Act* (UFLPA), promulgué le 23 décembre 2021, interdit toute importation de biens produits, en tout ou partie, au Xinjiang à moins que l'importateur ne démontre l'absence de travail forcé. « Nous continuerons de faire tout notre possible pour rétablir la dignité de ceux qui aspirent à être libérés du travail forcé », a déclaré le secrétaire d'État Antony Blinken ce jour-là. Il a appelé le gouvernement de la République populaire de Chine à « mettre immédiatement fin au génocide et aux crimes contre l'humanité » visant les Ouïghours. Depuis, les douanes américaines ont bloqué de nombreuses cargaisons de panneaux photovoltaïques, y compris en provenance de pays tiers (Vietnam, Malaisie...), dès lors que leurs composants étaient d'origine chinoise. En mai 2025, le Congrès a élargi l'UFLPA en ajoutant à sa liste noire certains fabricants étrangers de composants solaires jugés critiques, identifiés comme impliqués dans les programmes coercitifs.
- **OIT** : lors de sa conférence de 2022, un comité de l'OIT a exprimé une « profonde préoccupation » face aux politiques menées au Xinjiang et a demandé à la Chine de les aligner sur les normes internationales du travail.
- **ONU** : le 4 mars 2024, le Haut-Commissaire aux droits de l'homme, Volker Türk, a dénoncé « les lois, politiques et pratiques violant les droits fondamentaux dans les régions du Xinjiang et du Tibet » devant le Conseil des droits de l'homme à Genève. Il a appelé à la fin des internements de masse, à la transparence des chaînes d'approvisionnement et à un accès sans entrave des observateurs indépendants.
- **UE** : en décembre 2024, l'UE a adopté un règlement interdisant l'importation, la mise sur le marché et l'exportation de tout produit issu du travail forcé, quel que soit son pays d'origine. Ce texte vise notamment la chaîne de valeur photovoltaïque, en particulier les produits liés au Xinjiang. Depuis le printemps 2025, les États membres doivent désigner des autorités nationales de contrôle, chargées de veiller à la conformité et de diligenter les enquêtes. L'interdiction complète sera mise en œuvre en 2027, après une phase transitoire.
- **Royaume-Uni** : Après un vif débat parlementaire, le gouvernement britannique a amendé, en avril 2025, le projet de loi établissant l'entreprise publique Great British Energy (GB Energy) pour y inclure une clause lui interdisant d'acquérir des équipements solaires issus de chaînes d'approvisionnement entachées de travail forcé – en particulier dans la région du Xinjiang. Le ministre de l'Énergie, Michael Shanks, a déclaré, lors des débats à la Chambre des Communes, que l'argent public britannique ne financerait pas de produits liés aux violations des droits humains.

La facture carbone de la production chinoise

Une étude publiée en 2024 analyse l'empreinte carbone d'un panneau solaire en fonction de son lieu de fabrication et démontre à quel point celle-ci varie drastiquement, principalement en raison des différences de mix électriques nationaux (1). Un panneau fabriqué en Chine génère environ 40 g CO₂-eq/kWh* sur l'ensemble de son cycle de vie, en supposant une installation dans des conditions européennes moyennes et une durée de vie de 25 ans. Cette empreinte carbone élevée s'explique par la dépendance massive du système électrique chinois au charbon. Une production en Norvège (ndlr : ou en France), où l'électricité est décarbonée à plus de 95 %, permettrait d'atteindre moins de 16 g CO₂-eq/kWh, soit une réduction de 60 % par rapport à la production chinoise.

L'analyse révèle que la phase de production des *wafers* (purification du silicium et cristallisation) constitue le poste le plus critique, avec une consommation électrique intensive dont la teneur carbone peut être réduite de 85 % en délocalisant cette étape en Norvège (ou en France). Cette concentration de l'impact environnemental sur une phase spécifique ouvre des opportunités de réduction ciblée, sans nécessairement devoir relocaliser l'ensemble de la chaîne de valeur. L'étude souligne également l'importance du lieu d'installation en Europe : un même panneau chinois voit son empreinte varier significativement selon les conditions climatiques locales. Installé dans des régions à faible ensoleillement* comme la côte écossaise (973 kWh/m²/an), il affiche 54,8 g CO₂-eq/kWh, tandis qu'en région méditerranéenne comme le sud de l'Espagne (2 296 kWh/m²/an), cette empreinte chute à 24,0 g CO₂-eq/kWh. La France continentale, avec un ensoleillement moyen de 1 266 kWh/m²/an, se situe dans une position intermédiaire avec 42,2 g CO₂-eq/kWh pour un panneau chinois.

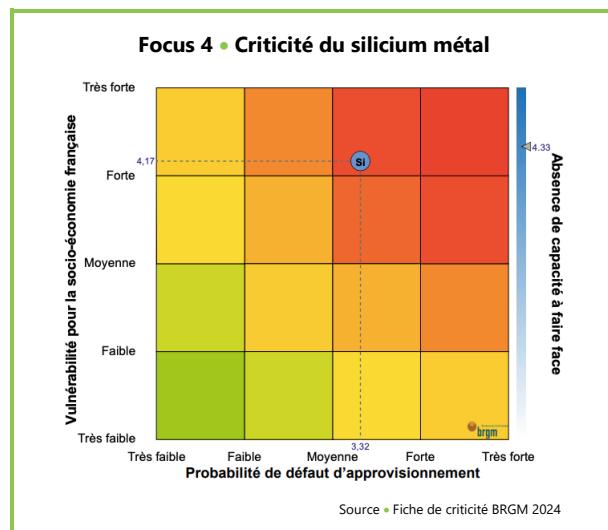
(1) Abeer Ali Khan, Christian Reichel, Pamela Molina, Lorenz Friedrich, Dilara Maria Subasi, Holger Neuhaus, Sebastian Nold, « Global warming potential of photovoltaics with state-of-the-art silicon solar cells: Influence of electricity mix, installation location and lifetime », *Solar Energy Materials and Solar Cells*, volume 269, juin 2024.

« L'énergie préférée des Français » : quand les biais cognitifs rencontrent des intérêts particuliers

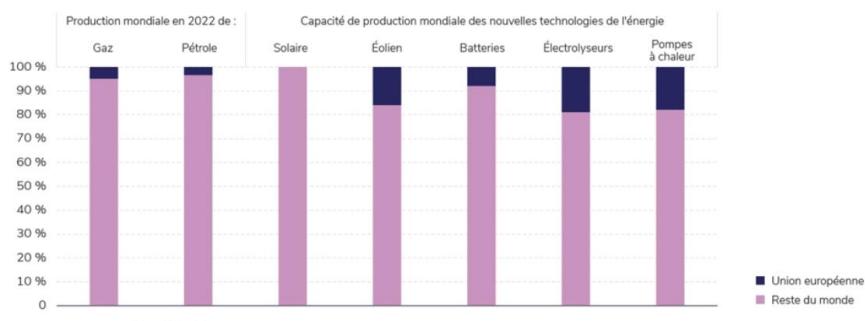
« Une idée fausse, mais claire et précise, aura toujours plus de puissance dans le monde qu'une idée vraie mais complexe. »

Alexis de Tocqueville, *De la démocratie en Amérique*

Le solaire jouit d'un soutien massif : 79 % des Français affirment lui faire confiance pour garantir l'indépendance énergétique de la France, devant l'hydroélectricité (71 %), le nucléaire (65 %) ou la géothermie (62 %) (1). Cette confiance dans l'énergie solaire est pourtant en décalage avec la réalité de notre dépendance. Le silicium est abondant dans la croûte terrestre, mais sa transformation en wafers dépend d'une chaîne industrielle massivement externalisée. En 2024, le BRGM identifie le silicium métal comme présentant un risque critique pour la France, du fait d'une dépendance aux importations supérieure à 95 % et d'une chaîne de transformation quasi intégralement localisée en Chine (Focus 4). C'est encore plus clair dans le bilan électrique 2024 de RTE : le photovoltaïque y est synonyme de dépendance à 100 % (Focus 5).



Focus 5 • Production mondiale de gaz et pétrole en 2022 et décomposition des capacités de production des nouvelles technologies de l'énergie dans le monde



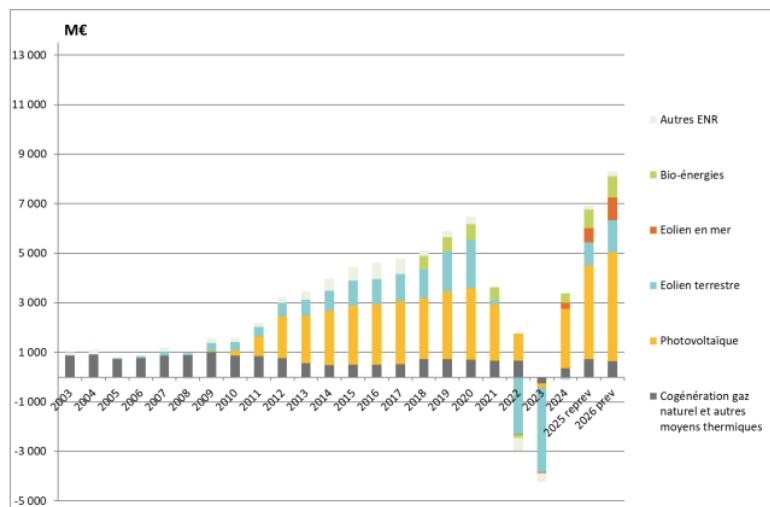
Une telle divergence entre perception et réalité résulte moins d'un hasard que d'une stratégie : certains acteurs économiques, responsables politiques et intérêts étrangers ont su capitaliser sur une combinaison de biais cognitifs et de mécanismes psychologiques pour ancrer dans l'opinion publique l'idée que le photovoltaïque est synonyme d'indépendance.

(1) « Entre nucléaire et renouvelables, les Français n'arrivent pas à choisir pour assurer l'avenir de la France », sondage Ifop pour Hexagone, mars 2025.

L'illusion du solaire gratuit : un mythe tenace

Le soleil est gratuit, l'électricité photovoltaïque ne l'est pas. Cette confusion, volontairement entretenue, alimente un mythe économique séduisant mais trompeur. En deux décennies, le photovoltaïque a déjà capté, rien qu'en subvention directe, 32 milliards d'euros de soutien public – soit quatre fois plus que l'éolien, pour une production bien moindre (**Focus 6**). Cette subvention massive et peu visible pour le grand public – à laquelle il faut ajouter d'autres coûts que nous détaillerons plus tard – crée une perception de gratuité qui est la clé de voûte de son succès médiatique et politique.

Focus 6 • Évolution des charges de service public au titre d'une année (soutien aux énergies renouvelables électriques et à la cogénération* au gaz naturel)



Source : CRE, *Évolution des charges de service public au titre d'une année – soutien aux énergies renouvelables électriques (photovoltaïque, éolien terrestre, éolien en mer, bioénergies, autres EnR) et à la cogénération au gaz naturel*, 1^{er} août 2025.

En 2025, le soutien public sur les tarifs d'achat photovoltaïque représentera près de 4 milliards d'euros. Et 4,4 milliards d'euros en 2026 (**Focus 7**). Le comité de gestion des charges de service public de l'électricité estime, dans son analyse du Projet de programmation pluriannuelle de l'énergie n°3 (PPE 3), que le photovoltaïque absorbera entre 81 et 85 % des nouveaux engagements de soutien au service public de l'énergie, loin devant les autres filières, soit des charges supplémentaires de plusieurs dizaines de milliards d'euros.

Focus 7 • Évolution des charges de service public liées au soutien des énergies renouvelables électriques

Actions	Sous-actions	Charges à compenser en 2025 (M€)	Charges prévisionnelles au titre de 2026
Soutien ENR électrique en métropole	Éolien terrestre	929,6,2	1 300,1
	Éolien en mer	586,5	921,7
	Photovoltaïque	3 785,6	4 388,6
	Bioénergies	754,1	848,6
	Autres énergies	146,4	205,2
	TOTAL	6 202,3	7 664,2

Source : Délibération de la CRE du 10 juillet 2025 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie à compenser en 2026 et à la réévaluation des charges de service public de l'énergie à compenser en 2025 – Mise à jour du 2 décembre 2025

La convergence paradoxale des anti-nucléaires et des anti-éoliens

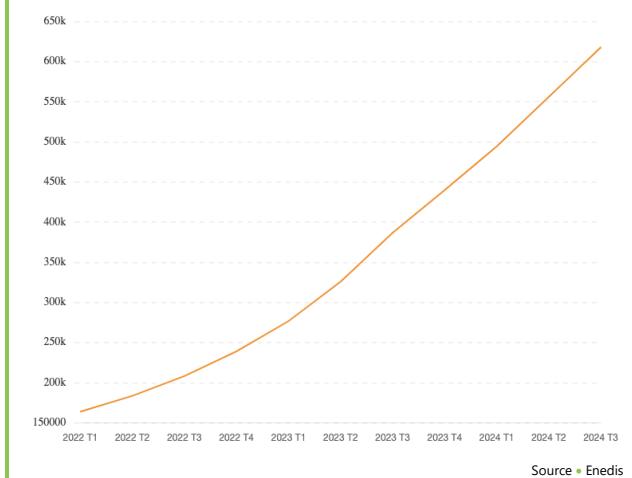
Le solaire bénéficie également d'une convergence paradoxale des oppositions car il est, pour chaque camp, la parfaite solution de repli. Les anti-nucléaires le soutiennent comme une alternative attractive à l'énergie nucléaire dont ils ne veulent pas. De leur côté, les anti-éoliens y voient un moindre mal. Cette double tolérance, qui ne repose pas sur une adhésion à la performance intrinsèque du solaire, en fait une énergie acceptée par défaut plutôt que choisie pour ses mérites. Cette convergence paradoxale explique en partie le soutien large dont bénéficie le solaire : il constitue un compromis acceptable pour des groupes aux préoccupations différentes, sans que ce consensus ne repose pas sur une évaluation technique de ses performances dans le système énergétique français.

L'alignement des intérêts : lobbies, autoconsommation et stratégie du passager clandestin

En 1812, Frederick Winsor introduisait à Londres le concept de « service public de l'énergie » : un réseau centralisé acheminant le gaz aux usagers, mutualisant les coûts et garantissant l'accès pour tous. Ce modèle de « monopole naturel » fondé sur l'économie d'échelle s'est appliqué ensuite à l'électricité. Le développement de l'autoconsommation individuelle ou collective, fragilise cet acquis. Sous l'apparence d'une autonomie énergétique, il fragmente le système, en réduisant la contribution des producteurs-autoconsommateurs aux coûts fixes (infrastructures, réseau, flexibilité*, sécurité), tout en leur laissant un accès illimité au réseau qu'ils sollicitent justement aux heures où le solaire ne produit plus ou pour injecter leur surplus. Les consommateurs les plus solvables – particuliers, entreprises, collectivités disposant de toitures adaptées – deviennent ainsi des « passagers clandestins » du système électrique : ils privatisent une partie des gains tout en socialisant les coûts qui viennent augmenter les factures des moins bien pourvus.

En France, l'autoconsommation bénéficie d'un arsenal d'aides : prime à l'investissement, tarifs d'achat subventionnés pour le surplus, TVA réduite (10 %, voire 5,5 %), exonération d'impôt sur les revenus de petite production, exonération de taxe foncière, exonération de l'accise (CSPE*) en autoconsommation collective, aides régionales ou locales, prêts à taux réduit ou garanties publiques. À cela s'ajoute un avantage tarifaire : exemption du TURPE (tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité)* sur l'électricité autoconsommée et prise en charge partielle des coûts de raccordement (exonération de quote-part et réfaction). Ainsi dopé, ce phénomène s'accélère : la puissance installée en autoconsommation individuelle avait encore bondi de 56 % en un an (**Focus 8**). L'autoconsommation s'apparente à « un braquage en plein jour » (1) : un alignement d'intérêts industriels, financiers et politiques qui crée une rente subventionnée, inéquitable et coûteuse.

Focus 8 • Nombre d'installations photovoltaïques en autoconsommation individuelle en France



Le piège médiatique et le biais de visibilité politique

Inaugurer une centrale solaire sur le toit d'une école offre à l'élu un geste visible, local, médiatique, politiquement consensuel et émotionnellement valorisant. À l'inverse, demander une meilleure productivité du parc nucléaire existant est un acte discret et potentiellement impopulaire auprès de certains électeurs – mais bien plus efficace pour la collectivité.

(1) « Cheap solar power is sending electrical grids into a death spiral », *The Economist*, 13 février 2025.



Ce biais politique du « ruban à couper » favorise la multiplication de micro-projets locaux sans calcul de l'impact systémique. Le solaire est devenu la manifestation rassurante d'un volontarisme local, permettant à l'élu de « montrer qu'il agit » plutôt que de réellement résoudre un problème énergétique.

Mimétisme social et complexe de l'exemplarité énergétique

L'installation de panneaux solaires sur son toit est devenue un signe distinctif de modernité et de conscience écologique. Le mimétisme social joue un rôle crucial : l'envie d'imiter son voisin, la recherche de la reconnaissance sociale ou le désir d'appartenir à un groupe « éclairé » poussent à l'adoption de cette technologie. Une étude EPFL publiée en 2023 dans le canton de Vaud (Suisse) montre que la probabilité qu'une personne installe des panneaux solaires augmente de 89 % si elle connaît quelqu'un qui en a déjà installé – notamment un voisin (1). Aux États-Unis, une étude de Yale et de NYU (2001–2011) révèle que si la proportion de foyers avec panneaux augmente de 10 %, le nombre d'installations futures peut bondir de 54 % (2). En Australie, une étude de 2024 a montré que la présence de panneaux solaires dans un quartier augmente la probabilité d'adoption par les autres ménages de 10 à 15 % en moyenne, selon la densité d'installations existantes et la proximité géographique (3). S'équiper en solaire devient un signal social : celui d'un citoyen informé, responsable et « engagé », indépendamment de toute efficacité réelle sur le réseau.

L'aveuglement face aux rendements décroissants : quand « plus » ne signifie pas « mieux »

Une illusion également très répandue est le fait que l'ajout de nouvelles installations photovoltaïques serait toujours bénéfique. Mais cela n'est vrai que tant qu'il y a un moyen thermique fossile à chasser du mix ou de l'eau à remonter dans les barrages. Or, depuis 2024, ce n'est plus le cas en France. Les pointes de consommation au cours de l'été devraient ainsi atteindre au maximum de l'ordre de 60 GW, en cas de canicule. Or, notre parc nucléaire, en été, offre une disponibilité* de l'ordre de 40 GW (4), à laquelle s'ajoutent une capacité installée de 25,7 GW d'hydraulique (5), 25,9 GW de solaire en France continentale (6) et 25,4 GW d'éolien au 30 juin 2025 (7). Même chose en Europe où la capacité photovoltaïque installée en Europe (350 GW mi-2025) tangente déjà la demande maximale estivale sur les heures ensoleillées (8). Il est légitime dès lors de s'interroger sur la valeur ajoutée d'un panneau solaire supplémentaire en France métropolitaine. En effet, il devra soit être écrété pour maintenir l'équilibre du réseau, soit évincer une production nucléaire déjà existante, avec pour conséquences un bilan carbone global dégradé – le nucléaire étant dix fois moins carboné – et un renchérissement du mix électrique, le parc nucléaire existant ayant déjà été payé par les Français.

Le déni des réalités : de la difficulté à « arrêter »

Le cas du solaire illustre également la difficulté à remettre en question une politique publique bien ancrée. Malgré son coût élevé, sa faible performance en termes de décarbonation et les problèmes d'intégration au réseau qu'il pose, le solaire reste pour le moment le « chouchou » des politiques publiques. Devenu un totem politique, remettre en question sa place impliquerait de s'opposer à la doxa, ou de heurter des intérêts économiques installés. Et pourtant, même les arbres ne montent pas jusqu'au soleil.

(1) Glòria Serra-Coch, Romano Wyss, Claudia R. Binder, « Geographic network effects to engage people in the energy transition: The case of PV in Switzerland », *Helyon*, Volume 9, Issue 7, juillet 2023.

(2) Bryan Bollinger, Kenneth Gillingham, « Peer Effects in the Diffusion of Solar Photovoltaic Panels », NYU Stern School of Business et Yale School of Forestry & Environmental Studies, 5 août 2012.

(3) Paul Marty Jordan Fuentes, Kaveh Khalilpour, Alexey Voinov, « Solar energy surge: The socio-economic determinants of the photovoltaic systems growth in Australia », *Energy Research & Social Science*, vol. 116, août 2024.

(4) RTE, « Bilan du premier semestre 2025 et perspectives pour la sécurité d'approvisionnement pour l'été », 23 juillet 2025.

(5) Ministère de la Transition écologique, « Chiffres clés des énergies renouvelables 2025 ».

(6) *Ibid.*

(7) Ministère de la Transition écologique, « Tableau de bord : éolien, premier semestre 2025 », *op. cit.*

(8) ENTSO-E, « Summer Outlook 2025 », mai 2025.

Pas de besoins identifiés de capacités additionnelles à horizon 10 ans

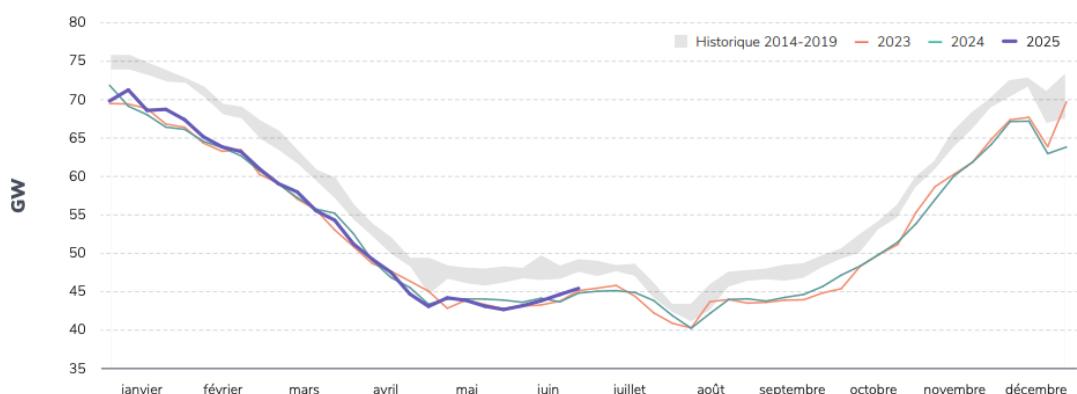
« Début 2025, le niveau de consommation est remarquablement stable. Il faudrait un mouvement d'électrification de grande ampleur pour inverser cette tendance. Bien sûr, un tel mouvement est hautement souhaitable : notre approvisionnement énergétique dépend des énergies fossiles à 60% [...]. Mais il ne suffit pas de décréter ce mouvement pour qu'il advienne. »

Thomas Veyrenc, directeur général de RTE, *L'Usine Nouvelle*, juin 2025

Evolution et perspectives réalistes de la consommation électrique française

Depuis le début des années 2000, la consommation finale toutes énergies confondues en France suit une tendance à la baisse. C'est également le cas, depuis la fin des années 2000, pour la consommation électrique, à l'échelle nationale comme à l'échelle européenne. En Allemagne, la consommation électrique baisse depuis 2007 et est même redescendue à son niveau de 1990 alors que la population a, elle, augmenté de plus de 5 millions d'habitants. En Angleterre, la consommation a baissé d'un quart entre 2005 et aujourd'hui alors que la population a augmenté de 14 %. En Espagne, la consommation est redescendue au niveau de 2004, comme en France. Après un léger rebond en 2024 (+0,7 %), la consommation d'électricité est restée stable au premier semestre 2025. Elle demeure 6 à 7 % en deçà de la moyenne des années 2014 à 2019 (470 TWh), soit une baisse d'environ 30 TWh (**Focus 9**).

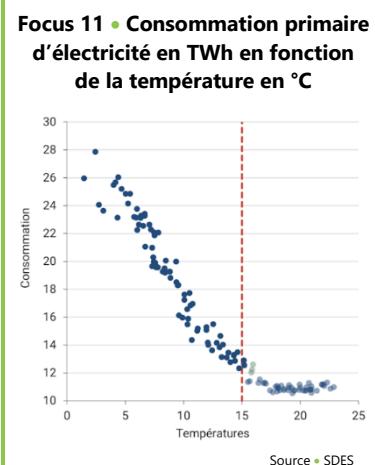
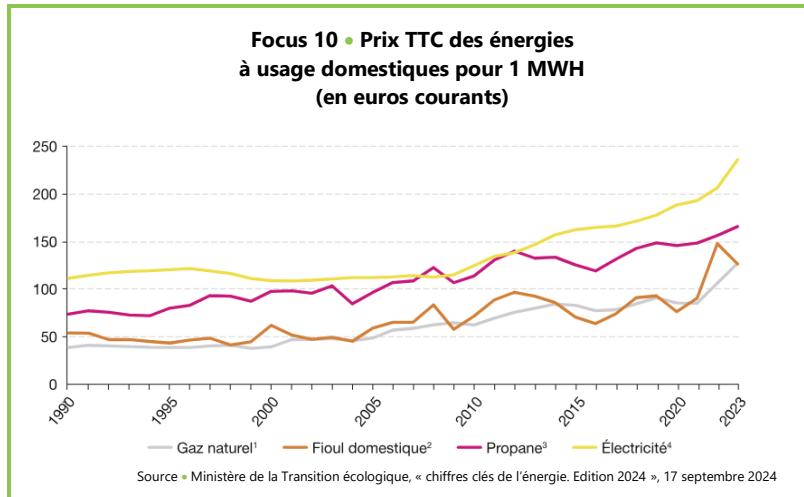
Focus 9 • Évolution de la consommation d'électricité au cours de l'année 2025 (puissance moyenne hebdomadaire) et comparaison avec les années précédentes (jours ouvrés)



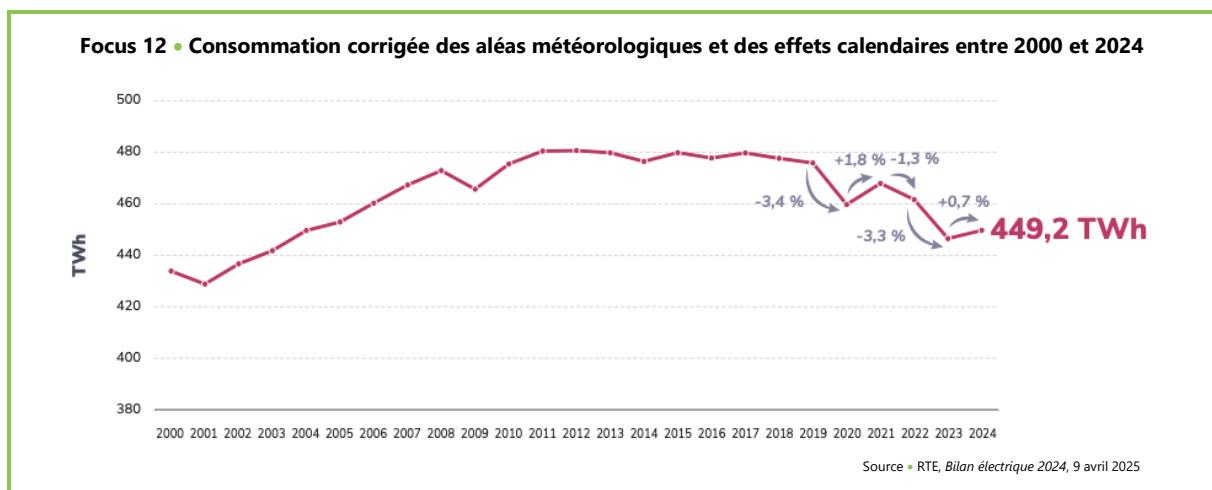
Source : RTE, « Bilan du premier semestre 2025 et perspectives pour la sécurité d'approvisionnement pour l'été », 23 juillet 2025

Cette baisse s'explique par plusieurs facteurs :

- l'amélioration continue de l'efficacité énergétique, avec la généralisation d'équipements moins énergivores (éclairage LED, électroménager performant, rénovations thermiques, pilotage intelligent des bâtiments, gains d'efficacité des procédés industriels) ;
- la désindustrialisation progressive et la faible croissance du PIB ;
- les appels à la sobriété énergétique, en particulier depuis le déclenchement de la guerre en Ukraine ;
- la cherté de l'électricité en absolu et comparée aux autres énergies. Depuis 2012, le prix de l'électricité (abonnement compris) a augmenté trois fois plus vite que l'inflation. Il y a eu ainsi 1,2 million d'interventions pour factures impayées en 2024, soit plus du double qu'en 2019 (**Focus 10**) ;
- le réchauffement climatique qui se traduit par des températures hivernales plus douces et un moindre besoin de chauffage (**Focus 11**).



Dès lors, même en cas de reprise de la consommation électrique, il est peu probable que sa croissance dépasse 1 % par an d'ici à 2035. La dernière fois qu'une hausse corrigée des effets climatiques a franchi ce seuil remonte à 2010 (+1,9 %, avec un PIB en progression équivalente de +1,9 %). Par ailleurs, l'état très dégradé des finances publiques exclut tout soutien massif à l'électrification des usages. Enedis anticipe d'ailleurs une croissance « un peu inférieure à 1 % par an » jusqu'en 2035 (1). Le directeur général de RTE indiquait, quant à lui, en juin 2025, que le scénario adéquat pour décrire la situation actuelle était celui de « mondialisation contrariée », soit, selon le bilan prévisionnel, une augmentation annuelle moyenne de 0,65 % d'ici à 2035 (Focus 12) (2).



La note confidentielle du HCEA du 10 juillet 2025, rendue publique, enfonce le clou : l'électrification du parc automobile progresse cinq fois plus lentement que prévu, la consommation électrique de l'industrie continue de décroître (103 TWh en 2023 contre 114 TWh en 2019 et 124 TWh en 2014) et la production d'hydrogène vert reste marginale. En somme, « l'augmentation prévue n'est au rendez-vous sur aucun des trois piliers » censés tirer la demande (mobilité, industrie, hydrogène) (3).

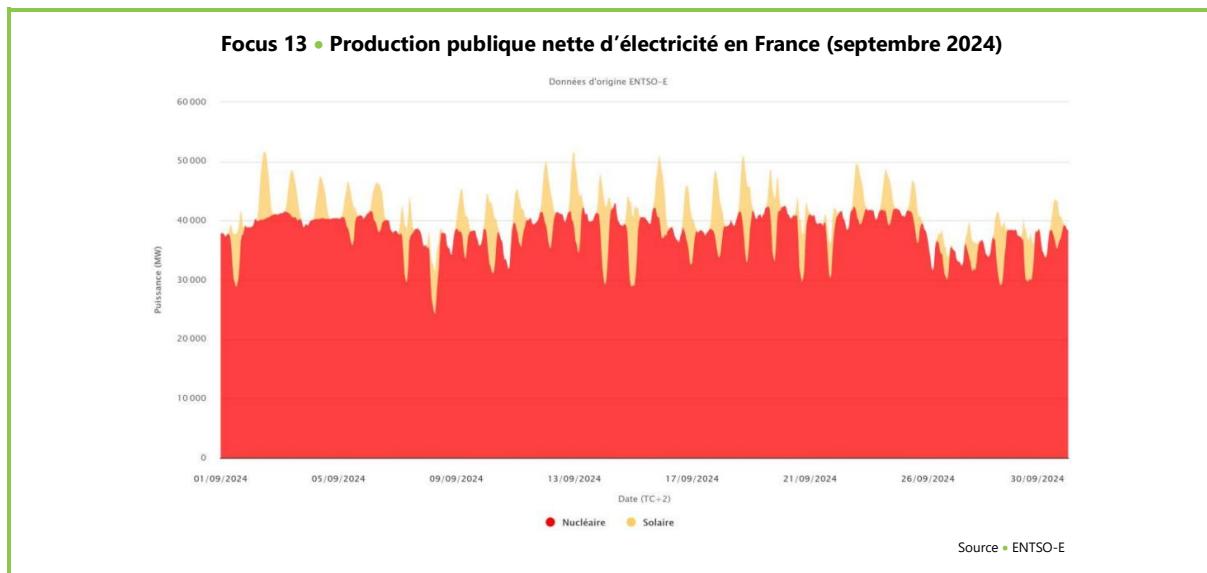
(1) Observatoire Enedis, « En 2050, à quoi pourraient ressembler la consommation et la production d'électricité ? », 7 février 2024.

(2) Aurélie Barbaux, « Contrairement à la légende, les renouvelables n'ont pas de priorité d'accès au réseau », *L'Usine Nouvelle*, 10 juin 2025.

(3) Haut-commissaire à l'Énergie atomique, « Évolution du mix énergétique et impacts technologiques », *op. cit.*

Le défi spécifique des besoins électriques liés aux centres de données

En mars 2025, la France comptait 322 centres de données, ce qui la place au 6^e rang mondial en nombre d'installations (1). Selon RTE, leur consommation pourrait tripler d'ici 2035 pour atteindre 23 à 28 TWh par an – soit environ 4 % de la consommation nationale (2). Ce surcroît de demande pourra être absorbé par le système électrique français, compte tenu des marges actuelles (environ 30 TWh de consommation disparue depuis la crise sanitaire) et du développement à venir des capacités déjà autorisées (voir *infra*). Quoi qu'il en soit, un développement additionnel du photovoltaïque ne répondrait pas à leurs besoins. La consommation des centres de données est continue, 24 h/24 et 365 jours par an, sans variation significative entre jour et nuit ou entre saisons. Le solaire, lui, ne produit que le jour, avec un profil en cloche, et sa production varie fortement selon la saison : le deuxième et le troisième trimestre de l'année civile concentrant près de 75 % de l'irradiation en France (3). Les besoins accrus des centres de données nécessitent donc idéalement des moyens de production dits « en ruban », capables de fournir une puissance stable et pilotable en continu – ce que permettent, parmi les sources décarbonées, le nucléaire et l'hydraulique au fil de l'eau (Focus 13).



Un mix électrique déjà décarboné, des capacités sous-utilisées et de multiples projets déjà autorisés

La France se distingue, en 2024, comme le premier exportateur mondial d'électricité, avec un solde exportateur record de 89 TWh, et le pays à la production électrique la plus décarbonée. En 2024, notre pays a ainsi produit 539 TWh, dont 95 % décarboné, grâce à un mix électrique dominé à 67,1 % par le nucléaire, complété par l'hydraulique (13,9 %), l'éolien (8,7 %), le photovoltaïque (4,6 %) et les autres thermiques renouvelables et déchets* (2 %), tandis que les centrales thermiques fossiles ne représentaient que 3,6 %. La production renouvelable a atteint un record à 150 TWh (4). La tendance s'est confirmée au premier semestre 2025 : le bilan de RTE indique que la production thermique, déjà à son plus bas niveau depuis 1950, a encore reculé (-7,8 % par rapport au premier semestre 2024) et le taux de couverture de la consommation par la production décarbonée (nucléaire + renouvelables) a atteint 99,4 %.

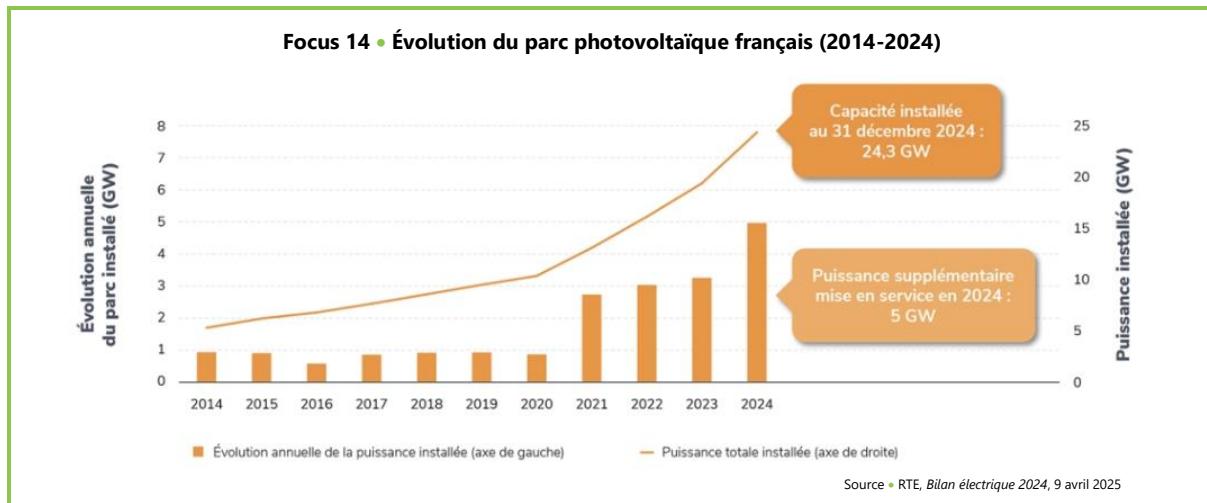
(1) StraitsResearch (Statista), *Global Data Center Market Statistics*.

(2) RTE, *Bilan prévisionnel 2023-2035*, 30 juillet 2024.

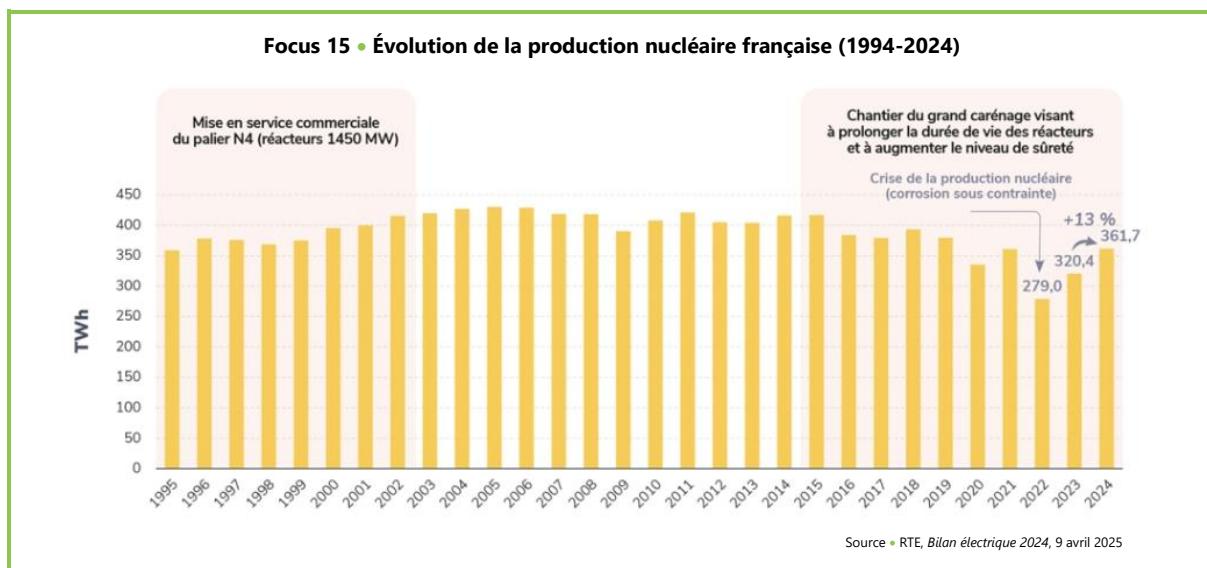
(3) Anil Kalyanpur, Marc-Etienne Mercadier, Philippe Blanc, « Gisement solaire en France : caractérisation de la ressource énergétique, profil de répartition et volatilité », *Environnement & Technique*, n°331, décembre 2013.

(4) RTE, *Bilan électrique 2024*, *op. cit.*

Nous disposons également de marges importantes. L'hiver 2022-2023 a montré la résilience du système, malgré une baisse exceptionnelle de la production nucléaire (-90 TWh en raison de la corrosion sous contrainte) et une production hydraulique historiquement basse (-15 TWh par rapport à la moyenne, du fait de la sécheresse). Et depuis, de nouvelles capacités ont été ajoutées : mise en service de l'EPR* de Flamanville 3 (1,6 GW de puissance cible) ; 3,4 GW de nouvelles capacités éoliennes ; et 10,2 GW de nouvelles capacités photovoltaïques, ce qui est énorme (**Focus 14**).



Dans un scénario central, la production nucléaire française devrait pouvoir se maintenir au-dessus de 400 TWh par an, objectif réaffirmé par EDF, d'abord par Luc Rémont puis par Bernard Fontana (**1**). Pour rappel, la production du parc nucléaire atteignait 430 TWh en 2005 et le potentiel de production nucléaire est de l'ordre de 440 TWh si EDF parvient à retrouver un coefficient de disponibilité de 80 % (**Focus 15**).



(1) Audition de Bernard Fontana par la Commission des Affaires économiques du Sénat, 30 avril 2025.



La surcapacité est d'ailleurs structurelle depuis l'entrée en service des réacteurs du palier N4, c'est-à-dire depuis 1985. En 2014 déjà, la France disposait de près de 130 GW de puissance installée pour une pointe de consommation d'environ 85 GW. Le parc nucléaire produisait alors plus de 400 TWh, les centrales thermiques fossiles fonctionnaient moins de 15 % du temps, et les exportations nettes atteignaient 65 TWh — l'équivalent de la consommation annuelle de la Belgique. Enfin, de nombreux projets éoliens et solaires (surtout solaires d'ailleurs) ont été autorisés et vont bientôt arriver sur le réseau aggravant la surcapacité (**Focus 16**).

Focus 16 • Capacités photovoltaïques et éoliennes raccordées et en cours d'instruction au 31 mars 2025 (en GW)

	<i>Photovoltaïque</i>	<i>Éolien terrestre</i>	<i>Éolien en mer</i>	<i>TOTAL</i>
Parc raccordé en service	26,8	23,4	1,5	51,7
Projet en cours d'instruction ou de réalisation	34,4	12,9	3,4	50,7
Dont convention de raccordement signée	8,6	1,9	1,5	12,0
TOTAL	61,2	36,3	4,9	102,4

Source : Ministères de l'aménagement du territoire et de la Transition écologique, « Tableaux de bord solaire photovoltaïques et éoliens, premier trimestre 2025 », 30 mai 2025

Car il faut bien avoir en tête que les possibilités d'export supplémentaires en journée sont extrêmement limitées : nos voisins européens disposent eux aussi de capacités solaires massives – 100 GW en Allemagne (1), 40 GW en Espagne (2), 40 GW en Italie (3) –, ce qui réduit fortement les débouchés pendant la « cloche » solaire. En mai 2025, la France a connu 29 jours de prix spot nuls ou négatifs, reflet d'une offre excédentaire d'électricité décarbonée en milieu de journée. Le HCEA en conclut que « les nouveaux moyens photovoltaïques seront obligés de ne pas produire : nous aurons des actifs échoués dès leur inauguration » (4).

En conclusion, pour les dix prochaines années, aucun risque structurel de pénurie d'électricité décarbonée n'est identifié. Nous étions déjà en situation de surcapacité il y a dix ans, la consommation a reculé depuis et, malgré la fermeture de 7 GW nets de centrales thermiques (5), celles-ci demeurent en nombre suffisant pour couvrir les très rares sollicitations de moyens fossiles en milieu de journée. Au regard de l'hypothèse de consommation formulée ci-dessus (500 TWh à l'horizon 2035), les capacités existantes, celles en cours de déploiement et les marges pilotables du système permettront de répondre largement à la demande intérieure et extérieure.

(1) Strategic Energy, « Germany Surpasses 100 GW of Solar Capacity Installed », 18 décembre 2024.

(2) International Energy Agency (IEA), *Snapshot of Global PV Markets 2025*, avril 2025.

(3) PV KnowHow, « Italy Solar Capacity Surpasses 40 GW: Remarkable 2024 Growth », 12 février 2024.

(4) Haut-commissaire à l'Énergie atomique, art. cit.

(5) RTE, *Bilan électrique 2024*, op. cit. Voir le tableau synthétique « Puissance installée au 31/12/2014 », indiquant 24 411 MW de thermique fossile (-1 296 MW par rapport à 2013) dont : charbon, 5 119 MW ; fioul, 8 883 MW ; gaz, 10 409 MW.



Un coût financier exorbitant, des risques techniques et cyber majeurs

« *Timeo Danaos et dona ferentes* »
« *Je crains les Grecs, même quand ils font des présents* ».
Virgile, *L'Enéide*

Explosion des subventions directes et indirectes : un poids insoutenable

En métropole continentale, le développement du photovoltaïque repose sur deux principaux postes de dépenses : les tarifs d'achat garantis et compléments de rémunération financés *via* les charges de service public de l'énergie (CSPE) et la prise en charge partielle des coûts de raccordement *via* le TURPE.

Les dispositifs de tarifs d'achat garantis assurent aux producteurs un prix fixe sur vingt ans (ou une prime complétant le prix de marché) et constituent de très loin le poste le plus coûteux. Historiquement financés directement par la CSPE prélevée sur les factures d'électricité, ils sont depuis 2016 pris en charge par le budget de l'État. En 2024, les charges CSPE liées au photovoltaïque représenteront plus de 2,4 milliards d'euros. En 2025, elles devraient tangenter les quatre milliards d'euros et la CRE (Commission de régulation de l'énergie) prévoit 4,4 milliards d'euros pour 2026. Cette charge correspond à la différence entre le tarif garanti payé aux producteurs (souvent très supérieur au prix de marché, notamment pour les contrats anciens) et le prix auquel l'électricité est revendue (**Focus 17**).

Focus 17 • Charges annuelles de CSPE pour le photovoltaïque (France métropolitaine, en million d'euros)

2003	0	2015	2 378
2004	0	2016	2 445
2005	0	2017	2 525
2006	0	2018	2 460
2007	1	2019	2 747
2008	8	2020	2 892
2009	54	2021	2 276
2010	209	2022	1 104
2011	795	2023	-156
2012	1 683	2024	2 409
2013	1 920	2025	3 786
2014	2 203	Total	31 739

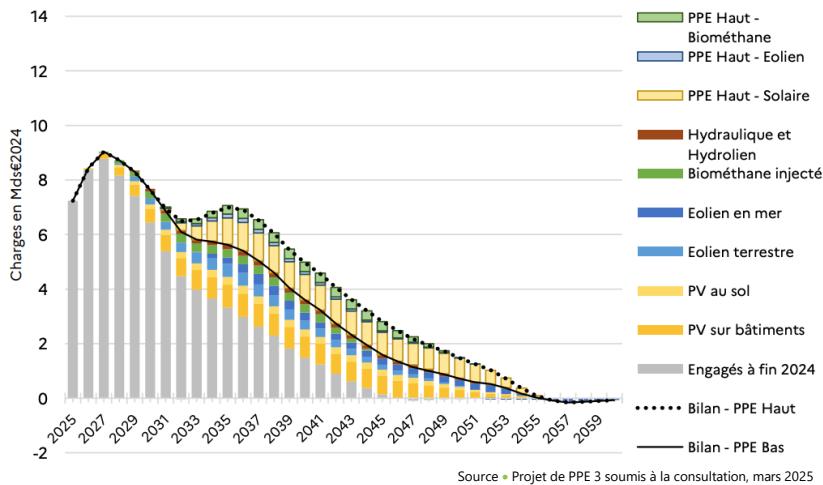
Source • CRE

Le projet de programmation énergétique de troisième échéance (PPE 3) nécessiterait, pour le seul photovoltaïque, une augmentation des soutiens publics, sur la période 2025-2060, correspondant à une fourchette allant de 9 à 55 milliards d'euros en fonction de l'évolution des prix du marché. Plus les prix du marché sont bas et plus le soutien public augmente (**Focus 18**). Les producteurs sont protégés du risque de marché ainsi transféré aux contribuables et aux consommateurs.

Du côté des coûts de raccordement des producteurs, une partie est donc mutualisée et payée par l'ensemble des consommateurs *via* le TURPE. Cette réfaction, couplée à une exemption de quote-part, s'applique principalement aux installations photovoltaïques raccordées en basse tension* et, dans certains cas, à certaines installations raccordées en moyenne tension. La CRE chiffre cet avantage à environ 2,2 milliards d'euros sur 2025-2028 qui devront être financés par l'ensemble des usagers (**1**).

(1) CRE, *Annexe à la contribution de la CRE dans le cadre de la préparation de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE3)*, 24 janvier 2025.

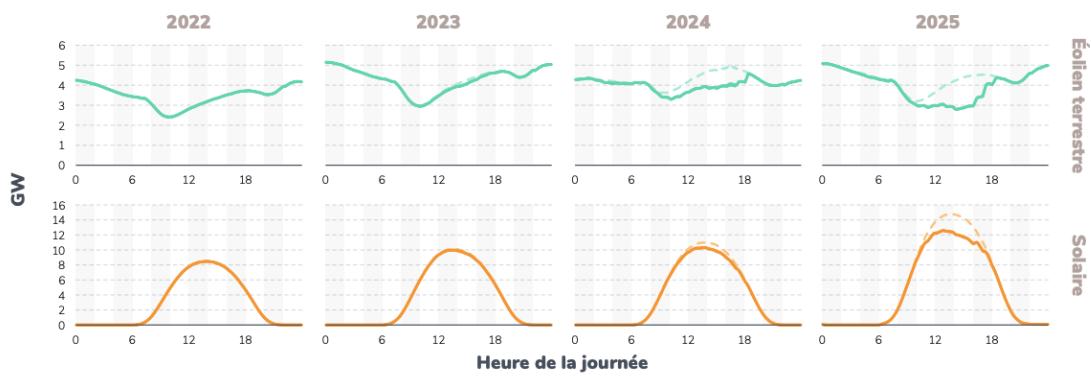
Focus 18 • Charges de CSPE annuelles dans le scénario de prix médian (70 €2024/MWh)



A ces deux dispositifs s'ajoutent les indemnisations liées à l'écrêtement. Lorsqu'un producteur solaire est délesté ou limité pour des raisons de sécurité du réseau ou de saturation locale, il bénéficie d'une compensation financière prévue par son contrat (c'est également le cas pour l'éolien ; ce n'est pas le cas pour le nucléaire et l'hydraulique). Ce coût est encore faible en métropole (quelques millions d'euros par an), mais il pourrait croître fortement avec la multiplication des capacités solaires et la stagnation de la consommation. Sur les six premiers mois de 2025, le bilan semestriel RTE révèle que les écrêtements de production renouvelable ont augmenté de 80 %, tout particulièrement les écrêtements de la production solaire, dans un contexte d'augmentation du volume de production et de croissance du nombre d'heures à prix négatif (**Focus 19**). Les écrêtements de la production photovoltaïque ont triplé en un an et, entre avril et juin, la production écrêtée correspond à « environ 10 % du volume théoriquement produit – contre 5 % en 2024 et 1 % en 2023 ». Dès 2025, cette cannibalisation s'élève déjà à près d'un milliard d'euros.

Focus 19 • Évolution du profit journalier moyen de production de l'éolien terrestre et du solaire photovoltaïque entre avril et juin, avec et sans écrêtements pour prix négatifs, de 2022 à 2025

La production sans écrêtements est estimée par RTE



À ces postes s'ajoutent des mesures plus ciblées : prime à l'autoconsommation versée sur cinq ans, TVA réduite (à compter du 1^{er} octobre 2025, cette TVA sera abaissée à 5,5 % pour toutes les installations en autoconsommation jusqu'à 9 kWc), exonérations fiscales (les revenus issus de la vente d'électricité produite par des installations ≤ 3 kWc sont exonérés d'impôt sur le revenu et de prélèvements sociaux).



La désoptimisation du réseau : des coûts cachés et induits massifs

Plus on développe le solaire, plus le système devient coûteux à maintenir stable :

- **Production non pilotable** : le solaire délivre une production variable, dépendante des conditions météorologiques, et non alignée sur les besoins de consommation. En cas de forte nébulosité, la puissance injectée chute rapidement ; à l'inverse, par ciel dégagé, elle atteint un pic souvent déconnecté des heures de forte demande.
- **Surtensions et congestions** : l'injection massive sur des réseaux de distribution conçus à l'origine pour un flux unidirectionnel entraîne des surtensions, des variations de tension locales, et des congestions des infrastructures, en particulier dans les zones où la production photovoltaïque excède largement la consommation locale.
- **Coûts de flexibilité** : pour compenser ces variations de production, il faut mobiliser des moyens de flexibilité – stockage ou turbines thermiques d'appoint, notamment – dont les besoins cumulés se chiffreraient en milliards d'euros d'investissements (1) dans un scénario de forte montée en puissance du solaire ; les moyens thermiques supplémentaires étant, par ailleurs, difficilement compatibles avec l'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Les écrêtements sont également délicats à gérer. Comme le mentionne RTE dans son bilan semestriel 2025, « l'arrêt ou le redémarrage trop brutal de puissances trop significatives (jusqu'à 7 GW soit environ sept réacteurs nucléaires, en moins de 20 minutes, à la baisse comme à la hausse) peut engendrer des perturbations sur la fréquence du fait de la rapidité de variation de la production, impliquant des risques en exploitation ou la mobilisation de moyens d'ajustement coûteux » (2).

Eviction du nucléaire : une anti-transition écologique et des limites physiques de modulation du parc nucléaire à ne pas franchir

Le mix électrique français offre l'une des empreintes carbone les plus faibles du monde avec 21,7 gCO₂/kWh, voire la plus faible en 2024 (3). Les centrales thermiques fossiles ne représentent plus que 3,7 % de l'électricité produite en France, typiquement entre 7h-9h et 18h-20h en hiver. Et elles ne déjà sont quasiment plus jamais appelées lors des heures de production solaire (ce qui était l'objectif d'ailleurs). De plus, le photovoltaïque chinois affiche une empreinte carbone de 42 gCO₂/kWh (voir *supra*), bien au-dessus des 5 gCO₂/kWh du nucléaire français (4). Développer davantage de photovoltaïque tend donc à dégrader le bilan environnemental global, puisqu'il évince davantage le nucléaire que les énergies fossiles. Ce n'était pas le cas pour le photovoltaïque installé jusqu'à maintenant et qui, lui, a permis d'évincer les centrales fossiles et donc d'achever la décarbonation du mix électrique français, magistralement entamée par le plan Messmer.

Mais, depuis 2024, le nucléaire doit de plus en plus souvent s'effacer devant le photovoltaïque (et l'éolien) pour des raisons d'équilibrage offre-demande, cette modulation « forcée » passant de 15 TWh pour l'année 2024 à 8,7 TWh au premier semestre 2025 (5). Selon l'Académie des Sciences, « ce sous-emploi, coûteux économiquement, induit des risques de dégradation des performances des réacteurs » (6). Le HCEA observe, lui, que « les variations de puissance imposées par la montée du solaire sont désormais pénalisantes et parfois impossibles » et rappelle que la flexibilité du parc nucléaire, souvent invoquée pour « absorber » le solaire, possède des limites physiques incompressibles : un réacteur mis à l'arrêt nécessite plus de 24 heures pour redémarrer (il doit donc rester partiellement en service pour être disponible le soir) ; un réacteur en fonctionnement ne peut descendre en-deçà d'environ 20 % de sa puissance sans compromettre la stabilité du cœur ; et les réacteurs en fin de cycle, dont la concentration en bore est minimale, disposent d'une capacité de modulation réduite (7).

(1) Imperial College London, *System Integration Costs for Alternative Low Carbon Generation Technologies. Report for the Committee on Climate Change*, octobre 2015.

(2) RTE, « Bilan du premier semestre 2025 et perspectives pour la sécurité d'approvisionnement pour l'été », 23 juillet 2025.

(3) RTE, *Bilan électrique 2024*, *op. cit.*

(4) UNECE, *Carbon Neutrality in the UNECE Region: Integrated Life-cycle Assessment of Electricity Sources*, 2022.

(5) François Henimann, « Production nucléaire : historique et impact de l'insertion des ENR intermittentes », à paraître.

(6) Académie des sciences, *Avis sur la version révisée de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 3)*, 8 avril 2025.

(7) Haut-commissaire à l'Énergie atomique, *art. cit.*



Vulnérabilités cyber : une menace critique pour la sécurité nationale et européenne

En laissant une puissance rivale contrôler plus de 95 % de notre approvisionnement en une technologie critique, l'Europe et la France s'exposent à une vulnérabilité majeure. Il y a bien sûr la dépendance « matière » : elle pourrait se manifester rapidement, d'autant que Pékin engage une restructuration profonde de son industrie photovoltaïque avec pour objectif de freiner la course à la quantité, mettre fin à la guerre des prix et consolider le secteur autour d'acteurs innovants. Dans ce cadre, selon Reuters, les industriels chinois envisageraient de réduire d'un tiers les capacités de production de polysilicium, dans une logique proche de celle de l'OPEP (1).

Mais il y a surtout la dépendance numérique. En 2024, plusieurs rapports américains de cybersécurité ont révélé la présence de modules de communication non documentés dans certains onduleurs : des radios cellulaires intégrées, capables de contourner les pares-feux et de permettre une prise de contrôle à distance d'infrastructures critiques (2). Le département américain de l'Énergie a ouvert une enquête et certains États américains, ainsi que la Lituanie et le Royaume-Uni (3), ont interdit ou réévalué l'utilisation d'onduleurs chinois.

Le Parlement européen estime que six fournisseurs chinois contrôlent 219 GW d'onduleurs installés en Europe, soit l'équivalent de 219 réacteurs nucléaires. Huawei et Sungrow représentent à eux seuls 168 GW, Huawei dépassant les 115 GW (4). Cette concentration, inédite dans un secteur énergétique critique, crée un risque systémique : ces fabricants disposent de la capacité technique d'accéder à distance aux équipements, de modifier le *firmware* à travers des mises à jour et, potentiellement, de provoquer des coupures de courant ou des variations de fréquence coordonnées. En vertu de la loi chinoise sur le renseignement national, ils pourraient être contraints par Pékin de mettre en œuvre de telles actions, compromettant la stabilité du réseau électrique européen.

Une étude publiée en mars dernier par Forescout Technologies a montré qu'un piratage coordonné d'onduleurs et de systèmes de supervision photovoltaïques pourrait, dans plusieurs pays européens, provoquer des instabilités de fréquence de grande ampleur. Selon cette analyse, plus de 420 000 systèmes solaires connectés présentent des failles critiques, notamment *via* des *firmwares* non mis à jour, des API non authentifiées et des dépendances à des logiciels d'origine chinoise. Le rapport conclut qu'une attaque simultanée pourrait « désynchroniser des portions entières du réseau électrique », entraînant des coupures en cascade (5).

(1) Reuters, « China polysilicon firms plan \$7 billion fund to shut a third of industry capacity », 1^{er} août 2025.

(2) Reuters, « Rogue communication devices found in Chinese solar power inverters », 14 mai 2025.

(3) Patrick Jowett, « Lithuania bans remote Chinese access to solar, wind, storage devices », PV Magazine, 18 novembre 2024 et Reuters, « Ghost machine: rogue communication devices found in Chinese inverters », 14 mai 2025.

(4) EU News/Eunews.it, « EU assesses power grid risks from Chinese-controlled wind, solar energy infrastructure », 13 août 2025

(5) Forescout Vedere Labs, « SUN:DOWN. Destabilizing the Grid via Orchestrated Exploitation of Solar Power Systems », mars 2025.



Sept mesures pour reprendre le contrôle

« Où est le soleil ? Dans ma tête. Travaillez ! »

Paul McCartney, *Où est le soleil*, face B du single *Figure of Eight*, 1989

Sept mesures permettraient de tirer le meilleur parti de la technologie photovoltaïque, tout en nous préservant de certains risques critiques.

1. Auditer et sécuriser les installations photovoltaïques existantes

Une grande partie du parc solaire européen (219 GW) repose sur des onduleurs fournis par des fabricants chinois qui peuvent en garder un accès à distance. L'*European Solar Manufacturing Council* (ESMC), organisation représentant les fabricants européens de la filière solaire, estime, qu'en 2023, 70 % des onduleurs installés cette année-là venaient de Huawei ou Sungrow, deux fournisseurs chinois. Selon Reuters, des modules de communication cachés dans certains onduleurs chinois ont été découverts. La présence de ces modules non documentés, capables d'établir un lien direct avec l'extérieur en contournant les pares-feux et les systèmes de supervision, constitue un risque critique : elle permettrait à un acteur malveillant d'envoyer des ordres à distance à des équipements stratégiques sans passer par les protections prévues, rendant possible un sabotage ciblé ou coordonné du réseau électrique.

La première mesure consiste à lancer un audit de vulnérabilité des installations photovoltaïques stratégiques : celles de forte puissance, situées en amont d'infrastructures critiques, ou équipées de matériels identifiés comme à risque. L'audit visera à détecter la présence éventuelle de tels modules, à évaluer le niveau de menace et à établir un plan de mise à jour ou de remplacement des équipements vulnérables.

Le cas Huawei dans les télécoms offre un bon précédent des mesures à prendre. La France a adopté une loi en 2019 visant à préserver les intérêts de la défense et de la sécurité nationale, qui impose des restrictions strictes sur l'utilisation des équipements 5G de Huawei (1). Les opérateurs télécoms français ont été ainsi incités à ne plus faire appel à Huawei pour leurs infrastructures. Les autorisations accordées pour l'utilisation des équipements Huawei sont limitées à des périodes plus courtes (3 à 5 ans) par rapport à celles accordées à d'autres fournisseurs (8 ans). De plus, les antennes Huawei doivent être progressivement démantelées d'ici 2028.

L'ESMC recommande que les droits d'accès aux données et aux systèmes soient limités aux entités situées dans l'Espace économique européen (EEE) et de contrôler également qui peut y accéder (2). L'accès devrait être limité aux entreprises et organisations ayant été rigoureusement classées et approuvées comme dignes de confiance. Cela nécessitera une évaluation globale des risques liés aux entreprises, similaire au cadre utilisé pour l'évaluation des fournisseurs d'équipements dans le secteur de la technologie 5G.

La Lituanie peut également constituer un bon exemple. Son parlement a adopté une loi en novembre 2024 qui interdit aux fabricants de pays considérés comme des menaces pour la sécurité nationale (dont la Chine) de gérer à distance les systèmes énergétiques d'une capacité supérieure à 100 kW. Cette mesure, qui s'applique, au-delà des onduleurs, aux systèmes de stockage et aux éoliennes, vise à prévenir tout sabotage ou manipulation à distance du réseau électrique (3).

(1) Loi n°2019-810 du 1er août 2019 visant à préserver les intérêts de la défense et de la sécurité nationale de la France dans le cadre de l'exploitation des réseaux radioélectriques mobiles.

(2) ECMS, « *Restrict Remote Access of PV Inverters from High-Risk Vendors* », communiqué de presse, 30 avril 2025.

(3) *Republic of Lithuania, Law amending the Law on Cyber Security*, adopté par le Seimas (Parlement lituanien) le 14 novembre 2024.



2. Interdire l'importation de panneaux issus du travail forcé

Les enquêtes internationales (ONU, ONG, universités) montrent que la région chinoise du Xinjiang assure environ 40 % de l'offre mondiale de polysilicium et que les quatre fabricants locaux sont impliqués dans des programmes de travail forcé visant les populations ouïghoures. Comme 95 % des panneaux solaires utilisent du polysilicium, cette situation contamine pratiquement toute la chaîne d'approvisionnement. Les États-Unis appliquent déjà l'*Uyghur Forced Labor Prevention Act*, qui bloque les cargaisons non tracées. C'est également le cas du Canada. Au Royaume-Uni, le *Great British Energy Act*, entré en vigueur en mai 2025 et qui institue l'opérateur public Great British Energy (GBE), lui impose de veiller à ce qu'aucun travail forcé ou esclavage moderne n'intervienne dans ses activités ou dans ses chaînes d'approvisionnement.

L'Union européenne a, elle, adopté en décembre 2024 un règlement interdisant les produits issus du travail forcé – mais son entrée en vigueur n'est prévue qu'en 2027 (1). La France se grandirait à anticiper cette interdiction : exiger une traçabilité complète des *wafers*, cellules et modules, interdire les importations sans preuve d'absence de travail forcé et coordonner ses contrôles avec les autorités américaines afin d'éviter un contournement des interdictions.

3. Rétablir des mesures anti-dumping et anti-subventions ciblées

L'industrie photovoltaïque française et européenne est aujourd'hui asphyxiée par une concurrence chinoise subventionnée massivement, qui vend en dessous de ses coûts réels de production. Cette stratégie de prix prédateurs a conduit, en moins de dix ans, à la fermeture de la quasi-totalité des lignes de production européennes de cellules et de modules. Les panneaux importés de Chine représentent aujourd'hui plus de 90 % du marché européen et plus de 80 % du parc d'onduleurs intelligents (2). L'Union européenne avait mis en place des droits anti-dumping sur les panneaux et cellules chinois en décembre 2013, mais elle les a supprimés en septembre 2018, au nom de la baisse des coûts de la transition énergétique.

Les États-Unis ont maintenu leurs droits compensateurs sur les produits photovoltaïques et, en septembre 2024, ont porté à 50 % les droits de douane sur les cellules solaires chinoises. Le « *Big Beautiful Bill* » de Donald Trump prévoit, par ailleurs, de faire croître la part des contenus non-chinois dans les installations solaires à 50 % à partir de 2026 et jusqu'à 85 % après 2029.

L'Inde peut servir d'exemple également. Depuis 2022, elle applique des droits de douane de 40 % sur les modules et de 25 % sur les cellules photovoltaïques importés (3). En parallèle, elle a mis en place un programme pour soutenir ses fabricants nationaux. Ces mesures ont déjà permis de tripler la capacité de production de modules en deux ans, avec l'objectif affiché de couvrir l'essentiel de sa demande intérieure et de devenir exportatrice nette à moyen terme. La réintroduction de mesures anti-dumping et anti-subventions semble donc indispensable pour accompagner l'objectif du *Net Zero Industry Act* (produire 40 % des besoins en technologies vertes stratégiques au sein de l'Union d'ici 2030 !) : droits compensateurs proportionnels aux aides d'État chinoises, contrôle des pratiques de contournement (assemblage en Malaisie, au Vietnam, etc.) et clause « contenu européen » dans les appels d'offres publics.

(1) Règlement (UE) 2024/3319 du Parlement européen et du Conseil du 20 décembre 2024 concernant l'interdiction des produits fabriqués au moyen du travail forcé sur le marché de l'Union.

(2) Digitimes Asia, « Europe's solar sector vulnerable amid cybersecurity debate on Huawei inverters », 12 mai 2025.

(3) IEA, « Increase in Basic Customs Duty on Solar PV cell and module imports », 2022.



4. Suspendre tout nouvel engagement public pour de nouvelles capacités photovoltaïques

La France traverse une période de fortes tensions budgétaires : les taux d'intérêt exigés pour ses emprunts à dix ans dépassent désormais 3,4 %, et, à trente ans, 4,3 %. Ce niveau, inédit depuis plus d'une décennie, fragilise encore davantage les comptes publics et renchérit le coût de toute dépense nouvelle.

Dans ce contexte, compte tenu de l'absence de besoin de capacité additionnelle pour les dix prochaines années, de l'écrasante dépendance à la Chine pour cette filière et du fait qu'une installation photovoltaïque peut être déployée en moins de deux ans si un besoin réel apparaît, il est nécessaire de suspendre immédiatement tout lancement de nouveaux appels d'offres et toute signature de nouveaux contrats (obligations d'achat, compléments de rémunération, primes à l'investissement) pour des projets photovoltaïques en métropole continentale.

Le photovoltaïque a déjà coûté près de 32 milliards d'euros de subventions directes à fin 2025. Et à fin 2024, les engagements publics restant à honorer représentent déjà (même sans PPE 3) entre 30 et 51 milliards d'euros supplémentaires (1).

Il convient également de revoir les cibles de la PPE 3, la version de mars 2025 fixant 54 GW pour 2030 et de 65 à 90 GW pour 2035 (2). Sinon, les charges financières induites pour des capacités superflues risquent d'entraver *de facto* toute hausse de la demande en alourdisant la facture d'électricité et en privant l'Etat de ses minces marges de manœuvre pour inciter à l'électrification des usages. Un plafond à 40 GW apparaîtrait plus prudent au regard de la situation financière et énergétique du pays, quitte à le réévaluer si la demande repartait franchement.

5. Augmenter la flexibilité pour valoriser la production solaire

D'ici peu, le parc solaire français atteindra environ 40 GW (25,9 GW raccordés à fin juin 2025 en métropole continentale + 8,6 GW avec un contrat de raccordement signé, auxquels s'ajouteront les capacités en cours de déploiement). Or, entre avril et octobre, la consommation nationale maximale entre 10h et 16h ne dépasse guère 55-58 GW dans les cas extrêmes, et se situe la plupart du temps entre 40 et 50 GW. Cela signifie que, lors des journées ensoleillées, 15 à 30 GW de production photovoltaïque pourraient être perdus par écrêtage, faute de demande suffisante sur la période de production maximale, le nucléaire ne pouvant facilement baisser plus bas que 28-32 GW, en régime estival courant. La CRE a décidé, à partir du 1^{er} novembre 2025, de repositionner une partie des heures creuses des contrats heures pleines/heures creuses (HPHC) vers l'après-midi en été (11h-17h), tout en maintenant un minimum de cinq heures consécutives de nuit. Cette évolution est positive mais insuffisante pour absorber les excédents structurels de production solaire. Il faut aller au-delà de ce simple repositionnement en élargissant les plages d'heures creuses en milieu de journée et en introduisant des « super-heures creuses » fortement bonifiées en tarif sur les périodes d'écrêtage prévisible. Cela implique de :

- porter le volume total d'heures creuses en été de 8h à 10-12h/jour ;
- introduire un tarif encore plus avantageux (« super-heures creuses ») pour inciter le décalage de consommation vers 11h-16h les jours à forte production ;
- automatiser le report de charge* pour les usages programmables (chauffe-eau, recharge de véhicules électriques, froid industriel/tertiaire) via Linky, des systèmes domotiques ou des agrégateurs ;
- adapter localement les plages horaires en fonction des données de production/consommation et des contraintes réseaux, avec révision annuelle.

Cela permettrait une réduction significative des pertes par écrêtage et une baisse du coût global du système électrique.

(1) Ministère de la Transition écologique, « Avis du Comité de gestion de la contribution au service public de l'électricité (CGCSPE) sur la PPE3 », 2024.

(2) Ministère de la Transition écologique, « Projet de PPE n°3 soumis à consultation », mars 2025.

6. TURPE : supprimer la réfaction et l'exemption de quote-part en basse tension

Comme le rappelle la CRE, dans l'annexe de sa contribution à la PPE 3, la forte dynamique des raccordements photovoltaïques en basse tension est notamment encouragée par des règles de facturation favorables (réfaction majorée des ouvrages propres et exemption de quote-part S3REnR). Si la dynamique se poursuit, le coût, pour l'exonération de quote-part s'approcherait de 1 milliard d'euros pour le TURPE 7 (2025-2028) à comparer à 165 millions d'euros sur la période précédente, et pour la réfaction des ouvrages propres, de 1,4 milliard d'euros à comparer à 381 millions d'euros sur la période précédente.

Il convient donc, par équité contributive et pour contenir la dérive des charges communes, de supprimer la réfaction en basse tension (BT) et l'exemption de quote-part en BT, puis d'ajuster à la hausse la partie fixe du TURPE (termes fixes d'acheminement/gestion et comptage) afin d'assurer une couverture stable des coûts de capital et de maintenance du réseau, et que tous les utilisateurs, y compris les auto-consommateurs raccordés en BT, contribuent au financement d'un réseau fiable.

7. Créer des stocks stratégiques d'électricité

Le photovoltaïque permet d'envisager des « stocks stratégiques » d'électricité s'inspirant des dispositifs mis en place pour le pétrole et le gaz. Les stocks pétroliers français ont été institués dès 1925, après les tensions d'approvisionnement consécutives à la Première Guerre mondiale, puis renforcés après le premier choc pétrolier de 1973. Les stocks gaziers ont été instaurés, avec la loi du 3 janvier 2003 sur les marchés du gaz et de l'électricité, afin de sécuriser l'approvisionnement hivernal, puis renforcés en 2018 après plusieurs hivers tendus.

Le black-out espagnol d'avril 2025 illustre la vulnérabilité d'une population privée d'électricité : ascenseurs en panne, commerces obligés de fermer, réseaux de communication interrompus, impossibilité de recharger les téléphones, d'activer les pompes à essence, à eau, de retirer des espèces, etc. Aujourd'hui, les opérateurs d'importance vitale disposent de groupes électrogènes pour maintenir leurs fonctions critiques (hôpitaux, centres de commandement, etc.), mais ces infrastructures ne sont pas conçues pour accueillir la population et leur autonomie de fonctionnement reste limitée.

La création d'un stock stratégique électrique « civil » viserait à apporter une réponse spécifique à ce besoin. Il s'agirait, par exemple, d'équiper progressivement des bâtiments publics clés pour l'accueil du public en cas de crise – gymnases et écoles par exemple – de systèmes photovoltaïques couplés à des batteries et à des onduleurs capables de fonctionner en mode îloté (hors réseau). Ces sites pourraient, en cas de coupure majeure, continuer à fournir lumière, chauffage minimal, recharge d'appareils et hébergement temporaire. Contrairement aux installations photovoltaïques actuelles, qui s'arrêtent quasi systématiquement en cas de coupure réseau, même en autoconsommation, ce dispositif offrirait un point de repli pour les habitants lors des crises. Les « stocks stratégiques » d'électricité n'ont pas vocation à pallier une faiblesse structurelle du système électrique français – la robustesse de notre réseau a d'ailleurs été reconnue une fois de plus lors des Jeux Olympiques de Paris 2024, où, pour la première fois, le CIO a accepté qu'aucun groupe diesel ne soit déployé pour la retransmission télévisée, EDF ayant pu faire la démonstration de la parfaite résilience de l'alimentation électrique. Ils visent plutôt à préparer le pays à des situations exceptionnelles – catastrophes naturelles, crues centennales, crises géopolitiques ou conflits – en offrant à la population des points de repli sûrs et autonomes en électricité.



Glossaire

Basse tension (BT) • Réseau électrique transportant l'électricité en dessous de 1 000 volts, depuis les postes de transformation vers les utilisateurs finaux (foyers, commerces, etc.). Ce sont les plus petites lignes du réseau. Leur tension est de 230 volts ou 400 volts.

Cogénération • Technique permettant de produire simultanément électricité et chaleur utile (eau chaude ou vapeur). Elle améliore le rendement énergétique global, avec une économie moyenne de 20 % de combustible.

Contribution au Service Public de l'électricité (CSPE) • La CSPE a été créée en 2003 comme taxe prélevée sur les factures d'électricité, afin de compenser les surcoûts imposés aux opérateurs par les obligations de service public. Elle finance principalement le soutien aux énergies renouvelables (obligations d'achat, compléments de rémunération), la péréquation tarifaire dans les zones non interconnectées (ZNI) et certaines missions comme l'électrification rurale. Le solaire photovoltaïque en représente la plus grande part des charges liées aux énergies renouvelables. En 2016, la loi de finances a transféré le financement de l'ensemble des charges de soutien aux énergies renouvelables — qu'il s'agisse des contrats en cours ou des nouveaux contrats — du produit direct de la CSPE vers le budget de l'État, via le compte d'affectation spéciale « Transition énergétique ». En 2017, la CSPE a été juridiquement intégrée à la TICFE (Taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité), forme d'accise sur l'électricité. Elle n'apparaît donc plus comme ligne distincte sur les factures, mais reste prélevée, et son produit continue d'abonder le budget général, qui finance les charges dites « CSPE ». En 2022, dans le cadre du bouclier tarifaire, le tarif de l'accise (ex-CSPE) a été abaissé temporairement à 1 €/MWh pour limiter la hausse des prix de l'électricité. La loi de finances pour 2025 met fin à ce tarif réduit : à partir du 1^{er} août 2025, le tarif est harmonisé à 29,98 €/MWh pour les consommateurs domestiques et professionnels de petite à moyenne puissance, et fixé à 25,79 €/MWh pour les gros consommateurs. Une majoration spécifique de 4,89 €/MWh est introduite pour financer la péréquation dans les ZNI.

Courant continu • Un courant dans lequel les électrons circulent en continu dans une seule direction. Produit par les piles, les batteries, ou les panneaux photovoltaïques.

Courant alternatif • Courant dans lequel les électrons oscillent : le sens du courant change périodiquement. Produit par les alternateurs des centrales (thermiques, hydrauliques, nucléaires) et utilisé pour le transport d'électricité et dans les prises domestiques. En Europe : 50 Hz (cycles/seconde, ce que l'on appelle la fréquence).

Disponibilité d'une centrale • Fraction du temps pendant lequel une centrale est en mesure de produire de l'électricité. Le coefficient de disponibilité (Kd) compare la production réelle à la production théorique maximale (puissance installée \times 8 760 h/an), en ne tenant compte que des indisponibilités techniques (pannes, maintenance, etc.).

Énergies renouvelables • Énergies produites à partir de ressources naturelles dont le renouvellement est rapide à l'échelle humaine (soleil, vent, eau, chaleur terrestre, biomasse). Leur exploitation ne conduit pas à l'épuisement de la ressource, mais peut avoir des impacts environnementaux locaux (ombrage, modification de milieux, emprise foncière...).

Ensoleillement • Durée pendant laquelle l'ensoleillement dépasse un certain seuil (120 W/m² selon Météo-France). Sert à évaluer le potentiel solaire pour la production photovoltaïque.

EPR (Réacteur pressurisé européen) • Réacteur nucléaire de troisième génération à eau pressurisée, conçu pour offrir un niveau de sûreté nettement renforcé, une puissance élevée (environ 1 600 MW) et un meilleur rendement. Il intègre des dispositifs de sûreté améliorés, dont un récupérateur de corium, une double enceinte de confinement, et une résistance accrue aux accidents sévères — répondant aux exigences post-Fukushima.

Flexibilité de la demande • Capacité à modifier la consommation d'électricité en réponse à un signal (prix, incitation, contrainte réseau). Peut inclure l'effacement ou le report.

Kilowatt (W) • Unité pour exprimer la puissance d'un appareil, d'un moteur ou d'un moyen de production d'électricité. Elle mesure sa capacité à délivrer une certaine quantité d'énergie par unité de temps.

Kilowattheure (kWh) • Unité utilisée pour quantifier l'énergie, notamment électrique. 1 kWh correspond à la quantité d'électricité consommée en une heure par un appareil de 1 kW (ou produite en une heure par un moyen de production de 1 kW). C'est une unité d'énergie, et non de puissance.

Onduleur • Appareil permettant de convertir du courant continu (ex. panneaux solaires) en courant alternatif compatible avec le réseau électrique.

Polysilicium (abréviation de « silicium polycristallin ») • Le silicium polycristallin est un matériau semi-conducteur utilisé dans 95 % de l'industrie photovoltaïque. La fabrication du silicium polycristallin implique la purification du silicium métallurgique extrait du sable, la fonte à haute température pour créer une structure polycristalline, et la découpe en tranches (*wafers*) utilisés dans les panneaux solaires.

Prix spot • Prix de l'électricité fixé pour chaque heure du lendemain sur les marchés de gros (marché « *day-ahead* » ou J-1), en fonction de l'offre et de la demande.

Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE) • Dans le cadre de l'ouverture des marchés de l'électricité à la concurrence, le raccordement aux réseaux publics de transport et de distribution, et l'acheminement de la fourniture sont restés des missions de service public. À ce titre, le tarif payé par les utilisateurs des réseaux d'électricité est réglementé par les pouvoirs publics. Le TURPE est proposé par la CRE et approuvé par décision ministérielle. Les tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT (dits TURPE 7 HTA/BT) et dans le domaine de tension HTB (dit TURPE 7 HTB) sont entrés en vigueur au 1^{er} août 2025 pour une durée d'environ 4 ans.

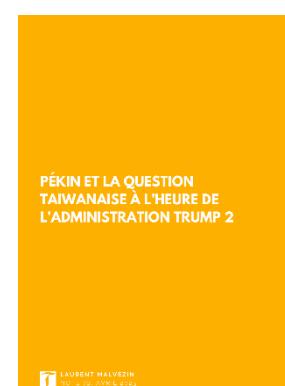
Tension • Grandeur physique qui représente la différence de potentiel électrique entre deux points d'un circuit. Elle se mesure en volts (symbole V) ou kilovolts (kV, 1kV = 1000V). On distingue deux types de tension électrique : la tension continue et la tension alternative. La tension continue est constante dans le temps et ne change pas de polarité, c'est par exemple la tension délivrée par une pile ou une batterie. La tension alternative varie constamment dans le temps et change de polarité. Dans nos foyers, la tension sur les prises domestiques est de 230 V (valeur dite "efficace"), il s'agit en fait d'un signal électrique sinusoïdal avec une fréquence de 50Hz (le signe de la tension change 100 fois par seconde), qui varie entre +325 volts et -325 volts.

Thermique renouvelable et déchets • Production d'électricité par combustion de biomasse (bois, biogaz) ou de déchets (ex. déchets ménagers, dont 50 % sont considérés, par convention, comme renouvelables).

Wafer • Terme anglais pour désigner, dans le cas du photovoltaïque, une tranche très fine de polysilicium, obtenue par sciage de ce que l'on appelle des lingots. Après divers traitements (traitement de surface à l'acide, dopage et création de la jonction p-n, dépôt de couche anti-reflet, pose des collecteurs), le *wafer* devient une cellule photovoltaïque.

Publications récentes

Retrouvez toutes nos publications sur notre site



Programme
Économie et compétitivité

Le Programme **Économie et compétitivité** vise la réforme en profondeur de nos modèles économiques et sociaux européens. L'accroissement continu des dépenses sociales et l'insuffisance des réformes invalident toutes chances de retour à la croissance et à l'emploi. Il est temps de concevoir de nouvelles formes de solidarités et de création de richesses, grâce à l'initiative économique et à la liberté d'entreprendre.

Ce document est la propriété de l'Institut Thomas More asbl. Les propos et opinions exprimés dans ce document n'engagent que la responsabilité de l'auteur. Sa reproduction, partielle ou totale, est autorisée à deux conditions : obtenir l'accord formel de l'Institut Thomas More asbl et en faire apparaître lisiblement la provenance.

© Institut Thomas More asbl, décembre 2025

