



PPE 3 : comment freiner la transition énergétique par un « en même temps » hors de prix et faisant fi du réel

« Errare humanum est (la PPE 2), perseverare diabolicum (la PPE 3) »

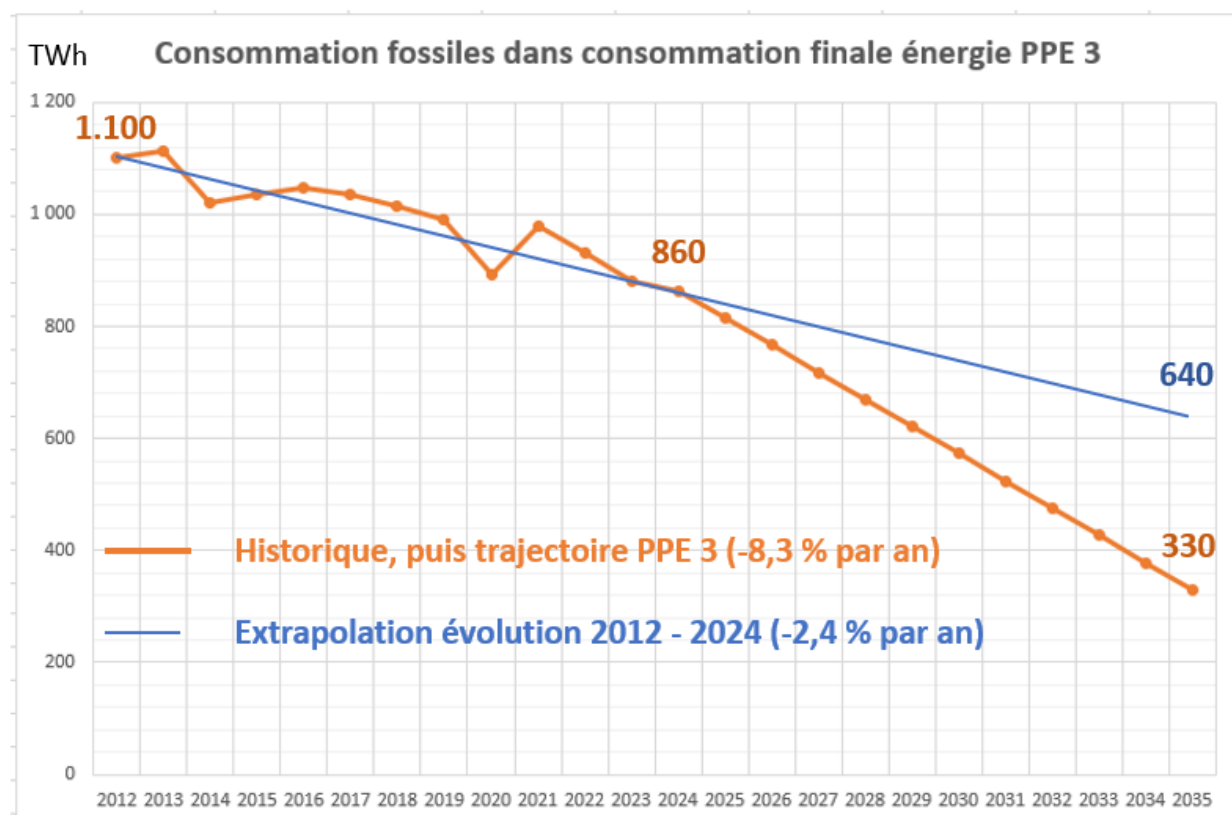
Par François Henimann, Directeur de l'Observatoire Energie et Climat de l'Institut Sapiens

Institut Sapiens – Alerte

Paris, le 20 février 2026

Le gouvernement a officialisé le 13 février dernier la Programmation Pluriannuelle de l'Energie ¹ pour la période 2026-2035 (PPE 3), qui était en gestation depuis 2023.

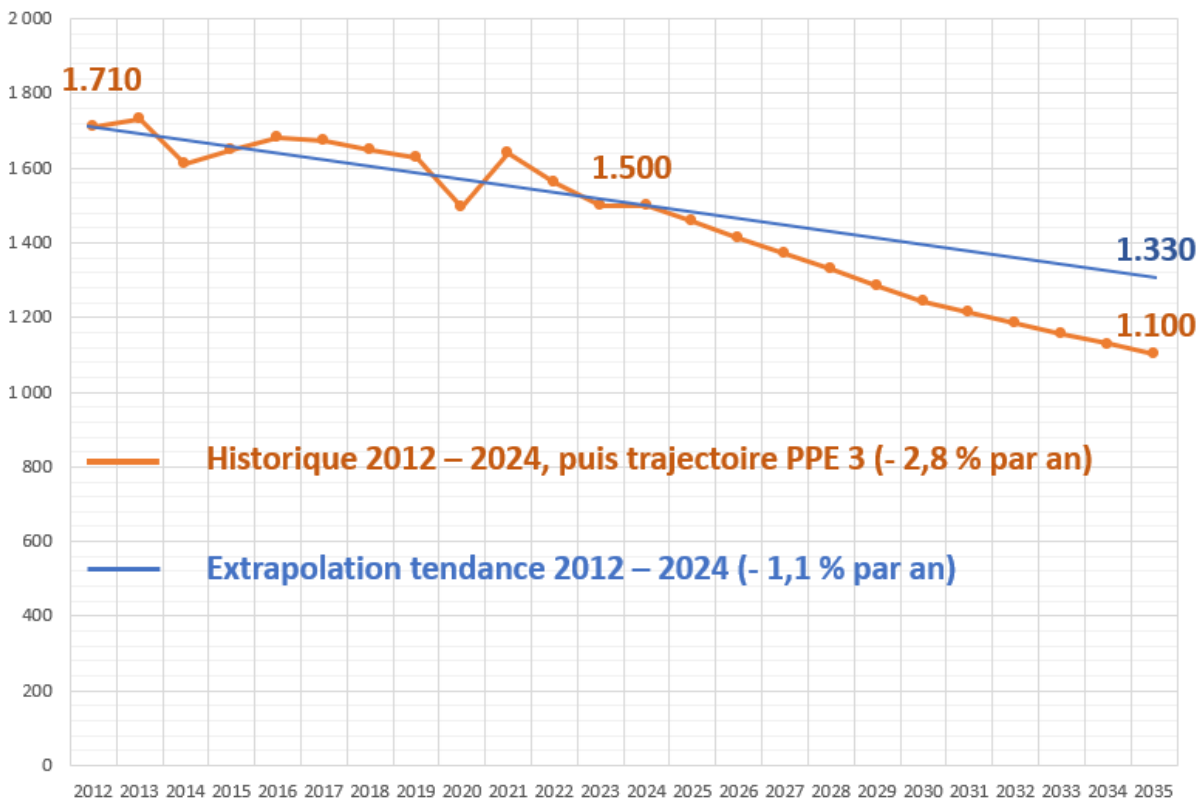
Cette programmation repose sur des hypothèses de réduction de la consommation d'énergie et de réduction de la consommation d'énergies fossiles qui, **en s'inscrivant dans les exigences du « pacte vert » de l'Union Européenne, sont totalement irréalistes et insoutenables** : qui peut croire sérieusement que la France, au demeurant un des meilleurs élèves européens et mondiaux avec une énergie décarbonée à plus de 40 %, va réussir à faire progresser ce taux de décarbonation à 70 % en 11 ans, avec une consommation de fossiles réduite à 330 TWh, alors qu'il n'a progressé que de 8 % depuis 2012, avec une consommation de 860 TWh en 2024 ?



Quant à l'objectif de diminution de la consommation finale d'énergie, de 27 % en 11 ans, qui excède très largement les gains historiques d'efficacité énergétique, il ne peut s'envisager qu'au prix d'une décroissance économique de l'ordre de 1 % par an, synonyme d'un renoncement à la réindustrialisation et au réarmement du pays, et d'un appauvrissement supplémentaire de la population française. Si l'on veut retrouver une croissance économique de l'ordre de 1 % par an, on aura besoin de consommer environ 1.350 TWh à l'horizon 2035, dont environ 600 TWh de fossiles (45 %).

¹ [Légifrance - Publications officielles - Documents administratifs - DAE n° 0003 du 13/02/2026](#)

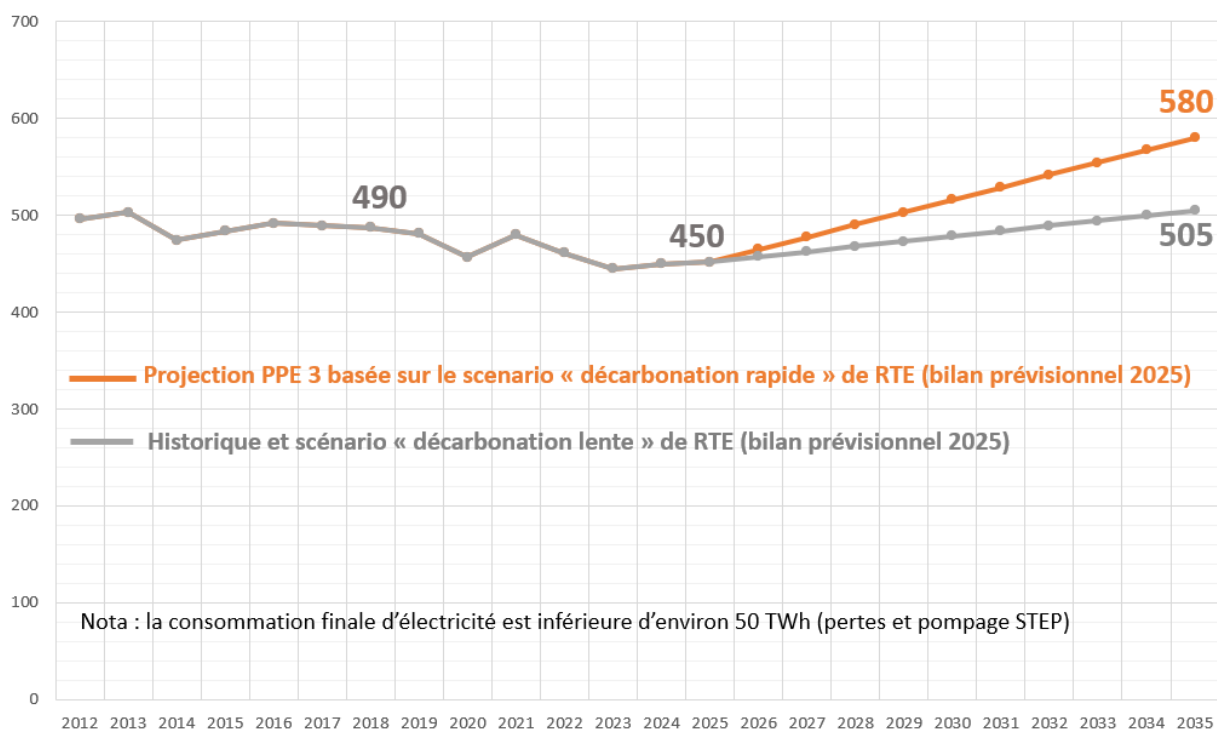
Consommation finale d'énergie PPE 3 (TWh)



La décarbonation de l'économie repose majoritairement sur l'électrification des usages, et en complément sur le développement d'énergies renouvelables thermiques (chaleur renouvelable et de récupération dont géothermie, biométhane, biocarburants, solaire thermique).

Or la PPE 3 ignore délibérément dans son analyse stratégique que la consommation d'électricité a diminuée de 9 % depuis 2018, et celle de l'industrie de 16 %. Au-delà des progrès d'efficacité énergétique, cette chute est principalement la conséquence de l'augmentation du prix de l'électricité et du manque de visibilité sur son évolution, qui jouent défavorablement sur la demande, et sur l'engagement d'investissements onéreux indispensables pour électrifier les usages (chauffage, mobilité électrique, process industriels).

Consommation d'électricité (production - solde export) en TWh



Depuis 2009, le prix de l'électricité a été multiplié par 2 pour les ménages et la plupart des entreprises, alors que l'inflation cumulée n'atteint que 28 %. Les auteurs de la PPE 3 refusent de voir que la moitié de cette augmentation résulte des quelques 60 Md€ déjà dépensés pour subventionner les installations éoliennes et solaires (ENR intermittentes), et investir sur les réseaux pour les accueillir.

En effet, le tarif d'utilisation des réseaux de distribution (TURPE HTA/BT) a augmenté de 67 %, et la subvention annuelle aux ENR intermittentes atteint cette année 6,6 Md€, qui se répercutent en partie sur le déficit budgétaire, et en partie sur la facture d'électricité via la taxe accise (environ 10 % de la facture).

Seuls les très grands sites industriels électro-intensifs raccordés sur le réseau de transport d'électricité géré par RTE, qui sont exposés à la concurrence internationale, ont jusqu'à présent en grande partie échappé à cette augmentation, car ils sont exemptés de taxe accise, et bénéficient d'un abattement de 45 à 90 % sur le tarif réseau transport (TURPE HTB), qui n'a été que peu touché jusqu'à présent, car la plupart des sites solaires et éoliens sont raccordés sur le réseau de distribution.

Mais la PPE 3 entraîne une multiplication par 3 des investissements de RTE, principalement pour raccorder l'éolien maritime (plus de 30 Md€ sur la période), ce qui va impacter ces grandes entreprises industrielles.

En raison de cette baisse de consommation induite par l'augmentation du prix de l'électricité, **la France se retrouve avec un parc de production d'électricité décarbonée structurellement surcapacitaire** : cela s'est traduit en 2025 par un volume d'exportation record (plus de 90 TWh, au maximum des capacités des interconnexions avec le pays voisins), et par une cannibalisation de la production entre sources décarbonées nucléaire et renouvelables, avec une perte de production de près de 20 TWh (dont 15 TWh de nucléaire), en voie d'augmentation rapide. Cette situation dégrade la compétitivité de l'électricité nucléaire, et augmente le volume de subvention des renouvelables en raison des épisodes de prix spots très faibles ou négatifs qui se multiplient, et deviennent quotidiens d'avril à octobre pendant les heures méridiennes d'ensoleillement.

Les importations d'électricité intermittente en provenance d'Allemagne et d'Espagne renforcent la déstabilisation et la désoptimisation de notre système électrique, et cela montre **que la capacité de production solaire et éolienne**, qui atteint une puissance de 55 GW fin 2025, et va dépasser inéluctablement 75 GW d'ici 2030 avec les projets en développement, soit plus que le parc nucléaire de 63 GW, **a déjà dépassé la capacité optimum utile pour compléter la base décarbonée et pilotable nucléaire et hydroélectrique qui fonde 80 % de notre mix électrique.**

L'électrification des usages ne se décrète pas, et restera un mythe si le prix de l'électricité reste orienté à la hausse, et soumis à la volatilité des marchés de gros, sans visibilité à long terme. De plus, c'est une mutation profonde et un parcours de long terme, avec un défi industriel si l'on veut que la valeur ajoutée des équipements soit française.

Il est donc totalement inutile et dangereux, comme le prévoit la PPE 3, de charger la barque avec des investissements supplémentaires de plusieurs dizaines de milliards d'euros en production à partir d'ENR intermittentes, lourdement subventionnées, et en réseau d'électricité, avec un risque très élevé de « coûts échoués », et la certitude d'augmenter significativement le prix de l'électricité, de plus de 25 %.

Cela correspond à une charge supplémentaire sur le système électrique à l'horizon 2035 de l'ordre de 20 Md€ par an, en additionnant subventions, coût du réseau et coût de la modulation de la production nucléaire pour « absence de débouché économique », en augmentation exponentielle : voir détail en annexe.

Alors que la France a un avantage compétitif colossal par rapport à ses voisins, avec un parc de production nucléaire et hydraulique décarboné à 95 % et largement amorti, et la possibilité de stabiliser, voire de diminuer les prix de l'électricité. Avec le renouvelable déjà installé, ce parc dispose d'un volant de 100 TWh d'électricité excédentaire, qui augmentera dans les prochaines années avec les projets ENR en cours

de développement, le redressement complet de la production nucléaire et la reprise des investissements dans le parc hydroélectrique.

Si la PPE 3 est réellement mise en œuvre avec cette fuite en avant irresponsable, l'augmentation à venir du prix sera un obstacle dissuasif sur la voie de l'électrification des usages et de la réindustrialisation du pays, **ce qui démontre que la persistance dans un « en même temps » énergétique nucléaire et développement à marche forcée de l'éolien et du solaire est un pari risqué, entraînant la politique énergétique française dans un cercle vicieux, qui, paradoxalement, a toutes les chances de ralentir la transition énergétique.**

Pour conclure, l'Institut Sapiens propose de renoncer à cette stratégie aventureuse, et de conserver les éléments positifs que comporte la PPE 3 :

- L'optimisation de la production et la pérennisation du parc nucléaire existant, ainsi que la construction de 6 réacteurs EPR 2.

Il convient d'y ajouter la nécessité absolue de revenir sur l'abandon du projet ASTRID en 2019, et de reprendre le développement d'une filière surgénératrice de réacteurs à neutrons rapides, en visant une tête de série industrielle opérationnelle avant 2050. Cela permettra de garantir à très long terme notre souveraineté énergétique, la France disposant d'un stock de combustible utilisable pour plusieurs siècles, alors que l'offre en minerai d'Uranium pourrait être contrainte à partir de la deuxième moitié du siècle, en raison de la relance du nucléaire au niveau mondial.

- La mise en œuvre de l'accord négocié avec l'Union Européenne pour réformer le cadre juridique de l'hydroélectricité et relancer les investissements afin d'augmenter à l'horizon 2035 la capacité de production de 2,8 GW, dont 1,7 GW de stockage hydraulique d'électricité (Stations de Transfert d'Energie par Pompage).
- La poursuite du développement des ENR thermiques, en mettant davantage l'accent sur la géothermie. Les objectifs de doublement du volume de biocarburants (qui sont importés à plus de 50 %) et de quadruplement du volume de biométhane injecté dans les réseaux sont cependant à réévaluer en fonction des réalités économiques.

En ce qui concerne le solaire et l'éolien, l'éolien maritime n'est pas une solution économiquement viable pour optimiser le système électrique français, d'autant que le

plateau continental est étroit sur la façade Atlantique et inexistant en Méditerranée, ce qui limite à moins de 15 GW le potentiel en éolien posé, seule technologie mature.

Les débouchés des usines de fabrication implantées en France (GE Gernova à St Nazaire et GE à Cherbourg pour les pales, Siemens Gamesa au Havre) et de la filière industrielle se situent au niveau européen pour les projets situés en mer du Nord et en mer Baltique.

L'éolien terrestre et le solaire peuvent continuer à se développer, sans subvention et en prenant en charge le coût de leur raccordement.

Après 20 ans de soutien public, si ces technologies sont compétitives, elles doivent pouvoir trouver leur mode de commercialisation, sur le marché ou via des contrats de type PPA avec un grand consommateur ou un fournisseur d'électricité, ou encore par l'autoconsommation pour les installations solaires sur toiture. Cela sera facilité par le développement et la diminution des coûts des batteries de stockage infra-day, qui permettront la pilotabilité et l'optimisation de la production de ces installations.

Pour l'éolien terrestre, la priorité va à la pérennisation des sites existants, déjà raccordés au réseau : 1 GW de contrats aidés arrivent à échéance chaque année, soit environ 80 parcs. La « remotorisation » prônée par le gouvernement en augmentant la puissance unitaire des éoliennes doit s'accompagner d'une remise en cause préalable de l'autorisation environnementale sous le contrôle des collectivités locales, les nouvelles éoliennes étant plus hautes.

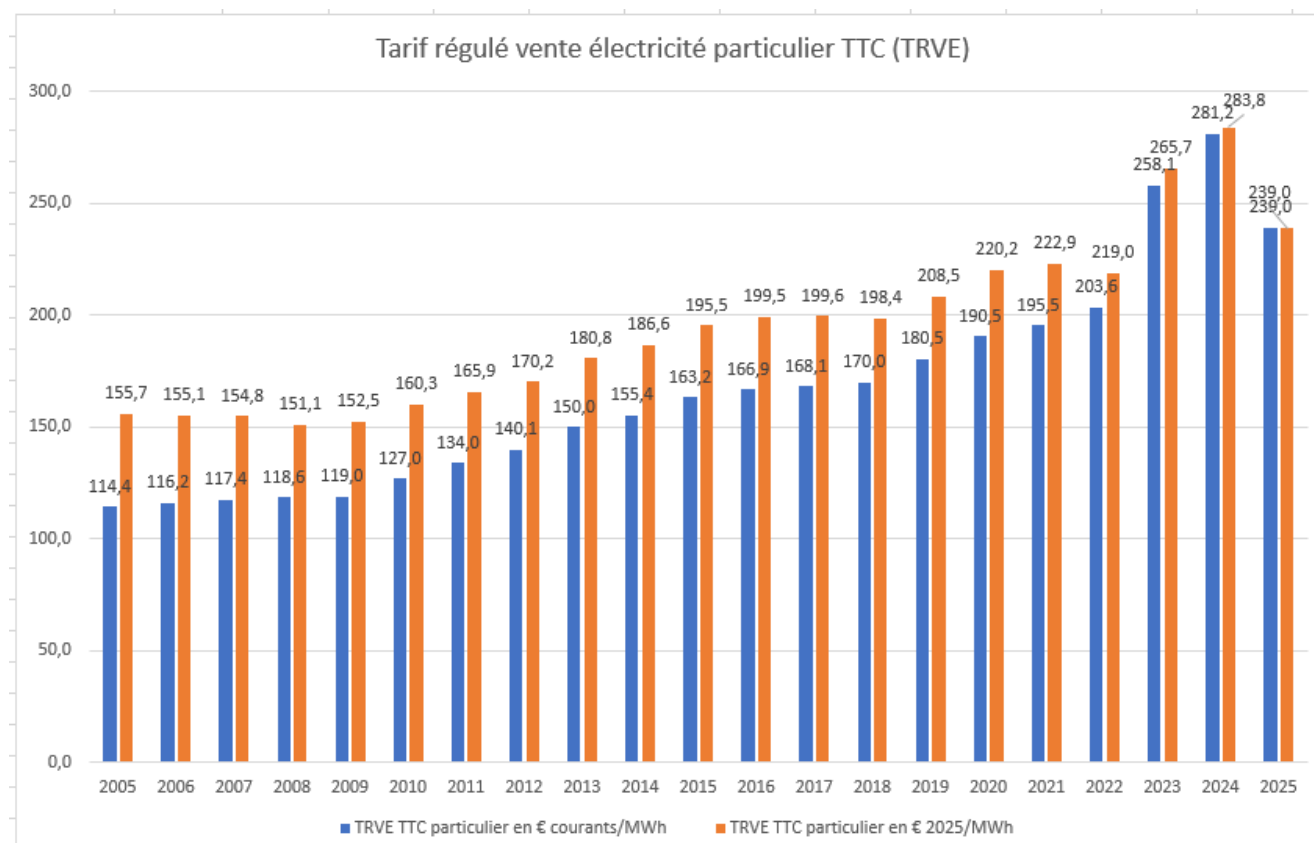
Pour le solaire, les axes de développement se situent dans l'autoconsommation individuelle et collective pour les installations sur toiture, le développement raisonné de l'agrivoltaïsme, à condition de trouver des modes de production compatibles avec le maintien des cultures ou de l'élevage, et, à partir de 2030, par la pérennisation des parcs arrivant en fin de contrat de soutien.

Enfin, côté demande pour l'électricité, il est indispensable de développer la flexibilité des usages par le numérique et la mise sur le marché de détail par les fournisseurs d'offres innovantes permettant de valoriser la surproduction solaire pendant les heures méridiennes, au bénéfice à la fois des consommateurs, et de la performance du système électrique en diminuant la cannibalisation entre sources renouvelables. La structuration du marché de gros à terme devra être adaptée à cet effet.

Le développement de l'électrification dépend avant tout de la maîtrise du prix de l'électricité, et le dispositif de soutien par les Certificats d'Economie d'Energie (CEE), technocratique et inefficace, et qui pèse significativement sur la facture d'électricité (5 % pour un ménage), doit être remis en cause.

ANNEXE

Prix de l'électricité pour les ménages TTC (Tarif Régulé de Vente d'Electricité)



Augmentation de 200 % entre 2009 et 2025 en € courants, et de 57 % en € 2025

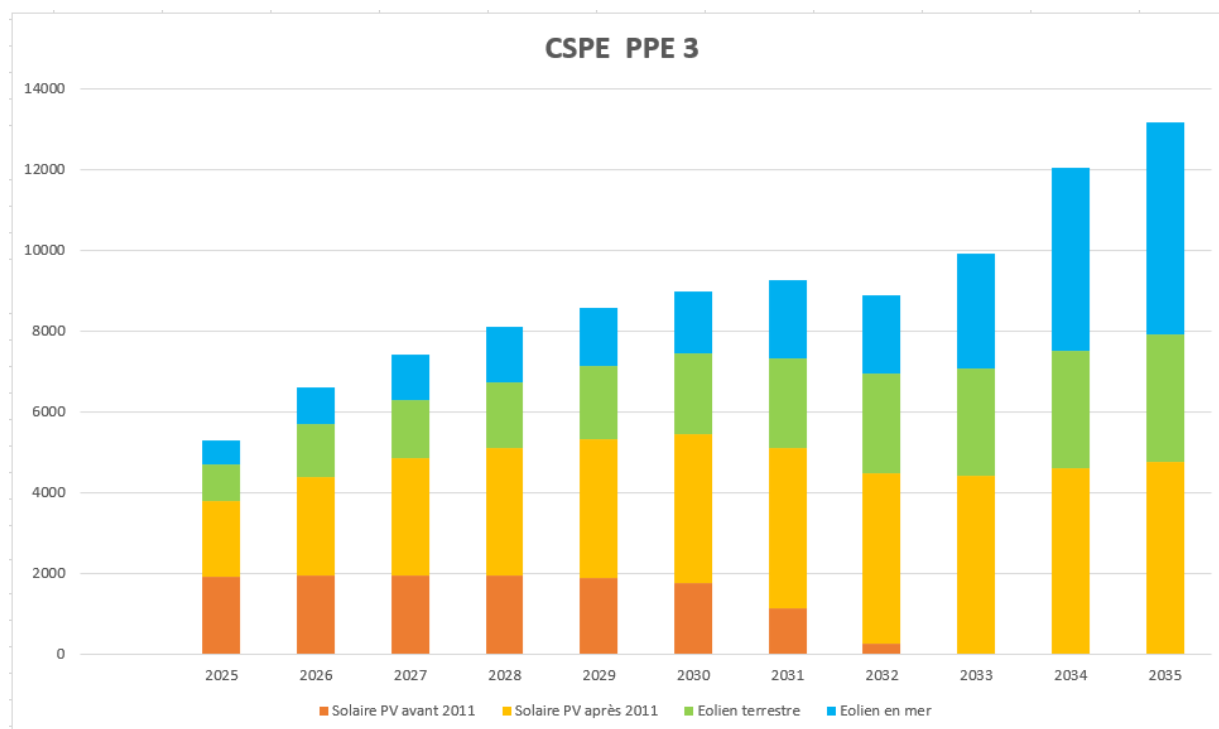
Subventions ENR intermittentes prévisibles dans le cadre de la PPE 3 :

Le montant total de subvention passe de 5,3 Md€ en 2025 et 6,6 Md€ en 2026 (estimations publiées par la CRE en juillet 2025) à 13,2 Md€ en 2035, soit une augmentation de 240 % en 10 ans ².

Il s'agit d'une évaluation par défaut, car la cannibalisation entre sources d'électricité renouvelables nucléaire et ENR intermittentes a une influence déflationniste sur la moyenne des prix spot, et donc sur le coût évité.

Impact sur la facture d'électricité d'un particulier, en prenant l'hypothèse que cette augmentation est intégralement transmise sur la taxe accise sur l'électricité : environ 30 €/MWh HT, ou 36 €/MWh TTC, soit une taxe multipliée par 2 et 15 % d'augmentation sur la facture.

² Calcul avec une moyenne de prix spot correspondant aux hypothèses de la CRE pour 2026 (coût évité), et les prix garantis résultant des appels d'offre attribués. Pour les futurs appels d'offre éolien en mer, les prix tiennent compte de la réalité économique (100 €/MWh éolien posé et 140 €/MWh éolien flottant, hors raccordement). L'indemnisation prévue en cas d'arrêt de production lors des épisodes de prix négatifs (70 % de la production max pour l'éolien en mer) est intégrée pour 800 h à partir de 2028.



Evolution du Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (TURPE) :

	TURPE 7 (2025 – 2028)	TURPE 2035
Investissements cumulés 2026 – 2035 dont raccordement solaire - éolien	155 Md€ env. 50 Md€	
Rémunération autorisée RTE (HTB)	5.000 M€	11.400 M€
Rémunération cumulée RTE - ENEDIS	18.400 M€	26.100 M€
TURPE ménages – pro (BT inf. 36 kVA)	70 €/MWh	92 €/MWh
TURPE entreprises (BT 36 – 250 kVA)	56 €/MWh	74 €/MWh
TURPE entreprises (HTA)	26 €/MWh	34 €/MWh
TURPE entreprises (HTB) avant abattement	16 €/MWh	33 €/MWh

Impact sur la facture d'un ménage : 22 €/MWh HT, ou 26,4 €/MWh TTC, soit 11 % sur la facture.

Le coût de revient annuel global des réseaux progresse de 18,4 à 26,1 Md€, soit une augmentation de 7,7 Md€.

Au total, l'accélération du raccordement d'ENR intermittentes programmée par la PPE 3 génère une augmentation de 25 à 30 % sur le prix de l'électricité, ce qui correspond à une charge supplémentaire annuelle de l'ordre de 14 Md€.

Il convient d'ajouter à cette charge le coût induit par la modulation de la production nucléaire pour faire de la place à l'injection de ces ENR, qui, selon le rapport publié par EDF ³, et les estimations de RTE dans son bilan prévisionnel 2025 ⁴, pourrait atteindre 42 TWh dès 2028, et 60 à 85 TWh en 2035. Le coût annuel résultant de la perte de production et de l'impact sur la maintenance et l'exploitation pourrait représenter à cette échéance de 4 à 5 Md€, portant l'impact économique total à près de 20 Md€ par an, par rapport à la situation de 2025.

³ [2026_02_16_ETUDE_MODULATION.pdf](#)

⁴ [Bilan prévisionnel - Édition 2025](#)