

Réformer le soutien aux ENR pour les rendre efficaces pour le système électrique

*Think tank indépendant dédié à la croissance, à la
compétitivité et à la prospérité*

Les résultats de 25 années de subvention des ENR par les prix garantis :

<i>Coût pour le budget de l'Etat en 2026</i>	<i>7 073,5 Milliards €</i>
<i>Subvention par MWh ENR en 2026</i>	<i>92,42 €/MWh</i>
<i>A comparer avec un prix de marché à terme 2026 de</i>	<i>55 €/MWh</i>

1. La politique de soutien financier des ENR n'est plus adaptée

Cette politique de soutien a été initiée par la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité qui a institué une obligation d'achat de l'électricité produite par des installations utilisant les ENR.

Quelle en est le résultat 25 ans après ?

La DÉLIBÉRATION N°2025-180 de la Commission de régulation de l'énergie du 10 juillet 2025 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie et ses annexes permet d'en faire le bilan :

Prévisions des surcoûts liés aux contrats d'achat ENR pour EDF au titre de 2026 (Annexe 1 page 14) :

Coût d'achat par EDF de la production ENR	9 981,1 M€
-Coût évité (=prix de revente)	2 907,6 M€
= Surcoût à subventionner par le budget de l'Etat en 2026	7 073,5 M€

Alors que la subvention devait être transitoire pour accompagner les productions ENR vers la rentabilité et la compétitivité, 25 ans après, son montant est plus du double de leur valeur sur le marché.

En 2026, le CRE évalue la subvention par MWh ENR à 92,42 €/MWh contre 85,62 €/MWh en 2025 (Délibération n°2025-180 page 9)

Cette subvention est supérieure :

- au prix de marché évalué à 55 €/MWh (Prix à terme au 13 Novembre 2025).
- au coût de production du nucléaire existant de 60,7 € 2022/MWh (Rapport de la CRE remis son rapport au Gouvernement le 27 juillet 2023).

Elle se situe au niveau du coût de production du nouveau nucléaire évalué à 92,9 € 2023/MWh pour un coût moyen pondéré du capital de 4 % par la Cour des comptes dans son rapport de janvier 2025 « La filière EPR : une dynamique nouvelle, des risques persistants ».

Après 25 ans de subvention, les ENR électriques demeurent très éloignées de la compétitivité et de la rentabilité.

2. Les causes de cet échec

2.1. Une approche en partie idéologique

Le développement des ENR a été pensé comme un objectif en soi avec une connotation idéologique et non comme un moyen de décarboner les usages de l'énergie. La Cour des comptes l'énonce page 22 dans son rapport Mars 2018 « *Le soutien aux énergies renouvelables Communication à la commission des finances du Sénat* » :

« compte tenu de son profil énergétique peu carboné, si la France avait voulu faire de sa politique en faveur des ENR un levier de lutte contre le réchauffement climatique, elle aurait dû concentrer prioritairement ses efforts sur le secteur des ENR thermiques qui se substituent principalement à des énergies fossiles émissives de CO₂. De ce fait, la place consacrée aux énergies renouvelables électriques dans la stratégie française répond à un autre objectif de politique énergétique, consistant à substituer les énergies renouvelables à l'énergie de source nucléaire. »

Au lieu de tirer profit d'une électricité décarbonée à 95 % grâce au nucléaire et à l'hydraulique pour remplacer les énergies fossiles dans les usages énergétiques (transport, chauffage, ...), la France a fait le choix irrationnel de vouloir remplacer l'électricité nucléaire décarbonée et pilotable par des productions ENR décarbonées intermittentes en faisant fi des conséquences économiques et environnementales et des conséquences sur la viabilité du système électrique. Face au mur des réalités, le « à la place du nucléaire » est devenu le « en plus du nucléaire ».

2.2. Un soutien public à l'accroissement des volumes de production ENR indépendamment de leur utilité pour le système électrique

Pour accroître la production ENR, les pouvoirs publics assurent une rémunération fixe par MWh produit aux producteurs renouvelables pendant quinze à vingt ans en échange d'une compensation des écarts de prix si cette rémunération est inférieure aux prix de marché réels observés.

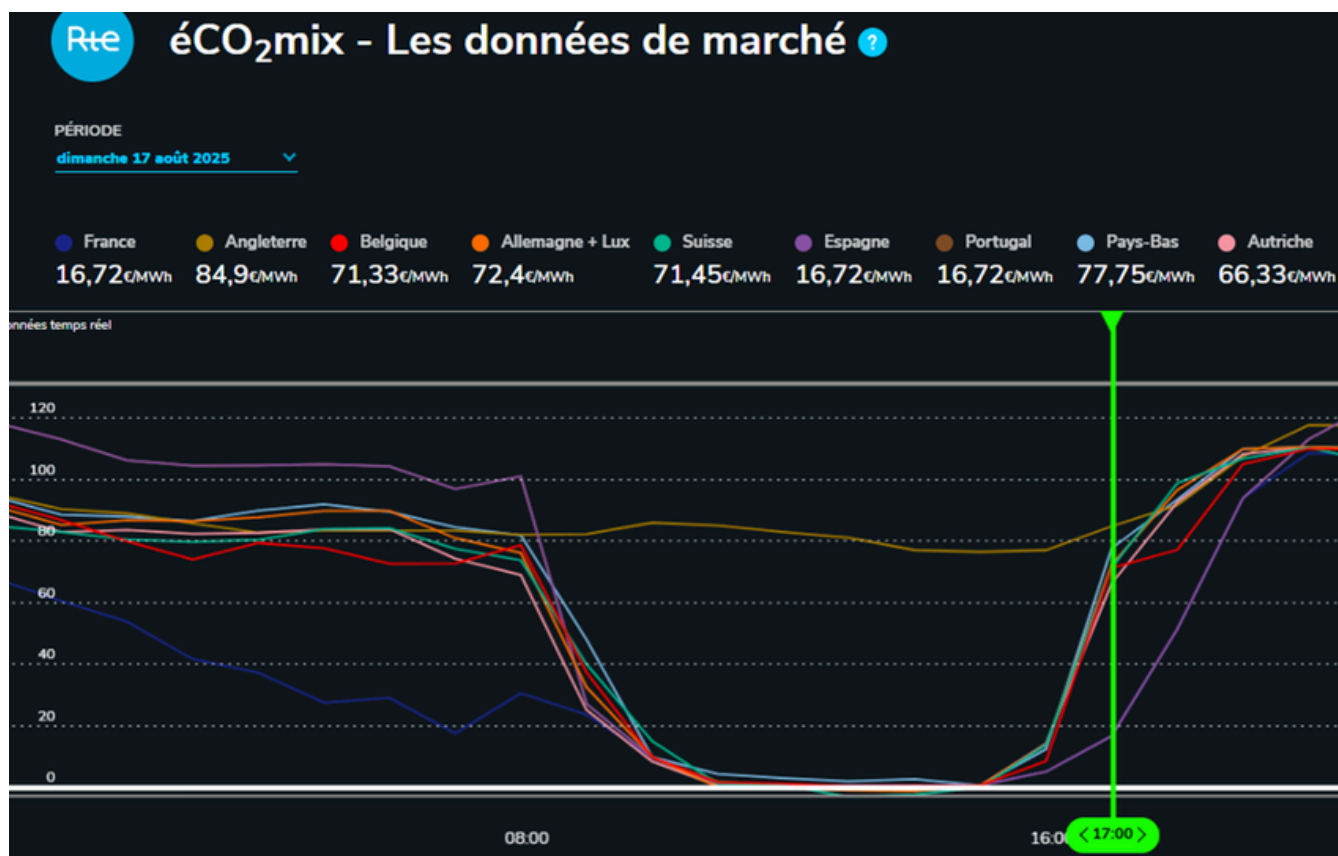
C'est en effet un mécanisme puissamment incitateur à la production car, grâce à cette garantie de prix qui élimine le risque de marché, les producteurs peuvent recourir très facilement à des financements bancaires.

Mais l'inconvénient de ce mécanisme est qu'il incite à développer la production sans se soucier aucunement de son utilité pour le système électrique, d'où par exemple les prix négatifs de l'électricité amenées par les surproductions ENR.

Ainsi, aucune incitation à s'équiper en moyens de stockages de l'électricité pour la stocker quand les prix sont bas et la fournir quand la demande est forte et le prix élevé.

Aucune incitation non plus pour orienter les panneaux photovoltaïques de façon à fournir davantage d'électricité le matin ou en fin d'après midi ou encore l'hiver quand la demande est forte. De telles options amèneraient une production moindre en MWh mais supérieure en valeur car elles auraient une plus grande utilité pour le système électrique.

Les panneaux photovoltaïques sont systématiquement orientés pour maximiser le volume de production qui intervient massivement entre 1200 et 1500 au point de la rendre inutile, puisqu'elle est souvent venue à moins d'un euro.



En réalité, pour éviter les prix négatifs qui accroissent fortement le coût budgétaire pour l'Etat, la CRE a instauré des primes de prix négatifs, qui indemnisent les producteurs pour ne pas produire.

Il est clair qu'un tel dispositif qui, en même temps, subventionne pour produire et indemnise pour ne pas produire n'est pas optimal sur le plan économique en termes de coût et d'incitation.

Ce système de soutien qui incite les acteurs à produire le plus possible sans se soucier de la variation des besoins en électricité accentue ainsi le principal inconvénient des productions ENR intermittentes, à savoir leur faible foisonnement à l'échelle européenne. L'affirmation que le vent soufflerait toujours quelque part en Europe et atténuerait ainsi les effets de la variabilité ne correspond pas aux faits. L'Europe occidentale se comporte le plus souvent comme une zone venteuse assez homogène, dominée par l'influence des grands courants océaniques ou continentaux. Le foisonnement de l'éolien au niveau européen se révèle réduit et le foisonnement solaire est lui-même limité parce que l'Ouest européen ne couvre que 1,5 fuseau horaire (Flocard et al. *Électricité : intermittence et foisonnement des énergies renouvelables*, Techniques de l'Ingénieur 2014).

Il en résulte la cannibalisation ENR qui désigne le phénomène par lequel de nombreuses installations ENR produisant simultanément (typiquement le solaire en milieu de journée), créent ainsi une surproduction qui fait chuter les prix sur les marchés de gros pendant leur période de production au point de parfois devenir négatifs.

Le degré de cannibalisation est mesuré par le taux de captation du prix du marché qui est le rapport entre le prix moyen obtenu par les producteurs ENR et le prix moyen du marché. Plus ce taux est bas, plus l'effet de cannibalisation est important.

La DÉLIBÉRATION N°2025-180 de la Commission de régulation de l'énergie révèle page 35 par exemple que les producteurs solaires n'ont reçu de janvier à mai 2025 que 45 % du prix moyen du marché. Ce faible taux de captation du prix du marché France augmente considérablement la charge budgétaire pour l'Etat du fait des prix garantis par les régimes de soutien. Pour comprendre le phénomène :

- Le prix de l'électricité au premier semestre 2025 est de 64 €/MWh
- Si l'on prend le cas d'une installation photovoltaïque qui bénéficierait d'un tarif garanti de 70 €/MWh, on peut se dire que la différence entre ce tarif et le prix moyen du marché de 64 €/MWh ne coûte pas cher au budget (6 €/MWh) > **prévisions CRE qui n'intégrait pas la cannibalisation jusqu'à présent**
- Mais en réalité le producteur n'a vendu en moyenne qu'à 45 % du prix du marché soit 31 €/MWh. Il demande donc qu'on lui rembourse cette différence de 39 €/MWh (70-31), soit 6 fois plus. > **Le tarif garanti à 70 €/MWh coûte au budget 39 €/MWh.**

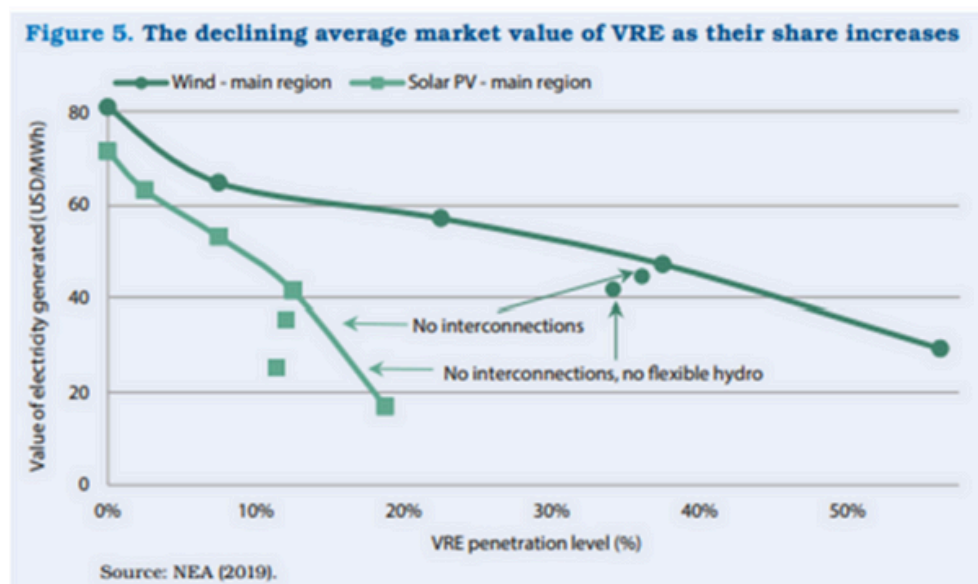
C'est ce phénomène de cannibalisation qui explique de manière prépondérante la sous-estimation systématique des charges de soutien par le CRE (sous-estimation de 2 milliards d'euros en 2025).

La PPE 3 intègre le phénomène de cannibalisation mais très insuffisamment :

Hypothèses des facteurs de décote annuels des filières renouvelables	Hypothèses du projet de PPE3
Eolien terrestre	-7% uniforme entre 2024 et 2060
Photovoltaïque	-0,1% uniforme entre 2024 et 2060
Eolien en mer	-7% uniforme entre 2024 et 2060

Source : Avis du Comité de gestion des charges de service public de l'électricité sur le volet budgétaire de l'étude d'impact de la Programmation Pluriannuelle de l'Energie Page 35

Très insuffisamment car les hypothèses de cannibalisation qu'elle a retenues sont très inférieures à ce qui est constaté en 2025. Très insuffisamment, car la PPE 3 n'intègre pas le fait que l'augmentation de la part des ENR dans les mix électriques français et européens l'accroît et fait ainsi diminuer structurellement leur valeur sur les marchés. Le rapport de l'OCDE-NEA System Cost Analysis for Integrated Low-Carbon Electricity Systems a parfaitement documenté cette baisse de la valeur de marché des ENR intermittentes découlant de leur part croissante dans le mix et donc la décote croissante à financer par le budget :



Plus la part des ENR croît dans le mix, plus leur valeur décroît sur le marché, moins elles ont d'utilité pour satisfaire la demande en électricité par défaut de moyens de stockage compétitifs à grande échelle.

2.3. Une planification des volumes ENR qui ne s'ajuste pas à la réalité de la demande

Le système de soutien actuel continue à développer les investissements ENR dans le cadre des projections d'accroissement fort de la demande d'électricité de la PPE à long terme (2035) alors que nous sommes actuellement confrontés à une situation de surproduction : 20 % de notre production d'électricité est exportée. La surproduction d'électricité fait chuter fortement les prix en France :

Le prix de gros de l'électricité en Europe

En euros par mégawattheure, livraison dans un an



« LES ECHOS » / SOURCE : BLOOMBERG

La situation de surcapacité de production d'électricité en France est telle que toute nouvelle production ENR s'avère inutile et donc nuisible, car elle ne représente qu'une charge à financer par le budget. La baisse des prix sur le marché :

a) va s'ajouter à la cannibalisation ENR pour faire exploser les dépenses budgétaires de soutien aux ENR puisque le budget va devoir financer un écart accru entre le prix garantis aux ENR et le prix de marché

b) va réduire fortement la marge d'EDF alors que l'Entreprise a besoin de ressources pour financer la prolongation de la durée de vie du parc existant et la construction de nouvelles centrales nucléaires. Cette asymétrie de revenus et de risque entre les ENR rémunérés par des prix garantis et le parc nucléaire existant soumis aux prix de marché en chute mène à une impasse économique et électrique : **le prix de marché désormais inférieur au coût de la production nucléaire existante la met en danger alors que sa constance de production et sa pilotabilité la rendent plus que jamais indispensable pour le système électrique.**

c) ne bénéficie pas aux consommateurs/contribuables domestiques car ils vont devoir financer d'une manière ou d'une autre (par l'assise qui taxe l'électricité ou par les impôts) les charges de soutien aux ENR que la baisse des prix de marché va faire croître et ils doivent par ailleurs payer des coûts de réseau en croissance constante pour les adapter aux productions ENR. Cette hausse des prix consommateurs (incluant coûts de réseau et taxes) désincite à l'électrification des usages indispensable à la décarbonation.

2.4. Une asymétrie de traitement dans le financement des coûts de réseau qui biaise la perception de la compétitivité réelle des productions d'électricité décarbonées, biais qui amènent des choix erronés

Les raccordements électriques des productions électriques renouvelables bénéficient du privilège d'être pris en charge par le TURPE (les tarifs d'accès aux réseaux payés par les consommateurs d'électricité) et donc financées par les consommateurs avec des perspectives de dépenses selon la CRE de (Débats sur l'énergie : Démêler le vrai du faux) :

-18 Mds€ d'investissements les EnR terrestres, ces raccordements étant partiellement financés par les producteurs ;

-37 Mds€ d'ici 2040 pour raccorder les futures éoliennes offshore qui sont appelées à être financées entièrement par le TURPE (et non pas par les producteurs d'éolien marin).

Ces différences de traitement créent une opacité quant à la réalité des coûts de production des différents modes de production d'électricité décarbonée qui peut induire des choix politiques contre-productifs pour le pays.

3. Quelles réformes pour développer une production d'électricité décarbonée compétitive, c'est-à-dire apte à satisfaire la demande au moindre coût ?

3.1. La nécessité de réformer : la politique actuelle de soutien des ENR par les prix garantis sans ajustement de la production à la réalité de la demande d'électricité apparaît insoutenable financièrement

Du fait du double phénomène de baisse de la valeur des ENR par la cannibalisation entre les ENR et de baisse des prix de marché amenée par la surproduction, l'évaluation que fait la PPE 3 des coûts de soutien public à la production d'énergie renouvelable estimée à un montant de 114,2 à 133 Md€2024 entre 2025 et 2060, dans le scénario de prix bas, et un montant négatif de -31,9 à -27,5 Md€2024 dans le scénario de prix haut est erronée. La trajectoire de l'Allemagne qui mobilise les mêmes systèmes de soutien et dont nous suivons la trajectoire avec 10 ans de retard apporte un éclairage sur la réalité de ce que pourrait être le coût du soutien public à l'avenir :

Les charges liées au soutien aux énergies renouvelable - Source : l'Institut de l'économie allemande de Cologne (EWI 2024).

Charges de soutien en M€	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Éolien terrestre	1'414	1'811	550	865	1'643	2'245	2'455
Éolien maritime	1'975	2'290	1'900	2'053	2'217	2'349	2'387
Photovoltaïque	9'963	11'030	12'115	12'563	13'630	14'194	14'282
Total	13'352	15'531	14'565	15'481	17'490	18'788	19'124

En 2035, nous devrions produire la même quantité de production électrique ENR que l'Allemagne en 2024, 215 TWh, qui a acquitté pour cela de 15 milliards d'euros de charges de soutien public. Le montant du soutien public français devrait atteindre cet ordre de grandeur.

3.2. Un préalable : d'abord faire prévaloir la neutralité technologique (principe qui stipule que les règles ou les lois ne doivent pas favoriser ou discriminer une technologie) dans les politiques de développement des énergies décarbonées

Cela signifie que :

- a) chaque mode de production doit financer les coûts qu'il induit dans le système électrique, en particulier pour le développement des réseaux. Par exemple, sortir du TURPE et remettre à la charge des producteurs d'éolien marin les 37 milliards d'euros qui seront dépensés pour raccorder les futures éoliennes offshores fera apparaître probablement que l'éolien marin n'est le plus souvent pas compétitif du fait de la grande profondeur des fonds marins sur les côtes françaises.
- b) les productions électriques décarbonées doivent bénéficier de dispositifs de soutien budgétaire identiques.

La neutralité technologique, en rétablissant la vérité des coûts conditionne le développement du système électrique décarboné compétitif dont nous avons besoin pour assurer la transition climatique. La France a l'immense avantage de pouvoir recourir à l'ensemble des technologies électriques décarbonées, éolien, photovoltaïque, nucléaire, hydraulique. Elle possède donc tous les atouts pour déterminer un mix électrique compétitif.

3.3 Première option de réforme : une évolution a minima du système existant

Pour le nouveau nucléaire, c'est la voie qui est proposée aux autorités de la concurrence européenne. Elle consiste en :

- l'octroi à EDF d'un prêt de l'Etat pour financer le programme de construction
- un contrat pour différence noué avec l'Etat qui lui assurerait un prix fixe d'achat de l'électricité produite par ses futures centrales.

Cette proposition assure le financement du nouveau nucléaire, mais ne protège pas le parc nucléaire existant qui ne bénéficie d'aucune protection contre la baisse des prix.

Pour protéger le parc nucléaire existant de la chute des prix, **nous proposons que la puissance publique pilote le développement des ENR sur une constante de temps courte, annuelle, au lieu de les développer sur la base des objectifs à long terme de la PPE. Il faut tirer tout le profit de l'avantage fondamental des productions ENR qui réside dans la rapidité de leur mise en œuvre.** Il faut donc actuellement fermer le guichet des aides car nous sommes en surproduction, quitte à le réouvrir dans deux ans quand l'excédent de production électrique se résorbera.

Ces évolutions ne permettent toutefois pas de passer d'une logique de maximisation des volumes produits indépendamment des besoins du système électrique à une maximisation de la valeur produite en adaptant la production aux besoins du système électrique, notamment par le stockage.

3.4. Deuxième option de réforme : une réforme structurelle instaurant une régulation par le marché

Remettre de l'efficacité dans notre système électrique nécessite d'instaurer cette régulation des investissements et de la production par les prix du marché en laissant les nouvelles installations ENR, éolien et solaire, se développer librement en vendant sur le marché ou par des contrats de fourniture à long terme (PPA), mais sans les garanties de revenu dont elles bénéficient actuellement.

Si un soutien s'avère nécessaire pour accroître la production, il faut passer de la garantie des revenus à des aides à l'investissements sous forme d'un crédit d'impôt à l'investissement qui incite à investir s'il y a de la demande et si les prix sont rémunérateurs. Cela incitera les producteurs ENR à développer des stockages de leurs productions excédentaires pour pouvoir les valoriser sur le marché et à développer les productions les plus en phase avec la demande d'électricité. Dans cette logique de rétablissement de la régulation par le marché, et dans le cadre de la neutralité technologique, il faut proposer des dispositifs de soutien public identiques pour les ENR et le nouveau nucléaire.

Cette réforme du système de soutien est préconisée par Patrick Pouyanné, le Président de TotalEnergies, qui lors de son audition à l'Assemblée nationale le 27 mai 2025 s'est dit favorable à l'abandon des contrats de soutien aux ENR - « *De mon point de vue, on peut s'en passer* ». « *Aux États-Unis, je n'ai pas de contrat soutenant les ENR [...], et cela nous a incités à investir dans des batteries [...]. Tous mes investissements américains d'énergies renouvelables – et ils sont importants – s'accompagnent donc de batteries, et à moi de me débrouiller dans un marché ouvert* », a-t-il expliqué. Il reconnaît l'importance du soutien par les crédits d'impôt, qui permet d'accélérer la rentabilité des actifs. « *C'est plus capitalistique et moins protecteur. Les petits développeurs renouvelables ont horreur de ça* », a-t-il ajouté, suggérant que la rentabilité des petits acteurs dépendait des mécanismes de soutien public...

Cette régulation par le marché couplée à un crédit d'impôt à l'investissement dans les productions d'électricité décarbonée neutre technologiquement est sans doute la meilleure voie pour permettre un développement des ENR budgétairement soutenable et pour permettre à la France de retrouver un mix électrique décarboné compétitif.



*Think tank indépendant dédié à la croissance, à la
compétitivité et à la prospérité*

fondationconcorde.com



17 rue de l'Amiral Hamelin

75116 Paris

01 72 60 54 39

info@fondationconcorde.com