



**MINISTÈRE
DE L'ÉCONOMIE,
DES FINANCES
ET DE LA SOUVERAINETÉ
INDUSTRIELLE ET NUMÉRIQUE**

*Liberté
Égalité
Fraternité*

Les Clefs du Trésor



**Les enjeux économiques du
soutien aux énergies
renouvelables électriques**

Introduction

Dorothee Rouzet

Déroulé

1 – Nécessité des énergies renouvelables électriques dans la planification énergétique et écologique

2 – Compétitivité des énergies renouvelables électriques et pertinence du soutien public

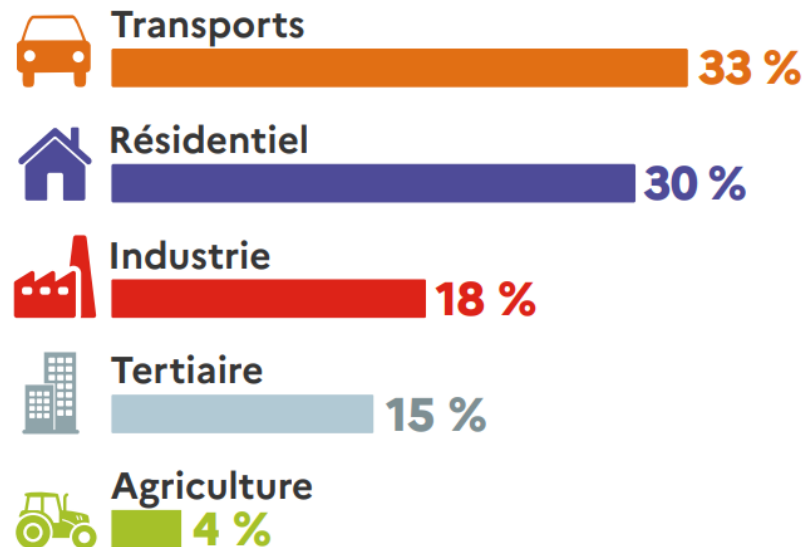
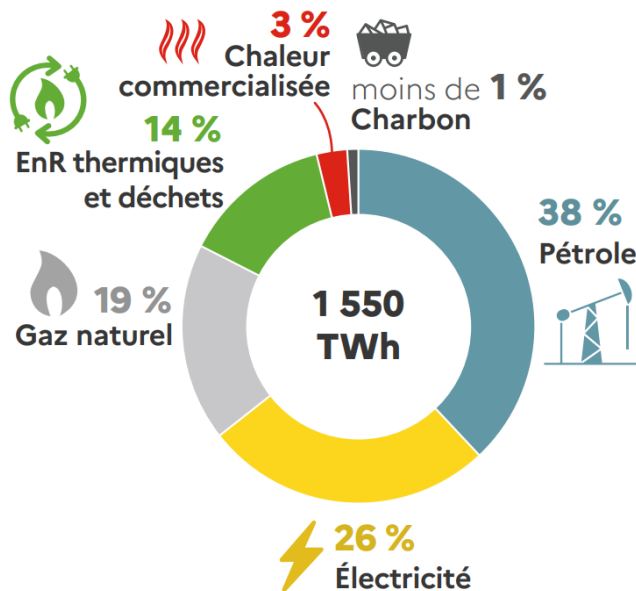
3 – Analyse de l'efficacité du soutien public et impact sur le budget de l'Etat

4 – Perspectives d'évolution et trajectoires de coût

1. Nécessité des énergies renouvelables électriques dans la planification énergétique et écologique

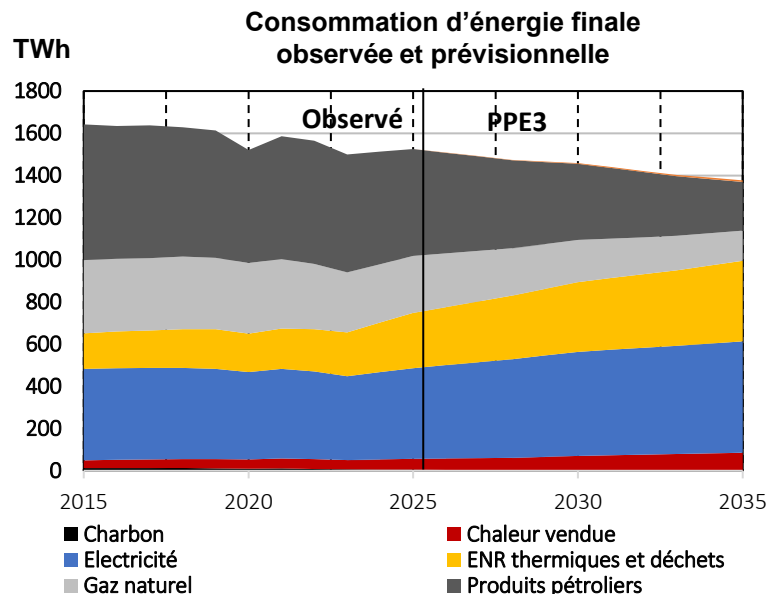
Paysage énergétique français

Consommation finale à usage énergétique par énergie et par secteur en 2024



Politique énergétique : sortie des énergies fossiles et électrification des usages

Les énergies renouvelables électriques pour répondre à la hausse anticipée de la consommation



Décarboner le mix énergétique français et sortir des énergies fossiles afin :

- d'atteindre nos objectifs climatiques ;
 - de diminuer l'exposition de l'économie française aux importations fossiles :
 - 60 % de la consommation finale à usage énergétique française provient de matières fossiles importées à des prix soumis à aléas géopolitiques et raréfaction de la ressource ;
 - Déficit commercial de 63 Md€ en 2024 après un pic à plus de 130 Md€ en 2022.
- ➔ Pour y parvenir, la stratégie française repose sur une **électrification massive des usages transport, bâtiment, industrie, impliquant un besoin important de production décarbonée supplémentaire**
- **Relance du nucléaire civil** : prolongation du parc existant et programme de nouveaux réacteurs au maximum de ce que pourra assurer la filière française → Capacités à partir de 2038-2040
 - **Développement des énergies renouvelables** → Capacités disponibles à court terme, rythme flexible et ajustable en fonction de la demande des prochaines années

Politique énergétique : sortie des énergies fossiles et électrification des usages

Les objectifs de production électrique dans la dernière programmation pluriannuelle de l'énergie

	2023	2030	2035
PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ DÉCARBONÉE¹	458 TWh	585 TWh	Entre 650 et 693 TWh
PRODUCTION NUCLÉAIRE	56 réacteurs 320,4 TWh	57 réacteurs en service 380 TWh (Cible haute à 420 TWh)	
PHOTOVOLTAÏQUE	19,3 GW ² 22,7 TWh	48 GW ~59 TWh	55 – 80 GW ~67 – 98 TWh
ÉOLIEN TERRESTRE	21,9 GW ³ 48,7 TWh	31 GW ~68 TWh	35 – 40 GW ~80 – 91 TWh
ÉOLIEN EN MER	0,84 GW ⁴ 1,9 TWh	3,6 GW ~14 TWh	15 GW ⁵ ~59 TWh
HYDRO-ÉLECTRICITÉ	25,9 GW (avec STEP) ⁶ 54,2 TWh ⁷	26,3 GW (avec STEP) ~54 TWh	28,7 GW (avec STEP) ⁸ ~54TWh

Le 12 février 2026, le gouvernement a **publié la troisième Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE3)**

Les objectifs de production EnR ont été **revus en cohérence avec le retard en matière d'électrification et agrémentés de seuils de réexamen** en fonction de l'évolution de la consommation électrique.

Ces objectifs demeurent **ambitieux, conformes aux besoins du système électrique et aux réalités industrielles à l'horizon 2035** :

- Objectif **solaire** : **55-80GW en 2035** (75-100GW dans la première version de la PPE)
- Objectif **éolien terrestre** : **35-40GW en 2035** (40-45GW dans la première version de la PPE)
- Objectif **éolien en mer** : 18GW en 2037 et **15 GW en 2035** (18 GW en 2035 dans la première version de la PPE).

Choix du mix énergétique : La complémentarité EnR et nucléaire

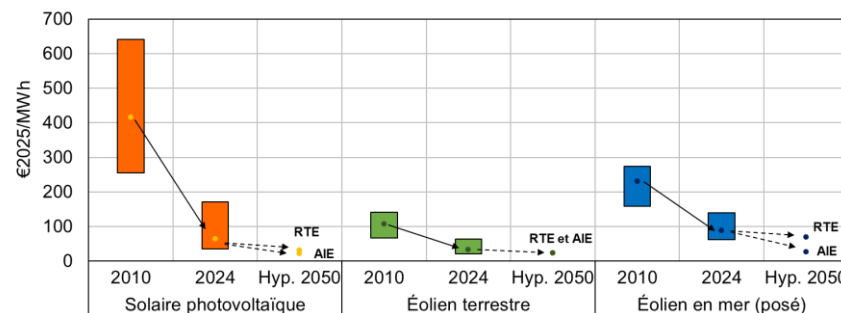
- La production d'électricité renouvelable : **place croissante dans le mix électrique** avec 152 TWh de la production en 2024, soit 27 % de la production totale d'électricité (contre 94 TWh en 2014, 17 % de la production totale d'électricité).
- Au cours des vingt dernières années, **le développement des EnR électriques a en partie compensé la baisse subie par la production nucléaire.**
- D'après le gestionnaire de réseau électrique (RTE), un **mix électrique français composé à la fois** de nucléaire et d'énergies renouvelables est gage de **performance économique à l'horizon 2050.**
- Les EnR et le nucléaire offrent des profils de production, des leviers de flexibilité, des chroniques d'investissement, ou encore des risques industriels **différents et complémentaires** :
 - **EnR** : temps de déploiement court, coûts de production unitaires faibles, coûts pour le système électrique plus importants (adaptation du réseau, développement des flexibilités nécessaires au maintien de l'équilibre offre-demande, e.g. batteries pour absorber les excédents de production, centrales thermiques de pointe en cas de déficit de production).
 - **Nucléaire** : production élevée en base, externalités positives pour le système, coûts de production potentiellement élevés pour la nouvelle génération de réacteurs, temps de construction long, risque industriel plus élevé.
- Le recours à un **mix diversifié d'énergies renouvelables et nucléaire** permet ainsi d'optimiser les coûts de réseau et d'équilibrage offre-demande. Leur développement conjoint offre davantage de **résilience face aux incertitudes** sur l'évolution de la demande et des coûts respectifs des technologies .

2. Compétitivité des énergies renouvelables électriques et pertinence du soutien public

Des coûts complets de production en forte baisse ces dernières années

- La structure de coûts des EnR est dominée par les coûts fixes, avec d'importants frais financiers
- Les coûts rapportés à l'énergie produite du solaire photovoltaïque et de l'éolien terrestre ont respectivement diminué de 85 et 70 % entre 2010 et 2024
- Une réduction permise par la structuration de la filière, d'importantes économies d'échelle, mais aussi grâce au soutien public
- L'évolution de cette trajectoire demeure incertaine : des facteurs peuvent renchérir le coût des projets, très sensibles au coût du capital (hausse des taux d'intérêt, tensions approvisionnement, ...)
- Les coûts complets de production sont parfois plus faibles chez les pays voisins (moindre coût du travail, meilleur accès au foncier, ...)

Évolution des coûts complets de production du solaire et de l'éolien à l'échelle mondiale

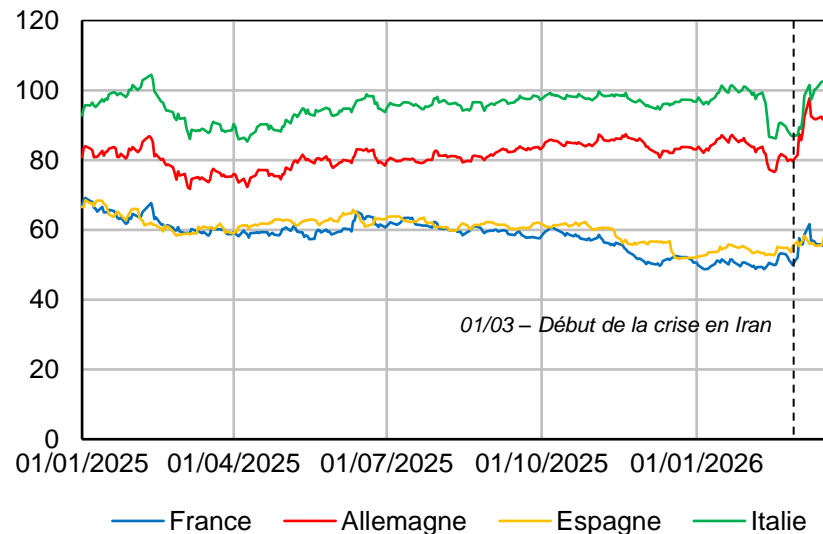


Ces coûts demeurent en moyenne au dessus des prix de marché en France qui sont bas en comparaison européenne

Cette situation se traduit par un besoin de soutien public

- La France bénéficie de prix de l'électricité structurellement plus faibles que la plupart des pays voisins (exportateur historique, production nucléaire abondante, ...)
- Ces tendances se reflètent dans les prix finaux pour les ménages et les entreprises : les prix pour les ménages français sont inférieurs à ceux des ménages allemands, italiens ou espagnols
- Pour autant, les fondamentaux en France sont solides : gisement important (vent, ensoleillement), et filière dynamique
- Cette situation française renforce la **nécessité du soutien public à la production renouvelable** : l'enjeu de la volatilité des prix se combine avec celui du niveau des prix pour permettre la rentabilité des installations EnR.

Comparaison du prix à terme (Y+1) en France et chez les principaux voisins (€/MWh)

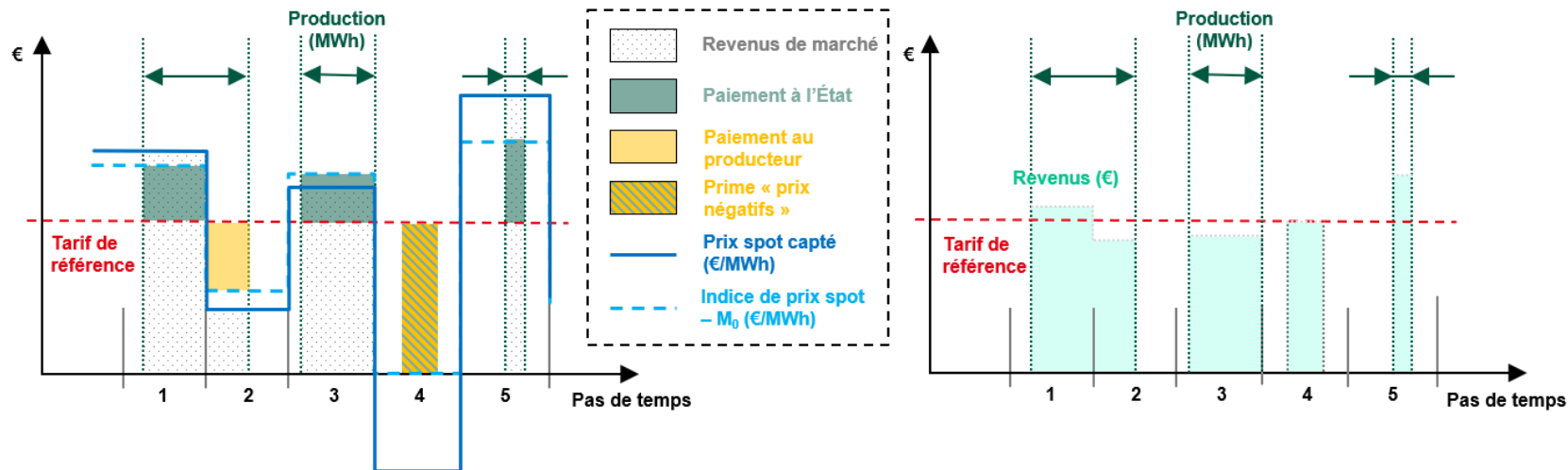


3. Analyse de l'efficacité du soutien public et impact sur le budget de l'Etat

Principe du soutien public des EnR

- Une structure de coûts dominée par les coûts fixes, avec d'importants frais financiers, et une incertitude sur l'évolution des prix de marchés futurs (niveau et volatilité).
- La doctrine économique d'intervention : partager (transférer) les risques de manière équilibrée entre la puissance publique et les porteurs de projets privés.
- Objectif : l'État prend à sa charge les risques sur lesquels les porteurs de projets ne disposent d'aucun ou de très peu de leviers d'action pour les atténuer, tandis que ces derniers conservent l'exposition aux risques qu'ils sont en mesure de gérer par leurs décisions opérationnelles et commerciales. **En pratique ce partage évolue et doit être réévalué périodiquement.**
- Ces principes expliquent l'évolution progressive du soutien public ces dernières années:
 - **Obligation d'achat (OA)** : Achat de l'électricité produite par l'Etat à un prix fixe pendant une vingtaine d'année – Représente 71 % des volumes soutenus en 2024
 - **Complément de rémunération (CR)** : Contrat pour différence selon lequel les producteurs vendent leur électricité au prix de marché et bénéficient en complément d'une prime, calculée comme la différence entre un tarif de référence fixe et un prix de marché moyen
 - Pour ces deux systèmes, le tarif doit être autant que possible délivré à l'issue d'une procédure concurrentielle.

L'évolution vers le complément de rémunération (CR)

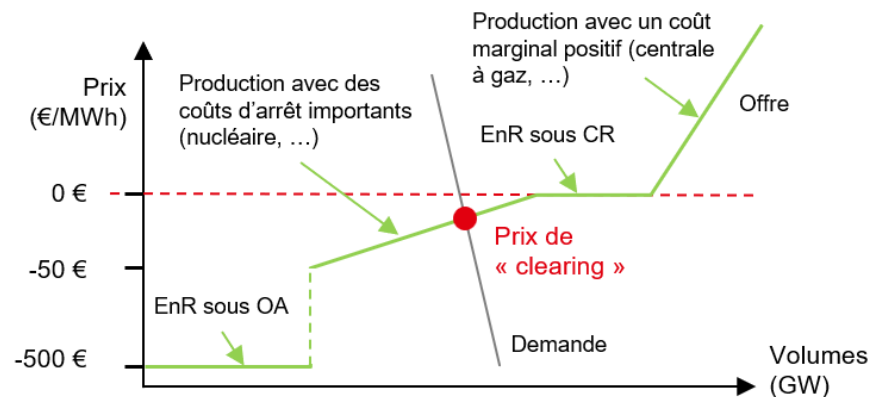


- Le complément de rémunération est le résultat d'une évolution du partage de risques entre l'Etat et les producteurs.
- Il comporte plusieurs bonnes propriétés par rapport à l'obligation d'achat (OA): plus d'exposition des acteurs aux signaux de marché, incitation à « battre » la production des autres, pas d'injection en période de prix négatifs, ...





Le système électrique évolue avec l'intégration des EnR

- L'augmentation de la part d'énergies renouvelables dans le mix électrique agit sur la formation des prix de gros
- Ces prix sont formés en faisant coïncider la demande à chaque pas de temps avec l'offre, formée par l'empilement des coûts marginaux des technologies, pour assurer un ordre de démarrage des centrales maximisant l'efficacité économiques
- Les modes de soutien historiques (OA) ne comprennent pas d'incitation à l'arrêt des EnR. Celles-ci ne sont pas exposées au marché, ce qui entraîne des offres à prix très négatifs.
- Lors des périodes conjuguant une faible demande avec une forte production renouvelable, l'unité marginale retenue peut alors être une centrale avec des coûts d'arrêt ou de réduction de puissance. Leur coût marginal de production est alors négatif, et le prix de clearing devient négatif.

Représentation schématique de la formation des prix négatifs sur le système électrique, pour un pas de temps donné



Comparaison européenne des modalités de soutien

Cadre global du soutien	Objectifs recherchés				
	Stratégie de soutien	Exemples de pays de mise en œuvre	Réduction des risques pour les porteurs de projet et diminution du coût de production.	Réduction de l'exposition des finances publiques au prix de marché	Capacité à atteindre un mix optimal pour la collectivité
Orienté par une logique de planification	Soutien public via appels d'offres et guichets ouverts, et attribution d'un contrat pour différence.		+++	+	+++
Orienté par une logique de marché	Exposition complète au marché (éventuellement avec appels d'offres ou systèmes de guichets ouverts)		+	+++	++
	Certificats verts, volontaires ou avec mécanismes d'obligation		++	+++	+
	Développement des Power-Purchase Agreements (PPA)		++	+++	+

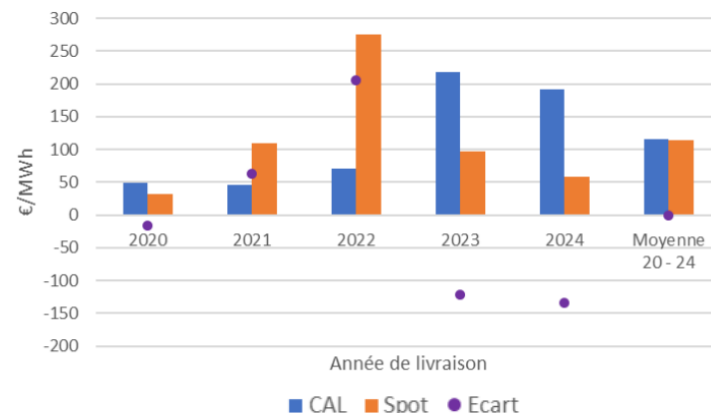
4. Perspectives d'évolution et trajectoires de coût

Le soutien public implique mécaniquement une exposition du budget de l'Etat aux prix de marché de l'électricité

Le coût du soutien augmente (diminue) quand les prix de l'électricité baissent (augmentent).

- Pour correspondre au mieux à l'équilibre entre les prévisions de production et de consommation, la majeure partie des volumes produits par les EnR soutenues est vendue sur le marché spot (journalier)
- Ce marché, très volatil, reflète l'équilibre offre demande à chaque pas de temps de 15min. Les prix observent une forte volatilité selon l'évolution des fondamentaux (disponibilité des moyens de production, prix du gaz, évolutions climatiques, ...)
- Le coût du soutien, calculé comme la différence entre un tarif de rachat et une référence de prix de marché, **varie mécaniquement selon les niveaux de prix du marché de court terme**, entraînant un manque de prévisibilité des coûts du soutien public
- Ce phénomène est renforcé par le mécanisme du **complément de rémunération**, qui implique la participation des producteurs au marché. En effet, avec l'Obligation d'Achat, les volumes peuvent être agrégés par l'acheteur obligé pour en **vendre une partie sur les marchés à terme, offrant une couverture pour le budget de l'Etat**

Ecart entre les prix à terme (lissage sur 2 ans) et le prix spot moyen sur la période entre 2020 et 2024



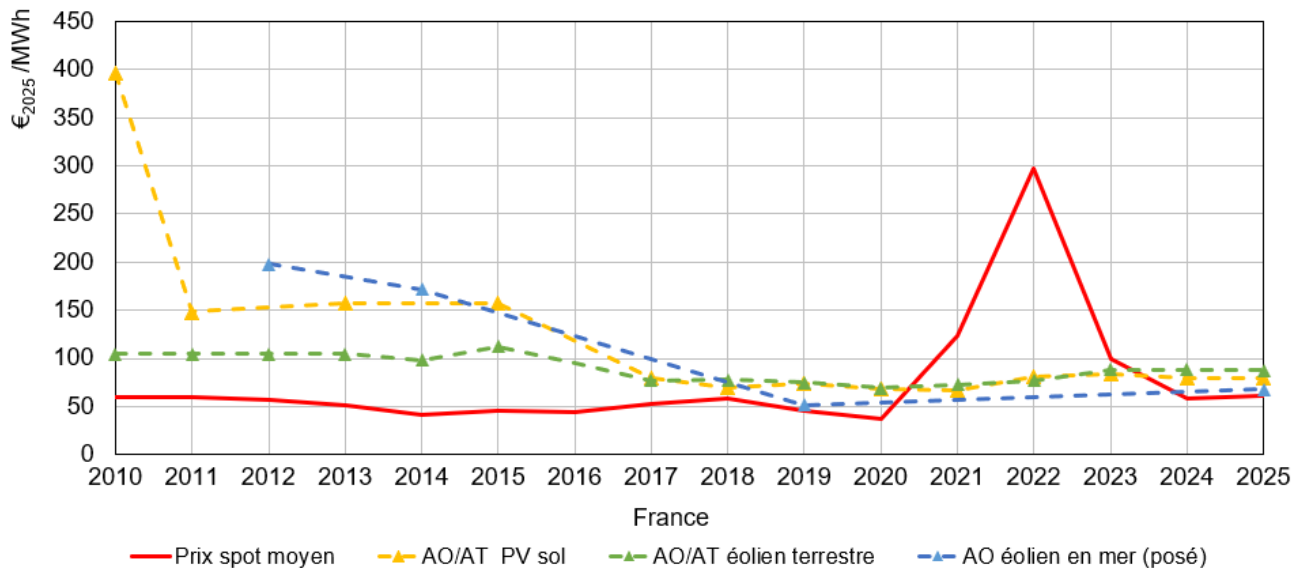
En conséquence, des dispositions ont été prises pour limiter cette exposition

Plusieurs évolutions ont récemment été mises en œuvre pour maîtriser les coûts et améliorer la prévisibilité des dépenses:

- Effectuer une **couverture sur les marchés à terme des volumes soumis au complément de rémunération (CR)**, permettant plus de prévisibilité de la dépense;
- Passage de mécanismes de **guichet ouvert vers des appels d'offres**, permettant plus de pilotabilité des volumes;
- Dispositions réglementaires pour **limiter la contribution des énergies renouvelables en obligation d'achat à l'intensité des épisodes de prix négatifs**, limitant le coût budgétaire du soutien.
- Par ailleurs, des réflexions sont en cours pour **renforcer l'efficacité des dispositifs de soutien à la production d'électricité renouvelable** (obligation d'achat et complément de rémunération) : la mission conduite par MM. Levy et Tuot vient de formuler des recommandations en ce sens



Les baisses de coût des EnR se transmettent dans les niveaux des tarifs de soutien

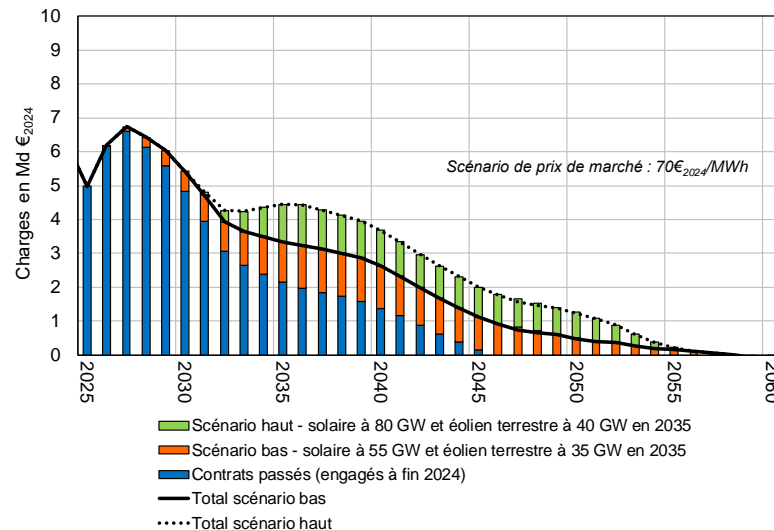


- La **baisse du coût complet des EnR se transmet progressivement au tarif de soutien** de l'Etat à ces technologies, notamment au moyen des enchères concurrentielles.
- Le coût de ces technologies **se rapproche des prix de marché, comparativement bas en France**, mais leur demeure actuellement **supérieur**, justifiant la nécessité du soutien.

Dans les années à venir, le coût annuel du soutien restera dominé par le coût des engagements passés

- En 2025, plus de la moitié du coût du soutien correspond à des installations dont la mise en service est antérieure à 2015, alors que ces installations représentent seulement un quart de la production soutenue.
- Certains contrats anciens ont conduit à une rémunération excessive des producteurs. Leur révision a été introduite dans le PLF26.
- Dans un scénario de prix médian (70€₂₀₂₄/MWh), les installations futures auront un coût unitaire de soutien plus faible que les installations soutenues par le passé
- Pour les filières du solaire et de l'éolien, le coût complet de production des installations soutenues devrait être d'environ 80 €₂₀₂₄/MWh en 2035, contre 120 €₂₀₂₄/MWh aujourd'hui, ce qui se traduira par une baisse mécanique du coût du soutien public par MWh produit.

Coût annuel estimé du soutien aux énergies renouvelables électriques (solaire, éolien, ...)



Merci de votre attention

www.tresor.economie.gouv.fr

