



Mission LEVY-TUOT – Repenser le soutien public aux énergies renouvelables et au stockage d'électricité

Contribution du Syndicat des énergies renouvelables (SER)

Résumé exécutif :

- **Le soutien public apporté aux énergies renouvelables électriques, bien que récent à l'échelle de la politique énergétique de notre pays, a démontré son efficacité.** Il a permis de doubler le volume de production en seulement 20 ans ; il a fait émerger un nouveau tissu d'entreprises, notamment industrielles, sur le sol français ; il a permis d'accompagner les différentes technologies sur leur trajectoire de baisse de coûts, permettant à la France de disposer d'une palette de solutions de décarbonation compétitives.
- **La forme de ce soutien public n'a pas été statique :** elle a déjà évolué afin de garantir une plus grande concurrence, avec l'abandon des guichets ouverts et la mise en place de compléments de rémunération symétriques garantissant à l'Etat un « retour » en cas de crise, comme nous l'avons connu en 2022. Ces compléments de rémunération permettent ainsi un partage clair des risques entre les opérateurs et l'Etat, puisqu'ils sont bidirectionnels, ne permettent pas de réaliser des arbitrages « marché » et prévoient que les centrales s'arrêtent dès l'émergence de prix négatifs. Le cadre de soutien a également évolué plus récemment afin d'utiliser les caractéristiques de réaction rapide des EnR électriques pour aider à la tenue du système, notamment via le mécanisme d'ajustement. Ce cadre est enfin en cours d'évolution afin d'embarquer les nouvelles exigences européennes permettant, dans les prochains cahiers des charges, de favoriser les offres avec de forts taux de contenu local.
- **Le soutien public reste aujourd'hui essentiel, car il permet d'assurer une visibilité suffisante sur les prix, dans un marché de l'électricité qui n'envoie pas les signaux adéquats pour déclencher des investissements intensifs en capital.** Il s'agit là d'un défi qui ne concerne pas seulement les énergies renouvelables mais qui est commun à l'ensemble des investissements qui permettront de réussir la transition énergétique (nucléaire, réseaux, etc). Dans une période de prix bas, favorable à l'électrification, l'absence de soutien public à toutes les formes d'électricité décarbonée empêcherait l'investissement dans de nouveaux moyens de production, condamnant ainsi la décarbonation globale de notre pays.

- **La question d'éventuels nouveaux ajustements à ce soutien public doit donc s'envisager avec l'objectif de faire émerger un système énergétique plus efficace**, afin que la France puisse poursuivre l'électrification des usages et ainsi basculer d'une dépendance aux énergies fossiles importées à une économie réellement résiliente, fondée sur des infrastructures solides et locales.

- Le SER estime qu'un système énergétique efficace repose sur les critères suivants :
 - o Dans le contexte international actuel très hostile, il doit **pouvoir protéger les consommateurs** - ménages comme entreprises - face aux crises **en augmentant notre souveraineté énergétique** ; la guerre en Ukraine et la crise du COVID ont montré à quel point il est nécessaire de diversifier nos chaînes de valeur et nos sources de production afin de nous rendre moins dépendants de puissances étrangères.
 - o Il doit également protéger les consommateurs en garantissant la **compétitivité et la prévisibilité des prix** ;
 - o Il doit permettre de **lutter contre le réchauffement climatique**, tout en étant résilient face à ses effets (tempêtes, réchauffement des cours d'eau, etc) ;
 - o Il doit permettre de renvoyer vers les territoires, en particulier ruraux, **la valeur liée à la substitution progressive des énergies renouvelables aux énergies fossiles importées** ;
 - o Il doit **accompagner les nouveaux usages des consommateurs** en soutenant l'innovation, l'électrification et la flexibilité de la demande et de la production.

- **Un tel système implique nécessairement, même dans le cadre d'une relance vigoureuse du nucléaire, une part très significative d'énergies renouvelables électriques d'ici 2050**. Afin d'optimiser leur pénétration dans le système tout en faisant le meilleur usage des deniers publics, nous proposons d'explorer trois axes :
 - o Les outils qui permettent de réduire les coûts actualisés du kWh (LCOE¹) ;
 - o Les outils qui optimisent l'utilisation des kWh produits ;
 - o Les outils qui optimisent le partage des risques entre acteurs publics et privés.

- **Ces axes permettent enfin d'envisager un certain nombre d'options pour la réforme des mécanismes de soutien proprement dits**, que le SER est prêt à explorer conjointement avec la mission ainsi qu'avec les services de l'État.

¹ LCOE = Levelized Cost of Energy ou Levelized Cost of Electricity; voir définition exacte à [cet article de Connaissance des énergies](#)

1. Repenser le soutien public : pour quelle finalité ?

Ce que nous comprenons des objectifs de la mission

Le Syndicat des énergies renouvelables (SER) n'ayant pas eu accès à la lettre de mission du Premier ministre et n'ayant pas été destinataire d'une liste de questions précises, cette contribution liminaire vise à apporter un éclairage sur la base du communiqué de presse disponible et des échanges préalables avec le secrétariat de la mission.

Notre compréhension est que la mission devra chercher à optimiser les soutiens publics « aux énergies renouvelables électriques et au stockage d'électricité afin de tenir dans la durée nos objectifs climatiques » et devra « proposer un modèle de soutien plus efficace, plus soutenable et mieux partagé entre acteurs publics et privés ».

Il nous a également été précisé que la mission s'intéresserait à l'efficacité du soutien public, exprimée comme le ratio entre un EURO public investi et la production d'un « kWh utile » pour le système électrique.

Un bref regard historique sur l'efficacité du soutien public aux énergies renouvelables et ce qu'il a permis de développer

Le soutien public aux énergies renouvelables électriques est une politique relativement récente en France, mais son efficacité est aujourd'hui clairement établie. **En vingt ans, la part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie a doublé**, passant de moins de 15 % en 2005 à plus de 30 % en 2024. Cette dynamique a contribué de manière décisive à la transition énergétique et à la résilience du système électrique français.

Au-delà des volumes installés, ce soutien a permis l'émergence d'un **tissu industriel solide**, réparti sur l'ensemble du territoire. Les filières renouvelables représentent aujourd'hui plusieurs centaines de milliers d'emplois et génèrent chaque année plus de deux milliards d'euros de recettes fiscales pour les collectivités locales. La France accueille désormais une part significative des capacités industrielles européennes dans l'éolien en mer, s'appuie majoritairement sur des technologies européennes pour l'éolien terrestre, et génère, dans le solaire photovoltaïque, une part très significative de la valeur sur le territoire français.

Le soutien public a également joué un rôle clé dans la **baisse spectaculaire des coûts**. En accompagnant des filières peu matures au début des années 2000, il a permis une réduction massive des coûts de production : division par plus de huit pour le solaire, baisse d'environ 30 % pour l'éolien terrestre et division par près de trois pour l'éolien en mer. Les projets d'énergies renouvelables se développent dans le respect des calendriers et des coûts initialement envisagés et constituent ainsi, fait remarquable, les seules formes d'énergie ayant connu une baisse significative de leurs coûts de production au cours des vingt dernières années.

Le soutien public aux énergies renouvelables a pris la forme d'un **accompagnement dans la durée**, adossé à la production effective d'électricité. Les charges de service public constatées aujourd'hui correspondent majoritairement à des engagements passés : elles ne constituent pas une dépense courante mais participent, en complément des revenus issus du marché, à l'amortissement des investissements consentis, et sont appelées à décroître à partir de la fin de la décennie. La stabilité et la crédibilité de ces dispositifs sont donc essentielles pour maintenir la mobilisation des investisseurs privés.

Enfin, ces mécanismes ont profondément évolué au fil du temps. Le soutien public vise désormais moins à compenser des surcoûts qu'à **offrir une visibilité de long terme** dans un marché de l'électricité volatil et peu incitatif pour des investissements très capitalistiques. La généralisation des appels d'offres, l'intégration croissante des énergies renouvelables aux marchés et aux services système, ainsi que la mise en place de contrats de complément de rémunération bidirectionnels témoignent d'une politique mature, adaptée aux exigences européennes et bénéfique pour les finances publiques.

→ L'annexe 1 de cette note retrace ce panorama historique de façon détaillée, en présentant des données chiffrées et une analyse de l'évolution des dispositifs de soutien.

La prochaine phase d'évolution des mécanismes de soutien : aider à concevoir un système énergétique efficace

L'investissement consenti au travers du soutien public permet donc à la France de disposer aujourd'hui d'un système de production d'électricité renouvelable structuré capable de livrer des électrons de façon très compétitive. Ce constat amène naturellement à repenser le cadre du soutien public, mais il ne doit pas conduire à considérer qu'il est possible de s'en passer. Le niveau très bas des prix actuels sur le marché, qui est un facteur très favorable à l'électrification, ne permet pas de soutenir de façon économiquement rentable la construction des nouveaux moyens de production d'électricité nucléaire et renouvelable pourtant indispensables à la décarbonation du pays.

Dans ce contexte, le SER propose d'envisager l'évolution du soutien public à partir d'un objectif global de politique publique : promouvoir un système énergétique efficace.

Pour le SER, un système énergétique efficace repose sur plusieurs critères :

- Dans le contexte international actuel très hostile, il doit **contribuer à la souveraineté du pays en le libérant de ses dépendances énergétiques qui, notamment, pèsent sur les finances publiques** ;
- Il doit également protéger les consommateurs – ménages comme entreprises – en garantissant la **compétitivité et la prévisibilité des prix** ;
- Il doit permettre de **lutter contre le réchauffement climatique**, tout en étant résilient face à ses effets (tempêtes, réchauffement des cours d'eau, etc) ;
- Il doit permettre de **basculer vers les territoires**, en particulier ruraux, la valeur créée par la substitution des énergies renouvelables aux énergies fossiles importées qui pèsent lourdement dans notre balance commerciale ;
- Il doit **accompagner les nouveaux usages des consommateurs** en soutenant l'innovation, l'électrification et la flexibilité de la demande et de la production.

En d'autres termes, un système énergétique efficace est celui qui fait le meilleur usage des ressources renouvelables disponibles sur son territoire.

- Renforcer la souveraineté : l'histoire a montré que le développement de la politique énergétique a été guidé par une succession de crises : crise pétrolière dans les années 70, crise du gaz en 2009 avec la Russie, guerre en Ukraine combinée à un enjeu de corrosion sous contrainte de plusieurs réacteurs en 2022. Cette année-là, la facture énergétique de la France en importations d'énergies fossiles s'est élevée à 124 milliards d'EUR. Dans ce contexte, les énergies renouvelables électriques ont joué un rôle assurantiel pour l'Etat, en rapportant par exemple 5,5 milliards d'EUR

au titre des années 2022 et 2023², ce qui a permis de financer une partie du bouclier tarifaire. Plus généralement et au-delà des chiffres, la crise de 2022 a montré que les EnR électriques **apportent une assurance à notre système énergétique** en diversifiant les risques entre plusieurs technologies de production, dans un contexte où les événements climatiques extrêmes (tempêtes, sécheresse, etc.) sont amenés à se multiplier.

→ **Il nous semble donc important que la mission établisse, dans son appréciation des coûts de soutien public, des « stress-tests »** : quel est le coût du soutien public aux renouvelables électriques dans un contexte politique « stable » avec des prix de marché relativement bas ? Quel est ce même coût dans un contexte instable avec des prix élevés ? Pour traduire ces phénomènes, il est nécessaire que dans ses courbes prospectives, l'Etat inclue des augmentations soudaines des prix de gros de l'électricité, à l'image de ce qui s'est produit en 2022 lors du déclenchement de la guerre en Ukraine.

- Garantir la compétitivité et la prévisibilité des prix : le rapport Draghi³ le soulignait dès 2024 : le prix de l'énergie est un facteur majeur de la compétitivité des entreprises. Pour tous les secteurs, notamment dans l'industrie, la stabilité et la prévisibilité de ces prix est essentiel pour pérenniser leur activité économique sur le long-terme. Les énergies renouvelables électriques représentent une opportunité pour les entreprises européennes de s'affranchir des dépendances aux combustibles fossiles qui ont frappé de plein fouet les entreprises et les collectivités lors de la crise des marchés de l'électricité en 2022 et 2023. Elles représentent également une opportunité de stabiliser le coût d'approvisionnement en électricité pour les entreprises, via la signature de contrats de gré à gré à long-terme (*Corporate PPA*), pour peu que les procédures d'octroi de permis des projets d'infrastructure et les conditions réglementaires permettent un déploiement des projets renouvelables à faible LCOE.

→ **Il nous semble fondamental que la mission intègre dans ses analyses l'impact sur la compétitivité des entreprises engendré par le développement des énergies renouvelables.** Dans les perspectives actuelles de réindustrialisation et d'électrification des usages, la mission doit impérativement tenir compte des opportunités offertes par un déploiement des énergies renouvelables à faible LCOE et à faible coût pour le système électrique et pour l'ensemble des consommateurs, notamment les entreprises électro-intensives.

- Créer de la valeur dans les territoires : les EnR permettent de réduire notre dépendance aux énergies fossiles qu'on importe presque en totalité, l'Union européenne ayant consommé la quasi-intégralité de ses ressources. A l'inverse, les ENR utilisent une ressource locale avec une création de valeur principalement d'origine française ou européenne. En se substituant progressivement aux énergies fossiles, les filières renouvelables, qui s'inscrivent dans une logique décentralisée, engendrent une répartition de la valeur ainsi rapatriée sur l'ensemble du territoire français. Une étude commandée par le SER à un consortium COLOMBUS/Utopies/Ancoris, qui sera rendue publique dans les prochaines semaines, montre que les énergies renouvelables génèrent d'ores et déjà près de 2

² Source : CRE, [Démêler le vrai du faux – Débats sur l'énergie](#)

³ Source : https://commission.europa.eu/topics/competitiveness/draghi-report_en

milliards d'euros de retombées en termes de fiscalité locale et représentent plus 230.000 emplois directs et indirects à quoi on peut ajouter environ 440.000 emplois induits dans l'ensemble des territoires. Ces retombées permettent d'ancrer la valeur dans les territoires producteurs d'énergie et participent de leur rayonnement et de leur vitalité. Les EnR y sont bien souvent aujourd'hui la seule activité économique nouvelle qui vient s'y implanter.

Par ailleurs, ces activités économiques génèrent bien entendu de la fiscalité au bénéfice de l'État.

→ Il nous semble donc fondamental que la mission évalue les coûts de soutien public dans une logique de « coûts nets », afin d'identifier les effets de leviers de cet € de soutien public sur l'activité dans les territoires et les retombées fiscales globales.

Cette approche devrait selon nous couvrir *a minima* les éléments suivants :

1. La fiscalité locale directe générée par les EnR électriques dans les territoires ;
 2. L'IS des sociétés actives dans le secteur ;
 3. Les contributions sociales (URSSAF, charges patronales, etc) des sociétés actives dans le secteur ;
 4. Les retombées financières pour les bailleurs étatiques (Armée, etc) ;
 5. Les retombées financières pour les actionnaires étatiques des sociétés de projets (BPI, La Banque postale, La Banque des territoires) ;
 6. Une partie des revenus liés actuellement à l'exportation de notre surproduction sur des marchés électriques dont les prix sont plus élevés ;
 7. Plus généralement, l'ensemble des retombées économiques hors secteur énergétique qui sont engendrées par les projets d'énergies renouvelables soutenus par l'Etat. A titre d'exemple, les tarifs mis en place pour le solaire photovoltaïque intégré au bâti ont permis l'installation de systèmes complets assurant à la fois la production d'électricité renouvelable et la rénovation de la couverture ou de l'étanchéité des bâtiments. Les projets solaires apportent également de la valeur au monde agricole, en permettant de rendre des services additionnels tels que définis dans la loi APER.
- Accompagner les nouveaux usages et les besoins des consommateurs : la transition énergétique est également une formidable opportunité d'innovation, en garantissant aux consommateurs qu'ils auront accès à une électricité propre et compétitive, tout en accompagnant les nouveaux usages qu'elle permet (mobilité électrique, électrification des process industriels, etc).

→ Il nous paraît essentiel que la mission permette d'identifier les évolutions qui faciliteront et rendront plus compétitives les solutions permettant de déplacer une production renouvelable dans le temps ou de favoriser une plus grande flexibilité de la consommation. La France a déjà été capable d'ajuster son système énergétique dans les années 1970 lors du développement du programme nucléaire. De la même manière, les évolutions technologiques très rapides (flexibilité, stockage, pilotage de la demande, etc) doivent être utilisées pour permettre à notre système énergétique de continuer à s'adapter à la nouvelle donne des 25 prochaines années.

Focus : les EnR, le coût des réseaux et le coût de la flexibilité

Au-delà de la métrique du LCOE, la mise en place d'un système énergétique efficace génère également des coûts de développement des réseaux électriques et des coûts de renforcement de la flexibilité. À cet égard, et s'agissant en particulier d'électricité, le SER tient à rappeler que le développement des ENR n'est qu'une composante des coûts systémiques.

- Les coûts liés au développement des réseaux induits par les EnR électriques sont très bien documentés, que cela soit dans les publications de la CRE (voir [Les Débats sur l'énergie – Démêler le vrai du faux](#)) ou dans les publications liées au schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité (SDDR, voir ici notamment la consultation publique de la CRE à ce sujet) ;
- Du côté d'Enedis (gestionnaire du réseau de distribution), sur 90Mds€ d'investissements prévus d'ici 2040, seuls 18Mds€ d'investissements sont dédiés au raccordement des EnR terrestres ; du côté de RTE (gestionnaire du réseau de transport), sur 100Mds€ d'investissements d'ici 2040 présentés dans le SDDR, 37Mds€ sont dédiés au raccordement des projets éoliens en mer. L'essentiel des investissements dans les réseaux ne sont donc pas liés au développement des EnR mais à d'autres aspects indispensables à l'opération desdits réseaux : maintenance, renouvellement de lignes et de postes-sources, raccordement des consommateurs et des zones industrielles de décarbonation et adaptation au changement climatique.
- S'agissant des EnR terrestres, les coûts de raccordements de ces projets (quote-part et ouvrages propres) sont directement intégrés dans les CAPEX couverts par le tarif demandé par les producteurs en appel d'offres (voir [le Bilan à la mi-période des AO PPE2 pour le PV et l'éolien terrestre](#)) ; dans le SDDR 2025, RTE prévoit 8,8 mds d'investissements pour le raccordement des EnR terrestres, mais [l'analyse de la CRE](#) a confirmé que plus de la moitié de ces investissements seront payés par les quotes-parts, et non par le TURPE.
- Plus globalement, [le bilan prévisionnel 2025 de RTE](#) et [l'étude menée par Hitachi pour Wind Power Europe](#) prouvent que même en incluant les coûts liés à l'extension des réseaux et au développement de moyens de stockage d'électricité, un système électrique français ou européen reposant fortement sur les renouvelables est compétitif, notamment dans le cas d'une électrification décarbonée rapide. Ces analyses montrent également les bienfaits pour l'économie d'un système temporairement surcapacitaire par rapport à système qui serait, même pendant une courte période, sous-capacitaire.
- Enfin, il faut rappeler que dans un horizon plus prospectif, RTE a mené un important exercice d'anticipation « [Futurs énergétiques 2050](#) », dont les résultats ont été publiés en 2022 et qui est en cours de révision. Ces résultats démontrent que seuls les scénarios incluant une part importante d'EnR électriques permettent d'atteindre la neutralité carbone en 2050. La recherche d'un système énergétique plus efficace passe donc par une transformation structurelle du système électrique dont les composantes (productions, réseaux, consommations, stockage, flexibilité, résilience, sécurité) ne peuvent être dissociées et doivent évoluer conjointement.

2. Cadre de réflexion pour optimiser les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables au service d'un système énergétique efficace

Le SER propose ici d'examiner les méthodes permettant d'optimiser les mécanismes de soutien qui existent aujourd'hui en améliorant le ratio « €public investi / kWh produit. » Il existe trois grandes familles d'outils, aucune n'étant exclusive mais se recoupant les unes avec les autres. :

- a) Les outils qui permettent de réduire les coûts complets actualisés du kWh (LCOE) ;
- b) Les outils qui optimisent l'utilisation des kWh produits ;
- c) Les outils qui optimisent le partage des risques entre acteurs.

a) Abaisser le coût actualisé de production des énergies renouvelables (LCOE)

La réduction des coûts de développement, de production et d'exploitation (synthésisés dans le LCOE) des énergies renouvelables est la manière la plus directe de réduire le montant du soutien public de l'Etat à ces énergies.

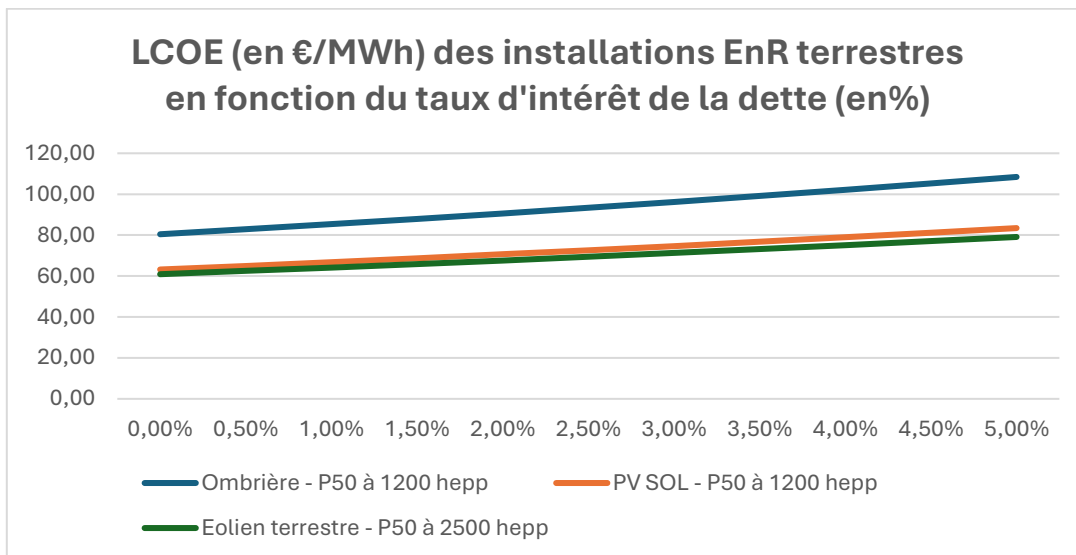
Aujourd'hui, les véritables freins à l'émergence de projets renouvelables encore plus compétitifs ne sont pas liés au design du mécanisme de soutien – le contrat de complément de rémunération est éprouvé et bien appréhendé par l'écosystème financier et industriel – mais bien à toutes les autres contraintes réglementaires et économiques que l'Etat peut faire évoluer. Ainsi, un **choix sans regret** pour l'Etat est de mobiliser l'ensemble des leviers disponibles pour baisser le LCOE des renouvelables. Ces leviers sont de plusieurs ordres :

- Leviers liés à la réglementation urbanistique et environnementale : l'Etat doit simplifier la réglementation urbanistique et environnementale, lorsque cela est possible, pour accélérer l'instruction des autorisations nécessaires au déploiement des énergies renouvelables. L'Etat doit également lever les verrous qui empêchent les solutions technologiques les plus compétitives d'être installées en France (exemple : les contraintes de plafonds aériens, faisant de la France le pays européen installant les plus petites turbines éoliennes terrestres et *in fine* les moins compétitives). **Il semble nécessaire d'étudier, dans le cadre de l'instruction des projets renouvelables, l'établissement d'un pouvoir dérogatoire confié à une autorité administrative décisionnaire qui aurait la charge de concilier les intérêts divergents entre les différents codes s'appliquant auxdits projets renouvelables** (code de l'urbanisme, code de l'énergie, code de l'environnement, code rural et de la pêche maritime). En parallèle, les bridages « additionnels » parfois demandés en cours d'exploitation ont aussi un impact sur la compétitivité de l'éolien terrestre par exemple. Ces bridages, en fonction de leur proportion et nature (acoustique ou environnementale), peuvent représenter **de 2 à 7€/MWh de surcoûts sur le LCOE** d'un projet éolien terrestre standard.
- Leviers liés au temps d'instruction des projets : alors même que la directive RED 3 impose des délais maximum pour les phases d'instruction de projets, les temps consacrés à ces phases (y compris pour obtenir la simple garantie de complétude du dossier) sont trop longs en France, et pèsent sur l'économie générale des projets.

- Leviers relatifs au partage des risques : dans l'éolien en mer, les montants des garanties financières sont aujourd'hui totalement disproportionnés, et ont pour conséquence de renchérir le niveau de prix proposé dans les appels d'offres.
- Leviers liés à l'accessibilité du foncier : l'Etat doit faciliter l'accès au foncier pour le déploiement des renouvelables et éviter que certains bailleurs ne bénéficient, au travers du tarif garanti par l'argent public, de rémunérations disproportionnées liées à la rareté du foncier ;
- Leviers liés aux procédures de recours contentieux : à l'image de l'éolien en mer, l'Etat doit garantir des procédures de recours contentieux rapides et efficaces afin de sécuriser le développement des projets renouvelables. Les délais de contentieux indéterminés en France se répercutent sur les conditions de financement des projets renouvelables, et *in fine* sur leur LCOE ;
- Leviers liés au raccordement des projets renouvelables : le développement et le renforcement du réseau électrique permettra de réduire les temps de raccordement et donc le LCOE des projets.
- Leviers liés au partage de la valeur : l'Etat doit clairement identifier les dispositions qui, sous couvert d'une volonté de partager la valeur générée par les renouvelables, renchérissent le coût du soutien public **sans aucun lien avec le domaine énergétique**. La question du soutien que permet d'apporter aujourd'hui les mécanismes de financement des EnR à des acteurs non-énergéticiens et son éventuelle prise en charge par d'autres dispositifs doit être posée.
- Leviers liés au cadre politique et à la visibilité des appels d'offres : l'absence de visibilité (non-publication de la PPE 3, absence de calendrier clair des appels d'offres) a également un coût car il génère des « stops and go » dans les stratégies de développement.
- Leviers liés à la stabilité du cadre réglementaire et fiscal : les volontés affichées de renégocier les contrats dûment signés avec l'Etat ou l'imposition de taxes rétroactives ont des effets désastreux sur les acteurs du financement des projets, qui vont augmenter leurs primes de risque.
- Leviers liés aux conditions de financement : les installations renouvelables électriques étant intenses en capital, le coût moyen pondéré du capital (CMPC) est un facteur important du LCOE de ces installations. Plus un projet est « risqué », plus les prêteurs et actionnaires demanderont des taux d'intérêt et des taux de retour sur investissement (TRI) importants, et plus le tarif demandé par les producteurs sera important. La Commission de Régulation de l'Energie (CRE) rappelle ce point dans son rapport dressant [le bilan de la mise en place du complément de rémunération en France](#) : **les évolutions des mécanismes de soutien ne doivent pas conduire à faire porter un risque trop élevé**

pour les producteurs, au risque sinon d'accroître la dépense publique associée aux installations renouvelables. Un « bon » mécanisme de soutien est donc celui qui optimise le coût de financement des projets renouvelables.

S'agissant des taux d'intérêts, leur niveau constitue un facteur de premier ordre dans le LCOE des projets EnR puisque 80% du financement de ces projets est apporté via de la dette. C'est notamment pour cette raison que les prix proposés en AO pré-crise énergétique (avant 2022) pour ces filières étaient plus compétitifs, les taux d'intérêt étant faibles (1%, voire moins). Une mesure qui permettrait d'abaisser considérablement le LCOE des EnR – de plusieurs dizaines d'€/MWh - serait d'octroyer des taux bonifiés sur la dette empruntée pour financer ces projets. Le graphique ci-dessous montre l'impact d'une telle mesure pour des projets éoliens et photovoltaïques, à partir de données issues des AO PPE2 instruits par la CRE⁴. Cette mesure semble pertinente pour le budget de l'Etat et conforme aux règles directrices européennes puisqu'elle est également envisagée pour le programme EPR2⁵.



A titre d'exemple, pour l'éolien terrestre, en comparant le LCOE moyen européen en 2024 qui était de 76€/MWh⁶ avec le LCOE français en 2024 de 88€/MWh⁷, hors leviers liés au financement, **les leviers cités ci-dessus pourraient permettre une réduction du LCOE d'au moins une dizaine d'€/MWh, voire plus en s'inspirant des pratiques des pays les plus compétitifs en matière d'éolien terrestre** (Finlande, Pays-Bas, Suède).

⁴ Source : calcul de LCOE du SER sur la base du rapport de la CRE faisant le bilan à mi-parcours des AO PPE2, pour des projets d'ombrière photovoltaïque, de projets photovoltaïques au sol, et des projets éoliens terrestres. Hepp = heure de fonctionnement à équivalent pleine puissance.

⁵ <https://www.elysee.fr/emmanuel-macron/2025/03/17/reunion-du-4eme-conseil-de-politique-nucleaire>

⁶ Source : https://ember-energy.org/app/uploads/2025/01/EER_2025_22012025.pdf

⁷ Le LCOE est assimilé au prix moyen pondéré des lauréats de l'AO Eolien terrestre de l'année 2024.

Autre exemple : en 2024, l'IRENA estimait le coût moyen de déploiement du photovoltaïque en Europe à 50€/MWh⁸, alors que le LCOE en France pour les projets photovoltaïques au sol étaient de 79€/MWh. Hors leviers liés au financement, **les leviers cités ci-dessus permettraient de réduire le LCOE des projets photovoltaïques de plusieurs dizaines d'€/MWh.**

→ Il est absolument nécessaire que l'Etat mobilise l'ensemble des leviers à sa disposition pour baisser le LCOE des projets renouvelables.

→ Il est indispensable de permettre à l'ensemble des moyens de production décarbonés de bénéficier des mêmes conditions de financement ; le SER appelle donc l'Etat à permettre aux projets renouvelables, si cela est fait pour le nouveau nucléaire, d'accéder à des prêts bonifiés.

b) Optimiser l'utilisation des kWh décarbonés grâce à la flexibilité du système énergétique

Le SER tient à rappeler qu'il n'y a aucun kWh qui puisse être qualifié « d'inutile. » Tous les kWh décarbonés sont aujourd'hui « utiles », puisqu'ils permettent d'atteindre les objectifs de souveraineté et de neutralité carbone de la France. La tentation de réduire l'utilité d'un kWh au seul critère de l'heure à laquelle il est produit, en indiquant qu'il coïnciderait plus fortement que d'autres sources de production avec des prix de marché faibles et qu'il n'aurait donc aucune valeur, serait une vision non seulement réductrice mais également court-termiste. Cette logique reviendrait à ne juger de l'efficacité d'un système énergétique qu'à l'aune du prix capté, et donc de son coût en termes de soutien public, ce qui est évidemment incompatible avec la manière d'apprécier la meilleure intégration de l'électron dans la consommation électrique.

En effet, les énergies renouvelables électriques sont bénéfiques, peu importe leur heure de production, puisqu'elles permettent i) de limiter le recours à des moyens de production thermiques pour produire de l'électricité, et ainsi ii) de baisser les prix de marché de gros, qui réduisent le prix de détail payé par les consommateurs finaux. **La question consiste donc à rechercher collectivement la manière d'utiliser au mieux les kWh disponibles, comme cela a été fait dans les années 1980 au moment du déploiement du programme nucléaire. Les grandes solutions à mettre en œuvre tiennent à un concept, qu'il est urgent d'appliquer à l'ensemble de notre système énergétique : la flexibilité.**

En effet, en lien avec la nécessaire électrification des usages susmentionnée, il est impératif que celle-ci s'accompagne d'une plus grande flexibilité du système énergétique. **A l'aune des différentes crises que nous mentionnons plus haut, un système énergétique rigide qui engendre des investissements répondant à un unique modèle de production et de consommation associé n'est pas résilient puisqu'il ne permettra pas de répondre aux dites crises.** Il est donc urgent de développer la flexibilité de la production et la flexibilité de la consommation. Derrière cette notion, plusieurs réformes et développements technologiques doivent être mis en œuvre. Le SER souligne l'intérêt des propositions suivantes :

⁸Source : https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Jul/IRENA_TEC_RPGC_in_2024_2025.pdf

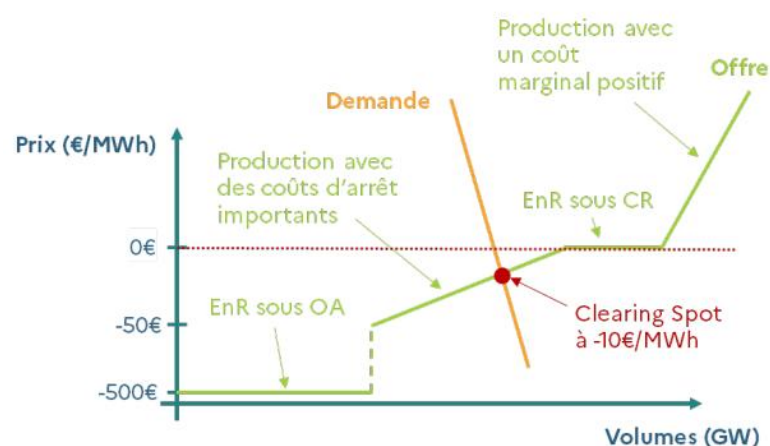
- Favoriser l'émergence du stockage d'électricité par batterie, en standalone ou en hybridation / association avec des parcs de production : en développant des moyens de stockage d'électricité, il sera possible de décaler la production d'électricité renouvelable des moments où les prix de marchés sont faibles vers les moments où les prix de marchés sont plus élevés. De plus, ces batteries permettraient également d'améliorer la participation des filières renouvelables à l'équilibrage offre/demande (EOD), aux services système fréquence et tension, via leur réactivité et l'usage de matériels performants (onduleurs en grid-forming par exemple). Ces services rendus aux réseaux, qui sont valorisés dans des mécanismes purement marchands, pourraient également conduire les projets d'énergies renouvelables à réduire le tarif dont ils ont besoin dans le cadre des mécanismes de soutien. Dans sa dernière analyse parue en décembre 2025, le think-tank Ember⁹ a retracé la diminution drastique du coût d'installation des batteries ces deux dernières années. Cette réduction rend les projets de batteries *standalone* compétitifs afin de rendre des services systèmes aux réseaux, mais elle rend également les projets PV associés à des batteries compétitifs afin de fournir un bandeau d'électricité continu sur une journée (produit *baseload*), à condition que le LCOE des projets PV soit optimisé.
- Permettre l'hybridation, sur un même point de raccordement, de plusieurs technologies de production différentes. En effet, dans la majeure partie des cas, le raccordement d'un seul moyen de production dont la puissance nominale installée doit correspondre à la puissance nominale du raccordement conduit à un coefficient d'usage du raccordement faible. Or, en utilisant l'effet du foisonnement des énergies renouvelables, en association éventuellement à du stockage d'électricité, il serait possible d'augmenter le coefficient de charge du raccordement s'il était possible de combiner plusieurs moyens de production au même point de livraison. Malgré une puissance installée qui serait nominale supérieure à celle du raccordement, les installations renouvelables ne produisant pas nécessairement au même moment, celles-ci livreraient de l'électricité à des moments différents de la journée / de la semaine / du mois / de l'année, tout en bénéficiant de coûts de raccordement mutualisés.
- Modifier les signaux tarifaires pour les consommateurs finaux, afin que ces derniers soient incités à consommer lorsque l'électricité est abondante. Le placement des nouvelles heures creuses dans le TURPE 7 est une première avancée. L'Etat doit également s'interroger sur la capacité des fournisseurs à s'approvisionner sur les marchés à terme de l'électricité en produits permettant de proposer, *in fine*, des offres incitant à la flexibilité des consommateurs. L'introduction de produits « *sun peaks* » dans les enchères d'EDF OA est, à ce titre, une ouverture pertinente.
- Développer l'électrification des usages conjointement avec la flexibilité : lorsque de nouveaux usages s'électrifient, la puissance publique doit faire en sorte que ces usages puissent être les plus flexibles possibles. Au Royaume-Uni, par exemple, l'Etat a accompagné l'essor des véhicules électriques (VE) avec une interdiction réglementaire

pour ces VE de se charger, sur des bornes privées, lors des pointes de consommation. Sur la même thématique, le SER appelle également l'Etat à compléter la réforme sur la TVA réduite à 5,5% pour la filière photovoltaïque afin que les particuliers puissent à la fois devenir producteurs décarbonés et électrifier de nouveaux usages (via l'adoption d'un VE, l'installation d'une PAC, etc...). Ceci passe notamment par la possibilité de bénéficier d'un taux de TVA à 5,5% dans les cas où l'installation solaire est couplée à du stockage.

Focus : Prix négatifs – De quoi parle-t-on ?

Les prix « négatifs » désignent communément les prix inférieurs à zéro observés sur les marchés de gros européens de l'électricité, notamment sur le marché de livraison de l'électricité le lendemain de l'enchère (dit « J-1 »).

Comme le rappelle la [CRE dans sa note sur les prix négatifs](#) (voir schéma ci-dessous), ce phénomène se caractérise par i) une surabondance d'offre par rapport à la demande ; et ii) l'inflexibilité des moyens de production thermiques ne pouvant moduler leur production, prêts ainsi à payer pour produire plutôt que de s'arrêter. Les EnR sous obligation d'achat (OA) peuvent accentuer les phénomènes de prix négatifs à cause de leur cadre contractuel. Cette cause est néanmoins en passe d'être résolue car, d'une part, les contrats d'OA constituent une part de plus en plus réduite du parc EnR soutenu au profit des installations sous complément de rémunération (CR) ; d'autre part, l'article 175 de la Loi de Finances pour 2025 a instauré une obligation de déconnexion pour les installations sous OA de plus de 10MW, qui pourrait être étendue à l'avenir à un nombre plus important d'installations.



c) Optimiser le partage de risque entre les acteurs publics et les acteurs privés

Enfin, dans la perspective donnée par la présente mission, il est nécessaire de se poser la question de la prévisibilité du montant d'€ public à investir dans le déploiement des énergies renouvelables via l'optimisation du partage des risques entre les acteurs publics et les acteurs

privés. **Concrètement, cela signifie qu'il est nécessaire de favoriser, en partie et lorsque cela est pertinent, les mécanismes contractuels où la contrepartie n'est plus l'Etat mais un acteur privé, tout en gardant à l'esprit que ces contrats ne pourront se substituer intégralement à la puissance publique pour atteindre nos objectifs de déploiement d'énergies renouvelables.**

Cette manière de faire présente aussi l'avantage d'amener les producteurs à développer de véritables politiques commerciales, en dehors de l'intermédiation du marché de gros, qui ne peut que jouer favorablement pour l'électrification des usages grâce à des offres sur mesure de substitution d'électricité aux énergies fossiles.

Plusieurs types de contractualisation pour l'achat d'électricité renouvelable pourraient être développés davantage grâce à une évolution des dispositions réglementaires que l'Etat pourrait mettre en œuvre pour faciliter ces schémas contractuels :

- Les *Corporate Power Purchase Agreement (CPPA)* : ces contrats de gré à gré sont signés entre un producteur d'énergie renouvelable et une organisation qui consomme directement de l'électricité. Depuis la loi APER, les collectivités territoriales peuvent également signer des CPPA auprès des producteurs d'énergies renouvelables. Afin de faciliter la signature de cette typologie de contrats, il serait bénéfique de :
 - Etendre le mécanisme de Garantie électricité renouvelable (GER) de la BPI afin de couvrir un spectre plus large de consommateurs, et faire de même pour la garantie à venir de la Banque européenne d'investissement (BEI) ;
 - Permettre un mix entre des contrats de complément de rémunération et des CPPA ;
 - Supprimer l'autorisation de fourniture ;
 - Moduler certaines taxes pour la signature d'approvisionnement physique en électricité renouvelable.
- Les *Utility PPA (UPPA)* : ces contrats de gré à gré sont signés également avec un producteur d'énergie renouvelable et cette fois-ci avec un fournisseur d'électricité, qui revendra l'électricité achetée sur les marchés de gros ou directement à ses clients consommateurs¹⁰. Ces types de PPA sont moins courants en France ; pour élargir leur adoption, il faudrait :
 - Rendre éligibles ces types de PPA aux fonds de garantie (GER de la BPI) ;
 - Moduler certaines taxes pour la signature d'approvisionnement physique en électricité renouvelable.
- L'autoconsommation, individuelle et collective : l'autoconsommation se définit comme le fait de consommer sa propre production d'électricité. L'autoconsommation individuelle (ACI) constitue une opération où une installation de production alimente uniquement un consommateur, avec potentiellement une injection du surplus d'électricité non-consommée sur le réseau public. L'autoconsommation collective (ACC) repose sur la répartition de l'électricité provenant d'une ou plusieurs installations de production entre un ou plusieurs consommateurs proches physiquement, au sein d'une « boucle »

10

d'autoconsommation. Plusieurs leviers pourraient faciliter la conclusion de ces deux types d'opération :

- Clarifier qu'il n'est pas nécessaire d'avoir une autorisation de fourniture dans le cadre des opérations d'autoconsommation collective (ACC) ;
- Simplifier les critères géographiques de l'ACC et automatiser le traitement des demandes de dérogation à ces critères ;
- Intégrer l'ACI et l'ACC aux objectifs du décret tertiaire ;
- Améliorer, dans le cadre de l'ACI pour les clients résidentiels, la mise en place de la TVA réduite à 5,5% (clarification des modalités de contrôle, imposition de la qualification RGE ou AQPV, possibilité de bénéficier du taux réduit même en combinaison avec du stockage) ;
- Supprimer toute limitation de l'ACI dans les contrats de complément de rémunération.

→ En synthèse, il est possible d'améliorer le ratio « € public investi / kWh produit » en combinant différentes options en fonction de leur pertinence pour la filière considérée. Il s'agit de réduire un certain nombre de contraintes réglementaires ou d'accès au financement qui pèsent sur les LCOE, d'améliorer l'intégration des électrons produits dans le système électrique par une plus grande flexibilité de ce dernier, et de faciliter des contractualisations hors marché de gros afin que par leur politique commerciale, les producteurs puissent concourir plus directement à l'accroissement de la demande.

3. Revue des différentes idées de réformes possibles des mécanismes de soutien à la production d'énergie électrique renouvelable et au stockage

Au-delà des voies d'optimisation du soutien public évoquées au paragraphe précédent, il est aussi envisageable de modifier le design de certains mécanismes spécifiques. Mais ces mécanismes constituant la garantie de long-terme et le cadre contractuel sur lesquels sont fondés les investissements privés, le SER tient à rappeler que toute réforme concernant ces mécanismes doit respecter un certain nombre de principes. De manière non-exhaustive, le SER souhaite insister sur le fait que toute réforme doit :

- Être progressive et non rétroactive, afin d'éviter les changements structurels et brutaux qui engendrent des dynamiques de stop & go incompatibles avec l'exercice d'activités industrielles ;
- Être le fruit de concertations approfondies avec les filières concernées, dans le respect de l'équilibre économique des contrats ;
- Être raisonnables dans les hypothèses de développement des modes de valorisation privés des électrons, c'est-à-dire ne pas considérer que le seul marché des CPPA/UPPA et l'autoconsommation pourrait prendre l'entièreté du relais au soutien public actuel ;
- Diversifier les risques, via une diversification i) technologique ; ii) géographique en évitant la facilité du recours à des dispositifs de type AO neutres.

Modifier un dispositif de soutien public suppose d'intégrer deux dimensions essentielles : l'objectif d'intérêt général poursuivi (qui doit être défini par l'État) et la faisabilité technique et financière (qui relève de la compétence des filières). Il n'est donc pas possible de fournir, de façon unilatérale, la « bonne solution » qui ne peut résulter que d'un dialogue et d'un processus de co-construction entre autorité publique et acteurs privés. Néanmoins, sur la base des éléments présentés dans la précédente partie et des échanges qui peuvent avoir lieu dans d'autres pays européens ou lors de consultations récentes de l'administration, le SER propose que les travaux puissent porter sur deux manières de faire évoluer les mécanismes de soutien existants :

a. **Faire évoluer le complément de rémunération de façon indépendante de la production. Il y a deux manières de faire :**

i. **En fondant le complément de rémunération sur la production théorique d'un parc de référence**, ce qui sécurise partiellement la dépense publique associée en reportant une part du risque sur le producteur ;

En effet, les CR actuellement en France sont basés sur la production réelle et effective des installations renouvelables soutenues ; le CR normatif, quant à lui, serait versé sur la base d'un productible théorique qui est indépendant de la production réelle de l'actif de production. En théorie¹¹, ce type de CR pourrait diminuer le soutien public aux énergies renouvelables, en i) réduisant le CMPC pour financer ses projets, via la diminution du risque volume d'électricité sur lequel le CR sera versé au producteur ; ii) optimisant les incitations et expositions des producteurs aux marchés, ce qui permettrait à l'Etat d'éventuellement économiser des versements pendant des périodes de prix bas ou négatifs. En pratique, ces CR sont opérationnellement compliqués à mettre en place car ils nécessitent une méthodologie précise afin de déterminer un productible de référence fiable et répliquable par les producteurs, en fonction de divers paramètres. C'est pour cette raison qu'ils sont principalement étudiés aujourd'hui dans certains pays uniquement pour des filières avec un nombre restreint de parcs en opération, notamment l'éolien en mer.

ii. **En substituant au complément de rémunération lié au prix de marché une rémunération capacitaire annuelle en €/kW installé qui reporte l'intégralité du risque marché sur le producteur.**

Le CR financier est également indépendant de la production de référence car il dépend uniquement de la puissance installée du parc. La rémunération est donc versée annuellement au producteur, sans lien avec le prix des marchés de gros ou le volume d'électrons produits. Il faut donc plutôt entendre ce dispositif comme une rémunération capacitaire.

¹¹ Pour plus de détails, voir le papier de la Florence School of Regulation à ce sujet : <https://fsr.eui.eu/publications/?handle=1814/76700>

Ce CR améliorerait la prévisibilité du soutien public de l'Etat aux installations renouvelables puisque celui-ci ne dépendrait plus que de la puissance installée des parcs soutenus, qui est connue et ne varie pas dans le temps. Ce dispositif pourrait également réduire le soutien public si les producteurs demandent une rémunération capacitaire qui est associée avec des hypothèses de valorisation sur le marché réalistes pour réduire le montant de soutien public demandé. Dans la pratique, ce type de dispositif interroge sur la capacité des producteurs à contractualiser des revenus marchés stables et pérennes à un horizon de temps long (minima 5 à 10 ans) qui leur permettront de lever de la dette et ainsi sécuriser leur financement de projet à un CMPC compétitif.

- b. En créant des appels d'offres qui mixent des CR avec des contrats de gré à gré, que ce soient des CPPA ou des UPPA de façon à combiner le filet de sécurité que constitue le mécanisme de soutien avec une démarche commerciale directe du producteur.**

En mixant des contrats de complément de rémunération avec des contrats de gré à gré privés, l'Etat pourrait réduire le montant de soutien public accordé aux producteurs renouvelables puisqu'une partie du financement de ces projets serait assurée grâce à la valorisation obtenue via les PPA. Plusieurs schémas mixant un CR et des PPA existent : répartition temporelle, répartition du volume d'électrons, atteinte du tarif de référence avec une répartition du prix entre le CR et le prix du PPA...

Conclusion

Comme cela a été dit dès le début de cette note, le développement d'un système énergétique efficace et résilient visant la neutralité carbone ne peut que reposer sur une forte pénétration des énergies renouvelables électriques. Les entreprises des filières renouvelables proposent des solutions, innovent en permanence, et sont prêtes à réfléchir à un ensemble d'évolutions accélérant l'émergence du système électrique de demain : un système flexible, résilient et décarboné, prêt à affronter les multiples crises (géopolitiques, environnementales, sociales) à venir et qui fait le meilleur usage possible des ressources présentes sur le territoire.

Le SER, via cette première contribution écrite, a présenté différentes pistes de réflexion aux rapporteurs de la présente mission. Nous tenons à rappeler que la modification du design des mécanismes de soutien ne constitue qu'une partie de la palette des solutions permettant d'optimiser l'efficacité des moyens publics investis, et qui restent structurellement nécessaires dans une société qui fait de l'électrification un objectif de politique publique. L'investigation par la mission des sujets suivants apparaît donc comme incontournable :

- **La mobilisation de l'ensemble des leviers pour baisser le LCOE des projets renouvelables** ; ces leviers sont actionnables facilement car à la main de l'Etat, et sans regrets puisqu'ils permettront, peu importe le mécanisme de soutien et les conditions macroéconomiques, d'économiser une dizaine d'€/MWh, voire plusieurs, sur le LCOE des projets renouvelables, qui se traduiront par des économies substantielles de CSPE ;
- **L'optimisation des deniers publics investis sous différentes formes (y compris l'actionnariat public ou la mobilisation des fonds d'épargne) dans l'ensemble des technologies de production décarbonées**, et pas uniquement dans les énergies renouvelables, afin de garantir le déploiement d'un système énergétique efficace au cours des 25 prochaines années ;
- **Le développement des dispositifs concourant à la flexibilité de notre système énergétique.**

Au-delà de cette première contribution, le SER propose aux rapporteurs de la mission, à l'issue de l'audition et une fois que le cadre méthodologique et que les attentes auront été précisés, de poursuivre les échanges de façon plus technique afin de préciser tout élément contenu dans cette note. Ces échanges pourront ensuite être utilement intégrés aux travaux qui sont conduits, depuis de nombreuses années, au travers de réunions techniques régulières, avec l'administration et en particulier la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC).

Partant du principe que la décarbonation de notre pays est une priorité nationale, et qu'elle ne se réalisera que dans le cadre d'une action publique déterminée dont le poids budgétaire est significatif, le SER est parfaitement conscient que l'action de ses membres doit s'inscrire dans un effort collectif où seule une articulation publique/privée intelligente permet de relever le défi. Ceci signifie que la puissance publique et les acteurs privés ont des responsabilités mutuelles les uns vis-à-vis des autres.

Annexe 1 : Un regard historique sur l'efficacité du soutien public aux énergies renouvelables et ce qu'il a permis de développer, et la manière dont il a évolué

Le soutien public apporté aux énergies renouvelables électriques constitue une politique publique relativement récente en France, à l'échelle de notre histoire énergétique. Malgré sa relative jeunesse, ce soutien a-t-il été efficace ? La réponse est indéniablement « oui ». En 2005, les énergies renouvelables électriques couvraient moins de 15% de la consommation finale brute d'énergie. En vingt ans, cette part a doublé et représentait 30,8% en 2024 (Source SDES). **Le soutien public a donc permis un accroissement volumétrique des énergies renouvelables électriques** et ainsi contribué significativement à la transition et la résilience énergétique de la France.

Ce développement a également **fait émerger un tissu industriel et d'entreprises** réparties sur l'ensemble du territoire, générant des emplois et de l'activité économique au-delà du secteur énergétique. Le secteur des énergies renouvelables génère aujourd'hui plus de **deux milliards d'EUR de fiscalité pour les collectivités locales** chaque année, et représente plus de **400 000 emplois** (directs, indirects)¹² :

- Sur le plan industriel, la politique de soutien public a permis de localiser sur le territoire français un tiers des capacités européennes de production de composants (pâles, nacelles, sous-stations électriques) pour l'éolien en mer, avec des usines au Havre, à Cherbourg, à Montoir de Bretagne et à Saint-Nazaire.
- Dans le secteur de l'éolien terrestre, les parcs installés en France ont recours en très grande partie à des technologies européennes (Vestas, Nordex, ENERCON, Siemens). 91% des CAPEX des projets éoliens terrestres en France sont européens¹³.
- S'agissant du solaire photovoltaïque, environ 80% des CAPEX sont aujourd'hui français ou européens. Les modules et les onduleurs, qui sont majoritairement importés d'Asie, ne représentent en effet qu'environ 20% des CAPEX, tandis que la quasi-totalité des OPEX sont localisés en France et ne génèrent donc pas de dépendances externes. Le SER, qui représente les porteurs des projets de gigafactories solaires, souhaite également souligner que le cadre européen a changé en 2025 (règlement *Net Zero Industry Act*), ce qui permettra d'introduire, dans les cahiers des charges des prochains appels d'offres, de nouveaux critères favorisant – en complément du critère prix – des offres européennes. Le SER soutient en parallèle la démarche actuelle du vice-président Stéphane SEJOURNE afin que la Commission européenne publie, dans le cadre du futur *Industrial Accelerator Act*, des critères encore plus ambitieux de « Made in Europe », afin de faciliter le financement des projets de réindustrialisation sur le sol français.

Autre point essentiel : **ce soutien public a permis d'accompagner des filières émergentes, qui sont aujourd'hui compétitives**. A ainsi été observée :

- Pour le solaire : une division par plus de 8 du tarif d'achat entre 2006 et fin 2025 ;
- Pour l'éolien terrestre : une baisse de l'ordre de 30% du tarif d'achat entre 2001 et septembre 2025¹⁴ ;

¹² Ces chiffres seront détaillés dans une étude produite par COLOMBUS et Utopies qui sera rendue publique dans les prochaines semaines.

¹³ Voir page 48 du rapport de la CRE :

https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Rapports_et_etudes/2024/Rapport_bilan_PPE2.pdf

¹⁴ Ces chiffres incluent une inflation entre l'année considérée et fin 2025/ début 2026.

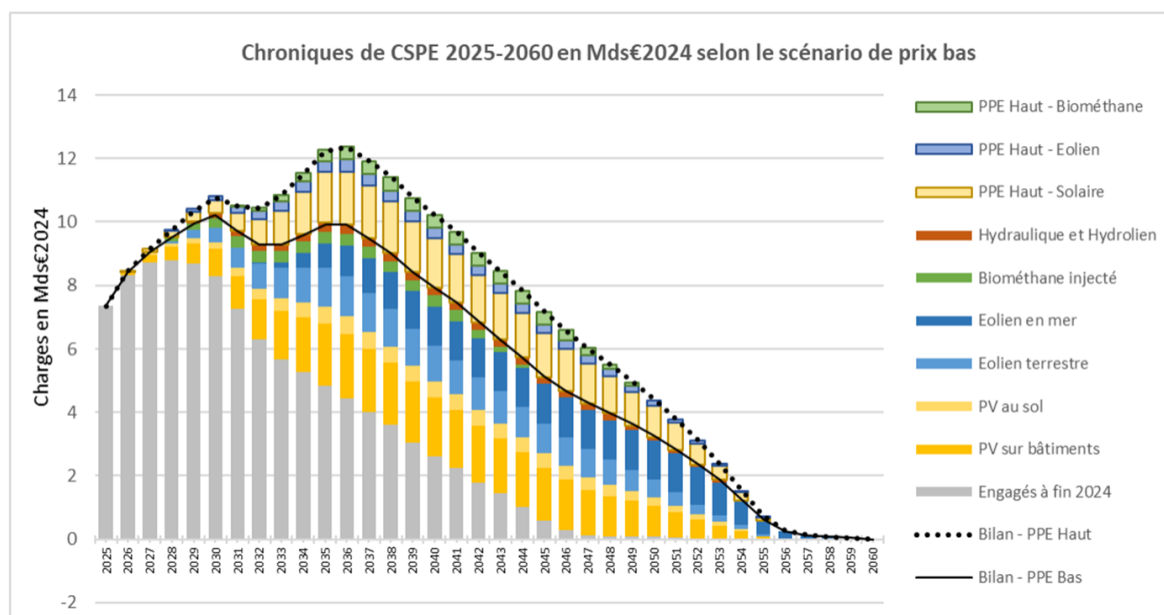
- Pour l'éolien en mer : une division par près de 3 du tarif d'achat des premières installations éoliennes posées lauréates en 2012 et le projet lauréat de l'appel d'offres 8 en septembre 2025.¹⁵

Grâce à cette intervention publique, la France dispose aujourd'hui d'une large palette de solutions de production renouvelable qui sont compétitives par rapport à d'autres sources décarbonées.

Enfin, le SER souhaite souligner un point fondamental : les charges de service public constatées chaque année de façon très transparente dans les rapports de la CRE et dans les lois de Finance correspondent en majeure partie à cet investissement stratégique dans les capacités de production renouvelables. Contrairement à d'autres secteurs, le soutien public aux énergies renouvelables électriques n'a pas pris la forme de subventions à l'investissement et s'est matérialisé par un soutien étalé sur la durée du contrat.

Les montants des charges de service public de l'énergie (CSPE) correspondent donc aujourd'hui en très grande partie à ces engagements passés, qui commenceront à décroître dès 2029 comme le montre le graphique ci-dessous.

Figure 13 – Chronique de charges en Mds€24 estimée par le Comité sur la période 2025-2060



S'agissant des hypothèses prises par le comité des CSPE pour évaluer les charges futures jusqu'en 2060, il convient de noter que celles-ci sont partiellement dépassées. Ainsi, le guichet ouvert pour le solaire n'existe plus au-delà de 100 kWc et le chiffre de 120€/MWh est très supérieur aux niveaux de l'appel d'offres simplifié (88 €/MWh). Par ailleurs, le comité prend des hypothèses de prix capturés qui ne semblent pas tenir compte des progrès considérables qui

¹⁵ Le tarif de 2012 inclut les coûts de raccordement, ce qui n'est pas le cas du tarif pour le lauréat de l'appel d'offres 8.

seront conduits dans les prochaines années à travers le développement de la flexibilité et du stockage.

Tableau 6 – Hypothèses de tarifs de contrat de soutien prises par le Comité pour les nouveaux engagements PPE3 pris en 2025, 2030 et 2035

Tarif des contrats de soutien (€2024/MWh) par année d'engagement	2025	2030	2035
PV - Guichet ouvert Bâtiment	120	115	110
PV - Guichet ouvert Sol	88	84	80
PV - Appel d'offres Bâtiment	100	94	88
PV - Appel d'offres Sol	80	75	70
Eolien terrestre	90	85	80
Eolien en mer posé	50	50	-
Eolien en mer flottant	90	75	-
Biométhane injecté	148	133	133
Hydraulique ⁵⁴	108	108	108
Hydrolien	-	120	-

→ Il est donc fondamental que la mission ne revienne pas sur ces modalités passées car le soutien public ne constitue pas une dépense courante mais participe, en complément des revenus issus du marché, à l'amortissement des investissements consentis. La stabilité de ces dispositifs de soutien est donc essentielle puisque la capacité des investisseurs privés à se mobiliser dépend de sa crédibilité dans la durée. L'affaiblissement de ce dispositif par la répétition de modifications unilatérales de contrats dûment signés peut conduire à décourager les investissements privés, et par conséquent à arrêter le développement de moyens de production indispensables à la décarbonation.

Le soutien public aux énergies renouvelables a déjà évolué au fil du temps

Les objectifs du soutien public aux énergies renouvelables électriques ont évolué au fil du temps. Après une première phase ayant permis de réduire de façon très importante le coût de production unitaire des EnR et de les accompagner dans leur phase de maturation, **le soutien public remplit aujourd'hui un autre objectif : assurer une visibilité suffisante sur les prix, dans un marché de l'électricité qui n'envoie pas des signaux prix adéquats** pour déclencher des investissements intensifs en capital. Il s'agit là d'un défi qui ne concerne pas seulement les énergies renouvelables mais qui est commun à l'ensemble des investissements qui permettront de réussir la transition énergétique (nucléaire, réseaux, etc). Ce soutien public couvre aujourd'hui un horizon de temps plus court (20 ans en moyenne) que celui sur lequel sont réalisés ces investissements, et il convient donc de l'analyser sur l'ensemble de la durée de vie de l'actif.

Cette évolution s'est accompagnée de réformes importantes des mécanismes de soutien ces dernières années :

- **L'extinction progressive des guichets ouverts et une plus grande exposition à la concurrence** : aujourd'hui, la quasi-totalité des aides sont attribuées via des appels d'offres concurrentiels ;
- **Une participation des parcs renouvelables à la gestion de l'équilibre offre-demande et aux services système** (fréquence et tension) : aujourd'hui, une part croissante des parcs renouvelables électriques interrompent leur production pendant les épisodes de prix négatifs sur les marchés de gros. C'est le cas de tous

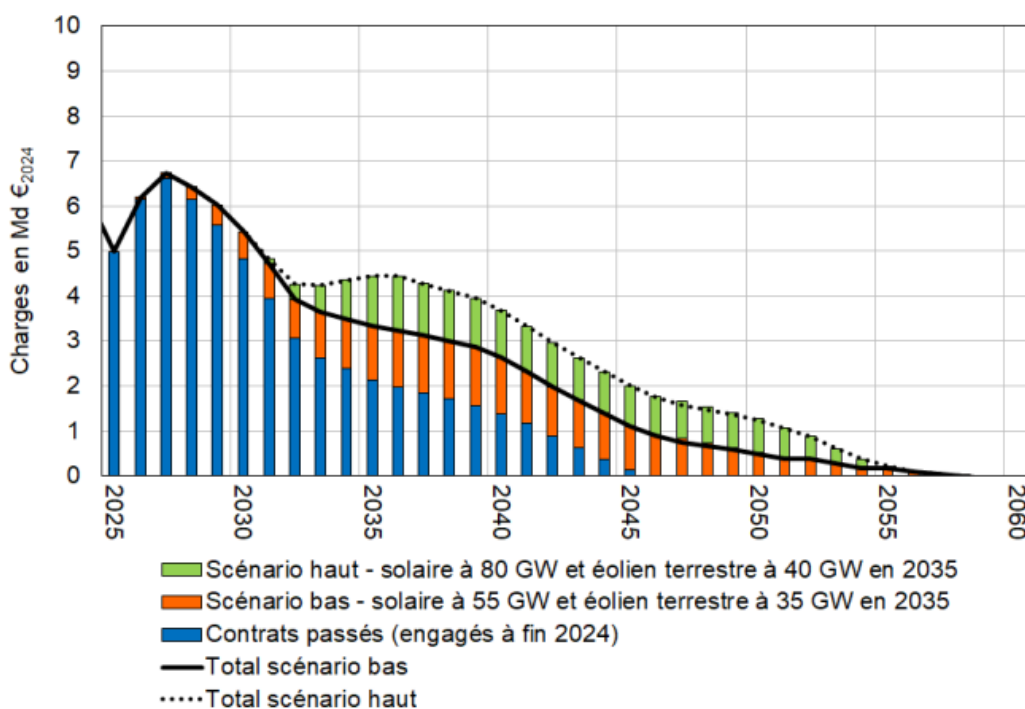
les parcs en complément de rémunération (CR) depuis 2016 ; c'est également le cas de tous les parcs en obligation d'achat de plus de 10 MW, à partir de 2026, grâce à la réforme inscrite à l'article 175 de la Loi de Finances 2025. De plus, depuis la loi DADDUE du 30 avril 2025, la participation au Mécanisme d'Ajustement (MA) est devenue obligatoire pour les installations renouvelables électriques de plus de 10 MW. Au-delà des obligations légales et réglementaires, un nombre important d'actifs EnR participent volontairement au MA. Les énergies renouvelables électriques rendent ainsi un service croissant aux réseaux de transport et de distribution ; en témoigne l'augmentation de 4,5GW sur une année, entre fin 2024 et fin 2025, du volume d'énergies renouvelables électriques participant au MA.

→ La mise en place des contrats de complément de rémunération (CR) en France a permis, dès 2016, de développer des centrales électriques renouvelables en tenant compte de l'évolution des lignes directrices européennes en matière d'aides d'Etat. Le CR bidirectionnel est notamment salué dans les dernières guidelines de la Commission européennes publiées en décembre 2025 ; celui-ci a notamment permis à la France de récupérer 5,5Mds d'EUR lors de la crise énergétique en 2022 et 2023.

Annexes de la contribution du Syndicat des énergies renouvelables (SER) à la
Mission LEVY-TUOT

ANNEXE 1 – L'EVOLUTION DU COÛT DU SOUTIEN AUX ENERGIES RENOUVELABLES
ELECTRIQUES¹

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



Source : Calculs DG Trésor, données Commission de Régulation de l'Énergie.

Note de lecture : Ces estimations correspondent à un scénario de prix médian, avec un prix de marché stable, de 70 €₂₀₂₄.

En 2035, dans un scénario de prix médian, le coût annuel du soutien aux énergies renouvelables électriques devrait correspondre pour 2,1 Md€₂₀₂₄ aux contrats passés avant fin 2024, et pour 1,2 à 2,3 Md€₂₀₂₄ aux contrats relatifs aux scénarios de planification (solaire, éolien terrestre, ...).

¹ Publication de la DG Trésor de Février 2026 accessible à [ce lien](#).

ANNEXE 2 – TABLEAU SYNTHETIQUE DES ACTIONS A MENER POUR REDUIRE LE LCOE DES FILIERES ELECTRIQUES RENOUVELABLES²

Filière(s) concernée(s)	Thématique	Détails de l'action
Multifilières	Financement	Octroyer des taux bonifiés sur la dette empruntée pour financer les projets d'énergies renouvelables électriques. Comme cela est rappelé dans le corps de la contribution du SER, cette mesure permet d'abaisser le LCOE des installations EnR d'une dizaine voire plusieurs dizaines d'€/MWh.
Multifilières	Financement	Rallonger la durée des contrats de complément de rémunération. Le CISAF permet aujourd'hui d'allonger cette durée de 20 ans à 25 ans.
Multifilières	Raccordement / Hybridation	Permettre, via le changement de la Documentation Technique de Référence (DTR) d'Enedis et de RTE et l'arrêté du 9 juin 2020 , d'optimiser le coefficient d'usage des raccordements en permettant le bridage dynamique, entre moyens de production et stockage et entre différents moyens de production renouvelables. Le REX des raccordements effectués par EDF SEI en ZNI dans le cadre de projets associant photovoltaïque et stockage serait particulièrement pertinent à analyser pour évaluer la faisabilité de cette réforme en métropole. L'exemple du Portugal pourrait également être intéressant à reprendre : la possibilité est laissée au développeur d'installer différents types d'actifs (production et stockage) derrière un même point de connexion au réseau public tant que la puissance maximale d'injection est respectée.
Multifilières	Association des batteries avec des moyens de production – Cahier des charges des AO	Revoir, dans l'ensemble des cahiers des charges des AO des EnR, les règles suivantes s'agissant des projets associant un moyen de production renouvelable avec une batterie : <ol style="list-style-type: none"> 1) Explicitement autoriser les batteries à soutirer de l'électricité provenant de l'installation EnR ET de l'électricité provenant du réseau, à condition d'avoir un schéma de raccordement permettant de distinguer l'électricité soutirée du réseau et l'électricité générée par l'installation EnR (ex : schéma de raccordement S9) ; 2) Autoriser les batteries à soutirer de l'électricité produite par l'installation EnR pendant les heures de prix négatifs, sous réserve qu'aucun électron ne soit

² NB : certaines de ces actions sont mentionnées dans la contribution du SER à la mission LEVY-TUOT. D'autres sont des recommandations issues d'autres positions du SER émises lors de consultations de l'administration.

		injecté pendant ces heures de prix négatifs sur le réseau public ;
Multifilières	Instruction et <i>permitting</i>	<p>Transposer pleinement la directive RED III pour accélérer l’instruction des projets renouvelables, notamment via la loi DADDUE actuellement en discussion au Sénat. Dans le détail :</p> <ul style="list-style-type: none"> - encadrer les délais de complétude et de régularité des dossiers ; - encadrer les délais d’instruction des projets <i>greenfield</i> et <i>brownfield</i>, sans faire obstacle aux délais ambitieux de la loi industrie verte ; - simplifier et accélérer la réalisation des études d’impact pour les projets de renouvellement. <p>En parallèle, il est également nécessaire d’augmenter les ressources humaines dédiées à l’instruction des procédures d’autorisation d’urbanisme / autorisation environnementale des projets d’énergies renouvelables. Ces augmentations de ressources humaines présenteront <i>in fine</i> une économie pour l’Etat puisque la réduction des délais d’instruction se traduira dans le LCOE des EnR.</p> <p>Rétablir la possibilité prévue au niveau réglementaire de prorogation des permis de construire pour les projets EnR jusqu’à 10 ans, supprimée récemment de manière non-intentionnelle par le Gouvernement dans le cadre du décret suivant.</p> <p>Envisager, le cas échéant, une prorogation au-delà de 10 ans de la validité du permis / de l’autorisation d’urbanisme dans le cadre d’un raccordement tardif.</p>
Multifilières	Gestion des contentieux	Modifier les règles de recours contentieux afin d’améliorer leur gestion (voir annexe n°3 pour plus de détails). Mettre en place le fonds de garantie pour construction sous recours prévu par la loi APER.
Multifilières	Maîtrise du foncier	Réformer toutes les réglementations urbanistiques, environnementales et autres liées à l’implantation des EnR, ainsi que les règles des cahiers des charges des AO, afin d’élargir le foncier a) sur lequel il est possible d’obtenir une autorisation d’urbanisme / une autorisation environnementale ; b) éligible aux appels d’offres instruits par la CRE.
Multifilières	Autoconsommation	<ol style="list-style-type: none"> 1) L’ancien AO autoconsommation étant supprimé, intégrer dans l’ensemble des cahiers des charges les critères spécifiques à ces projets, comme cela a été fait dans le cahier des charges de la 12^{ème} période de l’AO PV Bâtiment ; 2) Clarifier dans la législation que les projets d’autoconsommation collective ne sont pas

		<p>soumis à l'obligation de disposer d'une autorisation de fourniture d'électricité ;</p> <p>3) Simplifier les formalités pour les opérations d'autoconsommation collective (attribution automatique de la dérogation lorsque les critères réglementaires sont respectés, sans passer par les formalités administratives chronophages) ;</p> <p>4) Augmenter le périmètre géographique des opérations d'autoconsommation collective en modifiant l'arrêté du 21 novembre 2019.</p>
Eolien terrestre	Levée des contraintes – Radars militaires et plafonds aériens	<p>Aboutir avec l'armée à très court-terme à une solution commune pour lever les plafonds de hauteur bout de pâles imposés par la présence de radars militaires et les plafonds aériens. Cette solution commune passe notamment par un accord rapide sur l'emplacement des radars de compensation discutés avec l'administration. Ce point est important pour les projets <i>greenfield</i>, mais également pour les projets en <i>repowering</i>, étant donné que 81% des éoliennes installées avant 2015 se situent à moins de 70km d'un radar militaire.</p>
	Biodiversité – Régime de Dérogation espèces protégées	<p>Clarifier le régime de dérogation des espèces protégées et de leur nécessité, ainsi que le régime de responsabilité pénale qui en dépend. La définition du délit pénal d'atteinte à une espèce protégée doit être conforme à la définition administrative. Cette modification est importante dans un contexte où des porteurs de projets se retrouvent pénalement responsables en cours d'exploitation pour un délit d'atteinte aux espèces protégées alors même que l'administration n'a jamais requis le dépôt d'un dossier de dérogation espèces protégées. Si ce risque pénal n'est pas clairement couvert par la réglementation, celui-ci se traduira dans le LCOE des projets en cours de développement.</p>
	Bridages acoustiques et bridages environnementaux	<p>Mieux encadrer au niveau national la mise en place de bridages acoustiques ou environnementaux en évaluant mieux l'équilibre bénéfiques environnementaux / bénéfiques relatifs à l'ambiance sonore VS les coûts en termes de compétitivité de l'électron éolien terrestre. En fonction de leur ampleur, les bridages acoustiques et environnementaux peuvent représenter entre 2 et 7€/MWh. Il est également nécessaire de mieux encadrer les bridages imposés après la mise en service des projets, qui ont un impact encore plus important sur la bancabilité des projets puisqu'ils interviennent après le bouclage du financement.</p>
	Garanties financières et pénalités	Abaisser le montant des garanties financières et d'exécution et des pénalités en cas de retard ou d'abandon inscrit dans les cahiers des charges

Eolien en mer		des AO afin de réduire le risque de développement de ces projets et ainsi réduire le coût de leur financement ;
	AO – Modalités d’indexation du tarif de référence	<p>i) Allonger la durée de l’indexation du tarif de référence à partir de la date de candidature (coefficient K) jusqu’à la mise en service / prise d’effet du contrat afin de tenir compte de la réelle inflation pratiquée par les fournisseurs des projets ;</p> <p>ii) Augmenter la part variable du coefficient indexant le tarif pendant l’exploitation (coefficient L) afin que celui-ci reflète mieux l’inflation observée des coûts de maintenance pendant la durée de vie des projets.</p>
Photovoltaïque au sol	Foncier – Cahier des charges des AO	Changer les règles du cahier des charges afin de rendre tout projet bénéficiant d’une autorisation d’urbanisme / d’un permis de construire éligible aux AO instruits par la CRE.
		Confirmer, à très court-terme, la suppression des critères d’éligibilité liés à l’implantation de zones humides (AO PV Sol). A partir du moment où un projet a obtenu son autorisation d’urbanisme, celui-ci doit pouvoir être éligible à l’appel d’offres (voir point précédent).
	Agrivoltaïsme	<p>1) Supprimer le plafond à 250MWc pour les projets Cas 2 bis (agrivoltaïques) inscrits dans les appels d’offres PV Sol afin que les projets les plus compétitifs puissent être lauréats ;</p> <p>2) Assouplir la rédaction des documents locaux d’urbanisme (PLU/PLUi) afin de faciliter l’implantation des projets agriPV (post loi APER) :</p> <p>A) En zone A : en reconnaissant que, malgré leur qualification en installation nécessaire à une activité agricole, l’ensemble des contraintes relatives aux installations agricoles ne leur soient pas applicables ;</p> <p>B) En zone N : en permettant aux projets agriPV de s’y implanter, et en reconnaissant aux projets agriPV la qualification d’équipement collectif, en plus de celle d’installation agricole (comme c’était le cas avant la loi APER).</p>
		PV flottant
Batteries	TURPE	Revoir le cadre réglementaire d’application du TURPE aux batteries afin qu’elle soit appliquée à la consommation nette d’électricité et non au soutirage brut. Cette mesure permettrait d’éviter un double

		<p>paiement du TURPE par les batteries pour le même électron.</p> <p>Généraliser la composante injection-soutirage du TURPE 7 pour l'ensemble des moyens de stockage, y compris les batteries associées à des moyens de production (projets hybrides / en colocalisation).</p>
Stockage <i>standalone</i>	Instruction des permis de construire / autorisation d'urbanisme	<ol style="list-style-type: none"> 1) Faciliter l'instruction des permis en zone agricole de projets de stockage en a) étendant explicitement à ces projets la notion d'équipements d'intérêt collectif, notamment via la modification de l'article 4 de l'arrêté du 16 novembre 2016 ; b) exemptant ces projets du dispositif ZAN ; c) inscrivant dans le code de l'urbanisme des critères objectifs et clairs pour permettre aux projets de stockage de déroger à la condition de compatibilité avec l'activité agricole. 2) Publier l'arrêté ICPE modifiant l'arrêté du 29 mai 2000 relatif aux projets de stockage afin qu'un cadre clair et technique soit harmonisé à l'échelle de l'ensemble du territoire. Sans la publication de cet arrêté, de nombreuses chartes régionales adoptées par les préfetures et / ou les Chambres d'Agriculture, sans compétence purement légale ou réglementaire, voient le jour et complexifient le cadre du développement des batteries sans tenir compte de la réalité technique de ces projets.
Stockage hybridé / colocalisé avec de la production renouvelable	Raccordement	<ol style="list-style-type: none"> 1) Harmoniser les règles de raccordement pour l'ensemble des domaines de tension du réseau public de distribution et de transport ; 2) Modifier la DTR d'Enedis et de RTE afin de pouvoir réaliser du bridage dynamique efficient qui augmentera le coefficient d'usage des raccordements (voir recommandation <i>infra</i> multifilières).
	Cahier des charges des AO – Valorisation des projets colocalisés / hybridés	<p>Si l'Etat souhaite permettre le développement de projets photovoltaïques associés à du stockage demandant moins de soutien public que les projets photovoltaïques <i>standalone</i> actuellement en développement, en sus des recommandations ci-dessus, plusieurs règles des cahiers des charges doivent être revues :</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Explicitement autoriser les batteries à soutirer de l'électricité provenant de l'installation photovoltaïque ET de l'électricité provenant du réseau, à condition d'avoir un schéma de raccordement permettant de distinguer l'électricité soutirée du réseau et l'électricité générée par le parc

		<p>photovoltaïque (ex : schéma de raccordement S9) ;</p> <p>2) Autoriser les batteries à soutirer de l'électricité produite par les installations photovoltaïques pendant les heures de prix négatifs, sous réserve qu'aucun électron ne soit injecté pendant ces heures de prix négatifs sur le réseau public ;</p> <p>3) Modifier les règles économiques (prime prix négatifs, calcul du M0) afin d'exposer les producteurs à plus de risques marchés, ce qui les amènera à réfléchir au développement de projets hybrides / colocalisés.</p>
--	--	---

ANNEXE 3 – COMPLEMENTS DU SER A LA SUITE DE SON AUDITION PAR LA MISSION LEVY-TUOT

Lors de son audition, MM. LEVY et TUOT ont demandé aux représentants du SER plusieurs compléments, en sus de leur première contribution écrite. Nous apportons lesdits compléments dans la présente annexe.

- **Réflexion sur la régulation des loyers :**

Pour rappel, dans son rapport sur les appels d'offres PPE2 pour les filières éolienne terrestre et photovoltaïque³, la CRE indique que les loyers représentent respectivement 10 et 17,5% des OPEX de ces projets. De plus, le contexte de lutte contre l'artificialisation des sols (ZAN) entraîne une pression à la hausse desdits loyers. **S'il apparaît difficile de réguler les loyers, le véritable levier pour réduire les coûts d'accessibilité au foncier est d'élargir l'assiette de terrains sur lesquels des projets peuvent se développer.** Il convient, par exemple, d'entamer une réflexion relative à :

- La levée de la contrainte introduite par la loi APER empêchant des projets solaires de plus de 25 hectares de se développer sur des espaces forestiers ;
- La constitution de réserves foncières par les collectivités locales ou les établissements publics fonciers destinées à l'accueil de projets EnR, au nom de l'intérêt général, comme cela peut se faire dans le secteur du logement en France ou pour l'éolien terrestre en Allemagne.

- **Modification des règles de gestion des contentieux :**

Propositions du SER :

- **Encadrer l'instruction contentieuse des projets ENR (10-18 mois)**, une instruction plus rapide des recours améliorera nécessairement la compétitivité des projets. Attention : cela ne doit pas affecter le principe de bonne administration de la justice. Les contentieux instruits selon un régime encadré ne doivent pas passer avant les contentieux plus anciens ;
- **Création de Cours administratives d'appels spécialisées « ENR »**, les magistrats instruisant les recours seront spécialisés et le traitement des recours ira en conséquence plus vite ;
- **Tierce opposition** : en cas de refus d'autorisation attaqué par le développeur et finalement délivrée par le juge, les Cours devraient être en mesure de refuser les recours portant sur les mêmes moyens que ceux discutés lors d'un précédent contentieux ;
- **Admission automatique des contentieux éoliens lorsque le producteur se pourvoit en cassation.** L'objectif est d'éviter que le Conseil d'Etat ne rejette automatiquement les

³ [Etat des lieux et premiers enseignements tirés à fin 2023 des résultats des appels d'offres « PPE2 » éoliens terrestres et photovoltaïques](#)

pourvois. Les recours en cassation passent rarement le filtre du Conseil d'Etat. Cette demande correspond à une réalité de rejets automatiques des pourvois des producteurs alors que les recours des opposants sont plus souvent admis ;

- **Mettre en place un calendrier d'instruction pour les projets éoliens en mer au Conseil d'Etat** : Le développement des projets offshore tarde encore à se concrétiser rapidement compte tenu des délais de traitement du contentieux. Afin d'assurer le développement des projets en permettant le traitement des contentieux dans un délai raisonnable, il est proposé de modifier l'article R. 311-1-1 du code de justice administrative pour y ajouter l'alinéa suivant : « Dans un délai d'un mois à compter du dépôt du recours, le Conseil d'Etat informe les parties du calendrier d'instruction envisagé » ;
- **Limiter l'intérêt à agir / limiter les recours contentieux à leur source en sanctionnant les recours abusifs** : il est nécessaire de limiter à leur source les recours contentieux. En ce sens, il est proposé d'insérer, après les articles L. 181 ou L. 514-6 du code de l'environnement, un article ainsi rédigé : « Lorsque le droit de former un recours est mis en œuvre dans des conditions qui excèdent la défense des intérêts légitimes du requérant et qui causent un préjudice au bénéficiaire de l'autorisation environnementale, celui-ci peut demander, par un mémoire distinct, au juge administratif saisi du recours de condamner l'auteur de celui-ci à lui allouer des dommages et intérêts. La demande peut être présentée pour la première fois en appel.» ;
- **Introduction d'un référé-filtre préalable obligatoire** : le juge des référés disposerait de trois mois pour décider s'il existe un doute sérieux sur la légalité de la décision. Si c'est le cas, le recours au fond démarre ; sinon, le recours doit être rejeté.

En complément, le [rapport Cadot](#), récemment publié, peut constituer une ressource intéressante.

Le rapport part du constat que les recours contentieux sont un facteur majeur de retard et d'incertitude pour les projets (ENR et infrastructure), les recours des opposants étant fréquents, parfois tardifs, et susceptibles de bloquer ou retarder significativement les travaux.

Le SER partage le raisonnement du rapport : permettre au juge d'exercer sa mission dans de bonnes conditions et éviter l'enlisement contentieux apparaissent comme deux conditions essentielles à l'efficacité du recours juridictionnel et à la réalisation des projets.

L'aménagement du régime contentieux pour les projets ENR, comme les autres projets d'infrastructure, est une piste intéressante.

La proposition centrale du rapport consiste à créer un régime contentieux spécifique et commun à l'ensemble des grands projets stratégiques (dont les ENR), avec notamment :

- **Un jugement en premier et dernier ressort** par une juridiction désignée (Cours administratives d'appel par exemple), avec uniquement un pourvoi en cassation devant le Conseil d'État, soumis à une procédure d'admission préalable. Un tel dispositif permettrait un gain de temps estimé à environ 18 mois --> le SER est tout à fait en phase avec cette proposition. A ce titre, le SER est favorable à ce que les CAA soient cette instance de premier et dernier ressort. Dans le cas où un contentieux porte sur un refus d'autorisation et que la CAA délivre cette autorisation, l'Etat ne devrait pas pouvoir se

pourvoir en cassation devant le Conseil d'Etat. Une [circulaire de 2022](#) prévoyait déjà cela ;

- **Un encadrement du délai de jugement à 10 mois** à l'image de certains contentieux existants (permis de construire en zone tendue, projets ENR éoliens terrestres et méthanisation). Le SER est en revanche, contrairement aux conclusions du rapport Cadot, favorable à ce que cet encadrement soit conditionné à un dessaisissement automatique de la juridiction, au risque que la règle soit dépourvue d'effet. Il est également essentiel que cette règle ne contrevienne pas au principe de bonne administration de la justice (voir commentaire plus haut) ;
- **La non-prorogation du délai de recours contentieux par l'exercice d'un recours administratif**, sur le modèle du régime déjà applicable à certaines installations ENR et aux ouvrages de raccordement (article R. 311-6 du CJA) ;
- **La généralisation de la cristallisation des moyens**, afin de rendre irrecevables les moyens nouveaux soulevés après un délai de deux mois suivant la communication du premier mémoire en défense --> le SER partage cette proposition, portée de longue date ;
- **L'extension des mécanismes de régularisation et d'annulation partielle** à l'ensemble des décisions relatives aux grands projets (autorisation d'urbanisme, autorisation environnementale, DUP, y compris pour certaines dérogations espèces protégées non intégrées à une autorisation environnementale). Le SER estime pertinent de rendre systématique ce dispositif dans le cas d'un contentieux portant sur un refus d'autorisation ;
- **La reconnaissance d'un caractère suspensif des recours**, afin de sécuriser le déroulement des projets.

Le SER partage les conclusions du rapport Cadot, qui prévoit la mise en place d'une évaluation des nouvelles règles contentieuses préconisées ci-dessus après plusieurs années (ex : 3 ans) de mise en œuvre.

- **Evolution des règles de réfaction, notamment pour les installations photovoltaïques raccordées en basse-tension (BT) :**

Le SER a participé à différents groupes de travail proposant de revenir sur la réfaction de 60% financée par le TURPE pour le raccordement des projets inférieurs à 500 kW (et non uniquement sur la BT comme cela a pu être entendu dans différents échanges). Cette réfaction est décrite dans [l'arrêté du 30 novembre 2017 relatif à la prise en charge des coûts de raccordements aux réseaux publics d'électricité, mis à jour en mars 2022.](#)

Puissance de l'installation (P en MW)	Réfaction sur les ouvrages propres tels que définis au premier alinéa de l'article D. 342-22 du code de l'énergie
P ≤ 250 kVA	60 %
250 kVA < P ≤ 500 kW	60 %
500 kW < P < 1 MW	40 %
P = 1 MW	
1 MW < P ≤ 3 MW	40 % - (P-1) x 10 %
3 MW < P ≤ 5 MW	
P > 5 MW	Pas de réfaction

Le SER s'oppose à une remise en cause de cette réfaction, que ce soit dans le cas de sa suppression complète ou de son retour à 40% pour les projets inférieurs à 500 kW.

Tout d'abord, le SER souligne que l'augmentation de la réfaction est un phénomène récent : elle est passée de 40% (2017) à 60% en 2022, au moment où la crise énergétique bat son plein à cause de la guerre en Ukraine et de la corrosion sous contrainte du parc nucléaire existant. La France cherche alors à se doter de nouveaux moyens de production souverains. Revenir sur cette réfaction revient encore une fois à piloter à vue la politique énergétique française, en la changeant tous les 2-3 ans en fonction de l'urgence du moment, sans cap ni visibilité.

Surtout, le SER souligne que le segment de la BT subit déjà une accumulation de contraintes (cf. Liste ci-dessous) qui pèsent fortement sur la rentabilité des projets. La remise en cause de la réfaction reviendrait à rajouter une ultime pénalité pour les projets qui se développent sur ce segment, et ce sans pouvoir estimer la profondeur de l'impact sur les capacités des producteurs à mener à bien leurs projets sur ce segment.

Liste des évolutions récentes du segment BT / AT S21 (ordre chronologique)

- 1) Volonté de maîtriser les volumes --> plusieurs consultations depuis fin 2024. Dans l'attente, le tarif a été stabilisé puis a subi une forte dégressivité jusqu'à la mise en place de l'**AOS > 100 kWc – 500 kWc** pour les nouvelles DCR ;
- 2) Pour le < 100 kWc, l'arrêté tarifaire a été maintenu mais les conditions ont été revues avec tarifs et dégressivité ajustés. Sur la "petite BT" (< 36 kVA, segment résidentiel (0-9)) : Tarif d'achat en surplus divisé par trois ; division par deux de la prime ; suppression du tarif en injection totale = baisse de plus de 40 % du rythme des installations ;
- 3) Avant le lancement dudit AOS, le SER a identifié une erreur sur la formule des prix négatifs réduisant d'environ 10% le chiffre d'affaires de l'installation « moyenne » concourant à cet

AO. La DGEC a reconnu l'erreur mais n'a pas corrigé avant l'ouverture de la 1ère période de l'AOS (22 septembre 2025) ;

- 4) Résultat de la première session AOS : Volume appelé : 192 MWc / volume retenu : 43,5 MWc, **témoignant d'une forte sous-souscription.**

A noter également que, contrairement à ce que la [note de janvier 2025 de la CRE](#) sur le coût des EnR affirme, les "projets groupés" (i.e. les projets candidats aux AO qui font plusieurs demandes de raccordement en BT) paient bien la quote-part, qui est payée sur la puissance globale de l'installation, et non sur la puissance de raccordement prise une par une, comme le stipule le [3e paragraphe de l'article D342-22-1 du code de l'énergie](#) ou encore la DTR d'Enedis (ex : [FPB-Enedis-NMO-RAC_013E.docx](#), page 12, article 7.1.1).

- **Orientation des projets en fonction des contraintes réseaux, sur la base d'une cartographie publique :**

Sans plus de détails sur ce point abordé à l'oral pendant l'audition, le SER prend pour hypothèse qu'il est fait référence à la proposition suivante émise lors du dernier GT du 18 décembre 2025 organisé par l'administration sur les cahiers des charges des AO PPE3 :

La solution envisagée à ce stade est basée sur l'intégration d'une cartographie dans le CDC de chaque période d'AO avec une zone « verte » (capacité réseau disponible) et une zone « rouge » (pas de capacité réseau disponible).

- Si le projet se situe dans une zone « verte », les délais d'achèvement restent les mêmes qu'aujourd'hui (2 ans ou délai de raccordement + 3 mois)
- Si le projet se situe dans une zone « rouge », le délai d'achèvement serait de 2 ans. Le producteur ne pourra donc pas bénéficier d'un délai d'achèvement étendu en cas de délai de raccordement reportant la mise en service au-delà de 2 ans à compter de la désignation.

Extrait du support de la DGEC du 18/12/2025 dans le cadre des GT sur les cahiers des charges des EnR terrestres pour les AO PPE3

En l'état, **le SER est fermement opposé à l'intégration d'une cartographie aux appels d'offres :**

- Ce type de proposition reviendrait à mettre en cause le principe de planification des S3RenR et des ouvrages prioritaires, dont le fonctionnement n'est aujourd'hui aucunement lié aux AO ;
- Cela équivaut à donner une place prépondérante au développement des réseaux au sein des AO sans tenir compte des autres aspects tout aussi voire plus importants liés au développement des projets EnR: le gisement d'énergie, les contraintes radars, les contraintes liées aux plafonds aériens, la distance minimale aux habitations, les exclusions spatiales liées à la protection de certains espaces, l'acceptabilité locale, les contraintes locales spécifiques à chaque département (ex : variabilité des doctrines départementales sur l'agrivoltaïsme), etc ;

- L'intégration des EnR terrestres aux réseaux électriques est déjà prise en compte dans les appels d'offres via le critère du tarif, qui est déterminé par les développeurs en tenant compte du CAPEX lié au raccordement de leurs projets. La disponibilité et le coût du raccordement sont donc déjà pris en compte dès le démarrage du projet par le développeur et tout au long du développement dudit projet ;
- Enfin, en lien avec la discussion sur la réduction des coûts d'accessibilité au foncier, une telle proposition viendrait restreindre fortement les zones sur lesquelles des projets pourraient se développer, ce qui induira mécaniquement une augmentation des loyers et augmentera les LCOE des projets renouvelables. Toute contrainte supplémentaire ajoutée dans les AO ne fera que renchérir le coût du mécanisme de soutien alors même que le sujet de fond est déjà traité via les S3RenR et intégré par les développeurs sur l'ensemble des phases de développement des projets EnR.

Sans ignorer les contraintes et le coût (pris en charge via la quote-part) de renforcement du réseau, le SER considère que cette proposition reviendrait aussi à imaginer un réseau figé non susceptible d'évolution. Bien entendu, le réseau est un élément structurant de l'aménagement énergétique du territoire ; si l'Etat souhaite orienter encore davantage les développeurs vers les zones moins contraintes du point de vue de l'accès au réseau, il faut faciliter le développement des projets dans les zones les moins saturées grâce à des accès privilégiés au foncier et par des procédures d'urbanisme et / ou de raccordement simplifiées.

En l'état, les bénéfices d'une telle proposition ne sont clairement pas définis et démontrés. La mise en œuvre opérationnelle n'est pas non plus établie. Le SER ne peut donc pas y souscrire.

Le SER se tient à disposition de l'administration pour mieux comprendre les objectifs et bénéfices recherchés par une telle mesure et explorer des options alternatives pour y répondre.

- **Étendre les volumes des AO neutres, en raisonnant non plus en volume mais en enveloppe budgétaire annuelle prédéfinie, sur le modèle des « *auction rounds* » britanniques**

Tout d'abord, le SER souhaite indiquer que le principe même d'une généralisation des AO neutres technologiquement est antinomique avec les objectifs inscrits dans la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). En effet, la PPE organise le déploiement de nos moyens de production d'énergie décarbonée en tenant compte de plusieurs critères, dont la nécessaire diversification de filières de production d'électricité. Partant de ces objectifs, l'État engage par la suite des moyens financiers, majoritairement via des AO, afin d'y répondre. L'organisation d'AO mono-technologique permet d'accompagner finement le déploiement des volumes pour chaque filière afin d'atteindre les objectifs inscrits dans la PPE. Ainsi, organiser un AO neutre élargi devrait en toute logique rassembler toutes les énergies décarbonées (et pas uniquement celles concernées par la présente mission) et les mettre en compétition uniquement sur la base d'un critère prix qui n'a que peu de sens vis-à-vis de la stratégie de diversification inscrite dans la PPE. Cela aboutit généralement, comme cela est le cas pour l'AO neutre en

France, à la souscription majoritaire voire en totalité d'une seule technologie, transformant l'AO neutre en AO, de fait, mono-technologique. En conséquence, de tels AO représentent un péril pour certaines filières non pas en raison de leur coût intrinsèque, mais pour des raisons extérieures qui grèvent leur compétitivité. Le maintien d'une diversification des filières est une condition pour identifier et chercher à lever les freins qui empêchent certaines de ces filières d'atteindre les niveaux de prix qui peuvent être constatés chez nos voisins.

Par ailleurs, on ne peut concevoir la politique de soutien public aux énergies renouvelables sans prendre en compte la nécessité de regagner en souveraineté industrielle. La France a la chance de disposer d'un tissu industriel très solide dans l'éolien en mer, qu'il est impératif de maintenir. Dans le secteur photovoltaïque, plusieurs projets de « gigafactories » existent et nécessitent, pour qu'ils se concrétisent, de pouvoir disposer d'une visibilité claire sur les volumes qui seront appelés dans les années à venir. L'intégration de critères NZIA dans les cahiers des charges des appels d'offres sera également déterminante pour renforcer la dimension industrielle de ces filières, mais ces critères devront nécessairement être exprimés de façon spécifique à chaque technologie, car les points de départ sont très différents. Un appel d'offres technologiquement neutre empêcherait les filières de disposer de la visibilité sur la profondeur de marché d'une part, et rendrait impossible une approche NZIA « sur mesure » d'autre part.

Enfin, le SER souligne que s'agissant de l'exemple cité par la mission des « *auction rounds* » (AR) britanniques qui organise des AO « neutres » technologiquement avec une enveloppe budgétaire prédéfinie, ceux-ci ne sont pas en pratique totalement neutres car ils incluent des exceptions à ce principe de neutralité par souci de diversification de leur mix électrique.

En effet, ces AR sont organisés en différents « *pots* », regroupant chacun des technologies spécifiques concourant entre elles au sein d'un même *pot*. De plus, au sein même de ces *pots*, les autorités britanniques ont décidé d'allouer des budgets minimaux à certaines technologies, appelées « *ringfences* », afin de s'assurer d'un déploiement minimal desdites technologies (ex : au sein du *Pot* 1 de l'AR7a, il existe un *ringfence* budgétaire de 160 millions de pounds pour les projets éoliens terrestres de plus de 5MW). Les AR britanniques disposent donc également de garde-fous afin de préserver une nécessaire diversification dans leur développement de nouveaux moyens de production d'électricité décarbonée.