



Le 18 février 2026

Position de la Sfen sur la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) du 13 février 2026

Résumé de la position :

La Sfen se félicite de la publication de la troisième programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE-3). Elle permet de :

- Prévoir un objectif ambitieux de réduction de la part des énergies fossiles à 40 % du mix énergétique en 2030 et de 30 % en 2035, contre 60 % aujourd'hui. Cet objectif répond à un triple impératif : décarbonation ; réduction de notre facture d'importations d'hydrocarbures (d'environ 60 Md€ par an) ; indépendance énergétique dans un nouveau contexte géopolitique. La France, qui dispose aujourd'hui d'une électricité abondante et parmi les plus décarbonées du monde, doit tirer parti de cet avantage compétitif en électrifiant ses usages.
- Abroger la disposition du décret du 21 avril 2020 sur la fermeture de 12 réacteurs de 900 MWe entre 2025 et 2035 (en plus des deux réacteurs de Fessenheim) et propose de poursuivre le fonctionnement des réacteurs électronucléaires au-delà de 50 ans, voire de 60 ans, tant que toutes les exigences de sûreté applicables sont respectées. La Sfen rappelle que la Cour des comptes¹ a récemment estimé que le coût de prolongation du parc existant de 40 à 60 ans était "très compétitif par rapport à la construction de nouvelles capacités de production".
- Incrire dans le corpus réglementaire un véritable plan de relance du nucléaire en France, aux côtés du développement d'autres sources d'énergie bas carbone. Ce plan comprend le programme de construction de nouveaux réacteurs EPR2, une stratégie ambitieuse et de long terme en matière d'économie circulaire, et l'investissement dans le développement des petits réacteurs nucléaires innovants, en particulier pour produire de la chaleur bas carbone.

La Sfen note un certain nombre de défis à relever :

- Impératif d'un « choc d'électrification » pour une trajectoire de décarbonation rapide ;
- Maîtrise des coûts et des transferts associés en cas de surproduction durable ;
- Robustesse du système électrique dans un contexte de croissance de la part des énergies renouvelables variables.

¹ Cour des Comptes, Novembre 2025, La maintenance du parc électronucléaire d'EDF en France

La Sfen soutient, en parallèle de la publication de la PPE-3, la **poursuite de la procédure de vote au Parlement d'une loi de programmation énergétique**, sur la base de la Proposition de loi (PPL) Grémillet, nécessaire pour asseoir la légitimité démocratique de la politique énergétique française. Si de nombreux débats ont eu lieu ces dernières années organisés par la Commission nationale de débat public (dont trois débats nationaux sur les EPR2) et au Parlement (vote de la loi d'accélération sur le nucléaire, navette parlementaire sur la PPL Grémillet), inscrire la relance du nucléaire dans la loi avant la fin 2026, quitte à adapter la PPE-3, permettrait d'assurer une continuité politique sur le temps long, au-delà des alternances politiques.

Position de la Sfen

1. La PPE acte un véritable plan de relance du nucléaire en France

Le volet nucléaire de la PPE-3 est conforme aux grandes orientations de la politique nucléaire définies par le gouvernement depuis le discours du Président de la République à Belfort en février 2022.

1.1. Le programme de construction de réacteurs EPR2.

La PPE-3 **planifie la construction cadencée de six réacteurs EPR2**, une décision sans regret d'un point de vue énergétique (garantie d'un socle pilotable bas carbone de long terme) et industriel (performance de la filière de construction de réacteurs neufs). Le chantier des EPR2 de Penly (Penly 3&4) est entré dans sa phase de travaux préparatoires depuis l'été 2024, avec déjà 1 000 personnes sur site. La PPE-3 confirme le principe d'un prêt de l'État bonifié couvrant plus de la moitié des coûts de construction et un contrat pour différence à un prix maximal de 100 €₂₀₂₄/MWh.

Avec l'audit en cours par l'État du nouveau devis du programme EPR2, la publication de la PPE-3 est une étape indispensable pour la notification à Bruxelles du projet de schéma de financement (aides d'État), la revue de la maturité du design par la Délégation interministérielle au nouveau nucléaire (DINN), et l'instruction par l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR) de la demande d'autorisation de création (DAC). La décision finale d'investissement est attendue fin 2026.

La PPE-3 fixe aussi pour objectif « *d'être en mesure de décider en 2026 du lancement de la construction de huit réacteurs supplémentaires* ». La Sfen rappelle que, lors de la navette parlementaire, l'Assemblée nationale en juin 2025 et le Sénat en juillet 2025² ont tous deux voté les amendements en faveur de cet engagement, nécessaire pour donner une visibilité de long terme à la filière et permettre aux industriels d'investir. Le projet Forge+ de Framatome vise par exemple, dans un contexte de relance mondiale du nucléaire, à doubler la capacité de forgeage de Framatome au Creusot, déjà unique en Europe. La mise en service est envisagée en 2030.

² Article 3 alinéa 5 de la PPL Grémillet adopté le 8 juillet 2025

1.2. Une stratégie ambitieuse et de long terme en matière d'économie circulaire

D'un point de vue réglementaire, la PPE-3 acte les décisions du Conseil de politique nucléaire (CPN) de février 2024 et mars 2025 **de poursuivre la stratégie de traitement recyclage au-delà de 2040** et d'investir dans le programme « Aval du futur » porté par Orano, sur le site de la Hague. Ce programme permettra d'accroître la part de matières recyclées valorisées dans le cycle du combustible et offrira de la flexibilité aux décideurs en vue de la fermeture du cycle à la fin du siècle.

La France est déjà leader mondial dans ce domaine avec 10 % de son électricité nucléaire produite avec des matières recyclées.

La PPE-3 prévoit la définition, au plus tard fin 2026, d'une feuille de route permettant d'atteindre la fermeture du cycle. Elle doit identifier les jalons technologiques et décisionnels d'un démonstrateur de réacteurs à neutrons rapides (RNR), mais aussi de la mise en place d'un parc de RNR et des installations du cycle associées en France à l'horizon de la fin du siècle au plus tard. Le CPN de mars 2025 avait demandé à l'ensemble des acteurs industriels concernés de concevoir un programme de travail et une proposition d'organisation industrielle. La PPE-3 précise que la filière poursuivra ses travaux relatifs au multi-recyclage en réacteur à eau pressurisée (MMREP), qui permettrait d'économiser jusqu'à 40 % d'uranium naturel en amont du cycle.

Comme elle l'a exprimé dans son cahier d'acteur à l'occasion du débat public sur le Plan de gestion des matières et des déchets radioactifs (PNGMDR), la Sfen estime que les stocks de matières nucléaires (URT, uranium appauvri, autres matières valorisables) constituent une mine secondaire. Cette réserve stratégique représente l'équivalent de plus de dix ans de consommation d'uranium naturel du parc nucléaire français. Leur entreposage doit être organisé sans limitation de durée.

La Sfen se félicite que la PPE-3 propose de mettre en œuvre une filière industrielle européenne souveraine de conversion et d'enrichissement de l'uranium de retraitement (URT). Limitée aujourd'hui à la seule centrale de Cruas, la pleine valorisation de l'URT, via une filière souveraine, permettrait de faire passer le taux de matières recyclées dans la production électrique française de 10 à 25 %.

La PPE-3 rappelle enfin l'enjeu d'assurer les approvisionnements miniers de l'amont du cycle sur le long terme.

1.3. L'investissement dans le développement des petits réacteurs nucléaires innovants, en particulier pour produire de la chaleur bas-carbone

La PPE-3 propose de « soutenir les petits réacteurs modulaires (SMR) et des petits réacteurs innovants avec l'objectif d'un premier réacteur au début de la décennie 2030. Lors du conseil de politique nucléaire (CPN) de mars 2025, le gouvernement a donné mandat au Secrétariat général pour l'investissement (SGPI) de « poursuivre cet accompagnement en priorisant les projets les plus à même d'aboutir à la mise en service d'un démonstrateur au début de la décennie 2030 ».

Pour rappel, l'Agence pour l'énergie nucléaire (AEN) de l'OCDE recense³ aujourd'hui près de 120 concepts de petits réacteurs innovants (SMR/AMR) dans le monde et note une nette accélération de la concurrence internationale dans ce domaine. Le programme France 2030,

³ NEA SMR Dashboard Edition III, juillet 2025

lancé en 2022, a permis l'émergence en France d'un écosystème de plus d'une dizaine de projets de SMR/AMR, de tailles et maturités technologiques différentes.

La Sfen a publié en mai 2025 une étude réalisée par E-Cube pour identifier les usages concrets que ces petits réacteurs pourraient couvrir à partir de 2035, en particulier en matière de chaleur et d'électricité bas carbone. Ce travail a permis de déterminer les territoires où leur implantation serait techniquement pertinente. Sur le volet thermique, les résultats sont significatifs : **les besoins de chaleur décarbonée technique adressables par des SMR/AMR sont estimés à plus de 80 TWh par an aujourd'hui, et pourraient dépasser les 100 TWh à l'horizon 2050**. Cela correspondrait à une capacité installée de l'ordre de 12,5 GWth, soit environ 250 modules de 50 MWth. Ces besoins se répartissent entre l'industrie (principal poste de consommation), les réseaux de chaleur urbains, et de nouveaux usages émergents comme la production d'hydrogène bas carbone ou le captage et la valorisation du CO₂.

Sur la base de ces constats, la Sfen a émis plusieurs recommandations :

- Une **évolution du cadre réglementaire et des dispositifs de soutien à la chaleur décarbonée**, aujourd'hui concentrés exclusivement sur les énergies renouvelables et de récupération ;
- Une approche technologiquement neutre, intégrant pleinement les solutions nucléaires innovantes, est nécessaire pour sécuriser les investissements des industriels ;
- L'engagement dès le début des années 2030 de deux projets de SMR à eau légère (calogène ou en cogénération) sur des sites complémentaires (l'un existant, l'autre nouveau). Ainsi que le lancement de deux démonstrateurs de réacteurs avancés, possiblement avec des collaborations européennes, l'un fondé sur une technologie mature, l'autre à visée expérimentale.

2. La PPE présente plusieurs défis à relever

2.1. L'impératif d'un « choc d'électrification » pour une trajectoire de décarbonation rapide

RTE, lors de la publication de son bilan prévisionnel en 2025 en décembre, notait que **le pays se trouve actuellement dans une situation d'abondance d'électricité, avec un des mix les plus décarboné du monde** (21,7 gCO₂eq/kWh en 2024). Il rappelait que l'augmentation de la consommation d'électricité n'est pas un objectif en soi. Toutefois, une décarbonation profonde ne pourra être atteinte sans une hausse nette des usages électriques, qui permet de réduire la consommation totale d'énergie grâce aux gains d'efficacité et de s'appuyer sur un vecteur largement décarboné.

La PPE fixe une cible ambitieuse de production électrique de 585 TWh en 2030 et de 650 à 693 TWh en 2035, à comparer à 458 TWh en 2023. Cette cible serait tirée par un rythme soutenu d'électrification et la **croissance associée de la demande dans la trajectoire de décarbonation rapide** du Bilan prévisionnel 2025 de RTE (510 TWh en 2030 et 580 TWh en 2035), tout en gardant des exportations largement excédentaires.

Cependant, contrairement aux prévisions post-Covid et malgré des dispositifs de soutien, la hausse de la consommation liée à l'électrification des usages (industrie, transport, bâtiment) ne s'est pas encore matérialisée. La part de l'électricité dans la consommation totale d'énergie est restée stable en deçà de 27 % depuis 15 ans. **Atteindre le niveau de 40-45 %**

en moins de 10 ans (trajectoire de décarbonation rapide) va nécessiter une rupture majeure, soit un véritable « choc d'électrification ».

La Sfen se félicite des annonces récentes de projets de décarbonation industrielle (Arcelor Mittal à Dunkerque) et d'implantation de data centers. RTE estime que les projets d'électrification sont désormais nombreux, avec des réservations d'accès qui représentent environ 30 GW, dont 15 GW avant 2030. Les projets tardent aujourd'hui à se concrétiser. Il s'agit avant tout de les faire aboutir. RTE a proposé par exemple de réformer les règles de raccordement pour passer à une logique « premier prêt, premier servi ».

La Sfen soutient aussi le lancement prévu par la PPE d'une grande initiative en faveur de l'électrification du pays, avec de nouvelles mesures prévues pour mai 2026. Cela suppose de développer un véritable « réflexe électrique ». Elle note que les fédérations professionnelles spécialisées, comme l'Union française de l'électricité (UFE), ont fait de nombreuses propositions. Elle appelle en particulier à **la suppression de dispositifs qui favorisent encore les énergies fossiles au détriment de l'électricité bas carbone**, malgré les objectifs affichés de décarbonation :

- **La fiscalité des énergies doit être mise en cohérence.** Au 1^{er} février 2026, l'accise sur les combustibles (fioul domestique, gaz naturel) émetteurs de CO₂ est de 16,39 €/MWh. Elle est de 30,85 €/MWh (soit 90 % de plus) pour l'électricité bas carbone⁴.
- **Le Diagnostic de performance énergétique (DPE) des logements doit être établi désormais sur la base de la consommation en énergie finale.** Malgré la réforme entrée en vigueur au 1er janvier 2026, l'application d'un coefficient d'énergie primaire (CEP) de 1,9 conduit à classer plus défavorablement un logement chauffé à l'électricité qu'un logement équivalent chauffé au gaz fossile, indépendamment de ses émissions réelles de CO₂.

2.2. La maîtrise des coûts et des transferts associés, en cas de surcapacité de production durable

À court terme, le développement de l'offre et la stagnation de la consommation assurent une abondance de l'offre, propice à l'électrification. Cependant, si l'électrification tarde à se concrétiser avec une trajectoire de décarbonation lente ou une stagnation, la France est confrontée à un risque durable de surcapacité, qui peut avoir comme conséquence :

- **Une augmentation du coût complet de production du système électrique pour la collectivité.** Le coût du système électrique bas carbone français a une structure constituée principalement de coûts fixes. En période de surcapacité, ces coûts sont répartis sur un volume de consommation inférieur et le coût de production de l'électricité au MWh augmente. Selon RTE⁵, à l'horizon 2030, **le coût complet de production en €/MWh serait ainsi plus élevé de 7 %** (écart entre les trajectoires décarbonation rapide et décarbonation lente), voire de 10 % en cas de stagnation de la consommation.

⁴ Impots.gouv

⁵ RTE Bilan prévisionnel 2025

- **Des impacts financiers pour différents acteurs.** Une surcapacité entraîne une baisse des prix des marchés de gros de l'électricité. Si elle est favorable aux consommateurs et à terme à l'électrification, elle a aussi pour conséquence à court terme une baisse des revenus des producteurs. Selon RTE, dans les trajectoires de décarbonation les plus lentes, des prix de gros durablement compris entre 35 et 50 €/MWh entraîneraient une érosion des revenus des producteurs de l'ordre de 20 Md€ par an par rapport à un scénario de décarbonation rapide.

Le premier acteur impacté serait l'État, dans la mesure où les producteurs renouvelables ont leurs revenus protégés par des prix d'achats garantis. La PPE-3 indique ainsi des charges de soutien aux énergies renouvelables au budget de l'État pourraient atteindre, en cas de prix bas (50 €/MWh), soit 10 Md€/an à l'horizon 2030.

Le second acteur fortement impacté est le secteur nucléaire, à travers plusieurs effets :

- **Une baisse des prix de vente.** Le nucléaire vend la totalité de sa production dans le marché et contribue de manière importante à l'Ebitda d'EDF. Un niveau durablement bas des prix de gros peut fragiliser la capacité d'investissement d'EDF, en particulier dans le renouvellement du parc nucléaire.
- **Une réduction du volume de production valorisable.** Selon la Commission de régulation de l'énergie (CRE)⁶, l'année 2024 marque une rupture, avec une hausse de la modulation des réacteurs nucléaires l'après-midi, en période de forte production solaire, ainsi qu'une proportion élevée d'heures à prix spot -16 % - inférieur à 10 €/MWh (coût marginal de production du nucléaire). La modulation accrue du parc nucléaire, liée à la perte de débouchés économiques, réduit le volume total de production et augmente le coût au MWh en raison de la répartition des coûts fixes sur une production moindre. D'après EDF⁷, la modulation a atteint 31 TWh en 2024, dont 13 TWh faute de débouchés économiques, et pourrait atteindre 42,5 TWh⁸ en 2028 si la demande progresse peu. Pour RTE, l'année 2025 correspond ainsi à une phase de substitution partielle entre énergies bas carbone, notamment lors du pic solaire de mi-journée.
- **Une augmentation des coûts d'exploitation et de maintenance.** L'Inspecteur général de la sûreté nucléaire (IGSNR)⁹ d'EDF avait alerté dès 2024 que l'imprévisibilité et le faible préavis des nouvelles modulations profondes du parc nucléaire perturbait les équipes d'exploitation et leurs prestataires dans la planification de leurs activités, les maintenances programmées et les essais périodiques. En ce qui concerne les installations, l'ASNR¹⁰ a rappelé en janvier 2026 que « *s'il y a des impacts [de la modulation], ils se trouvent sur le circuit secondaire, et non pas sur le circuit primaire ou le cœur du réacteur. Les deux ont été conçus pour ces variations de production avec des moyens de pilotage de capacité.* » EDF a publié le 17 février une étude qui détaille, entre autres, les conséquences physiques de la modulation sur le circuit secondaire, et des premières évaluations des coûts de maintenance associés.

⁶ CRE 30/09/2025 Evaluation des coûts complets de production de l'électricité des centrales électronucléaires historiques pour la période 2026-2028

⁷ Etude sur la modulation - EDF - 16 février 2026

⁸ Modulation totale incluant les services systèmes et le mécanisme d'ajustement

⁹ Rapport de l'inspecteur général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection - 2024

¹⁰ ASNR cérémonie des voeux à la presse 2026

La Sfen salue l'inclusion, dans la PPE-3, d'une clause de revoyure en 2027 permettant d'adapter le niveau de production au rythme de déploiement des filières les plus flexibles. « *Afin de permettre un ajustement fin de l'offre à la demande énergétique, la PPE prévoit pour la première fois une clause de revoyure en 2027, permettant d'ajuster la trajectoire en fonction des besoins effectifs en énergie.* »

2.3. La robustesse du système électrique

RTE et l'Agence internationale de l'énergie (AIE) avait alerté dès 2021¹¹ qu'un système électrique intégrant une forte proportion d'énergies renouvelables variables (éolien et solaire) pose des défis techniques importants pour garantir la sécurité d'approvisionnement. Le rapport citait, entre autres, le maintien de la stabilité du réseau (fréquence à 50 Hz) en l'absence d'inertie mécanique traditionnelle et des besoins accrus de réserves opérationnelles pour faire face à des incertitudes de production accrues. La gestion de la tension devient également plus complexe. Les installations éoliennes et solaires, raccordées via de l'électronique de puissance, contribuent différemment au soutien de la tension et à la fourniture de puissance réactive que les centrales synchrones traditionnelles, ce qui nécessite des dispositifs supplémentaires de compensation, de pilotage local et de renforcement du réseau.

La Sfen rappelle que les centrales nucléaires en France apportent de nombreux services systèmes¹² qui permettent de compenser des variations brutales de production et contribuent à l'équilibre du système électrique, en particulier :

- **La régulation de la fréquence.** Grâce à leurs alternateurs synchrones, elles fournissent une inertie mécanique qui ralentit en temps réel les fluctuations soudaines de fréquence, et contribuent à garder toutes les centrales synchronisées.
- **Le maintien de la tension.** Les centrales fournissent des services de réglage de tension en injectant ou absorbant de la puissance réactive (une énergie non consommable, mais indispensable pour maintenir la tension du réseau stable, surtout lors de variations locales de charge).

Selon RTE dans son BP2025, les épisodes présentant le plus de défis en matière d'exploitation se situent désormais de façon croissante lors des creux de « consommation résiduelle », c'est-à-dire les périodes conjuguant une forte production et une faible consommation.

L'année 2025 a été marquée ainsi par plusieurs épisodes et incidents, qui témoignent de nouveaux défis posés aux gestionnaires de réseau électrique :

- Le black-out espagnol du 28 avril 2025 (12 h 33 CEST) qui, avec une coupure totale des systèmes électriques de l'Espagne et du Portugal, est, d'après Entso-E¹³ la panne la plus grave survenue sur le système électrique européen depuis plus de vingt ans. C'est également la première de ce type. Dans son premier rapport le 3 octobre 2025, Entso-E rapporte qu'une série d'événements techniques, notamment des oscillations puis des fluctuations de tension, a conduit à un effondrement du système avant sa restauration

¹¹ IEA-RTE Conditions and Requirements for the Technical Feasibility of a Power System with a High Share of Renewables in France Towards 2050, 2021.

¹² Les défis posés par les EnR variables aux systèmes électriques - La Revue de l'Énergie n° 654 – janvier-février 2021

¹³ 28 April Blackout in Spain and Portugal: Expert Panel releases comprehensive factual report - ENTSOE - 3 octobre 2025

complète. L'analyse détaillée des origines et des recommandations pour éviter de futurs black-out est attendue courant 2026.

- L'épisode du 1er avril 2025¹⁴ en France, où 9 GW de production renouvelable ont été arrêtés en quelques minutes à partir de 12h45, alors que le prix spot passait en négatif. Ces pertes simultanées de production excédaient les variations de puissance que les réserves primaires européennes peuvent absorber (environ 3 GW contractuels pour l'équilibrage du système). Cela a entraîné un fort besoin d'ajustements à la hausse de la production compensatoire, ainsi qu'un écart de fréquence transitoire significatif (environ -70 mHz).

Forte de ces constats, la Sfen :

- Soutient la mise en place pratique et effective des dispositifs législatifs et réglementaires recommandés par RTE. Après l'épisode du 1er avril, le Président de RTE¹⁵ a proposé la poursuite des travaux communs pour que les ENR apportent davantage de services techniques au système électrique, un meilleur partage de la production prévisionnelle, un amendement du régime des obligations d'achat afin que les ENR limitent leur production lorsque les prix de gros tendent vers zéro et un lissage dans le temps des arrêts des parcs.
- Demande que les études soient menées, à la maille nationale, mais aussi à la maille régionale, sur les conséquences, pour l'équilibre du système électrique, d'épisodes de modulation profonde du parc nucléaire (avec 20 GW, voire 15 GW de socle).

¹⁴ X. Piechaczyk, (cité dans Révolution énergétique) et RTE BP 2025

¹⁵ X. Pierchaczyk, 24 septembre 2025, LinkedIn, Retour sur le colloque du SER qui s'est tenu le 17 septembre