

Quel mix électrique pour 2035 ?

Avec l'ouverture de la phase de concertation relative à la nouvelle programmation pluriannuelle de l'énergie PPE 2025-2035 et de la Stratégie bas carbone SNBC 3, il est important de réfléchir sur le mix électrique à échéance de 2035.

Ce document reprend les hypothèses récentes de RTE, ainsi que les hypothèses de production du document de consultation de la PPE3¹.

Il en déduit que les évolutions prévues pour les différents modes de production électrique sont surabondantes, ce qui engendre des surcoûts pour le consommateur et pour l'Etat qui subventionne certaines énergies, principalement les énergies intermittentes.

Ces surcoûts doivent être évités, car ils entraînent des conséquences négatives pour notre souveraineté et pour notre développement économique dans les années prochaines.

I. Scénarios de production électrique pour 2035

Ce chapitre démontre que nous sommes en train d'investir de manière surcapacitaire en particulier dans des énergies renouvelables intermittentes.

Consécutivement à la crise énergétique de 2022, la trajectoire nationale s'est totalement inversée. Après une perspective de sortie progressive du nucléaire d'avant crise, le Président de la République a ouvert la voie dans son discours de Belfort le 10 février 2022 à une relance de la filière par l'optimisation de l'existant et l'annonce de nouvelles constructions de 6, puis 8 EPR2.

La reprise en main de notre souveraineté énergétique conformément à l'article 194 du traité sur le fonctionnement de l'Union Européenne (TFUE) conduira également à une relance de la filière hydroélectrique. Toutefois, la production d'hydro-électricité devrait rester stable autour de 54 TWh². Aucune évolution n'est donc prise en compte dans ce document.

Ces énergies sont décarbonées et ont l'avantage d'être pilotables et maîtrisables avec un certain potentiel de stockage concernant l'hydroélectricité.

CONSOMMATION PREVISIBLE : Trajectoire à 580 TWh par an à l'horizon 2035.

Les scénarios évolutifs définis par RTE, rendus publics le 25 octobre 2021 dans l'étude « FUTUR ÉNERGETIQUE 2050 »³, basés sur la consommation de 2019 évaluée à 475 TWh, présentent une évolution de la consommation comprise entre 525 et 640 TWh à l'horizon 2035, selon les trajectoires.

¹ <https://concertation-strategie-energie-climat.gouv.fr/>

² Voir document de consultation PPE3 – Tableau page 28 - <https://www.dropbox.com/scl/fi/dtg535z01u52bunk1xch/Extrait-consultation-PPE3-page-28-29.pdf?rlkey=apvhh4hnrqb58uxpufdu5hxt&dl=0>

³ <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/bilan-previsionnel-2050-futurs-energetiques>

La commission d'enquête sénatoriale sur l'électricité de juillet 2024⁴ retient la trajectoire haute de référence dans une fourchette comprise entre 580 et 615 TWh/an à l'horizon 2035. Cette trajectoire est toutefois conditionnée à un contexte industriel très favorable.

- ➔ **Nous retiendrons une consommation de 580 TWh/an**, qui correspond au milieu de la fourchette RTE et au bas de l'estimation plutôt optimiste de la commission sénatoriale. Ce chiffre pourrait englober une exportation de 40 TWh, qui compense la marge d'incertitude des estimations.

PRODUCTION PREVISIBLE entre 2023 et 2035

En France, la production totale d'électricité s'élevait en 2018 à 547,6 TWh⁵, en 2019 à 536 TWh⁶ et en 2023 à 494 TWh.

Evolution de la production nucléaire selon la consultation PPE3

En 2020 est intervenue la fermeture de la centrale de FESSENHEIM pour des raisons politiques. On peut considérer que la mise en exploitation de l'EPR de FLAMANVILLE comblera la perte de la fermeture de FESSENHEIM pour atteindre une puissance installée du parc nucléaire de 63 GW⁷.

L'inversion de la politique vis-à-vis du nucléaire va entraîner l'optimisation des moyens de production. Le bilan RTE de 2023 indique une production globale de 494 TWh dont 320 TWh issus du nucléaire.

Notons un faible facteur de charge du parc nucléaire cette année-là : 63%, en raison d'incidents techniques de certaines centrales (en particulier la « corrosion sous contrainte »).

Selon le document de consultation de la PPE3⁸, l'objectif « managérial » d'EDF dans le nucléaire est de 400 TWh, ce qui correspond à un facteur de charge de 72%. Ce facteur de charge a été régulièrement dépassé dans le passé et est tout à fait réaliste **à la condition de ne plus « faire passer » de manière prioritaire l'électricité éolienne ou solaire**, comme c'est le cas actuellement.

- ➔ **Ce qu'il faut retenir :**

L'évolution prévue du nucléaire entre 2023 et 2035 est 400 TWh – 320 TWh = 80 TWh

Evolution de l'éolien maritime selon RTE et selon PPE3

Dans le scénario à 580 TWh/an, RTE rajoute 65 TWh/an issus de l'éolien maritime à l'horizon 2035 (18 GW installés).

⁴ <https://www.senat.fr/salle-de-presse/communiqués-de-presse/presse/04-07-2024/commission-denquete-du-senat-sur-lelectricite-pour-une-electricite-moins-cher-et-decarbonee.html>

⁵ <https://www.connaissancedesenergies.org/bilan-electrique-de-la-france-que-retenir-de-2018-240320>

⁶ <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/bilan-energetique-de-la-france-pour-2019>

⁷

<https://www.bing.com/search?q=puissance+du+parc+nucl%C3%A9aire+fran%C3%A7ais&q=SC&pq=puissancz+du+pa&sk=SC1&sc=10-15&cvid=3C227970C8A4494F8869809AF9AFB512&FORM=QBRE&sp=2&ghc=1&lq=0&ntref=1>

⁸ Voir page 28 du document

<https://www.dropbox.com/scl/fi/dtg535z01u52bunk1xch/Extrait-consultation-PPE3-page-28-29.pdf?rlkey=apvhh4hnrq58uxpufdu5hxt&dl=0>

Par ailleurs, le document PPE3 mentionne (p28)⁹ une production de 70 TWh/an en 2035, soit une évolution de 69 TWh par rapport au 1 TWh de 2022.

➔ Les deux hypothèses sont retenues dans le tableau ci-dessous

Evolution du photovoltaïque selon RTE et selon PPE3

Pour le photovoltaïque, la puissance des projets en cours de validation s'élève à 30,9 GW dont 7,1 GW avec une convention de raccordement signée. Avec un facteur de charge de 13%, cela représente un potentiel de 35 TWh/an.

Par ailleurs, le document PPE3 mentionne (p28) une production de 93 TWh/an en 2035, soit une évolution de 74 TWh, par rapport aux 19 TWh de 2022.

➔ Les deux hypothèses sont retenues dans le tableau ci-dessous

Evolution de l'éolien terrestre selon RTE et PPE3

La puissance des projets en cours d'instruction pour l'éolien terrestre s'élève à 12,8 GW. Avec un facteur de charge de 25%, c'est un potentiel de 28 TWh/an.

Par ailleurs, le document PPE3 mentionne (p28) une production de 80 TWh/an en 2035, soit une évolution de 42 TWh, par rapport aux 28 TWh de 2022.

➔ Les deux hypothèses sont retenues dans le tableau ci-dessous

Tableau de synthèse

Prévision d'évolution électrique 2023 -2035 (TWh)

	Prod. D'après RTE	Prod. Selon PPE	Conso	Surplus avec Hyp RTE	Surplus avec Hyp PPE
Base 2023	494	494	494	0	0
Evol. Nucl.	80	80			
Evol. Hydraulique	0	0			
Evol. Photov.	35	74			
Evol. Eol. Offshore	65	69			
Evol. Eol. Terrestre	28	42			
Prévisions 2035	702	759	580	122	179

➔ Ce qu'il faut retenir :

Le tableau de synthèse ci-dessus démontre un potentiel de production très excédentaire.

avec une différence entre production et consommation de **122 TWh à 179 TWh**, selon les sources considérées.

⁹ <https://www.dropbox.com/scl/fi/dtg535zzo1u52bunk1xch/Extrait-consultation-PPE3-page-28-29.pdf?rlkey=apvvhb4hnrqb58uxpufdu5hxlt&dl=0>

Les valeurs d'export sont actuellement autour de 40 TWh. L'excédent (ou surplus), compris entre 122 TWh et 179 TWh ne pourra être exporté que très partiellement.

En conséquence, les prévisions de RTE et surtout celles de la PPE, si elles sont appliquées, conduisent à des investissements superflus. Ceci concerne surtout les énergies intermittentes, c'est-à-dire l'éolien et le solaire.

En effet, l'intermittence impose que la puissance des centrales pilotables soit équivalente à la pointe de consommation (en général les soirs d'hiver, où le solaire ne produit pas, et où l'éolien produit très peu ou pas).

C'est pourquoi les investissements dans les centrales électriques pilotables décarbonées (essentiellement le nucléaire et l'hydraulique) doivent être privilégiés.

→ **Ce qu'il faut retenir :**

Les investissements dans les énergies pilotables décarbonées doivent être privilégiés.

La surproduction prévue conduit à stopper les gros investissements dans les énergies intermittentes.

Celles-ci doivent être réservées à de la consommation locale.

II. Quels investissements dans les réseaux pour 2035 ?

Ce chapitre souligne les investissements énormes que vont devoir réaliser les deux opérateurs de réseaux électriques que sont : Réseau de Transport d'électricité (RTE) et ENEDIS, principalement en raison du développement de l'éolien et du solaire.

RTE

Dans l'édition 2024 de son rapport, RTE établit et publie son schéma décennal de développement du réseau (SDDR)¹⁰, dans le but de définir l'évolution du réseau public de transport d'électricité à moyen-long terme.

Premier enjeu : la planification territoriale et temporelle d'un programme de raccordements sans précédent depuis la création de RTE.

Deuxième enjeu : l'adaptation de la structure de réseau, notamment 400 kV, à la transformation du mix électrique.

Troisième enjeu : le plan d'adaptation au changement climatique du réseau de transport d'électricité.

Pour RTE, les perspectives d'investissements pour la décennie sont de l'ordre de 100 milliards d'euros et dépendent des conditions et du rythme effectif de réalisation des investissements. Le SDDR n'inclut pas une liste de « nouveaux » projets. Il met en évidence les besoins d'évolution du réseau et proposera une stratégie permettant de répondre à ces besoins au meilleur coût.

Les deux premiers enjeux sont clairement liés aux raccordements des projets éoliens et solaires qui sont dilués sur le territoire. La très grande majorité de la somme astronomique de 100 milliards (soit 10 milliards par an !) est donc à rajouter aux coûts de ces centrales solaires et éoliennes.

¹⁰ <https://assets.rte-france.com/prod/public/2024-03/SDDR2024-Consultation-Publique-doc-A.pdf>

ENEDIS

Enedis a présenté à la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) une demande en hausse importante pour le TURPE 7 (Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité pour 2025-2028)¹¹, payé par les consommateurs, et prévoit une forte croissance de l'activité de raccordement et de ses investissements dans les réseaux. La trajectoire de dépenses d'investissements d'Enedis est en forte croissance, de 4,9 Md€ en 2023 à 7 Md€ en 2028.

Trois catégories d'investissements expliquent principalement cette hausse :

- le raccordement des producteurs EnR, avec une croissance des demandes de 6 % par an sur la période TURPE 7,
- le raccordement des infrastructures de recharge de véhicules électriques, notamment pour accélérer l'équipement du résidentiel collectif,
- le renforcement des réseaux, en lien avec la hausse des flux d'électricité issus de la production renouvelable et l'amélioration de la résilience du réseau face au changement climatique.

Là encore, deux des trois catégories invoquées par les gestionnaires eux-mêmes relèvent du développement de l'éolien et du solaire.

→ Ce qu'il faut retenir :

L'éolien et le solaire nécessitent en aval des investissements de réseau pharaoniques, de plusieurs dizaines de milliards d'Euros, qui seront payés par les consommateurs.

III. Instabilité des prix en raison de l'intermittence de l'éolien et du solaire

Le prix de marché de l'électricité est très fluctuant en fonction de l'équilibre Production-Consommation. Il est fixé heure par heure. Avec des centrales électriques pilotables, la production est en permanence ajustée à la consommation ; avec des centrales non pilotables et aléatoires, ce qui est le cas de l'éolien et du solaire, la production peut devenir très supérieure à la consommation, ce qui peut obliger à ralentir ou arrêter les centrales pilotables.

Cela peut impliquer aussi que certaines heures sont à des prix négatifs (appelées aussi « pas horaires » négatifs). Dans ce contexte, l'exploitant paye des opérateurs pour consommer le surplus de production qui ne peut plus être absorbé par les besoins.

Le bilan RTE du 1^{er} semestre 2024 montre une évolution considérable des pas horaires négatifs. Les épisodes de prix négatifs ont fortement augmenté en France au cours du premier semestre 2024. **De 53 pas horaires négatifs constatés au premier semestre 2023, RTE en rapporte 233 sur la même période cette année**¹². RTE explique que le phénomène est lié à l'intervention des énergies intermittentes dans le mix, lesquelles bénéficient d'une obligation d'achat (elles sont prioritaires sur le réseau).

Conscient du problème, RTE agit sur l'équilibre du réseau :

¹¹ https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Communiqués_de_presse/2024/241017_Communique_CRE_TURPE7.pdf

¹² <https://assets.rte-france.com/prod/public/2024-08/2024-08-02-bilan-s1-2024-fr.pdf>

- Soit en faisant appel à une surconsommation des opérateurs si cela est possible, tout en leur faisant bénéficier d'un tarif avantageux inférieur au prix de marché,
- Soit en bridant les productions éoliennes et photovoltaïques tout en rémunérant les producteurs pour leur effacement. Paradoxalement, les producteurs intermittents ont alors l'assurance d'une rémunération sans service rendu.

→ **Ce qu'il faut retenir :**

Pour contrer l'instabilité des prix, les dispositions proposées par RTE sont de nature à créer des coûts supplémentaires et non maîtrisés.

IV. CONCLUSION

Le présent document démontre que :

- Le programme d'investissement prévu dans le projet de PPE3 privilégie de manière trop importante les énergies intermittentes, ce qui va engendrer des surcoûts importants de production, qui ne sont pas nécessaires.
- Le projet de programmation énergétique PPE3 ne contribue pas à une diminution du prix de l'énergie, au contraire.
- Le programme d'investissement prévu dans les réseaux, essentiellement dédié à l'augmentation de la production des énergies intermittentes, est par voie de conséquence trop élevé également, avec des répercussions supplémentaires sur l'augmentation des coûts et des prix pour le consommateur.
- L'augmentation de la part des énergies intermittentes dans le mix électrique conduit à une instabilité forte des prix, qui est antinomique d'une saine gestion, les prix pouvant être parfois négatifs, parfois très élevés.

→ **Ce qu'il faut retenir :**

Ces constats purement économiques démontrent que le projet de PPE3, tel que présenté, n'est pas adapté à la configuration de la production française qui est déjà décarbonée.

Privilégier les énergies intermittentes entraînerait des conséquences coûteuses, qui seraient à la charge du consommateur ou de l'Etat, et probablement des deux.

Ce document ne traite pas les sujets suivants :

- Les impacts relatifs à l'environnement, au patrimoine et au cadre de vie.
Ceux-ci ne sont pas en faveur de l'éolien et du solaire, comme le soulignent des centaines d'associations.
- Les émissions de CO₂ des différents moyens de production.
Si on peut considérer que le nucléaire et l'éolien ont des taux d'émission de CO₂ similaires, on doit toutefois noter que le solaire a un taux plus élevé, essentiellement parce que les panneaux solaires chinois sont fabriqués avec de l'électricité très carbonée. De ce point de

vue, le solaire, quand il prend la place du nucléaire ou de l'hydraulique ne contribue pas à la réduction des émissions de CO₂ ; bien au contraire, il l'augmente.

- Les aspects techniques de qualité de l'électricité.

Notons à ce sujet que la fréquence 50 Hz de l'électricité fournie par les onduleurs de l'éolien ou du solaire est moins stable que celle des gros alternateurs du nucléaire ou de l'hydraulique.

- « L'empreinte matières premières » des sources d'énergie.

Mentionnons seulement que, par MWh produit, la consommation de cuivre, d'acier ou de béton est beaucoup plus élevée dans le solaire et l'éolien que dans le nucléaire ou l'hydraulique. Par ailleurs, l'éolien, surtout offshore, est un très gros consommateur de « terres rares », qui sont principalement détenues par la Chine.

→ **Ce qu'il faut retenir :**

Une analyse détaillée d'autres aspects techniques confirmerait que, au-delà des surcoûts qu'elles engendrent, les énergies renouvelables intermittentes sont peu pertinentes.

En bref, la PPE3 2025/2035 doit stopper les dépenses dans des projets d'énergies électriques intermittentes (éolien et solaire). Ces énergies doivent être réservées à de l'autoconsommation locale