

Quel mix électrique pour la France en 2050 ? Un enjeu de plusieurs centaines de milliards d'euros.

Par **André Merlin**

Président d'honneur et fondateur de RTE

Conseiller de la Fondation Concorde

Membre du G.S.C.E

Pour déterminer le mix électrique souhaitable en France en 2050, il est d'abord nécessaire d'élaborer une prévision de consommation d'électricité à cet horizon. Cette hypothèse de consommation va permettre de construire un scénario de production d'électricité décarbonée, à coût minimal et garantissant la sécurité d'approvisionnement de la France. En complément, on évalue les conséquences des choix qui devront être effectués concernant le mix sur le prix de l'électricité.

1 QUELLE CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ EN 2050 ?

Ces deux dernières années, on a observé une baisse de 3% de la consommation d'électricité en France en 2022 et en 2023. Cette baisse est liée d'une part à la hausse du prix de l'électricité lors de la crise énergétique et d'autre part au ralentissement de la croissance économique, évaluée à 0,9% en 2023. Pour 2024, on prévoit plutôt une stagnation de cette consommation en lien avec une faible hausse du PIB (+0,6%).

Dans ces conditions, une prévision retenant une croissance de 1% par an sur la période 2025-2035 conduit à une consommation d'électricité de l'ordre de 500 TWh en 2035 (base 445 TWh en 2023).

Les politiques publiques engagées pour réduire la part de l'énergie fossile et pour accroître la part de l'électricité non carbonée sur la période 2035-2050 conduiraient à une croissance de 1,7 à 2% par an et une consommation d'électricité de l'ordre de 650 TWh en 2050. Cette valeur est conforme à la prévision de RTE formulée en 2021.

2 QUEL MIX ÉLECTRIQUE EN 2050 ?

Scénario de référence

Nous appellerons scénario de référence celui correspondant aux orientations fixées par le Président de la République lors de son discours de Belfort en février 2022.

Pour le nucléaire, ce scénario prend en compte 14 EPR2 (6 + 8) correspondant à une puissance totale de 23 GW (14x1650 MW = 23100 MW). Sur le plan financier, avec un coût de 16 milliards d'euros par EPR (ce coût inclut le coût d'investissement proprement dit, les charges de maîtrise d'ouvrage et les frais financiers intercalaires), le total représente 224 milliards d'euros.

Les éoliennes marines dans ce scénario de référence représentent 40 GW, les éoliennes terrestres 20 GW et l'énergie photovoltaïque 100 GW. L'investissement total s'élève à environ 390 milliards d'euros (ce montant inclut le coût actualisé du renouvellement à l'identique au bout de 20 ans puis de 40 ans de tous ces équipements, tenant compte d'une durée de vie limitée à 20 ans pour ces trois technologies).

A ceci s'ajoutent des centrales à cycle combiné gaz pour un total de 5 GW et 5 milliards d'euros ainsi que 5 GW d'un coût de 10 milliards d'euros pour de nouveaux équipements hydroélectriques

Pour les réseaux, ce scénario retient les hypothèses de RTE. Les besoins sont évalués à 200 milliards d'euros (100 milliards pour le réseau de transport et 100 milliards pour le réseau de distribution). Dans ce total, la part des interconnexions représente 20 milliards d'euros et la part du raccordement des éoliennes marines 40 milliards d'euros.

Au total, ce scénario prévoit d'installer 200 GW de moyens de production d'électricité, représentant un coût total de 830 milliards d'euros, y compris le coût d'adaptation des réseaux.

Scénario alternatif

Le scénario alternatif est inspiré de celui proposé par le "think tank" Céréme pour le nucléaire dans ce scénario alternatif on divise par quatre les capacités renouvelables intermittentes du scénario de référence (8 pour l'éolien marin particulièrement coûteux. Soit, pour 2050 :

- 40 GW d'EPR2 (24 unités).
- 5 GW d'éolien marin.
- 5 GW d'éolien terrestre.
- 25 GW d'énergie photo voltaïque.
- 10 GW de cycles combinés gaz.
- 5 GW d'hydroélectricité.

Le niveau de 10 GW de cycles combinés gaz est justifié pour reconstituer la réserve à froid qui a été en grande partie démantelée entre 2013 et 2020. Si nécessaire, ce parc pourrait être utilisé pour les capacités de production de réserve pour assurer la flexibilité du système électrique, sachant que le nucléaire est peu flexible en comparaison avec le gaz ou l'hydraulique. Ce parc pourrait aussi servir en cas de découverte de défaut générique sur le nouveau parc d'EPR2 (risque possible pour une construction en série) ou de retard dans leur construction.

Sur le plan financier, ce scénario conduit à un coût total de 523 milliards d'euros qui se décomposent comme suit :

- EPR2 : 360 milliards d'euros (24 x 15 Md€).
- Eolien + PV : 73 milliards d'euros (division par plus de 5 par rapport au scénario de référence, puissance et coût).
- Cycle combiné gaz : 10 milliards d'euros (doublés par rapport au scénario de référence).
- Hydraulique : 10 milliards d'euros.
- Réseaux : 70 milliards d'euros, 30 pour le transport et 40 pour la distribution (baisse notable par rapport au scénario de référence car moins de raccordement marin et moins de besoin de renforcer le réseau existant. Augmentation de 50 % des interconnexions électriques pour atteindre 30 GW pour un coût de 10 milliards d'€).

Pour ce scénario alternatif, les nouvelles centrales EPR2 seraient installées sur les sites actuels des centrales nucléaires, les centrales à cycle combiné gaz sur les anciens sites des centrales thermiques à flamme.

En termes d'énergie productible, le scénario alternatif conduit à une prévision de production possible en 2050 de 655 TWh :

- 290 TWh pour les 24 EPR2 (12TWh /EPR2).
- 90 TWh pour les réacteurs de moins de 60 ans en 2050.
- 60 TWh pour l'éolien terrestre.
- 20 TWh pour l'éolien marin.
- 45 TWh pour le solaire.
- 60 TWh pour l'hydroélectricité.
- 90 TWh pour les cycles combinés gaz.

Ce scénario satisfait les besoins en énergie estimés à 650 TWh en 2050 qui serait couvert par la capacité de production.

Nos besoins entre 2035-2040

Le parc de production actuel qui a produit 547 TWh en 2019 est apte à répondre à la demande prévue en 2035-2040, donc jusqu'au moment où les nouveaux EPR2 commenceront à produire. Il n'y a donc pas lieu de développer à marche forcée de nouvelles productions d'ENR intermittentes qui, en France, produisent très peu au moment des pics de consommation. A contrario, il faut donner la priorité à l'investissement dans des moyens de productions flexibles et mobilisables rapidement (CCG gaz et nouvelles STEP hydrauliques) pour faire face aux aléas de la demande d'électricité et aux aléas de la production renouvelable intermittente. En ce qui concerne le développement de nouvelles capacités hydrauliques, il y a urgence à transformer le régime de concessions hydrauliques en régime d'autorisation pour permettre aux concessionnaires actuels de lancer leurs investissements.

Comparaison des scénarios d'investissements

Le tableau ci-dessous reprend les données de ces deux scénarios (coût en milliards d'euros Md€).

Production	scénario de référence		scénario alternatif	
	Puissance (GW)	Coût (Md€)	Puissance (GW)	Coût (Md€)
EPR2	23	225	40	360
éolien Marin	40	218	5	28
éolien Terrestre	20	47	5	12
PV	100	125	25	33
CCG Gaz	5	5	10	10
hydraulique	5	10	5	10
reseaux		200		70
Total	193	830	90	523

Pour estimer la puissance électrique total disponible en 2050, il est nécessaire d'ajouter à ce tableau la puissance du parc hydraulique existant qui représente 25 GW, le parc des réacteurs nucléaires de moins de 60 ans en 2050, soit 13 GW, le parc actuel des centrales à cycle combiné gaz à hauteur de 13 GW et 20 GW pour le parc d'éoliennes terrestres

Pour le scénario de référence, le productible se monte à 740 TWh selon le décompte suivant :

- 170 TWh pour les 14 EPR2.
- 90 TWh pour les réacteurs de moins de 60 ans en 2050.
- 90 TWh pour l'éolien terrestre.
- 160 TWh pour l'éolien marin.
- 120 TWh pour le solaire.
- 60 TWh pour l'hydroélectricité
- 50 TWh pour les cycles combinés gaz

En termes de pic de consommation, pour une hypothèse retenue par RTE d'augmentation de la consommation d'électricité de 40%, la valeur de la puissance de pointe passerait de 80 GW à environ 110 GW. Cette valeur est à mettre en regard de la puissance pilotable installée, de l'ordre de 80 GW pour le scénario de référence et 110 GW pour le scénario alternatif complété par l'apport des énergies intermittentes. En prenant 10 % de la capacité installée, cet apport conduit à un total de 100 GW pour le scénario de référence et de 115 GW pour le scénario alternatif qui assure une plus grande sécurité de l'approvisionnement électrique des Français.

3 QUEL IMPACT SUR LE PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ ?

Situation actuelle

En 2020, le prix de l'électricité en France était de l'ordre de 206 euros par MWh, à comparer à 342 euros/MWh en Allemagne et 466 euros/MWh au Danemark.

Les écarts s'expliquent principalement par les subventions faites aux énergies renouvelables ainsi que par les développements des réseaux qu'elles nécessitent.

En France, le prix de l'électricité comprend la part fourniture, le tarif d'acheminement (TURPE) et la Taxe Intérieure sur la Consommation Finale d'Électricité (TICFE). Cette dernière se montait en 2020 à 31 euros /MWh, soit 37 euros /MWh en incluant la TVA à 20 %. Ces 37 euros/MWh sont payés par les consommateurs domestiques.

Entre 1985 et 2008, le prix de l'électricité est resté stable. Corrigé de l'inflation, il a baissé de 20%. De 2008 à 2024 le prix de l'électricité pour les particuliers a augmenté, à euro constant, de 76 % (dont 30% est dû aux subventions faites aux énergies renouvelables).

A noter, en 2020 la part des énergies renouvelables intermittentes représentait 10% en France, contre 34% en Allemagne et 61% au Danemark.

Pays Prix (€/MWh) % ENR intermittentes
 France 206,7 10%
 Allemagne 342,1 34%
 Danemark 466,4 61%

Pays	Prix (€/MWh)	% ENR intermittentes
France	206,7	10%
Allemagne	342,1	34%
Danemark	466,4	61%

Estimation en 2050 (en € constant)

Investir près de 400 milliards dans les énergies renouvelables intermittentes tel que proposé dans le scénario de référence va conduire au quintuplement de la TICFE passant de 22 €/MWh à 111 €/MWh et également au doublement du TURPE passant de 55 €/MWh à 109 €/MWh soit au total une augmentation de l'ensemble de ces deux postes de 143 €/MWh hors TVA, 172 €/MWh avec la TVA. Cela porterait le prix de l'électricité résidentielle à 378 €/MWh soit une augmentation de 83 % à euro constant d'ici 2050. Il s'agit de l'hypothèse basse, les coûts pouvant s'avérer encore plus élevés.

Dans le cas du scénario alternatif, la TICFE se baserait sur un investissement pour les énergies renouvelables quatre fois moins élevé. Sa valeur devrait être de l'ordre de 20 €/MWh. Le TURPE serait aussi réduit. Il devrait représenter 57 €/MWh. Au total, la contribution TICFE et TURPE s'élèverait à 77€ /MWh, soit le montant actuel.

4 CONCLUSION

Le scénario alternatif conduit à une économie en investissement de plus de 300 milliards d'euros par rapport au scénario de référence avec des conséquences majeures sur les prix des clients domestiques :

Prix domestiques 2020 206 €/MWh (hypothèse d'un prix de gros constant aux alentours de 70 €/MWh)	Prix 2050 scénario de référence 378 €/MWh (+86 %)	Prix 2050 scénario alternatif 206 €/MWh (+ 0 %)
---	---	---

Le scénario alternatif procure une stabilité des prix de l'électricité contre une augmentation de 86 % pour le scénario de référence et une économie dans les investissements de près de 400 milliards d'euros.

Liste du groupe des scientifiques et des citoyens pour l'électricité.

Philippe Ansel –Economiste– Rapporteur des études de Concorde.
 Fabien Bouglé – Essayiste auteur de : Nucléaire les vérités cachées – Eoliennes la face noire de la transition écologique – Guerre de l'énergie aux Editions du Rocher.
 Jean Louis Butré – Président de la Fédération de l'environnement durable
 Patrice Cahart – Ecrivain – ancien conseiller à la Cour de cassation – auteur de « La peste éolienne »
 Edouard de Lamaze – Avocat – Conseiller régional de Normandie
 Bernard de la Villardière – journaliste
 Pierre Dumont – Industriel – auteur - Eoliennes, chronique d'un naufrage annoncé – Editions F. Bourin
 Michel Faure – Industriel
 Hervé Machenaud – Membre de l'académie des technologies – auteur de la « France dans le noir c'est maintenant » Editions Manitoba belles lettres.
 André Merlin – Ancien Président Fondateur de R.T.E
 Xavier Moreno – Président du C.E.R.E.M.E
 Michel Rousseau – Président de la Fondation Concorde
 Charles Thimon – Réalisateur