



**Comment faire les bons choix pour le mix électrique à 2050 ?
Le coût : un indicateur trop incertain pour décider.
Alain Grandjean, président de la FNH, 16 janvier 2023.**

Après la production des études prospectives RTE et ADEME comparant divers scénarios, il a souvent été dit et entendu que les scénarios avec nucléaire seraient moins coûteux que les scénarios sans nucléaire et qu'ils seraient donc les plus opportuns. On peut d'ailleurs lire dans le résumé exécutif du rapport de RTE que :
"Construire de nouveaux réacteurs nucléaires est pertinent du point de vue économique, a fortiori quand cela permet de conserver un parc d'une quarantaine de GW en 2050 (nucléaire existant et nouveau nucléaire) ».

Nous allons discuter de cette conclusion, en nous appuyant sur une étude¹ faite par la FNH avec l'appui du cabinet Artelys et du laboratoire CIRED.

1 Quelques constats introductifs.

-L'électricité est devenue un bien essentiel voire vital dans certains cas. Même si l'électricité ne représente qu'un peu plus d'un quart de l'énergie finale consommée, c'est le vecteur le moins difficile à décarboner. Sa part dans le mix énergétique devrait croître pour atteindre 60% de l'énergie finale dans les années 2050.

-Les consommateurs, notamment les plus vulnérables, sont très sensibles au prix final de l'électricité, taxes comprises.

-Le prix de l'électricité devrait couvrir en moyenne les coûts complets du système électrique (voir &2). De ce point de vue, les sources décarbonées d'électricité comportent un avantage majeur. Du fait de leurs faibles coûts variables, leur coût de production et de transport dépend principalement des coûts d'investissement et est donc assez facile à anticiper et à lisser. En revanche, nous insisterons sur ce point plus loin, ils sont significativement dépendants du coût de financement.

-Les prix élevés observés actuellement sur le marché de gros ne reflètent pas une hausse de ces coûts ; ils sont en partie liés d'une part au « design » du marché, négocié au niveau européen, d'autre part à la crise du gaz due à la guerre en Ukraine et à la dépendance européenne en matière de gaz fossile et enfin au déficit de production du parc nucléaire existant.

-Le parc nucléaire est vieillissant et doit être au moins partiellement remplacé (par des moyens à définir, dépendant de l'horizon) dans un planning tenant compte de la loi,

¹ Voir le rapport de synthèse pour les décideurs <https://www.fnh.org/wp-content/uploads/2022/12/TT-rapport-energie-FNH-2022.pdf> et le rapport méthodologique <https://www.fnh.org/wp-content/uploads/2022/12/etude-cout-electricite-horizon-2050-FNH-2022.pdf>



des décisions de l'ASN sur le prolongement éventuel des réacteurs au-delà de 50 ans, et de « l'effet falaise » résultant de la construction en un temps court de nombreux réacteurs dans les décennies 1970 et 1980.

-De nouveaux réacteurs de type EPR, s'ils étaient lancés, ne produiraient pas d'électricité avant 2035. Ils ne contribuent donc en rien à la résolution des problèmes actuels du système électrique. Dans la décennie à venir, il est nécessaire d'accélérer et d'amplifier les programmes d'économie d'énergie et de déploiement des EnR, que ce soit pour l'électricité, la chaleur ou le gaz.

-Le débat sur les coûts comparés du système électrique est donc un débat de moyen-long terme, horizon sur lequel les incertitudes sont fortes.

-Il doit cependant être instruit rapidement car les temps de construction de réacteurs nucléaires sont longs et les temps d'adaptation des réseaux, pour qu'ils puissent absorber un volume croissant d'EnR variables et décentralisées le sont aussi.

-Cette discussion ne porte pas de manière abstraite sur un choix entre énergie nucléaire et EnR. En effet, il y a plusieurs technologies nucléaires envisageables, l'EPR n'ayant en rien fait la preuve de sa maturité industrielle, après les fiascos d'Olkiluoto-3² et de Flamanville-3. Mais il n'y a pas eu de débat en France sur ces différentes options, ce qui a fait confondre dans l'opinion nouveau réacteur et « nouvel » EPR. Dans la suite nous nous limiterons cependant à ce choix dans les comparaisons faites.

2 Les variantes analysées concluent à un coût complet du système électrique supérieur dans les scénarios avec construction de nouveaux EPR.

Un raisonnement économique ne peut se contenter d'une comparaison entre coûts de production ou entre LCOE des diverses technologies, car, comme on l'a dit, le consommateur final ou le citoyen supporte en moyenne l'ensemble des coûts du système électrique.

Ces coûts complets n'incluent donc pas seulement le coût de l'électricité qui sort d'une centrale de production mais l'ensemble des coûts du système électrique :

- les moyens de production d'électricité,
- les réseaux de transport et de distribution d'électricité,
- le stockage
- les moyens pour assurer l'équilibre offre-demande
- les « externalités » dont le coût du carbone

Ils ne prennent pas en considération les coûts de gestion des déchets après démantèlement.

² Olkiluoto-3 et Flamanville-3 ne sont toujours pas mis en service au plan industriel. Les retards s'élevaient à environ 14 ans pour le premier et 12 ans pour le second (pour des délais prévus initialement de 6 et 5 ans). Quant aux budgets, ils ont été multipliés par 3 à 4, non compte-tenu des frais intercalaires.



NB. Ce coût système n'inclut pas d'autres coûts comme ceux relatifs aux économies d'énergie et à la sobriété, ni les gains associés. Le raisonnement en coûts complets n'est donc pas « macroéconomique ».

Il n'est pas possible d'affecter aux EnR variables les coûts de stockage et de gestion du système en supposant implicitement que les énergies partiellement pilotables comme les EPR n'en ont pas besoin, ce qui est faux. La raison en est simplement que RTE gère de toutes façons les aléas de l'offre (y compris ceux liés aux moyens « pilotables » comme les pannes) et de la demande.

Les futurs coûts complets du système électrique ne peuvent donc être appréhendés sans modélisation du système électrique dans son ensemble et sur la durée de l'étude (en l'occurrence jusqu'en 2050 ou 2060). Dans la pratique, elle ne peut se faire qu'en partant de différents scénarios et repose sur de multiples hypothèses.

La FNH a testé, en utilisant les modèles d'Artelys et du CIRED, la sensibilité des résultats à 4 variables importantes (voir schéma suivant).

1-L'évolution de la consommation (avec d'une part, un scénario de "sobriété" avec une consommation d'électricité à 2050 maîtrisée entre 500 et 525 TWh (proche de celle de l'Ademe et de RTE), et d'autre part un scénario de consommation "haute" de 648 TWh, proche de la trajectoire de référence de la SNBC 2).

2-Les choix de production (un scénario EnR + 8 nouveaux EPR et un scénario de sortie progressive du nucléaire, tendant vers 100% EnR).

3-Le coût du financement (avec une hypothèse de financement du nucléaire à un coût plus élevé que pour les EnR et une hypothèse de taux unique de financement pour les EnR et le nucléaire³).

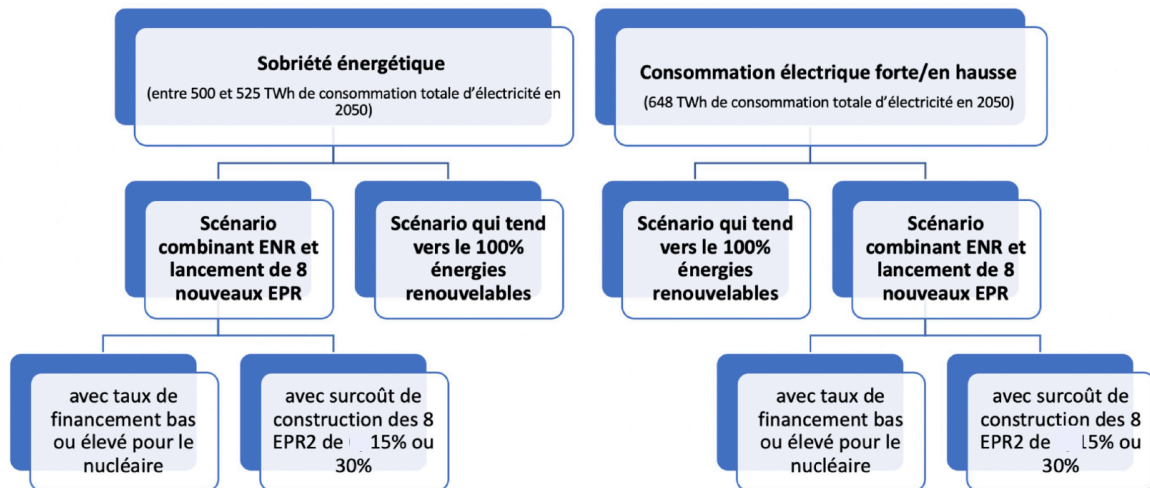
4-Le coût de construction des futurs EPR (avec des hypothèses « conservatrices⁴ » de surcoût des EPR de 15 à 30%).

³ Plus précisément, le taux unique retenu est de 4,5 %. Concernant les taux différenciés, ils sont, pour le nucléaire de 7,5 à 8 % selon les modèles, et pour les EnR compris entre 3 et 5,2 % selon les modèles et les technologies.

⁴ Les coûts d'investissement au MW, overnight (sans frais intercalaires), sont en ordre de grandeur de 8000 € pour FLA 3 de 10000 € pour HPC ; RTE retient dans son scénario de référence des coûts de 5035 € à horizon 2040 et 4505 € à horizon 2050, soit des réductions de 37% à 43 % par rapport à FLA 3. Ces hypothèses sont clairement très ambitieuses. Anticiper des surcoûts de 15 à 30 % est donc plutôt « conservateur » et peu excessif.



**4 principaux scénarios modélisés,
avec des variantes**



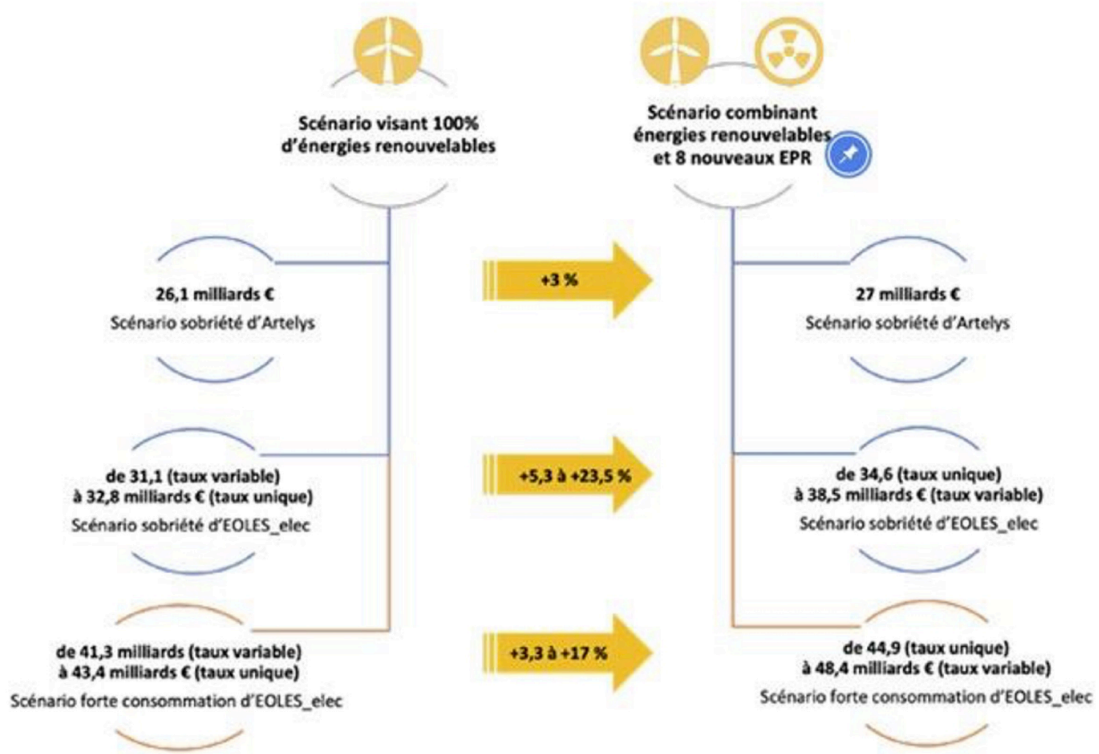
La conclusion qui résulte de ces tests de sensibilité, et qui est visible dans le schéma 3 ci-après, c'est que les scénarios avec construction de nouveaux EPR deviennent plus coûteux que les scénarios sans.

Les décisions à prendre sur ces horizons de long terme ne peuvent donc être prises sur ce seul critère économique. Un débat démocratique ouvert et éclairé sur l'ensemble de la politique énergétique est nécessaire pour intégrer tous les paramètres pertinents dans cette décision qui engage la société française sur des décennies.



SCHÉMA 3. COMPARAISON DES COÛTS MODÉLISÉS PAR LA FNH, AVEC OU SANS RELANCE DU NUCLÉAIRE

DIFFÉRENCE DE COÛT COMPLET CALCULÉE AVEC LE MODÈLE EOLES_ELEC



3 Miser sur la sobriété : une stratégie gagnante sur tous les fronts qui garantit une maîtrise des coûts.

Si la conclusion sur l'alternative EPR / EnR est à discuter, tant les hypothèses imaginables sont multiples, il apparait en revanche clairement que les scénarios de consommation d'électricité maîtrisée en 2050 font baisser les coûts complets de manière très significative (environ 10 milliards d'euros par an en 2050), par rapport à un scénario de plus forte consommation, ce qui confirme les conclusions de l'Ademe et de RTE.

En outre ces scénarios donnent d'importantes marges de manœuvre :

- une moindre dépendance aux outils de production d'électricité actuels (pannes, indisponibilités...)
- ... et futurs, des technologies pas toujours très matures comme l'EPR, l'éolien en mer, les centrales à hydrogène.
- moins de pointes de consommation électrique coûteuses et polluantes,
- moins de risques et de surcoûts en cas de pénurie de gaz ou d'électricité sur la plaque européenne.



FONDATION
POUR LA NATURE
ET L'HOMME

- des marges de manoeuvre supplémentaires pour financer le coût des économies d'énergie, réduire notre dépendance aux énergies fossiles et faciliter la décarbonation.

Il semble donc nécessaire, au vu de ces éléments, qu'avant toute décision relative à la construction des EPR, les perspectives souhaitées de consommation d'énergie soient décidées démocratiquement.