

De Serge Delauney

A Loïk Le Floch Prigent

Date 27 juin 2023

Copie J Fluchère, G Sapy, A Pellen, G Moritz, G Petit

ENR versus NUCLEAIRE

OBJET : Un mariage possible ou un divorce ?

1) AVANT PROPOS

On considérait depuis des décennies que la sécurité de l’approvisionnement en électricité était bien assurée en France, comme en 2005-2006 où 430 TWh étaient produits avec 63,3 GW de puissance installée pour 58 réacteurs nucléaires REP + 15 GW de thermique classique charbon-fioul.

Brutalement en 2022, suite à un effondrement de la production du parc nucléaire, il y eut un risque sérieux de délestage et une explosion des prix de l’électricité. Essentiellement lié au système européen où, en situation de tension sur la production, le prix du gaz dirige le prix de l’électricité.

Retournement alors des pouvoirs publics décidés à accélérer le développement des EnR et en particulier des éoliennes offshores, et d’autre-part, de projeter un vaste plan de construction d’EPR2, en commençant par six unités, pour en atteindre peut-être 14 à terme.

Ces décisions à mon avis n’auront aucun effet significatif avant 15 ans au mieux et les appeler EPR est une grossière erreur marketing ! A l’exception de l’arrivée de l’EPR de Flamanville pour la production, d’un retour à un coefficient de disponibilité correct sur le parc REP à la suite des effets COVID et Corrosion sous contrainte.

D’où, depuis le début de 2023, l’apparition d’une réflexion visant à prolonger significativement la durée du parc existant, en commençant par un vote du Sénat supprimant la limitation du nucléaire à 50 % dans le mix en 2035 et surtout le plafond des 63 GW de nucléaire. Mais on évoque surtout une prolongation du parc existant à 60 ans, voire une prolongation à 80 ans, comme aux USA, qui ne serait même plus « un tabou ». Ceci étant à instruire, réacteur par réacteur, pour des raisons métallurgiques précises, abordées ci-après.

De plus, consciente que ses méthodes extrêmement rigoureuses commençaient à peser sur la sécurité d’approvisionnement nationale, l’ASN s’est jointe à ce discours. Elle a même déclaré être prête à lever « un certain nombre de conservatismes » présents dans ses méthodes d’analyse (à la condition d’embarquer l’IRSN dans l’ASN pour éviter les surenchères).

L’ensemble du parc réacteur n’est pas associé à une durée de vie précise, mais tous les calculs financiers et de qualification des matériels, ont été réalisés sur une base contractuelle de 40 ans. Pour aller plus loin, il faut donc réaliser des études spécifiques, et parmi celles-ci, « l’étude-clé » concerne la question des flux neutroniques thermiques et de leur impact sur la durabilité de la cuve. En effet si beaucoup d’éléments d’un réacteur sont remplaçables, ce n’est évidemment pas le cas de celle-ci. Or, « l’acier bainitique au carbone de la cuve se fragilise sous l’effet du bombardement neutronique énergétique, et les propriétés du métal se dégradent dans le temps, jusqu’au moment où ses propriétés mécaniques sont trop dégradées pour permettre la poursuite

de l'exploitation »¹. Il existe à ce propos des possibilités de recuit in-situ qu'ont effectué les Russes sur leurs plus anciens réacteurs VVER.

Il semblerait donc que nous sommes enfin engagés sur la bonne voie, quant à la possibilité de pouvoir bénéficier plus longtemps de notre parc actuel, ce qui donnerait au pays un regain de sécurité d'approvisionnement : compte tenu des délais considérables de construction des nouveaux grands réacteurs, d'où les types N4 et REP2000 sont hélas exclus.

Mais, hélas, un problème majeur, passé généralement sous silence, risque de doucher les espoirs d'extension de la durée de vie des réacteurs, il s'agit de la modulation nucléaire.

2) EDF PRATIQUE LA MODULATION DE SON PARC NUCLEAIRE

La modulation nucléaire (ou suivi de charge), qui est pratiquée en France depuis les années 80, consiste à baisser volontairement la puissance fournie par un réacteur pendant un laps de temps court mais sans pour autant l'arrêter ; car arrêter un réacteur nucléaire est une opération lourde et son redémarrage prend près de vingt-quatre heures

Cette **pratique est unique** et fut un argument majeur pour des offres à l'export ; car les opérateurs mondiaux des réacteurs nucléaires considèrent que compte-tenu du coût de l'investissement, il est indispensable de les faire fonctionner en permanence à pleine puissance, c'est-à-dire en base et peu sont capables de faire du suivi de charge à grande puissance.

En effet, contrairement à une centrale thermique à combustible fossile, pour laquelle les coûts variables liés au coût du combustible sont importants, la structure des coûts d'un réacteur nucléaire est essentiellement fixe, à environ 80 % (5% pour le yellow cake et 15% pour l'enrichissement et la fabrication des assemblages combustibles). Donc, si un réacteur ne tourne pas à pleine capacité, son coût de production unitaire augmente très rapidement tandis que ses recettes baissent en parallèle. C'est ce qui explique qu'aux USA, le Kd (coefficient de disponibilité) est très élevé, de l'ordre de 90 à 92 %, et que dans la plupart des pays possédant des réacteurs, leur productible est de l'ordre de 8 TWh par GWe

En 2021, la France, avec un Kd de moins de 70 %, atteint à peine 6 TWh par GWe.

Sans parler iciensuite du Ku (coefficient d'utilisation réelle) qui peut tomber à 50% !

Si la France module son parc nucléaire, cela tient historiquement à la taille de sa capacité par rapport au reste du mix électrique. La France est en effet le seul pays au monde à avoir un poids du nucléaire s'élevant en moyenne à 75 % du mix électrique. La modulation était donc la seule solution pour :

- Ajuster la production à la consommation (WE, nuit, jours fériés...), en cas d'excès de capacité ;
- Assurer en partie la régulation de la fréquence (Service système).

Mais depuis un peu plus de dix ans, **une troisième raison s'est ajoutée aux précédentes** : l'ajustement à la production aléatoire des EnR (éolien ou PV). En effet, dans le cadre du développement effréné de ce type de renouvelables, la régulation leur a accordé la priorité d'accès au réseau. RTE considère que le coût marginal de production des éoliennes et du PV est égal à 0 ce qui est réel. Mais en pratique, chaque MWh produit est payé à une valeur supérieure au coût de production du parc nucléaire.

¹ Depuis près de 10 ans, les flux de neutrons énergétiques sur la cuve ont été sérieusement réduits d'abord en rechargeant en périphérie du cœur des assemblages appauvris qui auraient dû être déchargés puis maintenant des assemblages neufs dotés de grappes absorbantes au hafnium et les paliers P4 et suivants sont en DMA (mode gris).

Donc, quand ces EnR se mettent à produire de façon imprévisible, même si le niveau de demande est faible, il devient nécessaire de ralentir la production de certains réacteurs pour éviter la saturation du réseau.

Le pourcentage de réacteurs faisant du suivi de charge sur une journée, est ainsi passé de 20 % en 2012 (soit 12 réacteurs) à environ la moitié actuellement (soit 28 réacteurs). Ce suivi de charge EnR est essentiellement affecté par l'éolien l'hiver et par le PV l'été, et la modulation subie doit en plus être combinée avec le placement des arrêts techniques, en optimisant l'ensemble dans le cadre du différentiel de demande hiver / été.

Pour donner un exemple récent et très explicite de l'ampleur du problème, il suffit de revenir au mois de décembre 2022 :

- Le 12 décembre, suite à une vague de froid, le parc d'EDF est sollicité à son maximum disponible de 41 GW pour répondre à une demande de plus de 82 GW, mais l'éolien, à la peine, n'assure que 6 GW sur une capacité totale installée de 19 GW.
- En revanche ; le 31 décembre, face à une demande très limitée de 49 GW, l'éolien bénéficiant d'une dépression hivernale atteint 16 GW. De ce fait, le parc nucléaire, qu'EDF s'était employée à remonter à 45 GW est devenu surdimensionné, et au-delà de la modulation on a même dû arrêter plus d'une dizaine de réacteurs et retarder des mises en ligne pour ramener sa puissance à 27 GW !

Ce que l'on a coutume d'appeler la « complémentarité nucléaire-EnR non pilotables » ne fonctionne en fait que dans un sens à cause de la priorité d'injection donnée aux EnR. Ce n'est pas de la complémentarité. Le nucléaire s'efface devant les EnR aléatoire et les EnR ne s'efface jamais même quand elles conduisent à l'aberration de prix négatifs de l'électricité en raison d'une production supérieure à la demande !

Quand les EnR sont présentes, le nucléaire est contraint de moduler en partie ; mais cependant, quand les EnR sont absentes, le nucléaire doit faire face, seul à la demande, avec l'appui des moyens thermiques. Ces derniers, suite aux projections fantaisistes du RTE ont été réduits de 12 GW depuis 2013, qui nous ont bien manqué pendant la crise Ukrainienne.

3) LES DIFFICULTES FINANCIERES DU GROUPE EDF

Elles sont essentiellement liées aux mécanismes mortifères du marché actuel de l'électricité :

- L'ARENH : EDF vend à perte et surtout rachète à grandes pertes sur le marché de l'électricité pour couvrir ses engagements lorsque son productible est déficitaire ;
- Le TRVE : EDF doit vendre au tarif régulé quand les prix de marché s'envolent : EDF a alors gagné 1 million de clients « revenus au bercail » fin 2022 du fait de ce mécanisme ; mais hélas à son détriment, car EDF doit acheter de l'électricité au prix du marché surtout quand sa production est insuffisante pour satisfaire tous ses nouveaux clients.

4) LES DESASTRES ECONOMIQUES DE LA MODULATION ET LE SILENCE D'EDF

Malheureusement cette adaptation asymétrique est susceptible d'avoir des conséquences graves. Tout d'abord, il faut avoir à l'esprit que les réacteurs conçus et construits entre 1969 et 1999 n'étaient pas destinés à la pratiquer. La modulation a donc des effets sur le matériel :

- Augmentation des arrêts fortuits,
- Dégâts possibles sur la structure des cœurs (érosion, déséquilibre bore-lithium, fuites...)
- Production largement accrue des effluents radioactifs liquides et gazeux*

*Quand on est trop tritié on rejette le temps que l'activité décroisse : donc on sature les bâches un certain temps et la DPN a formé spécialement les équipes qui modulent beaucoup afin de minimiser la production d'effluents.

- Vieillessement du circuit primaire si le standard de deux mouvements par jour était dépassé et fatigue thermique des tuyauteries auxiliaires (cf Penly).

Comme le remarque elle-même l'ASN, la modulation fait que les réacteurs sont « plus sollicités mécaniquement, ce qui entraîne une usure plus rapide de certaines pièces » et limite les marges de sûreté en France par rapport aux réacteurs américains, leurs modèles de référence, qui ne sont pas soumis à de telles variations. Ainsi un réacteur américain, qui vient d'être arrêté après 52 ans, a pu fonctionner deux ans à pleine puissance lors de sa dernière campagne sans s'arrêter.

Le président de l'ASN a synthétisé le problème : « Avec l'arrêt de la production pilotable utilisant des combustibles fossiles, les fluctuations de la demande d'électricité devront être encaissées par le parc nucléaire. D'où la question : est-ce que cela conduit à des effets particuliers en termes de prolongation du parc ? ».

Il faut surtout ajouter aux éventuelles conséquences sur le primaire, les conséquences certaines sur la partie conventionnelle. Les mouvements des robinets réglant le débit de vapeur à l'admission du rotor haute pression entraîne un laminage du débit de vapeur et une usure prématurée. De même que les rotors basse pression (dont les roues de plus grand diamètre travaillent avec un titre d'humidité dans la vapeur plus important) s'usent plus que la normale. Enfin les rangées les plus hautes du condenseur (appelées tubes d'impact) finissent par se percer et entraînent des entrées d'eaux brutes qui demandent des passages à puissance réduite pour pouvoir être bouchés.

En outre la modulation a aussi des conséquences sur les finances d'EDF qui se garde bien de les soulever et de les communiquer :

- Perte d'opportunité ;
- Perte de production ;
- Hausse du coût marginal de production des réacteurs.

Concernant la perte de production, en considérant que la modulation amène à un Kd de 75 % au lieu du coefficient normal de 90 %, pour 1 GW cela entraîne une perte de production d'environ 1,3 TWh/an.

Pour un prix de marché de 100 à 150 €/MWh, cela fait donc un manque de revenus de 130 à 200 M€. Pour un parc de 61 GW, **cela donne une perte sèche de 7,9 à 12,2 Mds€/an !**

Concernant la hausse du coût de production, si on considère un coût de 50 €/MWh pour un Kd de 90 %, alors le coût unitaire pour un Kd de 0,75 % va passer à environ 60 €/MWh. Le surcoût ramené à la production correspondante sera donc de 66 M€ pour 1 GW, **donc de 4,0 Mds€ pour un parc de 61 GW !**

En résumé, un parc nucléaire qui module massivement est un gouffre financier, car les producteurs d'EnR ne sont pas tenus de compenser les coûts qu'ils génèrent. C'est d'ailleurs fort logiquement que, lors des négociations sur la construction des EPR en Angleterre (Hinkley Point C et Sizewell C) ou en Chine (Taishan), les autorités locales ont refusé que ces réacteurs puissent disposer d'un mode de pilotage variable de la puissance, qui contrairement aux générations précédentes, est intégré dès le départ dans l'EPR français. Vouloir moduler la production d'un réacteur, dont le coût de construction dépasse les 10 Mds€, est pour le moins étonnant sur un plan strictement financier.

5) IL EXISTE DES SOLUTIONS

Il faut donc arriver à accroître la durée de vie du parc nucléaire français actuel le plus longtemps possible, objectif d'autant plus clair qu'il n'y a pas d'autre possibilité.

Mais « en même temps », cet objectif apparait nettement en quadrature avec les décisions gouvernementales récentes :

- Le développement accéléré et simultané des EnR non pilotables et du nucléaire va forcément entraîner un accroissement de la modulation et dans certains cas (été, week-end) cela pourrait même conduire à exiger l'arrêt complet du parc nucléaire.
- Cet accroissement risque donc de rendre inatteignable un objectif d'extension de la durée de vie des réacteurs à 80 ans du fait d'une usure prématurée qui comporte donc le risque d'exposer le pays, non plus à un besoin de sobriété, mais à une pénurie d'électricité.
- Une modulation amplifiée est synonyme de hausse des coûts et de pertes massives de revenus pour EDF, ce qui est contradictoire avec les efforts attendus du groupe en termes de développement du parc de production.
- Le nombre de passage du MWh à des prix négatifs va devenir plus fréquent.

Heureusement il y a au moins 6 solutions immédiates pour sortir de cette impasse :

- La première consiste à **supprimer définitivement l'ARENH et la priorité d'injection** en faveur des renouvelables non pilotables. Elle doit être attribuée d'abord à l'hydraulique fluviale, puis ensuite au nucléaire,
- La deuxième doit porter sur une **modération du développement des EnR non pilotables** et en particulier de l'éolien onshore, qui est particulièrement néfaste au fonctionnement du parc nucléaire l'hiver et **30% d'injection (par rapport à la puissance instantanée consommée) est un maximum à ne pas dépasser sous peine de déséquilibre du réseau en fréquence et en tension,**
- La troisième consiste à **renforcer les capacités de stockage** et en particulier les STEP mais comment trouver des sites nouveaux sans déclencher un « effet bassine » ?
- La quatrième consiste à **éviter de promouvoir des mesures de sobriété incohérentes** (baisse de consommation de nuit ou en heures creuses alors que la capacité de production est largement disponible) car elles perturbent le fonctionnement du parc, et ceci sans intérêt pour les clients, car les gains de non-consommation seront perdus du fait de la hausse des coûts marginaux,
- La cinquième consiste à **utiliser le surplus de capacité pour produire de l'hydrogène²,**
- La sixième pourrait amener à **reporter sur les producteurs EnR les surcoûts supportés** par le parc nucléaire, ce qui serait justifié par leur présence aléatoire sur le réseau et à arrêter leur production sitôt que les prix de marché passent au-dessous d'un certain seuil pour éviter l'aberration des prix négatifs,

6) CONCLUSION

Ce n'est qu'en supprimant l'ARENH et en arrêtant le cycle infernal de la modulation nucléaire, qu'EDF retrouvera des revenus stables, que la France retrouvera des prix de l'électricité acceptables et que la sécurité d'approvisionnement sera assurée au moins jusqu'en 2040, voire en 2060.

² Attention : la production d'hydrogène électrolytique exige, pour en diminuer le coût, un fonctionnement régulier et continu en température des électrolyseurs.