CONTRIBUTION A LA CONSULTATION SUR LE BILAN PREVISIONNEL 2026-2035

Réponses de l'IED aux question posées lors de la présentation au GT Bilan prévisionnel du 7 / 02 /2025

Montreuil, le 24/03/2025

Partagez-vous ces principaux enjeux et objectifs de l'étude? Voyez-vous d'autres enjeux à éclairer dans cette étude ?

La PPE3 planifie pour les 10 ans à venir la croissance des parcs ENR de façon chiffrée. En revanche, la croissance de la consommation d'électricité y est annoncée de façon certes volontariste mais indicative, c'est-à-dire sans planification chiffrée de l'électrification des usages. Cela ne donne pas de réelle visibilité sur l'occurrence de la reprise de la demande d'électricité après la contraction observée en 2022-2023 et laisse planer de fortes incertitudes sur la nature de l'équilibre entre la demande et la production à l'horizon des 5 et 10 prochaines années.

Si l'électrification des usages suit la trajectoire souhaitable en vue de l'atteinte de la neutralité-carbone à l'horizon 2050 et si la réponse à la croissance de la consommation n'est apportée que par des ENR intermittentes comme le planifie la PPE, on peut craindre un déficit de production pilotable lors des périodes de forte demande hivernales, mettant en cause la sécurité d'approvisionnement du système électrique.

Si au contraire l'électrification des usages ne s'effectue pas au niveau souhaitable, des périodes de surproduction peuvent se multiplier. A l'horizon de 2030, l'été en milieu de journée l'été les productions solaire, éolienne et hydraulique au fil de l'eau pourraient atteindre le niveau de la demande, voire le dépasser en 2035. Or le faible niveau des nouveaux usages de l'électricité limiterait les capacités de flexibilité de la consommation. On peut alors raisonnablement craindre que le parc nucléaire ne puisse assurer le suivi de charge à l'ampleur requise (besoin faible voire nul en milieu de journée et important dès le soir).

L'étude de RTE doit donc apporter un éclairage précis et rigoureux sur les risques encourus, les dispositifs à mettre en place et les investissements à consentir pour garantir la stabilité du système électrique, la longévité du parc nucléaire et les investissements à engager. L'étude doit permettre aux pouvoirs publics de préciser ou d'amender la PPE3 dès lors que ses dispositions apparaîtraient insuffisantes ou risquées.

Questions sur les scénarios de consommation

Malgré la contraction puis stagnation de la consommation intervenue depuis l'hiver 2022, il est politiquement indispensable de conserver le scénario souhaitable d'électrification des usages poursuivant la trajectoire de la neutralité carbone en 2050. Les efforts à consentir pour le réussir doivent être mis en lumière. Cependant tout écart défavorable à cette trajectoire ne se traduirait pas seulement par une surcapacité de production classique conduisant à une désoptimisation économique des investissements consentis. Il provoquerait aussi un risque de déstabilisation du système électrique. Il est donc indispensable de mettre aussi à l'étude un scénario permettant d'évaluer ce risque et mettant en évidence les dispositions à prendre pour le minimiser et y faire face.

Ainsi les scénarios proposés A et D semblent couvrir cet éventail. Ils doivent expliciter les dynamiques fortes et faibles des grandes composantes de l'électrification des usages : le déploiement des véhicules électriques, du chauffage électrique, de la production d'hydrogène voire de carburants de synthèse et des procédés industriels électrifiés.

Un rebouclage macroéconomique de cette hypothèse sur la trajectoire de croissance économique vous parait-il opportun ?

Chacun des scénarios correspond à des évolutions contrastées au plan économique de la réindustrialisation de la France et et au plan social de la résorption de la précarité énergétique. Le rebouclage proposé est donc très souhaitable.

Questions sur les flexibilités de la consommation

Toute hypothèse de recharge bidirectionnelle des véhicules électriques doit être accompagnée des retours des expériences réalisées en la matière, tant auprès des parcs automobiles des collectivités, des entreprises et des particuliers. La question de l'acceptabilité ne peut pas être seulement imaginée, mais démontrée. D'autre part, les investissements techniques et les dispositifs contractuels à mettre en place doivent être précisés et leur faisabilité dans un très court terme étudiée.

Concernant les électrolyseurs, la première condition à assurer est le vrai démarrage de leur déploiement. Il convient de vérifier auprès des fabricants et des futurs exploitants si des impératifs de flexibilité de leur production est un obstacle ou non à la rapidité des investissements. Il conviendrait qu'ils informent RTE sur les obstacles à la flexibilité qu'ils appréhendent : quelles sont les parts relevant respectivement des contraintes techniques lorsque la charge des électrolyseurs fluctue rapidement et de la compétitivité-prix de l'hydrogène produit lorsque leur taux d'utilisation décroît ?

Questions sur les flexibilités de la production

Cette question est tout à fait cruciale et doit être traitée comme telle dans le rapport. On ne peut pas demander à l'exploitant du parc nucléaire de prendre toutes les dispositions pour assurer la disponibilité et la prolongation maximale de la durée de vie des centrales le plus longtemps possible (réacteurs et matériels classiques) et en même temps de flexibiliser au maximum la production. Avant même de considérer les enjeux de débouché économique, il s'agit d'avoir une vue précise des contraintes d'exploitation, palier par palier, notamment les variations de charge admissibles en rampe et en fréquence et compatibles avec une durée de vie supérieure à 60 ans. Ces contraintes doivent être garanties par EDF. En cas d'incertitudes, le principe de précaution doit prévaloir.

Le rapport final de RTE doit décrire la flexibilité requise du parc nucléaire non pas seulement par la réduction du facteur d'utilisation du parc, mais par le compte-rendu des variations de charge en fréquence et amplitude, résultant de la modélisation de chaque scénario et garantissant le respect des contraintes techniques fixées par l'exploitant pour assurer une durée de vie supérieure à 60 ans

La question économique vient ensuite. On ne peut pas non plus demander à EDF de dégager des marges pour contribuer aux investissements massifs de long terme nécessaires et en même temps réduire ses ressources d'exploitation lui permettant d'amortir les investissements. La question se pose de la rémunération des baisses de production imposées par les variations des ENR. Ce ne serait pas le cas s'il y avait un exploitant unique de l'ensemble du parc nucléaire et ENR. Mais dans la mesure où il y a mise en concurrence, celle-ci ne doit pas être faussée. Le système de rémunération doit prendre en compte que dans la réalité physique, les divers moyens de production ne sont pas en concurrence, mais complémentaires : si la production solaire peut empiéter sur celle du nucléaire à midi, cette dernière devient indispensable le soir. C'est sur la journée entière que s'amortit son investissement.

Questions sur le déploiement des ENR.

1. le solaire

A cette heure, le projet de PPE3 planifie un rythme d'installation des panneaux solaires qui conduit à une capacité de 61 GW en 2030 et 90 GW en 2035, pour 24 GW fin 2024. Elle prévoit néanmoins qu'un point soit fait en 2027 qui conduirait à limiter ensuite le rythme annuel à + 4GW/an et qui abaisserait la capacité à 51 GW fin 2030 et à 71 GW fin 2035.
La proposition est faite que les 2 trajectoires de mise en service de panneaux solaires soient mises à l'étude dans le scénario haut de consommation et que dans le scénario bas ne soit pas retenue la trajectoire haute de mises en service. De fait, 61 GW de solaire avec une consommation en faible progression paraissent a priori ingérables. Si la modélisation met en évidence des difficultés à assurer l'équilibrage et la stabilité du système électrique avec les rythmes de la PPE et dans la mesure où la PPE annonce qu'un point devra être réalisé en 2027, RTE ne devrait pas s'interdire de mettre à l'étude un rythme de mises en service inférieur à 4 GW / an sur la période.

2. l'éolien terrestre

Le projet de PPE3 planifie un rythme d'installation d'éoliennes terrestres de 1,5 GW/an. RTE propose de le reprendre dans le scénario haut de consommation et de s'en tenir à + 1 GW/an dans le scénario bas. Comme pour le photovoltaïque, en cas de mise en évidence de problème de stabilité ou d'équilibre, un scénario plus limité doit être envisageable.

3. l'éolien en mer

Le déploiement de l'éolien en mer se réalisant sur des temps plus longs, il doit rester conforme aux objectifs de long terme de la décarbonation (neutralité carbone en 2050) et peut difficilement servir de variable d'ajustement au regard des contraintes de flexibilité de court-terme. Les trajectoires proposées de 3,6 GW en 2030 et 14 à 18 GW en 2035 restent dans la trajectoire de long terme.

Il est vraisemblable que la modélisation des équilibres production-consommation de chaque scénario mette en évidence des périodes où l'écrêtement de productions ENR s'avère nécessaire. Dans ce cas, le rapport devrait indiquer de façon pédagogique comment les écrêtements seront concrètement réalisés, dans les différentes configurations (solaire sur toiture de maison individuelle, parcs solaires et éoliens au sol, régime d'obligation d'achat...)

Questions sur le thermique à flamme.

Dans la mesure où la PPE3 inclut l'étape de son ajustement possible en 2027, la fermeture des 3 tranches à charbon résiduelles à cette même date ne doit plus être prise comme le seul scénario possible. En effet, selon les résultats des études antérieures de RTE, il est fortement probable, notamment dans le cas du scénario haut de consommation, que le parc pilotable sera insuffisant pour couvrir les pointes hivernales. Il convient de surcroît de prendre en compte un stress test reproduisant une chute fortuite de la disponibilité du parc nucléaire, en raison d'un éventuel incident générique du type du phénomène de corrosion sous contrainte de 2022-2023. La disponibilité de l'EPR de Flamanville, qui comme Cordemais contribue à l'équilibre régionale de la Bretagne, n'est pas non plus garantie à 100 %.

La prolongation du fonctionnement des 3 dernières tranches à charbon doit être considérée comme une alternative au recours à l'importation d'électricité. Cette dernière reste tributaire des capacités pilotables des autres pays, notamment l'Allemagne, qui sont en réduction. D'autre part, elles délivrent à la pointe une énergie tout aussi carbonée que les tranches à charbon de Cordemais et Saint Avold. La prolongation de leur appoint à la pointe apparaît comme une option sans regret.

Question complémentaire : la stabilité du système électrique à forte part d'ENR.

Dans l'étude AIE-RTE de janvier 2021 « Conditions et prérequis en matière de faisabilité technique pour un système électrique à forte proportion d'ENR en 2050 », le premier point traité concernait « la stabilité du système électrique malgré la réduction d'inertie ». Le rapport indiquait que la mise en place de « services d'inertie synthétique », tels que testés en Irlande et au Québec, sont nécessaires mais qu'« ils ne peuvent garantir une exploitation sûre du système si la part instantanée du photovoltaïque et de l'éolien devient très élevée, par exemple supérieure à 60-80 % à l'échelle de la zone synchrone». Or vraisemblablement les capacités éoliennes et solaires programmées dans la PPE3 conduiront dès 2030 à des périodes où leur production couvrira plus de 60 % de la demande. Le rapport AIE-RTE indiquait que dans ce cas, il fallait envisager l'installation de compensateurs synchrones ou de « contrôles grid-forming ».

Mais en conclusion il soulignait que « les solutions techniques sur lesquelles reposerait cette stabilité pour un système exploité à grande échelle comme la France ne sont pas aujourd'hui disponibles sur le plan commercial » et « la prochaine étape nécessaire consisterait à poursuivre les projets de R&D et à lancer des démonstrateurs et des projets-pilotes, afin d'obtenir un retour d'expérience sur le fonctionnement des solutions envisagées ».

Il est donc indispensable que le Bilan prévisionnel 2026-2035 consacre une place significative à l'analyse de la stabilité du système électrique sur la période considérée. Quelles sont les périodes où la part de la production d'ENR à faible inertie dépasse le seuil de 60 %? Quels sont les besoins d'installation de solutions de stabilisation du système électrique ? Quelle est aujourd'hui la disponibilité commerciale de ces solutions ?