

Ouverture de la consultation publique sur le Bilan prévisionnel 2025

Institut TerraWater : le think tank de référence d'une pensée indépendante et rigoureuse sur la transition énergétique.

Question 9 – production nucléaire et contraintes d'exploitation

A tous – partagez-vous la reconduction de l'hypothèse prudente d'un productible nucléaire de 360 TWh à moyen terme et d'une variante plus haute de disponibilité visant une production de l'ordre de 380-400 TWh ?

L'estimation d'un productible nucléaire autour de 360 TWh à moyen terme mérite d'être réévaluée à la lumière des dernières données d'exploitation du parc français. En 2024, la production s'est élevée à 400 TWh, soutenue par une disponibilité moyenne de 74,15 %, un niveau supérieur à celui observé en 2019 (380 TWh), malgré la fermeture de Fessenheim. Cette performance s'inscrit dans une dynamique de redressement amorcée après les perturbations exceptionnelles des années précédentes, liées notamment à la crise sanitaire et aux phénomènes de corrosion sous contrainte.

La tendance récente montre une meilleure maîtrise des plannings de maintenance, y compris lors d'arrêts complexes comme les visites décennales. Sur les six recouplages de réacteurs réalisés depuis le début de l'année 2025, cinq ont été effectués avec de l'avance, y compris la première VD4 de la centrale de Cruas. Ces résultats témoignent d'une évolution positive dans la gestion opérationnelle du parc, permettant d'envisager les prochaines échéances avec davantage de sérénité.

Concernant les futures VD5, les premières orientations validées par l'Autorité de sûreté nucléaire suggèrent des impacts modérés sur la disponibilité, en raison notamment de leur recentrage sur le maintien des exigences post-VD4. Les réacteurs 1300 MWe devraient, de surcroît, bénéficier d'une meilleure fluidité d'intervention grâce aux retours d'expérience des unités 900 MWe et à des infrastructures plus adaptées aux arrêts complexes.

Dans ce contexte, la disponibilité du parc ne semble plus constituer, à court et moyen terme, le principal facteur limitant de la production électronucléaire. L'enjeu se déplace désormais vers l'aval, avec une sous-utilisation relative du parc liée à des débouchés économiques insuffisamment mobilisés. Il serait donc pertinent de clarifier la distinction entre les contraintes techniques d'exploitation et les limites économiques,

ces dernières apparaissant aujourd'hui comme les principales sources de sous-production.

Question 10 – énergies renouvelables

Dans le cadre de la mise à jour du scénario « A », partagez-vous la proposition de reconduire les hypothèses du scénario « A-ref » du BP2023 cohérentes avec les ambitions affichées dans la PPE en consultation (à l'exception du solaire) ? S'agissant du photovoltaïque en particulier, quelles trajectoires vous semblent devoir être considérées en référence ?

Pour la définition du nouveau scénario « D », partagez-vous les propositions d'une prolongation du rythme actuel pour le solaire et l'éolien terrestre, et d'une vision prudente sur l'éolien en mer ? Considérez-vous que des rythmes spécifiques devraient être étudiés sur la période 2030-2035 ?

Le maintien du rythme actuel de développement de l'éolien terrestre semble une hypothèse raisonnable, en cohérence avec les dynamiques observées sur la dernière décennie.

Concernant le photovoltaïque, plusieurs signaux convergent vers une possible stabilisation, voire un ralentissement des installations à court terme. La baisse continue du capture rate (désormais inférieur à 60 %) et la multiplication des épisodes de prix bas voire nuls en milieu de journée traduisent une saturation économique progressive. Cette situation pourrait conduire à une reconfiguration des soutiens publics, déjà amorcée avec la baisse récente des tarifs de rachat.

Sur le plan système, l'ajout de capacités solaires supplémentaires pose également la question de l'équilibre saisonnier : le système dispose déjà d'une marge significative en été, alors que la période hivernale reste sous tension. Poursuivre massivement le développement du PV sans renforcer les mécanismes d'intégration (flexibilités, stockage) pourrait accentuer ces déséquilibres.

S'agissant de l'éolien en mer, une trajectoire autour de 10 à 12 GW en 2035 semble plus crédible que l'objectif de 18 GW, compte tenu des délais de déploiement et des tensions sur les chaînes d'approvisionnement.

Enfin, les prévisions de hausse de la consommation électrique gagneraient à être considérées avec prudence. Si les besoins à long terme sont bien identifiés, le rythme d'atteinte de ces volumes reste à ce jour incertain.

Question 12 – batteries

Selon vos modèles d'affaires, pensez-vous que d'autres hypothèses devraient être considérées sur le développement des batteries ? A la lumière de vos projets de développement de batteries, partagez-vous ces hypothèses sur les tailles/durées des batteries à considérer ?

Les batteries électrochimiques ont déjà cannibalisé le marché de la réserve primaire et sont en train de le faire pour la réserve secondaire. Au regard des limites physiques des batteries électrochimiques il convient d'envisager sérieusement des mécanismes qui rémunèrent la flexibilité de plus longue durée c'est-à-dire sur une période supérieure à 4h.

Ces mécanismes sont indispensables pour valoriser les types de technologie qui, comme les STEP, permettent d'absorber les spreads intra journaliers croissants, liés notamment à la variabilité des prix entre le creux nocturne et les pointes de fin de journée.

Les STEP jouent également un rôle clé pour le lissage de la production photovoltaïque en été qui nécessitent des solutions de stockage sur plusieurs heures que les batteries électrochimiques sont incapables de remplir.

Dans ce contexte, il est urgent de mettre en place une politique plus ambitieuse concernant les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP). Ces infrastructures offrent une flexibilité massive, pilotable et réactive, déjà largement déployée en France, mais encore sous-exploitée au regard de leur potentiel. De plus les STEP apparaissent comme la seule technologie mature et déployable à grande échelle pouvant répondre à des besoins de flexibilité inter hebdomadaire.

Une stratégie plus ambitieuse dédiée à leur modernisation, à leur extension, et à l'intégration de nouvelles installations serait un levier majeur pour garantir l'équilibre du système électrique dans un mix décarboné.

Question 13 – hypothèses européennes

Que pensez-vous des ajustements proposés sur les hypothèses européennes pour la construction et l'étude du scénario « D » ?

Les projections européennes de développement des capacités renouvelables présentent une forte hétérogénéité en termes de réalisme. Les trajectoires annoncées pour l'Espagne, l'Italie ou la Belgique apparaissent globalement cohérentes avec les dynamiques historiques et les capacités industrielles nationales.

En revanche, celles de l'Allemagne et du Royaume-Uni suscitent davantage d'interrogations. L'Allemagne, confrontée à des retards importants sur son réseau électrique et à des signaux de saturation en solaire dès 2025, aura probablement des difficultés à maintenir un rythme aussi élevé que les 15 à 20 GW de solaire par an actuellement envisagés. De même, les hypothèses sur l'éolien terrestre (7 GW/an) et offshore (20 GW sur 5 ans) apparaissent très ambitieuses au regard des tendances récentes et des contraintes industrielles.

Quant au Royaume-Uni, l'objectif d'un déploiement de 30 GW supplémentaires d'éolien en mer d'ici 2030 semble difficilement atteignable dans les délais annoncés.