

## Eléments complémentaires d'analyse économique

L'analyse économique sommaire qui a été réalisée pour déterminer la fourchette de coûts dans laquelle le scénario s'inscrit conduit à **un coût complet final en 2050 entre 75 et 80 milliards d'€/an pour un coût moyen pondéré du capital de 4%**, qui pourrait aller de 70 à 90 milliard d'euros par an (aujourd'hui ce coût complet - production, transmission, distribution (hors taxe) - est évalué à 42 milliards d'€/an).

Sachant que la consommation nette d'électricité pour le territoire métropolitain serait de 730 TWh/an, cela conduit à un coût de l'électricité de 103 à 110€/MWh. À titre de comparaison, le scénario N03 de RTE conduit à un coût de 98€/MWh. La différence principale réside dans le choix du scénario TerraWater de sécuriser l'approvisionnement, que ce soit en base ou en pic, et disposer de +10% (vs. 7%) de productible brute (marge) par rapport aux prévisions de consommation. Il faut souligner que la structure du financement des équipements joue un rôle extrêmement déterminant dans le coût final, propres à renverser complètement les équilibres. C'est une des raisons pour lesquelles nous ne sommes pas, à ce stade, rentrés dans une analyse économique plus approfondie.

**Si la recherche de l'optimum économique n'est pas la priorité du scénario TerraWater, une attention réelle a quand même été portée à ce volet, au nom du critère de solidarité, afin d'en maintenir les coûts dans une enveloppe raisonnable et supportable par les contribuables et les industriels.**

Se faisant, différents éléments viennent influencer à la hausse ou à la baisse le coût final du scénario.



## Hypothèse de cadrage



La principale cible étant la robustesse, cela a conduit à un **surdimensionnement de capacités** afin de garantir en toutes conditions la sécurité d'approvisionnement, augmentant légèrement les coûts, de l'ordre de 2% par rapport à N03.



Le choix de ne pas baser la sécurité d'approvisionnement en conduite normale sur les interconnexions est également un facteur de hausse des coûts, car elle entraîne une recherche **d'autosuffisance des moyens de backup** (+5 G€/an).



Le surcoût net reste faible (quelques pourcents) car le dimensionnement en mode « France isolée » permet de **s'affranchir des coûteux imports d'électricité** (2 G€/an pour le N03, 6 G€/an pour les scénarios M). Ce choix de ne pas reposer sur les imports d'électricité pour la sécurité d'approvisionnement est aussi un facteur de stabilisation des prix de l'électricité en France, l'indépendance du pays en termes d'approvisionnement supprimant l'exposition des consommateurs nationaux aux prix de marché étrangers (qui seront probablement encore longtemps guidés par les prix du gaz).



En conservant **une capacité exportatrice nette**, les recettes d'exports peuvent être maintenues à une valeur de 4 à 5 G€/an, réduisant ainsi le surcoût du système à +3 G€/an.



## Stockage



**Le choix exclusif du pompage-turbinage** pour le stockage (associé aux TAC biomasse pour l'ultime secours) :

- En lieu et place des imports, des gaz de synthèse et des batteries, est un facteur de réduction du coût global du système, car, comme souligné par RTE, les STEP sont des moyens de flexibilité parmi les moins chers disponibles (grâce à leur simplicité, leurs faibles coûts d'exploitation, leur très bon rendement et leur durée de vie).
- Permet de réaliser des économies sur le poste « maintien de la stabilité en fréquence », car elles permettent de se passer de compensateurs synchrones dédiés.
- Fournit une importante capacité de stockage nationale à haut rendement qui permet d'effectuer des arbitrages sur les imports-exports.



## Transport et distribution



La localisation exclusive dans la moitié sud du pays des STEP **nécessitera un renforcement substantiel du réseau de transport** sur son axe nord-sud. Pour en tenir compte, le scénario retient le coût du réseau de transport des scénarios 100% EnR de RTE.



Le choix de continuer à baser l'approvisionnement électrique sur un parc de **grosses unités centralisées** permet de réaliser d'importantes économies sur le réseau de distribution, qui est le plus onéreux.



## Moyens de production



**La prolongation généralisée à 70 ans du parc nucléaire historique** est objet à réduire le coût global du système en différant le besoin de nouvelles capacités de production.



**La construction en grande série des EPR2** est un facteur de stabilisation et de réduction du coût unitaire de ces réacteurs.



La volonté de **supprimer le réseau de distribution de gaz naturel** est un facteur d'économies estimé à 3 G€/an.



Le choix de **limiter l'importation d'ENRi** surtout en deuxième partie de période lorsque la tension sur les marchés de métaux va devenir plus importante, y compris cuivre pour les interconnexions, est un avantage pour la stabilité des prix et leur exposition limitée aux aléas géopolitiques et de marché.

**Malgré ces éléments, établir précisément les coûts d'un système qui n'est pas encore construit est une tâche ardue et hasardeuse. Les hypothèses de coût des différentes technologies, ainsi que les hypothèses sur la structure du financement des infrastructures sont des choix arbitraires dont la validation, ou non, ne pourra être effectuée qu'au moment où ceux-ci se concrétiseront.**

*Une analyse plus détaillée des coûts associés à ce scénario pourra être faite dans une version ultérieure à venir.*

