

**Contribution de Coénove à la consultation publique de RTE
sur le Bilan Prévisionnel 2025
(rte-concerte-bp@rte-france.com)**

Constituée en octobre 2014, l'association Coénove rassemble des acteurs majeurs de l'efficacité énergétique dans le bâtiment, énergéticiens, industriels et organisations professionnelles. En phase avec les ambitions de la France et de l'Europe en matière d'énergie et de climat, Coénove se mobilise pour faire de la baisse des consommations une réalité, en oeuvrant sur la sobriété, l'efficacité énergétique et la massification de la rénovation énergétique. Le développement des énergies renouvelables et plus particulièrement du gaz vert ainsi que des solutions gaz hybrides font également partie des piliers de l'association.

Question 1 – le cadrage de l'étude

Partagez-vous les principaux enjeux et objectifs de l'étude ?

Voyez-vous d'autres enjeux qu'il serait souhaitable d'éclairer grâce au prochain Bilan Prévisionnel ?

En premier lieu, nous notons que si le BP 2023 réalisé par RTE, permet d'atteindre l'objectif FitFor55 à l'horizon 2030, il ne respecte pas le cadrage du SGPE concernant le secteur du bâtiment. En effet, la note n°100 en bas de page 90 du « Volet bâtiment », publié fin décembre 2024, montre un écart estimé de l'ordre de 10 Mt CO₂/an pour atteindre la cible de 2030 du secteur du bâtiment.

- ➔ En conséquence, il nous apparaît indispensable que la mise à jour 2025 explicite clairement si cet objectif du secteur du bâtiment peut être ou ne pas être atteint dans la vision d'électrification massive proposée par RTE et le cas échéant, quels sont les secteurs qui sont amenés à compenser cet écart.
- ➔ Eu égard à l'utilisation faite par les Pouvoirs Publics des résultats du BP 2023 dans le cadrage des projets de SNBC et de PPE, il nous semble important d'être entièrement explicite sur ce point afin d'éclairer au mieux la prise de décision publique.

De plus, le BP 2023 affirme que la méthode « incrémentale à parc adapté », qui repose sur une hypothèse d'équivalence entre la hausse de la consommation de chauffage et celle du productible bas-carbone, doit être considérée comme la méthode de référence pour comprendre l'impact de la mise en place de pompes à chaleur en remplacement de chaudières gaz. Il nous semble que ce raisonnement est fortement discutable et erroné compte tenu :

- 1) de l'absence de corrélation à court et moyen terme entre les rythmes de raccordement des moyens EnR et l'évolution de la demande d'électricité
- 2) et de l'écart flagrant entre le profil de production des EnR intermittentes (solaire, éolien, ...) et celui d'une consommation de chauffage hivernal, cette dernière ne pouvant être couverte par de la production « en bandeau » sans générer d'importantes périodes d'écrêtements et/ou de prix négatifs en dehors de la période de chauffe, ce qui rend ce cas de figure économiquement non pertinent.

La méthode « incrémentale à parc adapté » nous semble donc techniquement et économiquement inappropriée.

- En conséquence, il nous apparaît indispensable de réaliser une analyse technico-économique pour identifier les meilleurs moyens de production à associer à un profil de chauffage hivernal, et tout particulièrement dans le cadre d'un profil de consommation associé à une PAC hybride, celle-ci sollicitant son appoint gaz uniquement en-deçà d'une température (dite « de bivalence alternative ») estimée autour de 0°C par nos adhérents fabricants de pompes à chaleur hybrides.

Enfin, nous avons bien noté les remarques de la Cour des Comptes qui indique à la page 53 de son rapport de mars 2025 sur « Le soutien au développement du biogaz » que :

- « les travaux de RTE ne constituent pas un réel exercice prospectif « inter-énergies » qui appréhenderait les deux vecteurs gaz et électricité de façon consolidée, à l'instar de ce que peuvent faire nos voisins européens. »
 - « à ce jour, aucune étude ne permet d'appréhender la question de l'équilibre optimal des vecteurs énergétiques, c'est-à-dire d'analyser la pertinence de recourir au gaz plutôt qu'à l'électricité pour minimiser les coûts pour la collectivité. »
- En conséquence, nous souhaitons que RTE se rapproche des spécialistes du secteur gazier et des gestionnaires de réseaux de gaz pour mener une étude conjointe, ou, a minima, étudier dans le cadre de son BP 2025 un scénario alternatif à l'électrification massive du bâtiment, sans modification de l'offre de production bas carbone par rapport à son scénario de référence. Outre une part plus importante des chaudières gaz performantes (THPE), ce scénario pourrait notamment comporter une proportion plus grande de PAC hybrides parmi les pompes à chaleur qui s'installent et une proportion de biométhane plus importante.

En effet, la Cour des Comptes indique à la page 31 de son rapport « Le soutien au développement du biométhane » que la Commission européenne a revu à la hausse ses ambitions en matière de production de biométhane dans le cadre du plan REPowerEU. L'objectif européen a ainsi été porté à 35 milliards de m³ d'ici 2030, soit environ 405 TWh PCS, avec une déclinaison pour la France estimée à 76,8 TWh PCS, bien au-delà des prévisions initiales du paquet Fit for 55.

Pour rappel, les opérateurs gaziers dans leur publication « Perspectives Gaz 2024 » ont confirmé la faisabilité d'une trajectoire de 20 % de gaz renouvelables en 2030 (60 TWh) et 40 % de gaz verts en 2035 (120 TWh) puis 100 % gaz verts dans la décennie 2040-2050.

Question 2 – les scénarios

Partagez-vous l'approche proposée d'étudier deux scénarios principaux ? Si non, que proposez-vous ? Partagez-vous les principes de construction du nouveau scénario « D » ? Selon vous, quels principes de construction de ce scénario pourraient être envisagés au-delà de 2030 ?

Dans l'objectif de conforter une véritable approche prudentielle et de garantir avant tout la sécurité d'approvisionnement du pays, il nous semble important que RTE étudie une approche moins « électro-centrée » et plus équilibrée entre les différents vecteurs énergétiques :

- en sortant de la méthode totalement inappropriée dite « incrémentale à parc adapté »,
- en modélisant plus précisément les besoins en termes de chauffage et d'eau chaude sanitaire,
- en prenant mieux en compte les impossibilités techniques et économiques des conversions envisagées,

- en prenant mieux en compte les particularités des zones/territoires peu denses avec un fort besoin de renforcement des réseaux électriques,
- et en simulant la survenance de plusieurs aléas en cumulé (rythme de rénovations, vague de froid intense et prolongée, problèmes systémiques sur le parc nucléaire, ...).

Question 3 – le cadrage macroéconomique

La trajectoire de croissance du PIB retenue dans le cadre favorable du Bilan prévisionnel 2023 (+1,1%/an en moyenne à l'horizon 2035) vous semble-t-elle toujours pertinente comme base pour l'élaboration des scénarios du Bilan prévisionnel 2025 ?

La différenciation des deux scénarios sur la base d'une hypothèse de réindustrialisation vous paraît-elle cohérente avec les narratifs envisagés ? Un rebouclage macroéconomique de cette hypothèse sur la trajectoire de croissance économique vous paraît-il opportun ?

Pas de commentaire.

Question 4 – consommation dans les bâtiments (hors datacenters)

S'agissant des secteurs résidentiel et tertiaire, partagez-vous la proposition d'étudier la même trajectoire d'évolution de la consommation dans les deux scénarios ? Disposez-vous d'éléments qui permettraient de les différencier ?

Il nous semble irréaliste de maintenir la trajectoire du scénario A-Réf dans le scénario A-actualisé et de prendre en compte uniquement un ajustement reflétant le réalisé des années 2024-2025.

- Cette vision qui consiste à « pousser le tas de sable un peu plus loin » en pensant qu'il disparaîtra tout seul n'a aucune réalité de marché. S'agissant en particulier des équipements de chauffage, le marché des pompes à chaleur n'est pas exactement le même que le marché des chaudières gaz, bien qu'ils se recoupent pour partie.
- Pour illustration, concernant les chiffres du BP 2023 sur le sujet du remplacement des chaudières par des systèmes électriques (PAC et Effet Joule) à savoir - 210 000 logements/an entre 2019 et 2030, le rattrapage du retard impliquerait la conversion d'environ - 500 000 logements/an entre 2026 et 2030, ce qui est absolument irréaliste au regard :
 - 1) des flux naturels de remplacement des appareils arrivant en fin de vie, quand bien même les mesures actuelles inciteraient à anticiper leur remplacement,
 - 2) et des contraintes techniques de remplacement des chaudières dans les logements.

Conserver certaines hypothèses peu réalistes risquerait de réduire la crédibilité des travaux menés par RTE et orienterait massivement vers la réparation « au-delà du raisonnable » de vieux appareils et à la conversion vers des solutions « Effet Joule » dont les conséquences seraient à mesurer en termes de pointe électrique hivernale.

Question 5 – consommation des datacenters

S'agissant des datacenters, estimez-vous que les trajectoires devraient être revues par rapport à la trajectoire du Bilan prévisionnel 2023 : par exemple, en vue de rehausser la trajectoire du scénario « A actualisé », soit baisser la trajectoire du scénario « D » ? Au vu des volumes de raccordement évoqués,

partagez-vous l'approche de RTE d'appliquer des prudences, en particulier concernant l'utilisation des puissances de raccordement demandées ? Les annonces du « Sommet pour l'action sur l'IA » de février 2025 vous semblent-elles de nature à rehausser ces perspectives de raccordement (des projets totalisant environ 3 GW ayant déjà été annoncés) ?

Aux opérateurs de datacenters : merci de transmettre à RTE les informations dont vous disposez au sujet du ramp up de vos datacenters : délai entre la mise à disposition de la puissance électrique et l'atteinte d'une puissance nominale ? Cette puissance nominale est-elle différente de la puissance souscrite pour vos installations ? Ces paramètres sont-ils différents pour des centres de données dédiés à l'intelligence artificielle (facteur de charge plus faible, montée en charge plus rapide...) ?

Pas de commentaire.

Question 6 – consommation des transports (hors hydrogène)

Pour la mise à jour du scénario « A », pensez-vous qu'il soit pertinent de maintenir le niveau d'électrification du secteur des transports à l'horizon 2035 étudié dans le cadre du scénario « A-référence » du BP2023, malgré le ralentissement observé sur les ventes de véhicules électriques en 2024 et le resserrement des aides ?

Proposeriez-vous d'autres inflexions relatives au secteur du transport à prendre en compte dans l'un ou l'autre des scénarios ?

Il nous semblerait intéressant de mener quelques travaux complémentaires :

- analyser l'impact de cette électrification sur le pouvoir d'achat des ménages et évaluer en conséquence la possibilité pour ces mêmes ménages d'investir en même temps dans la rénovation de leur logement : isolation du bâti et/ou installation d'un équipement performant (chaudière THPE, PAC, PAC hybride, ...). A cette fin, une analyse du pouvoir d'investissement des ménages, par décile, nous semble nécessaire.
- Par ailleurs, tout comme pour le secteur du bâtiment, l'approche « incrémentale à parc adapté » pose question pour déterminer les émissions de CO₂, même si la mobilité n'est pas un usage saisonnalisé et relativement peu thermosensible : une autre approche légitimée par une optimisation économique devrait être produite.
- Enfin, sur l'impact de la recharge sur la pointe électrique, il semble opportun que la mise à jour du BP 2025 permette une analyse fine des conséquences en termes technique (sécurité d'approvisionnement, émissions de GES et coûts associés, ...) du vendredi de départ en congés des vacances de Noël. Cette journée est réputée être critique puisque toutes les zones scolaires partent en même temps et que le réseau électrique est déjà contraint par le chauffage des bâtiments.

Question 7 – consommation de l'industrie et pour la production d'hydrogène

Que pensez-vous d'une révision à la baisse de l'ordre de 20 TWh à l'horizon 2030 au périmètre de ces deux secteurs pour la mise à jour du scénario « A » (130 TWh versus 150 TWh), et d'une baisse de l'ordre de 40 TWh pour le scénario « D » ?

Aux industriels : Quelles difficultés éventuelles rencontrez-vous dans la mise en œuvre des projets d'électrification ? Pensez-vous que les perspectives d'électrification des feuilles de route de décarbonation se confirmeront et à quelle échéance ?

Pas de commentaire.

Question 8 – flexibilités de consommation

Pensez-vous réaliste de revoir à la hausse l'hypothèse de véhicules dont la recharge serait pilotée en V2G à l'horizon 2030 ?

Partagez-vous l'hypothèse de baisse de la flexibilité des électrolyseurs sur le court terme ?

Il nous paraît très ambitieux de revoir à la hausse l'hypothèse de véhicules dont la recharge serait pilotée en V2G à l'horizon 2030, en l'absence de mécanisme tarifaire rémunérant les propriétaires pour le service rendu.

Concernant la flexibilité des électrolyseurs, il nous semble qu'aucun modèle économique réaliste de développement d'électrolyseur ne permet d'apporter la flexibilité recherchée par RTE, en particulier compte tenu des investissements industriels nécessitant un fonctionnement en continu et des dégradations matérielles que peuvent produire des marches/arrêts sur ce type d'installations.

Enfin, il serait peut-être opportun d'étudier l'impact sur le développement de la flexibilité de la demande des aménagements tarifaires qui permettraient de refléter plus justement le coût de la pointe électrique : introduction d'un tarif de pointe pour les clients au tarif réglementé 3-6 kVA BASE, mise en œuvre dans la tarification dynamique de l'électricité.

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 ?

A l'exploitant – pouvez-vous communiquer toute informations sur le planning d'arrêts des réacteurs, y compris de l'EPR de Flamanville, sur les prochaines années (risques pesant sur les prolongations et sur les derniers contrôles liés à la CSC, impacts des projets CAMOX et d'augmentations de puissance, etc.) ?

Quel volume global cible de modulation annuelle envisagez-vous à l'avenir ? Quelle proportion maximale de ce volume serait mutualisable avec de la modulation pour absence de débouché économique (lorsque le prix marginal est inférieur au coût variable). Si le besoin de modulation pour absence de débouché économique devenait trop important, quel serait le comportement le plus réaliste du parc nucléaire (augmentation de la modulation, maintien de la cible de production nucléaire avec donc un report du besoin de modulation sur les écrêtements de production renouvelable en France et en Europe, autre) ?

Est-ce que l'instruction du dossier de prolongation du parc à 60 ans voire au-delà pourrait conduire à réduire de manière préventive la capacité du parc à moduler ?

En dehors de ces évolutions, quelles hypothèses relatives aux conditions d'exploitation du parc faudrait-il adapter par rapport aux précédentes études ?

Pas de commentaire.

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

5

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 lien établi dans le scénario D entre une moindre électrification et une diminution de la production d'énergies renouvelables est contestable. Cette critique repose sur les arguments que nous avons déjà présentés concernant la méthode « incrémentale à parc adapté ».

Pour rappel, les opérateurs gaziers dans leur publication « Perspectives Gaz 2024 » ont confirmé la faisabilité d'une trajectoire de 20 % de gaz renouvelables en 2030 (60 TWh) et 40 % de gaz verts en 2035 (120 TWh) puis 100 % gaz verts dans la décennie 2040-2050.

Question 11 – parc thermique

Aux exploitants : avez-vous de nouvelles perspectives de fermeture, prolongation de vos moyens de production (durée de vie envisagée, projet de modification du combustible principal, principaux jalons décisionnels) ?

Dans quelles mesures les projets de décarbonation des sites hébergeant certains moyens thermiques pourraient conduire à leur fermeture ? Selon quel calendrier ?

Quelles trajectoires vous sembleraient pertinentes d'étudier sur l'évolution de la capacité installée des cogénérations au gaz (amplitude des risques de fermetures à considérer) ?

A tous : avez-vous des projets de développement de nouveaux moyens de production ne fonctionnant pas aux combustibles fossiles ?

Compte tenu des objectifs du projet de PPE en termes d'injection de biométhane et de la volonté des Pouvoirs Publics d'orienter le biogaz actuellement cogénéré vers l'injection, il nous semble nécessaire d'acter la sortie rapide du parc de cogénération à partir de biogaz, au moins de moitié pour l'horizon 2030.

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 ?

Pas de commentaire

Question 13 – hypothèses européennes

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

Pas de commentaire

Question 14 – hypothèses de coûts

Disposez-vous d'éléments nouveaux permettant de déterminer les coûts réels de fonctionnement de vos moyens de production existants, en particulier ceux à risque de fermeture en l'absence de rémunération capacitaire ?

Batteries - Selon vous, les hypothèses de coûts de développement des batteries devraient-elles être mises à jour depuis le BP2023 ? Quelle taille de batteries prévoyez-vous majoritairement de développer (en nombre d'heures de stock) ?

Thermique – quels sont les coûts des projets de nouvelles centrales thermiques décarbonées, ou de conversion de centrales existantes (CAPEX et OPEX fixes et variables) ? Flexibilités de consommation - Quels coûts préconisez-vous de retenir pour la mise en place des flexibilités de consommation en fonction du gisement mobilisé, des secteurs (industriel, résidentiel, tertiaire) et du type d'effacement (pilotage tarifaire, pilotage dynamique, valorisé de façon implicite ou explicite) ?

Coûts du capital – Comment les évolutions récentes du taux sans risque ont impacté vos coûts de financement ? Dans le cadre précis des projets d'investissement en lien avec le mécanisme de capacité, quel niveau de coût de capital anticipez-vous en fonction de la durée des contrats pluriannuels ? (préciser, par exemple et si pertinent, la structure des financements envisagés, les coûts associés ainsi que les décompositions entre taux sans risque et primes de risque)

Pas de commentaire.

Question 15 – hypothèses de projection des prix des commodités

Prix des combustibles - Vous semble-t-il pertinent de reconduire les hypothèses de prix des combustibles retenues dans le cadre macroéconomique favorable du BP2023 ? Quelles analyses de sensibilités jugez-vous nécessaire d'étudier ?

Prix du CO2 - La différenciation de l'hypothèse de prix du CO2 entre les deux scénarios vous paraît-elle cohérente avec les narratifs envisagés ? Pensez-vous nécessaire d'étudier des analyses de sensibilités supplémentaires sur le prix du CO2, si oui lesquelles ?

Pas de commentaire.

Question 16 – autres hypothèses liées à la projection des revenus

Revenus complémentaires – Selon vos modèles d'affaires, quels revenus perçus sur les autres marchés (e.g., infrajournalier, réserves, services système, chaleur, etc.) seraient à intégrer à l'analyse de rentabilité économique (en €24/kW/an pour vos différents moyens de production et stockage) ?

Aversion au risque – L'hypothèse d'une aversion au risque affectant les anticipations des revenus issus des marchés de l'énergie vous semble-t-elle fondée ? Si oui, validez-vous sa modélisation via l'utilisation d'une CVaR avec un seuil de 90 % ?

Pas de commentaire.

Contact :

Jean-Charles COLAS-ROY, Président de Coénove (jean-charles.colas-roy@coenove.fr)