

Renouvelables : RTE n'exclut pas un coup de frein

Le gestionnaire du réseau français a établi différents scénarios afin de juguler la surcapacité d'électricité

En septembre 2023, lorsqu'il mettait à jour ses travaux prospectifs sur les « futurs énergétiques », le gestionnaire du réseau français de transport d'électricité RTE introduisait un nouveau scénario baptisé « mondialisation contrariée » – la guerre en Ukraine avait commencé quelques mois plus tôt, en février 2022 – mais se voulait rassurant sur la sécurité d'approvisionnement en France. Deux ans plus tard, c'est dans un contexte différent qu'est publiée la nouvelle édition, très attendue, du « Bilan prévisionnel de RTE », mardi 9 décembre, toujours avec 2035 pour horizon.

A l'étranger, les incertitudes économiques et géopolitiques se sont encore renforcées avec la poursuite du conflit mené par la Russie et le retour de Donald Trump à la Maison Blanche, depuis janvier. Dans l'Hexagone, bien loin des craintes de pénuries de courant de l'hiver 2022-2023, la question de la surproduction cristallise désormais les débats. Alors que la consommation d'électricité est atone, des dirigeants politiques de droite et d'extrême droite et des responsables économiques appellent à freiner le développement des énergies renouvelables, décrites comme « inutiles » et « coûteuses ».

Dans ce climat particulier, les travaux de RTE confirment que la France est entrée dans une situation de surcapacité électrique, qui va inévitablement se prolonger au moins jusqu'en 2027 ou 2028. La consommation reste inférieure de 20 térawattheures (TWh) à celle d'avant la pandémie de Covid-19 en raison de gains d'efficacité et de sobriété, et du contexte économique. En parallèle, la production bas carbone a augmenté grâce au rétablissement de la production nucléaire et au rythme plus rapide de déploiement des renouvelables, en particulier du solaire.

« Concilier les intérêts »

Cette abondance d'électricité, que le pays a déjà connue dans les années 1980 ou 1990, ou encore dans les années 2000, a des avantages significatifs : elle entraîne une baisse de prix sur les marchés de gros, favorable aux consommateurs et susceptible d'inciter à l'électrification, et permet de continuer à exporter massivement. Mais elle présente aussi des inconvénients. Elle diminue les marges des producteurs d'énergie, qui pourraient avoir du mal à investir, et renchérit le coût du système électrique. D'un point de vue technique, elle pose de nouveaux défis : plus que la pointe hivernale, ce sont les périodes conjuguant forte production (solaire par exemple) et faible consommation (en milieu de journée) qui deviennent difficiles à gérer et nécessitent de déployer de nouveaux mécanismes de pilotage du réseau.

Pour RTE, il est donc important que la surcapacité ne se prolonge pas au-delà de 2028. « Le système électrique ne peut pas croître de manière pérenne s'il ne concilie pas les intérêts des consommateurs, des producteurs d'électricité et de ceux qui pilotent ce système », explique Xavier Piechaczyk, le président du directoire de RTE.

Comment faire pour en sortir ? RTE dessine deux trajectoires possibles. Dans la première, celle d'une « décarbonation rapide », la France parviendrait à électrifier de nouveaux usages (passer des véhicules thermiques à des voitures électriques, du chauffage au gaz aux pompes à chaleur...), ce qui entraînerait une substitution du pétrole et du gaz par de l'électricité bas carbone, et donc une augmentation significative de la consommation électrique annuelle (de quelque 450 TWh aujourd'hui à 580 TWh en 2035, une estimation révisée à la baisse de 35 TWh par rapport au scénario de référence de 2023). A ce jour, les énergies fossiles représentent encore près de 60 % de la consommation totale d'énergie sur le sol français, et sont les principales responsables du dérèglement climatique.

La seconde trajectoire est celle d'une « décarbonation lente », dans laquelle la demande augmenterait plus tardivement et modestement (505 TWh en 2035), ce qui nécessiterait alors de ralentir le développement de capacités renouvelables pour équilibrer le système.

D'emblée, le gestionnaire du réseau précise que réussir la stratégie d'électrification est « le levier le plus efficace pour décarboner le pays et optimiser les coûts ». Sur les deux trajectoires étudiées, même si celle d'une décarbonation rapide n'est pas « pas la plus probable vu d'aujourd'hui », elle est la seule permettant à la France de tenir ses engagements climatiques dans la prochaine décennie et ferait économiser environ 7 euros par mégawattheure (MWh) par rapport au coût complet du système électrique à l'horizon 2030. Pour autant, pour certains secteurs comme celui de l'automobile, une accélération de l'électrification nécessite un niveau d'aides publiques qui risque de se heurter aux difficultés budgétaires du pays.

Pour RTE, il est important que la surcapacité ne se prolonge pas au-delà de 2028

« Réglage transitoire »

Cette question du coût est particulièrement sensible : le gouvernement a d'ailleurs annoncé, le 3 décembre, le lancement d'une « mission sur l'optimisation des soutiens publics aux énergies renouvelables ». Confiée notamment à l'ex-PDG d'EDF Jean-Bernard Lévy, celle-ci doit rendre des conclusions d'ici à trois mois.

Le scénario de « décarbonation rapide » réduirait par ailleurs d'environ 30 TWh la modulation du nucléaire (le fait que les réacteurs augmentent ou baissent leur production) liée à l'absence

Le bilan prévisionnel appelle les pouvoirs publics à davantage « piloter » le rythme d'électrification

de débouchés économiques. Il s'agit, là encore, d'un sujet de tension dans le débat public, une trop forte modulation pouvant avoir des incidences techniques et financières.

Pour RTE, se remettre sur le cap de cette décarbonation rapide reste possible. De nombreux industriels ont signé des contrats de raccordement au réseau pour un total de l'ordre de 30 gigawatts, qui pourraient entraîner une électrification rapide – même si tous les projets ne se concrétiseront pas. Le rapport appelle également les pouvoirs publics à davantage « piloter » le rythme d'électrification, et non seulement le développement de la production. La publication de deux documents stratégiques en la matière (la programmation pluriannuelle de l'énergie et la stratégie nationale bas carbone) accuse toutefois deux ans de retard.

Au cas où l'électrification ne décollerait pas, faute d'un soutien public suffisant, RTE reconnaît que le rythme de développement

des renouvelables pourrait être revu à la baisse. Le solaire – en particulier les petites installations – et l'éolien terrestre seraient alors les deux secteurs les plus concernés. RTE détaille, là encore, différentes hypothèses : passer d'un rythme annuel de 3,5 GW d'installations solaires à 2,5 GW, et d'1,5 GW d'éoliennes à 0,7 GW permettrait, par exemple, d'abaisser les coûts du système de 2 euros par MWh et réduirait la modulation du nucléaire de 5 TWh.

« Un tel réglage ne peut être que transitoire, puisque nous aurons nécessairement besoin des renouvelables demain pour la décarbonation, et il doit être utilisé avec précaution et proportionnalité pour ne pas risquer de mettre en péril les filières industrielles », précise Xavier Piechaczyk. Les industriels du solaire ont installé 5 GW de capacités en 2024 dans le pays. Comme ceux de l'éolien, ils dénoncent régulièrement les conséquences délétères de politiques de « stop and go » (alternance de coups de frein et d'accélération), et réclament de la visibilité.

« A moyen et long terme », avertit enfin RTE, si la consommation reste toujours modérée, la tendance à une décarbonation lente conduirait également « à remettre en question » des projets plus complexes et plus longs à mettre en place. Comme ceux de grands parcs éoliens en mer mais également ceux de nouveaux réacteurs nucléaires. ■

PERRINE MOUTERDE
ET ADRIEN PÉCOUT