

Alexis Quentin

La RTE a sorti aujourd'hui un rapport avec IEA sur les conditions et prérequis en matière de faisabilité technique pour un système électrique avec une forte proportion de renouvelable à l'horizon 2050.

Outre ce rapport, RTE a mis en ligne les documents relatifs à une consultation publique portant sur 8 scénarios à horizon 2050

Je viens de finir la synthèse du rapport, et le moins que l'on puisse dire, c'est que je ne partage pas l'enthousiasme de certains sur "la faisabilité technique d'un mix 100% ENR" pourtant claironné depuis quelques heures

Le rapport précise que 4 conditions doivent être remplies pour permettre l'intégration d'une très forte part d'ENR dans le mix électrique :

- 1) Stabilité du système électrique
- 2) Sécurité d'alimentation
- 3) Des réserves opérationnelles
- 4) Développement des réseaux

Mais un petit paragraphe a attiré mon attention. Quelle que soit la faisabilité technique, il n'a pas été regardé combien ça coûterait, si ce serait rentable, acceptable socialement. On apprend plus loin que les conséquences environnementales n'ont pas été regardées non plus.

**Le rapport n'examine pas la question de savoir si ces scénarios sont socialement souhaitables ou attrayants ni celle de leur coût et de leur viabilité financière. Ces points seront abordés ultérieurement, sur la base des études menées par RTE en concertation avec les parties prenantes. Même si un ou plusieurs scénarios peuvent sembler techniquement réalisables, toute conclusion sur leur opportunité socioéconomique nécessitera donc une analyse plus approfondie. En outre, le rapport ne compare pas les scénarios dans lesquels la part des EnR est élevée avec d'autres scénarios, que ce soit sur le plan technique ou économique.**

Ces différents éléments devraient venir à l'automne, avec les études plus précises sur les 8 scénarios de RTE.

Premier point donc, la **stabilité du système électrique**. Aujourd'hui, elle est assurée par les rotor des centrales électriques qui tournent de manière synchrone. Quand il y a un soucis, les rotors s'adaptent automatiquement, en

tournant un peu plus vite ou moins vite, et cela permet au système de se rétablir, on parle de "grid forming". Les ENR (comprendre ici éolien et PV) ne fonctionnent pas comme ça.

le système électrique. Contrairement aux centrales classiques, les parcs éoliens et les panneaux photovoltaïques sont reliés au réseau par des convertisseurs de puissance. Or les technologies actuelles des onduleurs ne contribuent pas à l'inertie et ne peuvent participer pleinement à la stabilité du système. Par ailleurs, elles ne sont pas en mesure de générer leur propre onde de tension et dépendent du signal de fréquence donné par d'autres sources de production (comme les centrales conventionnelles) pour fonctionner correctement : elles sont dites « grid-following ».

La plus forte part de grid Following par rapport au grid forming va avoir besoin de solutions. Le rapport précise qu'il existe des solutions à différents stades de maturité, certaines étant encore au stade de la R&D, en tout cas pas déployées à grande échelle.

Le rapport précise aussi qu'il faudra mettre en place des nouveaux outils de régulations et de réglementation. Un point d'attention est cependant donné sur les scénarios à forte part de PV, car il y aurait un impact fort sur les réseaux de distribution. Donc en synthèse :

1. Il existe désormais un large consensus scientifique sur la stabilité théorique d'un système électrique sans moyen de production conventionnel.
2. Néanmoins, 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. Accélérer l'innovation technologique et passer au stade de la démonstration des solutions à plus grande échelle est donc nécessaire.
3. 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 pour stabiliser le système dans une utilisation à plus grande échelle.

Donc même si, en théorie, on sait faire, dans les faits les solutions à grande échelle ne sont pas disponibles commercialement. Donc, aujourd'hui, cette condition n'est pas satisfaite.

Le second critère parle de **sécurité d'alimentation**, à savoir comment gérer l'intermittence de production, étant donné qu'on exploite l'hydraulique presque à son maximum. Jusqu'en 2035, suivant la PPE, il ne devrait pas y avoir de

problème. Pour après ...

Plusieurs solutions proposées :

- 1) des nouvelles unités de pointe, fonctionnant aujourd'hui au gaz fossile mais devront demain fonctionner à l'hydrogène ou au biogaz (ben oui, sinon on n'est plus dans le renouvelable).
- 2) Des installations de stockage à grande échelle : batteries, STEP, P2G2P.
- 3) Flexibilité de la demande, c'est-à-dire capacité d'effacement et pilotage intelligent de la conso
- 4) plus d'interconnexion.

Le point central du rapport sur ce thème, c'est vraiment la flexibilité de la demande, en particulier sur les véhicules électriques. Par contre, les véhicules électriques, c'est du grid follower, il faudra faire d'autant plus attention à la stabilité du réseau.

Autre point, celui des coûts. Arrêtez de nous bassiner avec les LCOE plus faible des ENR car elles ne prennent pas en compte tous les paramètres. La Cour des Comptes le disait aussi dans son rapport sur la filière EPR.

La nécessité de compléter les EnR variables avec des centrales électriques de pointe, du stockage, une gestion étendue de la demande et une forte interconnexion via le réseau de transport a d'importantes implications en matière de coûts. Ce type d'analyse n'entre pas dans le cadre de ce rapport et sera réalisé à un stade ultérieur du processus dans le cadre de l'étude des futurs scénarios à 2050 de RTE. Néanmoins, le présent rapport souligne que toute évaluation future devra se concentrer sur les coûts globaux du système plutôt que sur des indicateurs tels que le coût moyen de l'électricité par technologie (LCOE), car ceux-ci ne tiennent pas compte des coûts environnants pour assurer la sécurité d'alimentation et les autres exigences techniques. L'AIE et RTE estiment que tout chiffrage économique devra ainsi prendre en compte l'ensemble des coûts associés à une part élevée d'EnR, dont ceux liés au stockage, à la flexibilité de la demande et au développement des réseaux.

Donc le "l'éolien est moins cher au MWh ou le solaire est moins cher au MWh", il faudra peut-être les réviser. Ces scénarios posent aussi des questions industrielles : " il est nécessaire de s'intéresser à la maturité de ces solutions [batteries, smart grid, hydrogène] et de vérifier qu'elles ont le potentiel d'être déployées à grande échelle dans les délais escomptés." Voilà, c'est dit. Le dernier paragraphe se passe de commentaires :

Enfin, ces flexibilités soulèvent elles-mêmes des enjeux environnementaux (par exemple, sur l'utilisation des sols et la criticité des matériaux qu'elles utilisent), et sociétaux (en particulier sur leur acceptabilité, que ce soit pour la généralisation de flexibilité de la demande au sein des logements ou pour le déploiement d'infrastructures comme les électrolyseurs et les interconnexions). Cette analyse environnementale et sociétale doit être menée au périmètre de l'ensemble du système, en intégrant toutes les sources de flexibilité.

En synthèse, on est loin des solutions sur étagères. On n'a pas le cul sorti des ronces.

1. Pour atteindre des parts élevées d'éolien et de solaire photovoltaïque (de l'ordre de 50 % à partir de 2035 en France), des unités de production de pointe, des installations de stockage de combustibles de synthèse à grande échelle et/ou une grande flexibilité de la demande seront nécessaires.
2. Au lieu de s'appuyer sur des indicateurs comme le LCOE, les évaluations futures du coût des différentes alternatives considérant des parts élevées d'éolien et de photovoltaïque devront se concentrer sur les coûts complets du système, en intégrant ceux des sources de flexibilité, de réseau et d'équilibrage.
3. Des avancées importantes devront intervenir dans les prochaines années pour faire passer certaines sources de flexibilité à un déploiement à l'échelle industrielle, par exemple la flexibilité à grande échelle des véhicules électriques ou de la production de carburants synthétiques (avec le power-to-hydrogen ou le power-to-gas) et le stockage.

La troisième condition porte sur les **réserves opérationnelles**, celles qu'on peut activer en cas de problèmes réseau pour éviter les black out. Sur ce point là, pas grand chose à dire, on est déjà pas mal, à part que...A part que les ENR pourraient être sollicitées pour faire partie de la réserve, mais pour ça, il faudrait qu'on sache exactement qui produit quoi, et ce n'est pas le cas.

Bref, ici pas grande inquiétude, on sera surtout sur de l'adaptation réglementaire. Et puis la transparence c'est bien je trouve :

1. L'intégration de grands volumes d'énergie éolienne et photovoltaïque nécessite une action spécifique pour faire face aux incertitudes et à la nature décentralisée des EnR variables. Cela aura une incidence sur le dimensionnement et l'utilisation des réserves opérationnelles.
2. Les méthodes de prévision doivent être améliorées. Des travaux sont déjà en cours pour optimiser les processus d'équilibrage au niveau international.
3. Au cours des dix prochaines années, des améliorations réglementaires seront nécessaires pour tenir compte de l'évolution du mix énergétique. Celles-ci devraient permettre de recourir à la flexibilité des parcs éoliens, des panneaux photovoltaïques et des véhicules électriques, et d'établir les exigences s'appliquant aux nouveaux parcs ainsi qu'aux parcs rénovés pour garantir que le système électrique dispose d'une capacité de réserve suffisante.

Dernier critère : **Développement des réseaux électriques.** Il faudra fortement adapté le réseau mais une partie des investissement est déjà prévu. Un mur d'investissement de 50 milliards. Sauf qu'ici le mur d'investissement n'est pas considéré comme un obstacle, mais comme une opportunité, bizarrement.

Revenons à nos moutons, il y a deux réseaux principalement, un 225kV-400kV, et un 63kV-90kV.

Pour le premier pas de soucis d'après le rapport. Ce réseau, construit pour le parc nucléaire historique, sera toujours là et n'aura pas besoin de beaucoup d'adaptation. Le second lui devra être repensé d'ici 2050 mais ça risque d'être coton d'un point de vue acceptabilité sociale.

Leur acceptabilité par les riverains et leur impact sur les coûts seront des facteurs clés dans la mise en œuvre des évolutions structurelles du réseau de transport d'électricité. Un système électrique avec une part très élevée d'énergies renouvelables s'accompagnerait d'une plus grande empreinte territoriale des réseaux (s'ajoutant à celle des unités de production), alors que la résistance locale aux adaptations du réseau de transport d'électricité est parfois forte, même lorsque la part d'éoliennes est faible et que les renforcements du réseau sont moindres au regard de ce qui serait nécessaire pour atteindre les objectifs de la transition énergétique. Si les coûts ne semblent pas actuellement être le point de discussion le

A part ça, il n'y a pas ici de grosse incertitude d'arriver aux fins voulues, à condition d'y mettre les moyens financiers (mur d'investissement) :

1. En France, le réseau public de transport actuel constitue une bonne ossature sur laquelle s'appuyer. Il ne risque pas de devenir un facteur limitant pour l'intégration des EnR dans les années à venir si des adaptations ciblées sont mises en œuvre. Pour augmenter encore la part des EnR, des adaptations de la structure du réseau de transport d'électricité sont nécessaires, mais restent limitées par rapport au rythme de développement du réseau au 20e siècle.
2. Au-delà de 2030, une extension, un renforcement et une restructuration en profondeur du réseau seront nécessaires pour atteindre des parts élevées d'EnR. Compte tenu du temps nécessaire pour consulter les parties prenantes et obtenir les autorisations, ces développements doivent être planifiés rapidement et décidés dans les années à venir.
3. L'adhésion de la population à l'adaptation du réseau de transport constitue un facteur clé pour permettre le développement de l'éolien et du photovoltaïque. La planification spatiale de cette adaptation (par exemple, pour raccorder les réseaux offshore) et l'utilisation de sources de flexibilité sont autant de solutions pour accompagner cette transformation.
4. L'établissement d'un système de régulation et de financement efficace pour permettre d'engager les investissements nécessaires au développement des réseaux électriques en recherchant le consentement des populations locales, doit constituer une priorité pour les pouvoirs publics.

En synthèse, sur les 4 critères, les deux derniers ne posent pas spécialement de problème. Pour le 2e critère, il y a encore besoin de démonstration industrielle sur les solutions de stockage, quand on a une solution théorique, on ne sait pas si ça fonctionnera à grande échelle. Comme un médicament qui marcherait in vitro mais dont on ne sait pas s'il fonctionnera in vivo. Toute ressemblance avec une situation déjà existante, tout ça ..

Bref, bien loin de montrer la faisabilité technique d'un mix à forte pénétration ENR (sans même parler d'un 100%), le rapport montre surtout les étapes à franchir, dont on ne sait pas encore si elles pourront l'être. Et surtout, qui n'ont pas été étudiées au plan économique, social, et environnemental, soit juste les trois piliers du développement durable.

C'est tout pour moi.