Consultation publique sur les hypothèses d'offre à l'horizon 2035 du Bilan prévisionnel 2017

Contribution de : Etienne BEEKER, France Stratégie

Préambule

La loi fixe deux objectifs principaux en ce qui concerne l'offre d'électricité :
- 50% de nucléaire en 2025
- 40% ENR en 2030

Le fait que les deux dates soient écartées de cinq ans pose un problème de bouclage de l'offre dans cette période. Je n'y vois pas de solution, hormis la construction de centrales fossiles qu'il conviendra de déclasser ensuite et qui ne pourront être rentabilisées que sur cette durée.

3 Éléments de cadrage

Question 1. Avez-vous des remarques sur ces éléments de cadrage ? Voulez-vous proposer des éléments complémentaires ?

L'introduction d'un volet économique renforcé du Bilan prévisionnel est une très bonne chose.

Peut-être auparavant serait-il intéressant d'évaluer le domaine de réalisabilité des scénarios selon divers critères qui ne sont pas seulement économiques :
- le coût maximum « raisonnablement » supportable, d'un point de vue financier, social, macroéconomique
- la nature des mix électriques des pays limitrophes est déterminante, ainsi que les capacités d'interconnexion
- l'acceptabilité de l'installation des ENR, mais également des nouvelles lignes THT

Les besoins en renforcements de réseau ne sont pas évoqués alors que le développement de la production décentralisée a montré combien ils étaient nécessaires et que les coûts en jeu sont souvent d'un ordre de grandeur loin d'être négligeable (c'est un des principaux défis auxquels fait face l'Allemagne dans son Energiewende, principalement pour des raisons d'acceptabilité des ouvrages). Ces coûts devraient être intégrés dans l'évaluation économique.

Question 2. D'autres analyses vous sembleraient-elles nécessaires sur la base des scénarios de mix de production envisagés à l'horizon 2035 ? Pouvez-vous préciser lesquelles ?

La façon dont les installations ENR sont financées (par exemple de manière participative) parait être moins déterminante pour les capacités qui seront installées que les mécanismes de soutien qui seront en place (appels d'offre, guichets ouverts, …).

L'autoconsommation semble plébiscitée par les Français, mais elle n'est pas encore réellement encadrée réglementairement. La future structure du TURPE, ainsi que l'éventuel accès des consommateurs aux prix de marché en temps réel, souhaité par la CE dans le dernier « Clean Energy Package », auront un fort impact sur son niveau de développement.

4 Principes de construction des scénarios de mix à l'horizon long-terme

Question 3. Partagez-vous les principes de construction des scénarios décrits ci-dessus ? Pouvez-vous indiquer, le cas échéant, vos propositions en matière de représentation de telle ou telle filière ou vos propositions en matière de modélisation ?

Dans l'ensemble oui.

Sur la modélisation, certains travaux (comme ceux de DRD d'EDF) ont montré que le pas horaire ne suffisait pas pour vérifier l'équilibre offre-demande et qu'il fallait travailler à une maille infra-horaire pour prendre en compte les besoins en services système et réserve tertiaire. Votre consultation ne parle (page 4) que d'une maille horaire. La modélisation sur une période de plusieurs années avec un pas de temps très fin devient bien sûr très complexe, voire impossible, mais une solution ne serait-il pas d'évaluer le bouclage pour certaines périodes jugées a priori tendues grâce à des modèles plus fins (journaliers ou hebdomadaires) ?

Pour les filières pilotées par les volumes, la réponse à la question 1 s'applique (réalisabilité technique).

Pour les choix ne relevant pas de la « pure rationalité économique » au niveau microéconomique (autoconsommation), analyser l'impact d'une évolution réglementaire qui favoriserait celle-ci au niveau macroéconomique.

Le power-to-gas est identique à un usage industriel puisqu'on fabrique du gaz de synthèse et devrait être traité dans la partie demande de cette consultation publique. Il pourrait être ainsi comparé aux autres usages potentiellement en compétition pour profiter de kWh à bas prix.

Plus généralement, le stockage serait à la fois à traiter dans la partie demande et la partie offre, mais aussi dans une partie « réseau », qui n'est pas traitée dans cette consultation, puisqu'il peut être une alternative au renforcement de celui-ci.

5 Perspectives de développement des filières de production

Question 4. Proposez-vous d'autres références externes de coûts de combustibles et de CO2 ?

Les scénarios de l'AIE n'apparaissent pas assez contrastés. Le prix du baril est de 50$ environ depuis 2 ans et c'est inférieur à votre hypothèse basse. Les découvertes de champs gaziers se multiplient. Je retiendrai (en reconnaissant que ce sont des estimations personnelles) :

	Bas	***Référence***	***Haut***
Gaz (€/MBtu)	6	10	15
Charbon (€/t)	40	60	80
Pétrole (€/baril)	50	80	120

La biomasse est une ressource limitée qu'il faut traiter comme telle (stock) et non par les prix. Son usage est controversé, y compris chez les grands exportateurs (Canada, USA, …).

Les prix des énergies fossiles et du CO2 ne sont pas forcément corrélés car on ne sait pas quelle va être la politique climatique des autres pays, à commencer par les deux plus grands émetteurs mondiaux : USA et Chine.

Question 5. Êtes-vous d'accord pour retenir :
- une hypothèse basse de capacité minimale d'éolien terrestre en 2035 de 26 GW et
- une hypothèse haute de capacité minimale d'éolien terrestre en 2035 de 52 GW ?

Oui.

Question 6. Êtes-vous d'accord avec les hypothèses de coûts proposées pour la filière éolienne terrestre ?

Oui, sachant que ce coût (LCOE) sera de moins en moins déterminant dans les choix d'investissement par rapport aux coûts d'intégration qui vont aller croissant avec le nombre de machines installées.

L'acceptabilité, qui ira en diminuant selon que ce nombre augmentera, ne peut se quantifier économiquement, mais est sans doute à intégrer dans les paramètres.

Question 7. Êtes-vous d'accord avec des hypothèses de capacités installées à l'horizon 2035 comprises entre 3,5 et 9,5 GW d'éolien en mer posé, et comprises entre 0,1 à 2,1 GW d'énergies marines ?

Question 8. Compte tenu du caractère émergent de ces filières, quels délais moyens de réalisation préconisez-vous de retenir pour l'éolien en mer posé et les énergies marines ?

Les derniers appels d'offre en Allemagne ont révélé des coûts très bas pour l'éolien offshore (moins de 55 €/MWh, raccordement non compris). Si les projets sont menés à bien et confirment ces valeurs, il convient d'être plus optimiste pour le maximum (et de retenir par exemple 15 GW). Les délais de mise en œuvre dépendront des opérateurs retenus en France.

Les expérimentations dans l'hydrolien ne sont toujours pas probantes, ce qui ne laisse pas voir de développement avant 2035 (maximum : 0,01 GW).

L'éolien flottant en est encore au stade expérimental. Tant que les sites pour l'éolien posé ne sont pas saturés, il n'y a pas de raison de développer des installations autres qu'expérimentales (maximum : 0,1 GW).

Question 9. Êtes-vous d'accord avec les hypothèses de coûts proposées pour l'éolien en mer posé, l'éolien flottant et l'hydrolien marin ?

Un calcul de LCOE, réalisé avec vos hypothèses aboutit un coût de 150€/MWh pour l'éolien posé. J'ai retenu 3000h/an, un chiffre qui circule, mais RTE aurait pu fournir cette hypothèse qui est très dimensionnant pour la filière (non seulement le LCOE diminue, mais également les coûts d'intégration car l'intermittence diminue). Ce coût de 150€ est bien au-delà des résultats de l'appel d'offre allemand déjà cité (moins 55 €/MWh, mais avec un taux d'actualisation vraisemblablement inférieur et un facteur de charge plus élevé).

On peut en déduire le coût d'investissement à retenir (sans doute autour de 3000 €/kW), coûts de raccordement compris.

Question 10. Êtes-vous d'accord de supposer :
- un volume minimal de PV au sol compris entre 3 et 23 GW,
- un volume minimal de PV sur toitures industrielles compris entre 14 et 18 GW,
- un volume minimal de PV sur toitures résidentielles compris entre 3,4 et 7,4 GW ?

Oui, sauf pour le volume minimal de PV sur toitures industrielles **: 3 GW au lieu de 14 GW**

Question 11. Êtes-vous d'accord avec les hypothèses de coûts proposées pour le solaire photovoltaïques ?

Oui.

Question 12. Pour les installations de PV sur toitures (industrielles et résidentielles), selon vous, quelles sont les sources d'information à considérer, les hypothèses et les données à prendre en compte pour ajuster la capacité développée, par exemple de façon non exhaustive, les phénomènes de développeurs précurseurs (early-adopters), l'existence d'asymétrie d'information sur la rentabilité attendue ou les difficultés de financement ?

Comme dit supra, la future structure du TURPE ainsi que l'éventuel accès des consommateurs aux prix de marché en temps réel auront un fort impact sur le développement de l'autoconsommation. Les coûts du PV sur toiture devront alors être comparés au prix de marché quand il y a du soleil (et sont en général assez bas) et non plus au tarif, ce qui devrait être moins incitatif.

Question 13. Êtes-vous d'accord avec les hypothèses de capacités et de coûts proposées pour la filière hydraulique ?

Question 14. Compte tenu de l'absence de mise en service récente en France, quel délai moyen de réalisation préconisez-vous de retenir une STEP ?

Je n'ai pas de compétences sur le sujet.

Question 15. Êtes-vous d'accord avec les hypothèses de capacité pour les bioénergies ?

Je trouve ces valeurs trop élevées :
- pour le bois, maximum 1500 MW au lieu de 2400 MW
- pour le biogaz, maximum 1000 MW au lieu de 1500 MW

Comme dit supra, la biomasse est une ressource limitée qui doit être gérée comme un stock qu'il convient d'exploiter au mieux.

Question 16. Êtes-vous d'accord avec les hypothèses de coûts proposées pour les filières de bioénergies ?

Les coûts d'exploitation pour le bois énergie me semblent extrêmement faibles (15€/MWh) s'ils comprennent la ressource (ce qui a l'air le cas pour le biogaz).

Question 17. Avez-vous des remarques sur ce cadrage concernant la filière nucléaire ? En particulier, quelles variantes proposez-vous d'étudier ?

Comme dit en introduction, l'étude des deux scénarios ainsi que deux variantes est pertinente. Elle pourrait être avantageusement complétée par l'évaluation du domaine de réalisabilité techniquement raisonnable des scénarios.

Des travaux ont déjà été entamés sur certaines tranches participant au grand carénage. Une étude fine doit être faite, tranche par tranche, en collaboration avec l'exploitant pour apprécier d'éventuels coûts échoués et ne plus considérer les investissements de grand carénage comme un bloc dont on répartit les coûts sur l'ensemble des tranches en exploitation.

Question 18. Êtes-vous d'accord avec les hypothèses de coûts proposées pour la production nucléaire de 2ème génération et de 3ème génération ?

Un calcul de LCOE, avec vos hypothèses, un WACC de 9% et un facteur de charge de 7000 h/an aboutit à :

- 45 €/MWh pour la production nucléaire de 2ème génération, ce qui parait un peu élevé mais pertinent
- 105 €/MWh pour la production nucléaire de 3ème génération, ce qui parait élevé pour des réacteurs de série. Une valeur comprise entre 80 et 90€/MWh en 2017 apparaîtrait plus pertinente.

EDF a annoncé des coûts de 70 €/MWh pour le nouveau nucléaire, et cette valeur pourrait être retenue dans l'un des scénarios.

Question 19. Considérez-vous que la production de l'ensemble du parc thermique à flamme doive être contrainte par un volume global d'émissions de CO2 à l'horizon 2035 ?

La sécurité d'approvisionnement, la fourniture de back-up et de flexibilité doivent également être prises en compte.

Question 20. Quelle valeur proposez-vous de retenir sur la part du biogaz injecté dans le réseau de gaz à l'horizon 2035, afin d'en tenir compte dans le calcul des émissions de CO2 du secteur électrique ?

Très faible (moins de 1%).

Question 21. Êtes-vous d'accord pour une capacité minimale installée de CCG de 1,2 GW ?

Cette valeur est un peu faible, je la doublerais à 2,4 GW.

Question 22. Êtes-vous d'accord avec les hypothèses proposées pour les cycles combinés au gaz ?

Oui.

Question 23. Êtes-vous d'accord avec les hypothèses retenues pour la filière charbon ?

Je n'ai pas de compétences sur le sujet.

Question 24. Êtes-vous d'accord avec l'hypothèse d'un parc de centrales à cogénération au gaz compris entre 3 GW et 12 GW à l'horizon 2035, soit environ 0,75 à 3 fois le parc actuel ?

Non. L'hypothèse haute est trop élevée et je retiendrais 3 à 5 GW.

Question 25. Êtes-vous d'accord avec les hypothèses de coûts proposées pour les centrales à cogénération au gaz naturel ?

Question 26. Êtes-vous d'accord avec les hypothèses relatives aux turbines à combustion ?

Je n'ai pas de compétences sur le sujet.

Question 27. Proposez-vous d'autres sources sur le gisement et le coût des effacements ?

Je n'en vois pas.

Question 28. Êtes-vous d'accord avec les gisements et les coûts proposés pour les différents types d'effacements ?

Je n'ai pas de compétences particulières sur le sujet mais on peut imaginer que les technologies numériques évoluent avant 2035 et qu'un signal prix temps réel soit transmis aux consommateurs avant cette date, ce qui augmentera notablement la capacité d'effacement (voir ma contribution au volet « Demande » de votre consultation).

Question 29. Êtes-vous d'accord avec les hypothèses proposées pour les batteries ?

Avec un BMS, les coûts en €/kWh sont vraisemblables. Que représentent les coûts en €/kW pour une batterie Li-Ion (puissance de charge, de décharge ?).

Question 30. Êtes-vous d'accord avec les hypothèses proposées pour la filière power-to-gas ?

Question 31. Compte tenu du caractère émergent de cette filière, quel délai moyen de réalisation préconisez-vous pour une installation de power-to-gaz ?

Comme dit supra, le power-to-gas est semblable à un usage (on fabrique du méthane de synthèse) et devrait être traité dans la partie demande de cette consultation publique. Le coût du méthane de synthèse produit pourrait être ainsi comparé au prix de marché du gaz naturel (éventuellement chargé en CO2). Il pourrait également être comparé aux autres usages potentiellement preneurs de kWh à bas prix.

France Stratégie a publié une note sur le sujet de l'hydrogène dont les conclusions sont franchement négatives et à laquelle vous pouvez vous reporter[1]. Les expérimentations Myrte (évaluée dans cette note) et Jupiter (plus de 20 M€ affichés pour 1 MWe en entrée) révèlent des coûts extrêmement élevés pour le service de stockage rendu ou le gaz produit.

Les hypothèses que vous proposez nous paraissent donc trop optimistes. En particulier, un rendement de conversion de l'électricité vers le gaz de 75% relève encore de la spéculation.

Pour ces raisons, nous ne voyons pas de déploiement de cette technologie avant 2035.

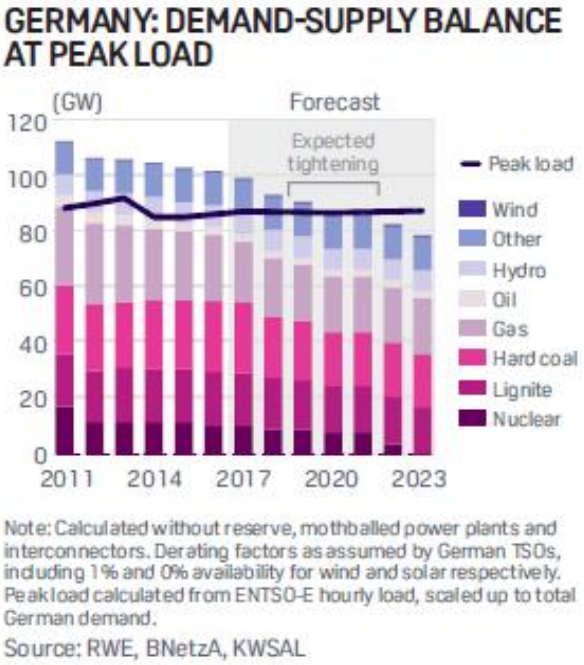
Question 32 (Interconnexions). Avez-vous des remarques sur ces hypothèses ?

Je n'ai pas de compétences sur le sujet.

[1] « Y-a-t-il une place pour l'hydrogène dans la transition énergétique ? » France Stratégie, août 2014, http://www.strategie.gouv.fr/publications/y-t-une-place-lhydrogene-transition-energetique

Question 33. Avez-vous des suggestions complémentaires sur la prise en compte des parcs étrangers ? Notamment, quelles études ou données proposez-vous d'utiliser ?

L'Allemagne est le pays à regarder de près car le pays doit déclasser avant 5 ans ses dernières tranches nucléaires et prévoit de démanteler son parc charbon. Des données publiées début mars 2017 par les TSO (Tennet, Amprion, TransnetBW and 50Hertz) montrent que les marges seront de 3.5 GW l'hiver prochain, mais tomberont à 1.5 GW un an après, puis à 1.1 GW pendant l'hiver 2019 pour devenir négatives après 2021 :



Note: Calculated without reserve, mothballed power plants and interconnectors. Derating factors as assumed by German TSOs, including 1% and 0% availability for wind and solar respectively. Peak load calculated from ENTSO-E hourly load, scaled up to total German demand.

Source: RWE, BNetzA, KWSAL