



Avis

Perspective de la demande française d'électricité d'ici 2050

10 mars 2021

La consommation annuelle d'électricité en France a été d'environ 470 TWh, décarbonée à plus de 90% ; dans le même temps, les consommations de pétrole et de gaz naturel ont été respectivement d'environ 900 TWh et 450 TWh. L'électricité ne représente aujourd'hui que le quart de la consommation d'énergie. Les seules économies d'énergie ne suffiront pas à sortir du pétrole et du gaz naturel : comme le prévoient également l'Allemagne¹ et la Grande-Bretagne², le recours à l'électricité en France devra croître significativement pour se substituer aux consommations de pétrole et de gaz. Diverses estimations récentes sous-estiment cette croissance. Or des anticipations erronées affecteraient la sécurité de notre approvisionnement énergétique et la vie quotidienne des français ; les impacts sur le coût de l'électricité et des énergies en général, et sur la compétitivité de notre économie seraient majeurs. Dans cet avis, l'Académie des technologies propose une évaluation raisonnable de la demande d'électricité en 2050. Elle rappelle que le système électrique européen sera plus fragile dans les prochaines années. Elle propose quelques principes pour le choix des données économiques à retenir dans les optimisations. A partir de ces éléments, elle souligne quelques points clefs de la conduite du changement du système électrique.

1. Des tendances lourdes

Après économies d'énergie (50 % des consommations actuelles selon un objectif ambitieux), et en faisant l'hypothèse d'un potentiel de bioénergies de 425 TWh (jugé optimiste dans la Programmation pluriannuelle de l'énergie ; les bioénergies représentent actuellement 180 TWh) la demande d'électricité (470 TWh actuellement) pourrait aller de 730 TWh à plus de 840 TWh en 2050 si l'on intègre un doublement de la demande d'hydrogène par rapport à son niveau actuel (annexe 1). La demande d'électricité sera encore plus élevée si la part des renouvelables intermittents est élevée, et celle du nucléaire faible ou nulle. En effet un mix dominé par des énergies intermittentes nécessite un stockage important de méthane ou hydrogène, puis une conversion en électricité (*Power-to-Power*) ; le médiocre rendement de cette chaîne pèse sur le besoin primaire en électricité. Le développement de la géothermie ou du solaire thermique ne modifieront pas significativement la nécessité d'accroître le recours au vecteur électrique.

En outre, la sortie du pétrole et du gaz naturel ne se fera pas « TWh pour TWh ». L'électrification d'une partie des usages permet de réduire la consommation d'énergie finale grâce au rendement élevé de certains processus électriques. *A contrario*, pour d'autres usages, il faudra développer des carburants de

¹ L'Allemagne anticipe un quasi-doublement de sa consommation annuelle d'électricité en 2050 ; elle atteindrait 1 000 TWh – Académies Leopoldina et acatech et Fédération des Académies régionales - Coupling the different energy sectors – Options for the next phase of the energy transition – Août 2018.

² Selon le Gouvernement britannique, la consommation annuelle d'électricité devrait doubler d'ici 2050 - The Energy White Paper - Powering our Net Zero Future - Presented to Parliament by the Secretary of State for Business, Energy and Industrial Strategy - December 2020.

synthèse liquides ou gazeux à partir d'hydrogène produit par électrolyse et de gaz carbonique. Une composante importante de la transition énergétique pour atteindre le « zéro émission nette » de gaz à effet de serre (ZEN) sera donc le couplage intersectoriel, qui conduira à utiliser de l'électricité pour décarboner les usages actuels d'hydrocarbures. Or les rendements des processus de production de carburants de synthèse à partir d'électricité ne dépassent que rarement 40 %. Les conséquences du couplage intersectoriel sur la demande totale d'électricité doivent être prises en compte.

Pour dimensionner un système électrique avec une forte proportion d'énergies intermittentes, un autre paramètre essentiel est la puissance appelée à la pointe ; elle a dépassé en France 100 GW en 2012, et elle était de 89 GW dans les conditions climatiques fréquentes de début janvier 2021. Cette puissance est déterminante pour fixer les volumes de stockage d'énergie nécessaires pour passer les périodes peu ventées ni ensoleillées et pour dimensionner les réseaux. On peut admettre qu'une meilleure gestion de la demande grâce notamment à des signaux tarifaires pertinents, une plus grande efficacité des moyens de chauffage et le développement de marchés de capacité permettront de contenir la croissance de la pointe en deçà de la croissance de la demande moyenne ; elle pourrait cependant atteindre, voire dépasser 130 GW d'autant que les pompes à chaleur directes, même si elles permettent une réduction de la consommation, connaissent une chute de rendement aux basses températures.

Les hypothèses de la Stratégie nationale bas carbone (SNBC - 630 TWh en 2050) sont trop basses. En outre des marges importantes doivent être prises en compte, d'autant plus que l'horizon est lointain et incertain. Ces marges devront être révisées au fur et à mesure qu'on s'approchera de l'objectif. Cependant une planification fondée sur des objectifs trop bas engendrera des risques sur la sécurité et le coût de l'approvisionnement énergétique.

Recommandation 1 : Préparer une forte croissance de la production d'électricité

La sortie du pétrole et du gaz naturel va nécessiter une croissance de la production d'électricité de 55 % à 85 %.

La pointe augmentera de plus de 30 %.

Les hypothèses à long terme concernant les moyens de production et les réseaux doivent prendre des marges pour ne pas risquer de contraindre la disponibilité et le coût de l'énergie.

2. La construction d'hypothèses de coût

Certaines études récentes³ projettent une décroissance régulière du coût d'investissement des énergies renouvelables intermittentes. Il est vrai que ces énergies ont connu d'importantes réductions de coûts ces vingt dernières années ; mais des extrapolations à des horizons lointains et sans asymptote sont discutables. En outre les études publiées ne prennent pas généralement pas en compte les coûts induits pour le renforcement des réseaux.

Il en va de même pour les hypothèses de coûts d'un nouveau nucléaire : elles ne peuvent se fonder sur le seul coût de réalisation d'unités prototypes comme les EPR finlandais et français, alors que l'écosystème d'approvisionnement avait disparu et que l'expérience de conduite de grand projet s'est perdue (pas de construction pendant quinze ans)⁴.

Il conviendra d'être particulièrement sensible à l'anticipation du coût des moyens de stockage et de conversion d'énergie (*Power-to-Power*). Ces moyens sont indispensables pour garantir la fourniture d'électricité (énergie consommée mais aussi puissance appelée) lorsque les énergies intermittentes produisent peu ce qui peut durer plusieurs jours voire semaines consécutives ; les ordres de grandeur des

³ CIRED – *How sensitive are optimal fully renewable power systems to technology cost uncertainty?* https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=3592447 - Mai 2020.

⁴ OECD NEA - *Unlocking Reductions in the Costs of Nuclear: A Practical Guide for Stakeholders* - <https://bit.ly/3b1TF1>

capacités à installer peuvent dépasser 80 GW pour satisfaire les pointes, avec des facteurs de charge très faibles et donc des coûts élevés⁵.

Certains scénarios à forte composante d'énergies variables et diffuses posent des problèmes délicats de stabilité du réseau électrique. Leur solution est hypothétique ; il convient de définir les étapes technologiques permettant de lever les incertitudes et de s'assurer des validations.

Comme le propose RTE de multiples scénarios doivent être investigués ; il ne faudra cependant pas que les décisions soient prises au seul vu de simulations économiques nécessairement très incertaines ; mais il faudra intégrer les risques de dimensionnements insuffisants (sécurité énergétique) ou de réalisations tardives des investissements, qui pèseraient sur la croissance. En outre les défaillances de réseau (pannes) ont un coût direct et immédiat.

Recommandation 2 : Anticiper des évolutions de coût raisonnables et justifiées

Ne pas prolonger à l'infini les baisses de coût des énergies renouvelables. Admettre des baisses par apprentissage et effet de série pour les autres modes de production d'énergie.

Prendre en compte le coût de la chaîne *Power to Power* requise dans les scénarios à forte composantes d'énergie intermittente (forte capacité, faible utilisation).

Intégrer dans les décisions les coûts directs, mais aussi les coûts induits (sécurité d'approvisionnement).

Prendre en compte l'augmentation du coût du réseau de transport et de distribution (faibles économies d'échelle ; longs délais de réalisation).

3. La situation de court terme

Une trentaine d'années seront nécessaires pour renouveler l'infrastructure électrique française. Mais il faut également se préoccuper de l'horizon proche (2020-2030). La première semaine de janvier 2021 dans des conditions hivernales normales a connu un approvisionnement électrique tendu : recours massif aux importations, dans la limite des interconnexions frontalières, appel au maximum des ressources hydroélectriques, réduction de la demande industrielle, voire délestages ciblés. Or dans les prochaines années, la plupart des gouvernements européens envisagent de déclasser d'importantes capacités de production pilotable. D'ici à 2030-2035, selon Elia — le RTE belge — plus de 110 GW de puissance pilotable seront retirés du réseau européen. Ils se répartissent en 23 GW de nucléaire (dont environ 13 GW en France et 10 GW en Allemagne), 70 GW de charbon/lignite (dont environ 40 GW en Allemagne) et 10 GW de gaz ou fioul ainsi que d'autres déclassements en Belgique, Royaume-Uni, Italie et Espagne. Ils commenceront dès 2022 en Allemagne⁶.

Le potentiel allemand d'exportation d'électricité va ainsi être fortement amputé par le retrait des centrales au charbon et au lignite. Certes l'Allemagne dispose d'un parc de centrales à gaz peu exploitées. Si RTE est généralement rassurant sur la sécurité de l'approvisionnement électrique français pour les dix prochaines années, on peut se demander s'il est pertinent d'arrêter avant la fin de la PPE des centrales nucléaires sans substitution par de l'électricité décarbonée et pilotable. Il serait préférable de les maintenir en service au bénéfice de la décarbonation de l'électricité européenne.

Recommandation 3 : Anticiper le déclassement rapproché d'unités de production européennes

Évaluer finement les conséquences du déclassement d'unités de production charbon, lignite ou gaz de pays limitrophes.

Actualiser le potentiel d'importation lors des pointes de demande française au regard de la capacité des lignes et de l'offre européenne.

Accélérer le développement des marchés de capacités, et la gestion de la demande.

⁵ D. Vignon et all. L'hydrogène peut-il permettre un mixte électrique 100 % renouvelable – Enerpresse – 8 juillet 2020

⁶ Repris de France Stratégie - Quelle sécurité d'approvisionnement électrique en Europe à horizon 2030 ? Étienne Beeker avec la participation de Marie Dégremont – janvier 2021.

4. La conduite du changement

La transformation du système énergétique va s'étendre sur une trentaine d'années. Elle concernera les usages, la production d'énergie et les réseaux de transport et distribution. Elle s'effectuera dans un univers économique et technique incertain. De nombreuses technologies sont d'ores et déjà disponibles pour agir sans délais ; d'autres ne sont qu'au stade du développement (stabilisation des réseaux électriques très décentralisés et sans machines tournantes ; méthanation flexible ; électrolyse haute température ; stockage intersaisonnier d'hydrogène). Faire des choix responsables suppose une évaluation réaliste du moment à partir duquel elles pourront intervenir dans la transformation. Elle sera difficile à planifier et une grande flexibilité sera requise ; notamment la définition du cadre économique et juridique permettant de motiver des investisseurs à réaliser de nouveaux moyens de production ou de stockage est bien loin d'être évidente. Il y a cependant quelques certitudes :

1. il n'y aura pas d'industrie française des moyens de production d'énergie sans une vision claire et stable du futur. Actuellement, la valeur ajoutée des équipements solaires et éoliens ainsi que des batteries est pour l'essentiel importée. La production en France des investissements requis par la transition énergétique nécessite d'anticiper le choix des solutions technologiques. Il en est de même des équipements utilisés par les consommateurs finaux.
2. un très fort renforcement du réseau électrique sera nécessaire pour permettre l'acheminement d'une puissance électrique fortement augmentée, depuis des sites éloignés du réseau actuel (éolien en mer) et/ou très diffus (énergie solaire, alimentation d'électrolyseurs pour la production d'hydrogène ou la charge rapide des véhicules électriques, etc.)⁷ ; l'expérience montre de sérieuses réticences des territoires concernés par la réalisation de nouvelles lignes électriques haute, moyenne ou basse tension. Il faut l'anticiper et lancer sans délai des campagnes d'information et de concertation préalables à l'obtention des autorisations administratives.
3. le développement envisagé des énergies intermittentes va requérir des moyens de stockage ; il faut rapidement prendre une option sur les technologies requises qui comprendront certainement des batteries, mais aussi probablement du stockage sous forme de molécules gazeuses (H₂ ou méthane). Une chaîne de stockage passant par le méthane (méthanation) présente l'important bénéfice d'utiliser des installations existantes, mais elle est pénalisée par un rendement plus faible qu'une chaîne H₂. Cette décision sera évidemment très structurante. Une évaluation technique et économique réaliste des alternatives est un préalable à des choix à faire dans le milieu de la présente décennie.
4. il faut décider la place future de l'énergie nucléaire dans le mix énergétique au regard des coûts, des risques et des bénéfices. Elle peut garantir une continuité de fourniture d'électricité décarbonée et pilotable. Elle permet donc de fortement réduire les quantités d'énergies à stocker pour faire face à la variabilité des énergies intermittentes, mais aussi de réduire les coûts de renforcement et d'extension du réseau ; et elle contribue de manière très significative à la stabilité du système électrique. Attendre n'est pas une option, compte tenu de l'inéluctable disparition des compétences et de l'outil industriel nucléaire en l'absence de projets nouveaux.

Recommandation 4 : Compte-tenu des constantes de temps, préciser sans attendre des choix raisonnés pour la transition énergétique !

Décider des grands choix technologiques (notamment nucléaire et stockage intersaisonnier d'énergie).

Bâtir une politique industrielle associée à la transition énergétique.

Anticiper l'extension du réseau électrique haute tension et le renforcement des réseaux électriques basse, moyenne et haute tension.

⁷ L'Allemagne prévoit de consacrer 100 milliards d'euros d'ici 2035 au renforcement de ses seuls réseaux HT. Plan d'extension 2035 – gestionnaires de réseaux (50 HZ, Amprion, Tennet, TransnetBW) – Janvier 2021. [Grid Development Plan Electricity | Grid Development Plan \(netzentwicklungsplan.de\)](https://www.grid-development-plan.de/)

Annexe 1

Un ordre de grandeur réaliste de la demande d'énergie en 2050

1) L'origine de l'énergie consommée en 2019 en France

Principales sources d'énergie (ou chimie) hors électricité et renouvelable (2019)			Observations
	Mtep	TWh	
Pétrole (hors production d'électricité)	79	919	Y compris les soutes, qui en 2050 seront produites en France
Gaz (hors production d'électricité)		455	Statistique INSEE TWh Pcs
Charbon (hors production d'électricité)	7,4	86	Statistique INSEE
Sous-total	86,4		

Electricité et renouvelable thermique (2019)

Electricité		470	Statistique INSEE
EN thermique et déchets (hors élec)	15,29	178	Statistique INSEE
Total général		2 108	

Coefficient 1 kWh = 0,086 Tep ; c'est une convention internationale.

La géothermie et le solaire thermique représentent une vingtaine de TWh, inclus dans les Energies renouvelables thermiques.

2) Demande finale 2050

- Division par deux de toutes les demandes (estimation optimiste du potentiel d'économies d'énergie) : demande de 1 054 TWh (= 2107/2)⁸.
- Biomasse disponible : 425 TWh (qualifié de très ambitieux par la PPE) dont 100 TWh utilisé pour la production d'électricité.

La demande d'électricité est alors de 729 TWh (1054-325) dont 40 TWh produits par biomasse (rendement 40 %).

3) Impact Hydrogène 2050 et renouvelables

- Selon la SNBC, il faut ajouter 40 TWh pour l'hydrogène. C'est une faible ambition : il faut 55 TWh pour produire un million de tonnes d'hydrogène (c'est la consommation française actuelle, dont la production, pour l'essentiel dans les raffineries, est fortement émettrice de CO₂).
- **Hors production d'Hydrogène et en l'absence de chaîne de conversion *Power-to-Power*, la demande d'électricité serait de l'ordre 729 TWh**
- **Avec une production de deux millions de tonnes d'hydrogène, elle pourrait atteindre 840 TWh**

4) Potentiels d'amélioration

- Faire mieux que 50 % d'économies. Sans doute possible dans le secteur du transport ; guère possible pour le chauffage et l'industrie. Le scénario Ademe (scénario « 2030-2050 ») ne prévoit qu'une diminution de 45 % de la demande d'énergie primaire entre 2010 et 2050⁹. Disposer de plus de biomasse ; mais les objectifs retenus sont déjà qualifiés de très ambitieux.

⁸ La stratégie nationale bas carbone retient le chiffre très voisin de 1 060 TWh

⁹ Retenu par l'Ademe dans « Un mix de gaz 100 % renouvelable en 2050 ? » - Janvier 2018