

« 50% nucléaire » : capacités éoliennes et photovoltaïque, et dépenses

Comparaison avec peu d'éolien et de photovoltaïque

Pourquoi 50% nucléaire ? Pour « sortir du nucléaire » ?

Tout ce qui est écrit ici est aisément vérifiable et réfutable. Il peut y avoir des obscurités ou des inexactitudes. Merci de m'en faire part.

La loi sur la transition énergétique donne comme objectif, en 2050, la « neutralité carbone ». Celle-ci implique que l'électricité remplace une bonne partie du fioul, du gaz et du carburant que nous consommons aujourd'hui, qu'elle serve aussi à produire des combustibles et carburants de synthèse et qu'elle-même soit produite sans émissions de CO₂. Par ailleurs, la loi dit que la proportion d'électricité d'origine nucléaire dans la consommation d'électricité ne doit pas dépasser 50 % en 2035 mais n'en dit rien à l'échéance de 2050. Le débat est donc ouvert.

Pour participer à ce débat, nous supposons que la consommation finale d'électricité, augmentant de 25 %, serait en 2050 de 606 TWh par an, proche des hypothèses de la Stratégie nationale bas carbone, SNBC, alors même que serait ramenée à zéro une consommation d'énergie fossile qui est aujourd'hui de 1100 TWh par an. Sur cette hypothèse, nous étudions ici comment répondre à cette demande avec moins de 50 % d'électricité d'origine nucléaire en dépensant aussi peu que possible. Puis nous comparons les dépenses à celles d'un autre parc de production comportant peu d'éoliennes et de photovoltaïque. Avec « 50 % de nucléaire », les capacités de production sont supérieures de 70 GW et les dépenses supérieures de 12 milliards d'euros par an à celles d'un parc comportant peu d'éoliennes et de photovoltaïque.

La question se pose donc : pourquoi vouloir limiter à 50 % la place du nucléaire dans la consommation française ? Serait-ce pour amorcer un chemin conduisant vers la « sortie du nucléaire » ? Ce serait en effet le seul motif rationnel. Nous avons donc étudié une autre option : pour répondre à cette demande d'électricité *sans nucléaire ni énergie fossile*, la capacité de production des éoliennes et du photovoltaïque s'ajoutant à l'hydraulique et à la biomasse serait égale à cinq fois la demande maximale ; les dépenses seraient supérieures de 40 milliards d'euros par an à celles d'un parc de production comportant peu d'éoliennes et de photovoltaïque et moins de réacteurs nucléaires qu'aujourd'hui.

Cette étude a été faite à l'aide d'un modèle simplifié de simulation du système électrique. Ce modèle permet d'analyser comment s'ajustent les productions à partir d'énergie nucléaire, éolienne, ou photovoltaïque, et à partir d'hydraulique, de biomasse, ou de gaz ; les mouvements de stockage et de déstockage ; l'effacement de la consommation ; l'exportation et d'autres utilisations possibles des excédents de production.

Là où cette étude corrobore ce qui est généralement connu, elle permet de le quantifier. Là où elle va à l'encontre de ce que se dit généralement, le modèle de simulation permet d'explicitier pourquoi. Comme il est publié, chacun peut aisément modifier les hypothèses, de capacité, de consommation et de coût.

Quelques-uns des résultats de cette étude

- Pour que la consommation française de fioul, de gaz et de carburant, qui est aujourd'hui de 1100 TWh par an, il faudra une forte augmentation de la consommation d'électricité. Cette étude

prend comme hypothèse minimale qu'elle augmente de 120 TWh, valeur qui sera très probablement dépassée.

- Le parc de production et de stockage permettant de répondre à cette demande sans émission de CO₂ et *avec moins de 50 % nucléaire* en dépensant le moins possible est formé de 30 réacteurs nucléaires EPR, soit 49 GW, 214 GW d'éoliennes et photovoltaïque, avec une capacité d'électrolyse (pour produire du gaz de synthèse) pouvant consommer 16,5 GW d'électricité.

- Ce parc de production peut assurer la *stabilité du réseau* électrique, à condition de *refuser l'accès au réseau de 39 TWh par an d'électricité éolienne et photovoltaïque*, ce qui arriverait plus de 5000 heures par an. Si la capacité nucléaire était inférieure à 30 GW, il faudrait ajouter au réseau des masses tournantes qui ne produiraient pas d'électricité, telles que des compensateurs synchrones.

- Des batteries ou autres moyens de stockage seront très utiles si elles apportent de la puissance *jusqu'à 5 GW*, ce qui permettra de bien utiliser les capacités de stockage existantes (steps et modulation quotidienne de la production des lacs et des fleuves). Au-delà, les batteries sont inutiles. Cette conclusion va à l'encontre des espoirs souvent mis dans les batteries.

- La capacité de production à partir de gaz (biogaz ou gaz de synthèse) est de 40 GW. Il est possible d'en avoir moins si l'on se fie à l'importation.

- Pour s'adapter aux fluctuations du vent et du soleil, il serait commode que le fournisseur d'électricité puisse suspendre ses livraisons à son initiative, sans avoir à donner un préavis à son client, pour quelques minutes ou quelques jours. C'est physiquement possible si son client est équipé de véhicules hybrides rechargeables ou d'un chauffage hybride qui combine électricité et gaz ou fioul. Si la puissance ainsi effacée peut aller jusqu'à 20 GW, la consommation effaçable est de 80 TWh par an et la consommation effectivement effacée est de 10 TWh par an. Les dépenses de production et de stockage diminuent de 5,8 milliards d'euros par an, soit 70 euros par MWh effaçable et 580 € par MWh effectivement effacé.

- Pour répartir cet avantage entre le fournisseur et son client, il serait judicieux de proposer un tarif d'électricité très favorable pour cette électricité effaçable sans préavis.

- Les possibilités de production excédentaires sont de 111 TWh par an. Elles apparaissent épisodiquement et aléatoirement et les pointes sont souvent étroites. C'est pourquoi, même si la capacité des lignes électriques de liaison avec les pays voisins double (à 25 GW), les exportations ne peuvent pas dépasser 68 TWh, dont 54 provenant d'éoliennes ou de photovoltaïque et 14 de nucléaire. Pour consommer ce qui ne serait pas exporté, une capacité d'électrolyse de 20 GW fonctionnerait à 16 % de ses possibilités ; une installation supplémentaire pouvant consommer 20 GW fonctionnerait seulement à 7 % de ses possibilités.

- Les possibilités de production excédentaires pourraient permettre de produire 30 TWh de méthane de synthèse à un coût de 150 à 160 €/MWh en valorisant l'électricité à 20 €/MWh.

- Il est certes intéressant de réfléchir à la meilleure façon d'utiliser ces sources d'énergie aléatoires telles que éoliennes et photovoltaïque et de trouver comment limiter les dépenses, *mais on peut se demander si c'est vraiment utile.*

- En effet, pour produire l'électricité sans émissions de CO₂, avec peu d'éoliennes et de photovoltaïque (40 GW en tout) et avec 85 GW de nucléaire, les dépenses seraient **inférieures de 12 milliards d'euros par an** à celles d'un parc de production limitant le nucléaire à 50 %.

- en augmentant la capacité nucléaire, il serait possible de produire de grandes quantités de méthane au coût de 100 à 120 €/MWh de méthane.

- Pour éviter 36 GW de capacité de production nucléaire (soit 22 réacteurs EPR) sans émettre de CO₂, il faudrait donc dépenser 12 milliards d'euros par an de plus et implanter 74 GW d'éoliennes et de photovoltaïque de plus.

- Pourquoi donc faudrait-il diminuer la place du nucléaire ? Serait-ce pour aller vers la « sortie du nucléaire » ? Il faudrait plus de 500 GW d'éoliennes et photovoltaïque soit 20 fois la capacité actuelle, cinq fois la future pointe de demande d'électricité ; le coût de production serait doublé, avec ce que cela comporte de nuisances visuelles, de consommation de béton, de cuivre (pour l'un et l'autre 8 fois plus que pour une production nucléaire), de terres rares et de métaux coûteux dont le raffinage est source de graves pollutions et des dizaines de milliers d'éoliennes.

- La meilleure façon de lutter contre les émissions de CO2 est-elle de remplacer un moyen de production d'électricité qui n'en émet pas par un autre qui n'en émet pas non plus mais qui oblige à dépenser des dizaines milliards d'euros de plus par an ? La bonne méthode ne serait-elle pas de dépenser moins chez nous et de coopérer avec des pays qui ne disposent pas de la technologie nucléaire pour les aider à utiliser le soleil et la biomasse et à éviter de consommer du charbon, du gaz et du pétrole ?

Le plan de cette note

- 1- La consommation d'électricité ; les déplacements de consommation et l'effacement définitif
- 2- Le parc de production et de stockage d'électricité « **50 % de nucléaire** »
 - 2.1 Le stockage et déstockage : la production de gaz de synthèse pour produire de l'électricité
 - 2.2 Les moyens de production
 - 2.3- Stabilité du réseau, équilibre entre fourniture et consommation d'électricité
 - 2.3.1 - La stabilité du réseau électrique ; l'apport d'une inertie mécanique
 - 2.3.2 – Batteries et déplacements de consommation
 - 2.3.3- La capacité de production à partir de gaz, d'origine fossile ou de synthèse
 - 2.3.4- Lorsqu'il existe des possibilités d'effacement définitif
 - 2.3.5- L'utilisation des possibilités de production excédentaires
- 3- Les dépenses et la valorisation des possibilités de production excédentaires
 - 3.1- Les coûts et les dépenses de production et de stockage
 - 3.1.1- Les coûts
 - 3.1.2- Les dépenses
 - 3.2- La valorisation des possibilités de production excédentaires
 - 3.3- En cas d'effacement définitif, les dépenses de consommation d'une autre forme d'énergie
 - 3.4- Un bilan économique du parc de production électrique avec 50 % de nucléaire.
 - 3.5- Produire du gaz de synthèse pour autre chose que la production d'électricité
- 4- Un autre jeu d'hypothèses avec **peu ou pas d'éolien et de photovoltaïque**
 - 4.1- Sans éolienne ni photovoltaïque
 - 4.2- Avec 20 GW d'éoliennes et 20 GW et photovoltaïque
- 5- Première conclusion : « 50% de nucléaire » ou « peu d'éolien et de photovoltaïque »
- 6- Répondre à la demande d'électricité **sans nucléaire ni énergie fossile**
 - 6.1- Le parc de production et de stockage
 - 6.2- La production, les possibilités de production excédentaires
 - 6.3- Les dépenses
 - 6.4- L'utilisation des possibilités de production excédentaires
- 7- Conclusion : plus ou moins de nucléaire pour une consommation d'électricité en croissance ?

Une consommation d'électricité qui augmentera

Pourquoi limiter le nucléaire à 50 %, ce qui coûterait 12 milliards d'euros par an de plus ?

L'électricité sans CO2 et sans nucléaire coûterait 42 milliards d'euros par an de plus

Le progrès technique ne modifiera pas les données de base : intermittence et limites du stockage
Les enjeux stratégiques et mondiaux

1- La consommation d'électricité ; les déplacements de consommation et l'effacement définitif

Pour éviter des émissions de gaz carbonique, des économies d'énergie sont possibles et nécessaires mais ne suffiront pas, vu la croissance de la population, les besoins de mobilité, le désir de confort dans le logement, la décohabitation qui augmente le nombre de logements, la surface de logement par personne, sans même compter les nouveaux besoins de l'industrie si, du moins, il était mis fin à son déclin.

Depuis quelques années, la consommation d'électricité reste au niveau de 500 TWh (million de MWh, mégawattheure). Il serait insensé de prendre cela pour une tendance durable. Une bonne partie de la consommation de fioul, de gaz et de carburant sera remplacée par de l'électricité en utilisant autant que possible, pour se chauffer, les pompes à chaleur ; et de nouveaux usages apparaîtront.

Par exemple, pour ce qui est du chauffage des logements, pour réduire à presque rien les émissions de CO₂ tout en minimisant les dépenses d'isolation thermique la consommation annuelle d'électricité augmenterait de 80 TWh¹. Pour remplacer le carburant, il faudra probablement plus de 100 TWh par an. De nouveaux usages se développeront dans les télécommunications, le traitement des données, la robotisation dans l'industrie, etc. Au total, on peut penser que la consommation d'électricité augmentera de 30 à 40 %².

Dans l'étude présentée ici, nous faisons une hypothèse qui se vérifiera certainement un jour ou l'autre : une augmentation de 25 % pendant six mois d'octobre à mars et de 20 % pendant l'autre semestre, ce qui conduit à une consommation finale de 606 TWh par an. Nous supposons que la consommation a le même profil horaire qu'en 2013. Cela implique que la recharge des batteries des véhicules soit répartie dans la journée et non pas concentrée à 19 heures au retour du bureau. La puissance appelée en pointe, avant déplacement ou effacement de la consommation, est de 115 GW.

De plus, sur cette base, une partie de la consommation peut *se déplacer*. Il peut s'agir d'une consommation anticipée (par exemple celle des chauffe-eau) ou retardée (par exemple le fonctionnement d'un lave-linge ou le fait de suspendre le chauffage pendant quelques minutes). Nous supposons que ces déplacements restent dans la limite de 60 GWh avant qu'ils soient compensés. Pour 20 millions de ménages, c'est la consommation de 1 kW pendant trois heures – soit, par exemple, le chauffage de l'eau d'un ballon de 60 litres.

Lorsqu'il s'agit d'une consommation différée, il est habituel de parler d'effacement. Ici nous réservons ce terme à l'effacement définitif, non compensé par une augmentation ultérieure de la consommation.

Une variante du système électrique étudié ici suppose qu'une partie de la consommation peut *s'effacer définitivement*. C'est possible lorsque l'électricité est remplacée par une forme d'énergie qui peut se stocker aisément, c'est-à-dire du carburant, du fioul ou du gaz. Il en est ainsi de la consommation d'électricité de véhicules hybrides rechargeables et de celle de chauffages hybrides. Une installation de chauffage hybride peut consister en une pompe à chaleur couplée à une chaudière au fioul ou au gaz ou encore, ce qui serait beaucoup moins coûteux en investissement et ne demande pas de place, une résistance électrique plongée dans l'eau du chauffage central. Il est possible de ne pas émettre de CO₂ si le fioul, le gaz et le carburant sont eux-mêmes produits sans émission de CO₂.

¹ Voir par exemple un article paru dans le numéro de la Revue de l'énergie de mi-juin 2019.

² C'est l'hypothèse retenue dans un scénario de ANCRE et dans le scénario Négatep de l'association Sauvons le climat.

Cette possibilité d'effacement définitif évite de devoir produire de l'électricité avec un moyen de production à partir de gaz dont le coût en investissement est bas mais le rendement mauvais, et l'effacement peut être décidé par le fournisseur d'électricité sans avoir à donner de préavis, pour quelques minutes ou quelques jours voire, en cas de difficulté durable, plusieurs semaines.

Si quelques millions de ménages, quelques réseaux de chaleur et des chaufferies industrielles sont équipés de chauffage hybride, et si le nombre de véhicules hybrides rechargeables est de quelques millions, la capacité effaçable peut atteindre 20 millions de kilowatts pendant la période où l'on a besoin de se chauffer. C'est l'hypothèse que nous retenons ici dans notre variante « avec possibilité d'effacement définitif ».

Supposant que la consommation effaçable est proportionnelle à la puissance effaçable, elle serait de 80 TWh/an sur une consommation de 600 TWh. Avec nos hypothèses, on verra que la quantité effectivement effacée est de 10 TWh/an.

2- Le parc de production et de stockage d'électricité

2.1 Le stockage et déstockage : la production de gaz de synthèse pour produire de l'électricité

Le meilleur moyen de stocker des quantités importantes d'électricité est la STEP, station de stockage d'énergie par pompage. C'est un ensemble formé d'un lac inférieur et d'un lac supérieur, d'une pompe pour faire monter l'eau de l'un à l'autre et d'une turbine pour produire de l'électricité. En France les STEPs peuvent fournir jusqu'à 5 GW en puissance et 90 GWh en quantité. Cela paraît beaucoup mais représente moins de deux heures de la consommation électrique française en hiver. Nous ne supposons pas ici que l'on crée d'autres STEPs.

On verra plus loin pourquoi, avec nos hypothèses, des batteries pouvant délivrer 5 GW avec un contenu de 8 GWh seraient très utiles et pourquoi, au-delà, elles seraient beaucoup plus coûteuses que d'autres moyens de répondre à la demande.

Pour séparer le moment où de l'électricité est produite et le moment où de l'électricité est consommée, on peut produire du gaz de synthèse (du méthane) qui sera stocké pour produire de l'électricité le moment venu ; c'est le procédé parfois désigné par P2P pour *power to power* (ou P2G2P pour *power to gas to power* pour ne pas confondre avec les piles à combustible). Il n'existe pas d'exemple d'exploitation industrielle de ce procédé. Pour des raisons tenant à la physique, son rendement théorique ne dépasse pas 35 %. On estime aujourd'hui que le rendement effectif sera compris entre 20 et 25 % du fait des pertes techniques et de l'énergie consommée pour comprimer les gaz à différentes étapes du processus et pour capter et stocker le CO₂ créé par la combustion du méthane de synthèse. Nous supposons que ce procédé est utilisé en tant que de besoin car, pour restituer en masse de l'électricité plusieurs mois après l'avoir « stockée », c'est, avec les lacs de barrage, le seul moyen que l'on connaisse aujourd'hui.

Supposons pourtant qu'on trouve un autre moyen du genre « super batteries », c'est-à-dire un moyen limité par le contenu d'électricité pouvant être stocké. On peut se demander quel devrait son coût pour qu'il soit préférable au procédé P2P. Dans le parc de production et de stockage étudié ici, il y a une capacité d'électrolyse de 16,5 GW pour produire du gaz de synthèse. Pour que le stockage puisse la remplacer, sa capacité devrait être de 12 000 GWh soit 12 milliards de kWh, c'est-à-dire autant que la capacité des batteries de 100 kWh de 120 millions de véhicules électriques. Pour que cela ne coûte pas plus qu'un procédé P2P, il faudrait que les batteries coûtent 3 euros par kWh alors que leur coût est aujourd'hui de 200 €/kWh. Même si une nouvelle technologie permettait aux batteries de tenir leur charge plusieurs mois, l'idée d'utiliser les batteries de véhicules pour utiliser l'hiver de l'électricité produite l'été relève de l'illusion.

2.2- Les moyens de production

Dans notre simulation les moyens de production sont appelés dans cet ordre : l'hydraulique, l'éolien, le photovoltaïque, une production de base à partir de biomasse, le nucléaire, le déstockage (et les déplacements de consommation), la production modulable à partir de biomasse, la production à partir de gaz par des CCG (cycles combinés au gaz), l'effacement définitif, et les moyens de pointe, TAC (turbines à compression) et groupes électrogènes.

La production nucléaire peut changer d'une heure à la suivante dans la limite de sa flexibilité. De fait, cette limite, si elle est de 30 % ou plus, en une heure, de la capacité installée, ne joue pas. Le coefficient de disponibilité est de 77 %. Il varie dans l'année et passe en hiver par un maximum de 90 % et en été par un minimum de 64 % pour permettre la maintenance des équipements et le rechargement en combustible. La capacité nucléaire est ajustée pour limiter à 50 % la part du nucléaire dans la consommation. Elle est de 49 GW.

La production à partir de biomasse est limitée par la quantité de biomasse disponible. Elle est supposée ici de 15 TWh dont 5 TWh pilotables. La capacité de production, indiquée par le logiciel, est de 5,2 GW.

La production hydraulique est de 60 TWh.

La capacité des éoliennes sur terre est limitée à 40 GW, supposant que la population n'en accepterait pas davantage.

Le rendement du procédé P2P, qui joue le rôle d'un stockage intersaisonnier, est de 16 % si l'électricité est produite à partir de gaz de synthèse par des moyens de production « de pointe » (TAC et groupes électrogènes) ; il est de 26 % si elle est produite par des CCG.

Les capacités des éoliennes, du photovoltaïque, du procédé de production de gaz de synthèse et la capacité des moyens de pointe et des CCG sont ajustées pour minimiser les dépenses.

Comme l'optimum est très « plat », plusieurs combinaisons même assez différentes conduisent à peu près aux mêmes dépenses.

Comme hypothèse de base, nous retenons ceci ;

49 GW nucléaire ; 84 GW d'éolien dont 44 GW en mer ; 130 GW de photovoltaïque dont 80 % sur le sol pour limiter les dépenses. La capacité d'électrolyse est de 16,5 GW ; le rendement du procédé P2P est de 25 %.

La capacité de production à partir de gaz est évaluée à 44 GW comme il est dit plus loin.

Pour répondre à une demande de 606 TWh par an, les possibilités de production hydraulique, biomasse, éolienne, photovoltaïque et nucléaire sont ainsi de 775 TWh par an.

2.3- Stabilité du réseau, équilibre entre fourniture et consommation d'électricité

Nous abordons ici les différentes façons d'ajuster la fourniture et la consommation d'électricité, de combler les insuffisances de la production et d'utiliser les possibilités de production excédentaires. Auparavant nous abordons la question de la stabilité du réseau électrique. Elle est plus technique mais assez facile à comprendre.

2.3.1 La stabilité du réseau électrique ; l'apport d'une inertie mécanique

La stabilité du réseau électrique est préservée si les machines tournantes de production, les turboalternateurs, lui apportent une inertie mécanique suffisante. Cette contrainte physique est

susceptible de limiter l'accès au réseau de la production des éoliennes et des panneaux photovoltaïques. Il est possible de diminuer cette limite minimale d'inertie apportée par les machines tournantes productrices d'électricité en intégrant au réseau des machines tournantes qui n'en produisent pas, telles que les « compensateurs synchrones ».

Ce qui est appelé ici « inertie mécanique » est en réalité une énergie cinétique de rotation, proportionnelle à la masse et au carré de la vitesse de rotation. Une machine tournante productrice d'électricité, un turboalternateur, est formée d'une turbine et d'un alternateur. Les deux tournent sur le même axe et ont à peu près la même masse. L'énergie cinétique de rotation de chaque partie est donc à peu près la même. Si l'on intègre au réseau électrique les alternateurs de turboalternateurs déclassés qui produisaient 2 GW, l'inertie qu'ils peuvent apporter au réseau permet de diminuer de 1 GW la limite minimum de production des machines tournantes.

Le coût d'implantation de ces compensateurs pourrait être modéré si l'on utilise les alternateurs de machines déclassées. On suppose ici qu'il est de 300 millions d'euros pour diminuer la limite minimum de fonctionnement des machines tournantes de 1 GW. A titre de référence, le coût d'installation des TAC est de 300 millions d'euros par GW. Avec cette hypothèse, l'effet sur le total des dépenses est marginal.

Pour assurer la stabilité du réseau électrique, d'autres méthodes sont à l'étude mais, pour notre simulation, nous avons retenu celle-là, qui est éprouvée et qu'il est facile de comprendre et de mettre en équation.

Si le réseau français était isolé, il faudrait aujourd'hui au minimum l'inertie des machines tournantes produisant environ 30 GW. Ce minimum est un peu diminué lorsque la consommation est forte grâce à l'inertie des moteurs électriques, qui s'ajoute à celles des machines de production. Ces besoins d'inertie sont proportionnels à la consommation. Le réseau français n'est pas isolé mais l'hypothèse faite ici est que chaque pays apporte une inertie proportionnelle à sa consommation. Le modèle de simulation calcule donc la production éolienne et photovoltaïque pouvant entrer sur le réseau pour répondre à la consommation française. Avec une consommation de 600 TWh par an, l'inertie minimum est celle de machines tournantes produisant 36 GW. On suppose que les possibilités de production excédentaires qui sont exportées ou consommées d'une autre façon ou encore abandonnées ne perturbent pas la stabilité du réseau. Concernant l'exportation, cela revient à confier aux pays où elles sont consommées le soin d'apporter la quantité d'inertie correspondante.

Notre outil de simulation prend en compte ce besoin d'inertie minimum, qui crée une contrainte très active.

Sans apport d'inertie autre que celle des machines tournantes de production, la contrainte liée à la stabilité du réseau intervient 5100 heures dans l'année, empêchant l'entrée sur le réseau de 39 TWh de production éolienne et photovoltaïque. Cela devrait être traité dans les relations contractuelles entre les producteurs d'électricité éolienne et photovoltaïque et RTE (réseau de transport électrique) mais cela ne créerait pas de difficultés techniques car les machines tournantes de production peuvent toujours apporter l'inertie dont a besoin le réseau, même en été alors que les besoins de la maintenance diminuent la disponibilité du nucléaire.

Pour répondre à la demande française, outre l'hydraulique et la biomasse (75 TWh), l'éolien et le photovoltaïque apportent directement 217 TWh et le nucléaire 284 TWh. Le déstockage apporte 10 TWh et le gaz de synthèse permet de produire 19 TWh. Pour cela il aura fallu 69 TWh d'éolien et de photovoltaïque et 20 TWh nucléaire. Ainsi, pour répondre à la demande française, le nucléaire apporte 304 TWh par an alors qu'avec un coefficient de disponibilité de 77 % il peut produire 331 TWh.

L'apport d'une inertie sans production d'électricité qui diminuerait de 10 GW la limite minimum de production par des machines tournantes réduirait le nombre d'heures où l'entrée sur le réseau de l'énergie intermittente est limitée et diminuerait aussi les quantités d'énergie ainsi refusées : celles-ci

sont de 19 TWh seulement, ce qui intervient 3700 heures dans l'année. En conséquence, pour répondre à la demande française le besoin d'électricité nucléaire est moindre. Il est de 280 TWh. Le coefficient d'utilisation du potentiel nucléaire est donc de 65% alors que le coefficient de disponibilité est de 77 %. Les dépenses de production d'électricité sont donc diminuées des frais variables de près de 24 TWh nucléaire, soit 220 M€/an.

Mais cet avantage est diminué du coût de cet apport d'inertie, en investissement et en fonctionnement car il faut un peu d'énergie pour maintenir ces masses tournantes en mouvement. Par ailleurs, les possibilités d'exportation sont inchangées mais une plus grande partie sera faite d'électricité nucléaire de sorte qu'en définitive les dépenses nettes seront augmentées de 100 millions d'euros par an.

Au total, lorsque la capacité nucléaire est, comme ici, de 49 GW, l'apport d'inertie complémentaire simplifie sans doute la gestion du réseau et, tout compris, augmente très légèrement les dépenses.

La situation serait très différente si la capacité nucléaire était plus faible. Avec 20 GW de nucléaire et sans inertie complémentaire, pour obtenir l'inertie dont a besoin le réseau, il faudrait pouvoir produire 100 TWh à partir de gaz – du gaz de synthèse si l'on ne veut pas émettre de CO₂ - ce qui demanderait de très grandes capacités éoliennes et photovoltaïque, 500 GW en tout. Le coût de productions d'électricité serait de 200 €/MWh. Avec un complément d'inertie permettant d'abaisser la limite minimum de production des machines tournantes de 20 GW, une capacité de 350 GW d'éolien et de photovoltaïque suffirait avec une capacité d'électrolyse de 40 GW. Le coût de production serait tout de même de 140 €/MWh.

2.3.2- Batteries et déplacements de consommation

Les déplacements de consommation sont semblables à des batteries ; d'ailleurs ils peuvent être rendus possibles par des batteries détenues par les consommateurs. Ils sont beaucoup moins coûteux mais ne sont pas assurément et immédiatement disponibles comme le sont des batteries commandées par le gestionnaire de réseau.

Les batteries sont utiles pour la régulation immédiate, à l'échelle de la minute. Pour cela il suffit de moins de 1 GWh de capacité.

Lorsque la consommation d'énergie fossile est très faible, les batteries ne peuvent évidemment pas beaucoup la diminuer. Mais elles peuvent être utiles pour diminuer les besoins de capacité de production pilotable. Pour savoir dans quelle mesure, il faut prendre en considération ce qui existe déjà pour répondre aux fluctuations à l'échelle de la journée ou de quelques jours : non seulement des Steps mais aussi des possibilités de modulation à l'échelle de quelques jours de la production des lacs de montagne et des barrages de fleuve. I

L'outil de simulation utilisé ici suppose que la consommation d'électricité a le même profil, heure par heure, que pendant l'année 2013. Il ignore donc les difficultés qui pourraient naître d'une forte demande simultanée pour recharger les batteries des véhicules électriques. Les études menées par RTE et d'autres montrent que cette difficulté pourrait être évitée en répartissant dans la journée la recharge des batteries des véhicules.

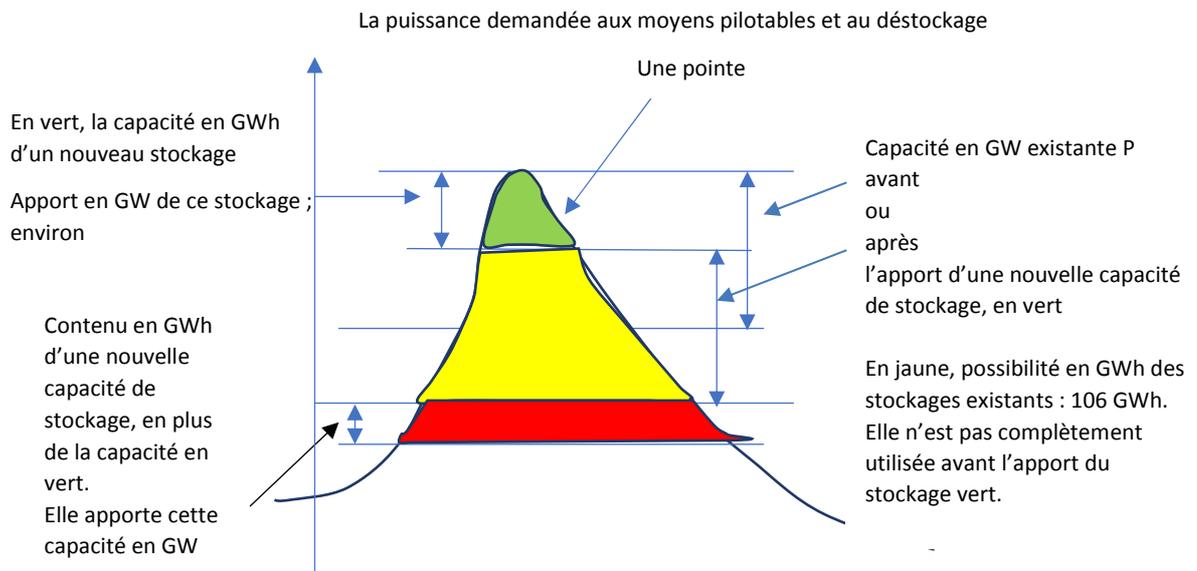
Notre outil de simulation représente bien l'effet de la montée en puissance de l'éolien et du photovoltaïque avec une baisse du nucléaire. Il montre bien, heure par heure la puissance demandée aux moyens pilotables, y compris le déstockage, autres que le nucléaire. Elle présente des « pointes » beaucoup plus aiguës qu'avec peu d'éolien et photovoltaïque. En conséquence, il semblerait que la puissance (en GW) pouvant être délivrée par les capacités de stockage existantes ne permettrait pas de tirer pleinement parti de la capacité de ces moyens de stockage (en GWh). Une nouvelle capacité de stockage apportant quelques GW (une puissance de déstockage), même avec très peu de GWh (la contenance des batteries) permettrait donc de mieux utiliser le potentiel de stockage existant – cela dans la limite d'environ 5 GW de batteries et de quelques GW de déplacement de consommation. Au-

delà, les batteries et les déplacements de consommation ne contribueraient aucunement à diminuer la capacité des moyens de production de pointe.

C'est pourquoi, supposant que la puissance demandée par la recharge des véhicules est répartie dans la journée, nous introduisons dans la feuille de calcul une capacité garantie par les batteries et les déplacements de consommation de 5 GW. Elle pourrait certes être supérieure mais cela ne nous semble pas utile. Quoi qu'il en soit, l'utilisateur du modèle peut introduire une valeur supérieure.

Les Steps ont une contenance en énergie de 90 GWh et peuvent délivrer jusqu'à 5 GW. Voici comment nous évaluons la contribution des lacs et des fleuves à la régulation sur une période de deux jours. Au vu des chroniques horaires de l'année 2013, nous comparons heure par heure leur production à leur production horaire moyenne sur cette période. La période la plus tendue fut celle du 16 au 18 janvier. Comparée à la moyenne sur deux jours, la contribution des lacs à la fluctuation journalière fut au maximum de 2 GW et celle des fleuves de 1 GW alors que la production de CCG était de 3 à 4 GW. Les quantités déstockées par les lacs et les fleuves, toujours en comparaison avec la moyenne sur la période, furent de 16 GWh. Au total, pour contribuer à la régulation quotidienne ou sur quelques jours, les possibilités des moyens de stockage existants sont de l'ordre de 8 GW et 106 GWh.

La figure ci-après montre pourquoi des batteries qui sont très efficaces en-deçà d'un certain seuil deviennent inutiles au-delà. Il s'agit de l'illustration d'un phénomène qui ne peut être vraiment quantifié qu'au vu de plusieurs situations ; mais il suffit de regarder les situations les plus critiques.



Avant l'apport du stockage vert, les capacités de stockage existantes couvrent la pointe et apportent une certaine puissance P. Cette puissance ne permet pas d'utiliser toute la possibilité du stockage, égale à la surface en jaune. L'apport du stockage vert apporte, en pointe, une puissance qui déplace le stockage existant vers le bas jusqu'à ce qu'il soit complètement utilisé : la surface jaune est alors égale à son contenu en GWh ; il peut descendre de quelques GW. Une nouvelle capacité de stockage, en rouge, se situerait donc « en base de la pointe » et apporterait très peu de puissance garantie, en GW.

Avec nos hypothèses de consommation et de production, un stockage pouvant contenir 106 GWh pourrait apporter les quantités permettant de diminuer de 17 GW la capacité des autres moyens de production, à condition de pouvoir délivrer lui-même cette puissance. On voit cela sur la feuille de calcul aux lignes correspondant aux journées 16 et 17 janvier. Cela montre l'utilité d'un apport de puissance de 9 GW. On pourrait imaginer d'augmenter la puissance de turbinage des lacs lorsque ceux-ci peuvent se recharger avant la pointe de production suivante mais cela supposerait que l'on élargisse le passage de l'eau et la conduite au-dessus de la turbine. Si un complément de puissance est apporté par des batteries (et des déplacements de consommation), il suffit de 2 GWh pour apporter 2 GW ; puis 6 GWh de plus apportent 3 GW de plus. Pour aller jusqu'à 9 GW, il faudrait 20 GWh de plus pour apporter 4 GW de plus. Si une

batterie coûte 200 €/kWh, les deux premiers kilowatts coûtent 200 €/kW, les trois suivants coûtent 400 €/kW. Les 4 suivants, 1000 €/kW. Là, c'est beaucoup plus cher que la production à partir de gaz de synthèse. Des déplacements de consommation peuvent coûter moins cher. Au-delà de ces 9 GW, un apport de puissance de 5 GW par exemple ne serait utile que si le contenu du stockage augmentait de plusieurs dizaines de GWh. Sur cet exemple, les batteries sont donc utiles jusqu'à un contenu de 8 GWh pour fournir jusqu'à 5 GW.

Il ne suffit évidemment pas d'étudier une situation particulière pour savoir dans quelle mesure les batteries sont utiles mais cette analyse montre qu'il faut tenir compte de la forme des pointes et des moyens de stockage existants. Elle montre aussi que les batteries n'évitent une capacité de production de pointe qu'en deçà de quelques gigawatts. Nous retenons ici 8 GWh de batteries pour 5 GW sans aborder le cas des véhicules électriques qui est correctement traité par un bon placement de la consommation. Les déplacements de consommation pourraient apporter quelques GW sans que leur disponibilité soit assurée.

2.3.3- La capacité de production à partir de gaz

Pour équilibrer à tout instant fourniture d'électricité et consommation, la flexibilité des productions nucléaire, hydraulique et à partir de biomasse et le déstockage ne suffisent pas. Il faut aussi une production à partir de gaz, du méthane. Pour éviter des émissions de CO₂, il s'agit de gaz de synthèse. La capacité de production à partir de gaz peut être calculée de deux façons différentes, « déterministe » et « probabiliste ». *Sans effacement définitif*, elles conduisent ici à **44 GW**.

Première méthode : méthode « déterministe » : on calcule la demande horaire maximale diminuée des capacités garanties et, le cas échéant, de la capacité effaçable définitivement. Les capacités garanties sont la capacité nucléaire (44 GW, tenant compte du coefficient de disponibilité en période froide), le minimum de la puissance délivrée par les fleuves en hiver (3,3 GW), 10 GW pour l'ensemble des lacs et des Steps et 5 GW pour les batteries, la capacité à partir de biomasse (5 GW) et 1 % de la capacité éolienne. La capacité garantie est ici de 68 GW, la demande horaire maximale est de 115 GWh. Sans marge de précaution et sans possibilité d'effacement définitif, on calcule donc que la capacité de production à partir de gaz doit être de 47 GW.

Deuxième méthode : méthode « probabiliste » : à partir des données introduites par l'utilisateur, le modèle calcule heure par heure ce que doit être au total le déstockage, le report de consommation et la production à partir de gaz et de la part pilotable de biomasse. Sur la base de 2013, ce calcul conduit à 46 GW. La possibilité de déstockage et de report de consommation est 10 GW et celle de la part pilotable de biomasse est de 3,5 GW. La capacité à partir de gaz doit donc être de 32,6 GW. La différence avec le résultat précédent (47 GW) s'explique par le fait que, lorsque la demande passe par son maximum, il y a une production éolienne et photovoltaïque qui n'est pas comptée selon la méthode « déterministe ». Les logiciels sophistiqués font cette opération sur des centaines ou des milliers de situations réelles ou simulées différentes les unes des autres par la consommation, la production éolienne et hydraulique, les incidents techniques sur la production : c'est une technique « Monte Carlo ». Nous avons fait cela sur six situations réelles calquées sur les années 2012 à 2017 – le « Monte-Carlo du pauvre ». On trouve jusqu'à 42 GW sur la base des chroniques de consommation et d'activité éolienne de l'année 2016 : cette année-là, autour du 20 janvier, la production des éoliennes fut pendant la moitié du temps inférieure à 3 % de sa capacité nominale.

Comme notre simulation calcule la capacité sur la base de 2013 selon la méthode « déterministe » on retranchera 3 GW au résultat de ce calcul et l'on retient une capacité de **44 GW**. C'est un peu arbitraire mais ce choix n'a pas d'incidence sur la comparaison entre plusieurs jeux d'hypothèses. Si l'on pense qu'il faut ajouter à cela par exemple 5 GW de capacité de production de pointe, il suffit d'ajouter aux dépenses calculées ici la somme de 300 millions d'euros par an.

La répartition de la capacité de production à partir de gaz tient compte du fait que les TAC coûtent plus cher que les CCG mais ont un rendement moins bon, ce qui se traduit sur le rendement du procédé P2P. La capacité des CCG est de 24 GW, celles des moyens de pointe de 20 GW.

2.3.3- Consommation, production, possibilités de production excédentaires, exportations

La consommation est de 606 TWh par an.

Les possibilités de production à partir de nucléaire et de sources renouvelables sont de 775 TWh par an.

La production d'électricité à partir de gaz de synthèse est de 19 TWh par an. Les pertes entre stockage et déstockage et du procédé P2P sont de 67 TWh/an. Le stockage de méthane fait la liaison entre les saisons ; il permet aussi de passer les périodes peu ventées.

Les capacités de stockage de méthane et de CO2

Les besoins de stockage de méthane se voient en regardant heure par heure ce qui est demandé à la production d'électricité à partir de gaz et ce qui est consommé par l'électrolyseur. En simplifiant, exprimés en GWh, la moitié de ce qui est consommée par l'électrolyseur alimente le stock de méthane et le double de ce qui est produit à partir de gaz est prélevé sur le stockage. Pour répondre aux besoins la capacité de stockage de méthane doit être de 31 TWh. Comme la consommation de gaz aura beaucoup diminué, les moyens de stockage existants, qui sont de 129 TWh, seront largement suffisants.

La capacité de stockage du CO2 est de 10 millions de tonnes. Elle se remplira lorsque celle de méthane de videra et inversement

Les possibilités de production qui ne sont pas employées directement ou via le stockage et la production de gaz de synthèse pour répondre à la consommation française sont de 111 TWh par an.

2.3.3- Lorsqu'il existe des possibilités d'effacement définitif

La possibilité d'effacement définitif permet de diminuer non seulement la capacité des moyens de production à partir de gaz mais aussi, et surtout, la production de gaz de synthèse, qui est très onéreuse.

Avec un effacement définitif pouvant atteindre 20 GW, sans modifier les capacités des éoliennes et du photovoltaïque, il suffit de 9 GW d'électrolyse au lieu de 16,5. Mais il est plus intéressant de diminuer la capacité éolienne et photovoltaïque : 76 GW d'éolien au lieu de 84 et 110 GW de photovoltaïque au lieu de 130. Alors la capacité de l'électrolyse serait de 15 GW, la capacité de production de pointe de 13 GW seulement. Les possibilités de production excédentaires seraient de 83 TWh/an.

La consommation d'électricité effaçable est de 80 TWh et la consommation effectivement effacée est de 10 TWh. Celle-ci doit être remplacée par d'autres formes d'énergie. Le résultat dépend beaucoup du coût de ces énergies remplaçant l'électricité, qui ne devraient pas émettre de CO2 si l'on veut rester dans notre logique « sans carbone ».

2.3.4- L'utilisation des possibilités de production excédentaires

Les possibilités de production excédentaires apparaissent de façon aléatoire. Elles sont le fait d'éolien ou de photovoltaïque dont le coût marginal est nul ou bien de nucléaire dont le coût marginal est de 9 €/MWh. Il est donc utile de faire la différence entre ces deux sources de production, ce que peut faire notre outil de simulation.

Rappel : la consommation est de 606 TWh par an ; les capacités de production sont : nucléaire : 49 GW ; éolien : 84 GW dont 44 GW en mer, photovoltaïque : 130 GW ; production hydraulique : 60 TWh/an ; à partir de biomasse : 15 TWh /an dont 10 en base ; capacité d'électrolyse pour pouvoir produire du méthane : 16,5 GW. Les possibilités de production non utilisées directement ou indirectement pour la consommation française sont de 111 TWh/an.

Supposons que les capacités d'interconnexion sont de 25 GW, qu'il existe une capacité d'électrolyse de 20 GW (en plus de celle du procédé P2P) et une autre possibilité d'utilisation de l'électricité de 20 GW qui accepterait des facteurs de charges très faibles (quelques centaines d'heures par an).

Les 25 premiers gigawatts ont un facteur de charge moyen de 2700 heures. Celui des 20 GW suivants est de 1400 ; et celui des 20 GW suivants de 600 heures par an. Les possibilités de production abandonnées sont de 3 TWh.

Nous avons jusqu'ici recherché un parc de production d'électricité répondant à une demande de 606 TWh par an sans émissions de gaz carbonique, où la production à partir de biomasse est de 15 TWh et où le nucléaire entre pour 50 % dans la consommation.

Les combinaisons de différents moyens de production et de stockage sont nombreuses et celles qui demandent le moins de dépenses peuvent être assez différentes les unes des autres. Nous avons retenu un parc formé de 49 GW nucléaire, 84 GW éolien dont 44 en mer, 130 GW de photovoltaïque et une capacité d'électrolyse de 16,5 GW.

La capacité des moyens de production à partir de gaz de synthèse a été déterminée à partir de deux modes de calcul différents. Le partage entre les CCG et les TAC tient compte du fait que les rendements du processus P2P sont très différents avec les unes et les autres.

Nous avons tenu compte des contraintes de stabilité du réseau électrique et montré qu'avec une capacité de 49 GW nucléaire s'ajoutant à la production hydraulique, le réseau électrique dispose d'une suffisante inertie mécanique. Cette contrainte joue très souvent : il est très fréquent que l'accès au réseau de production éolienne et photovoltaïque leur soit refusé. Il serait possible d'alléger cette contrainte en apportant une inertie complémentaire. Avec moins de nucléaire, ce serait nécessaire mais, avec une capacité nucléaire de 49 GW, cela ne présenterait pas d'intérêt.

Nous avons analysé en quoi des batteries et des déplacements de consommation sont utiles. Et nous avons montré pourquoi leur utilité décroît brutalement au-delà de 7 GW et que les batteries deviennent trop coûteuses au-delà de 5 GW.

Nous avons étudié une variante où la fourniture d'électricité peut être purement et simplement supprimée par le fournisseur et sans préavis, ce qui implique que les consommateurs puissent remplacer immédiatement l'électricité par une forme d'énergie qui se stocke ; ainsi avec les véhicules hybrides et le chauffage hybride.

Parmi les possibilités de production excédentaire, nous avons distingué le cas du nucléaire d'une part, de l'éolien et du photovoltaïque d'autre part. Les possibilités de production nucléaire ne seront effectivement utilisées que si leur prix est supérieur au coût marginal de production.

3- Les dépenses et la valorisation des possibilités de production excédentaires

Cette section traite des dépenses de production et de stockage, et des recettes tirées de la vente des possibilités de production excédentaires. On ajoute aux dépenses celles de la consommation d'énergie en remplacement de l'électricité dont la consommation est effacée définitivement.

3.1- Les coûts et les dépenses de production et de stockage

3.1.1- Les coûts

Nous ne calculons pas les dépenses de production hydraulique. Il est très difficile de les évaluer (quel est le coût, en valeur annuelle, d'un barrage ?) et cela n'apporterait rien pour comparer plusieurs jeux d'hypothèses où la production hydraulique est la même. Dans la suite, lorsque nous indiquons un coût du MWh, nous rapportons les dépenses à la consommation diminuée de la production d'électricité hydraulique.

Dans le calcul des dépenses, le montant des investissements est représenté par une annuité constante tout au long de la vie de l'équipement avec un taux d'actualisation de 5 %.

Le coût de l'éolien et du photovoltaïque est ce que RTE a retenu pour l'année 2035 dans ses « budgets prévisionnels ». Pour le nucléaire, nous retenons un investissement initial de 4400 €/kW soit 7 milliards d'euros par un EPR, à quoi s'ajoute la valeur actuelle des dépenses futures soit 600 €/kW (pour ce calcul, le taux d'actualisation retenu est de 2 % seulement comme le recommande la Cour des Comptes).

Le coût de batteries est de 200 € par kWh. Pour produire du méthane de synthèse, l'électrolyse coûte 1000 € par kW et l'équipement de production de gaz de synthèse, y compris la capture et le recyclage du CO₂, coûte également 1000 € par kW d'hydrogène consommé. Cette valeur est hypothétique faute d'expérience industrielle. Comme le rendement de l'électrolyse est de 70 %, l'équipement total coûte 1700 € par kW de capacité d'électrolyse.

Si l'on décidait d'apporter une inertie complémentaire, l'équipement permettant de diminuer de 1 GW la limite minimale de puissance produite par les machines tournantes coûterait 300 M€ et demanderait 0,1 TWh par an pour vaincre les forces de frottement.

	nucléaire	éolien sur terre	éolien en mer	Photovolt aïque sur sol	Photovoltaï que sur toiture	méthanatio n	à partir de gaz CCG	pointe	Thermique s EnR
investissement €/kW	5000	1190	2460	550	875	1700	730	400	3000
durée de vie années	60		25		25	15	15	20	30
frais fixes annuels. €/kW/an	110	40	100	15	30	25	40	30	25
frais variables €/MWh	9	0	0	0	0		40	67	80
euros/MWh	64,5	56,6	94,7	45,0	76,7				

3.1.2- Les dépenses

Au total, les dépenses de production et de stockage (hors hydraulique) sont de **55,9 milliards d'euros par an** soit, 110 €/MWh.

Les principaux postes de dépenses sont le nucléaire avec 21 milliards, l'éolien et le photovoltaïque avec 25 milliards, la production de gaz de synthèse avec 3,2 milliards, la production à partir de gaz (équipement et frais de fonctionnement) avec 3,5 milliards et la production à partir de biomasse avec 1,9 milliards d'euros par an.

Les possibilités de production excédentaires sont de 111 TWh. Si la capacité des interconnexions est de 25 GW, les quantités pouvant être exportées sont de 68 TWh.

S'il est possible d'effacer définitivement une puissance allant jusqu'à 20 GW, les dépenses sont de **50,3 milliards d'euros par an**, soit 101,4 €/MWh ; les quantités effacées sont de **10 TWh** et les possibilités de production pouvant être exportées sont de 58 TWh.

Comme on l'a dit, d'autres parcs de production pouvant être assez différents conduisent à ces dépenses très proches.

Avant valorisation des possibilités de production excédentaires, la différence de dépenses avec ou sans effacement définitif est donc de 5,6 milliards d'euros par an. Cela s'explique surtout par la différence de capacité éolienne et PV. Si les possibilités excédentaires peuvent être valorisées en moyenne à 20 €/MWh (voir plus loin), la différence de dépenses nettes est de **5,4 milliards d'euros par an**, soit **540 €/MWh effacé**

Comme la consommation effaçable est 80 TWh, la diminution de dépenses est de 67 euros par MWh effaçable, à comparer au coût moyen de production qui est de 110 €/MWh. A quoi on peut ajouter

qu'une fourniture d'électricité effaçable demande beaucoup moins de capacité au réseau de distribution.

Il y a donc une réflexion à mener sur la tarification d'une électricité effaçable définitivement par le fournisseur et sans préavis.

3.2- La valorisation des possibilités de production excédentaires

Nous supposons deux « tranches » de consommation. La première peut consommer jusqu'à 25 GW ; la seconde 40 GW.

Si la première tranche est faite d'exportation, la valorisation est le prix de marché au moment où apparaît la possibilité d'exporter. Pour savoir ce que sera ce prix, il faut des simulations à l'échelle européenne.

Aujourd'hui, en Europe, il est rare que toutes les centrales au charbon ou au gaz soient à l'arrêt. Le prix de marché est donc très généralement égal ou supérieur au coût marginal de ces moyens qui est de 30 à 50 €/MWh. Mais on suppose ici que la production d'électricité en France se ferait sans émissions de CO₂. Il est cohérent de supposer qu'il en sera plus ou moins de même dans les autres pays. Le prix de marché sera alors le plus souvent extrêmement bas, sauf dans les périodes où il faudra produire de l'électricité à partir de gaz de synthèse ou à partir de gaz ou de charbon avec stockage du CO₂.

Lorsque le facteur de charge est très faible, la meilleure utilisation pourrait être de produire de la chaleur par effet Joule à l'aide d'une chaudière électrique complétant une chaufferie de réseau urbain. Cela se pratique au Danemark par exemple et cela s'est pratiqué en France pour consommer de l'électricité en été aux tarifs vert et jaune. Si un tel équipement coûte 200 €/kW, soit 17 €/kW/an, et si l'électricité est fournie 1000 ou 500 heures dans l'année, l'équipement coûte 17 ou 34 € par MWh consommé. L'utilisation d'une électricité qui sera disponible de façon aléatoire avec de brusques variations d'intensité obligera à moduler les autres sources de chaleur, ce qui générera des dépenses.

Assez arbitrairement, on suppose donc que les exportations seront au prix de 20 €/MWh et que les autres possibilités excédentaires seront vendues au prix de 10 €/MWh. Nous examinons plus loin, l'hypothèse d'une surproduction délibérée d'électricité pour produire du méthane de synthèse au-delà des besoins du système électrique.

Sans possibilité d'effacement définitif, les recettes nettes sont de 1,3 milliards d'euros par an. Avec une possibilité d'effacement définitif de 20 GW, elles sont de 1,0 milliards d'euros par an.

Sans possibilité d'effacement définitif	GW	Total TWh	Dont éolien PV TWh	Dont nucléaire TWh	Facteur de charge en nombre d'heures par an	Recettes nettes
Exportation 20 €/MWh	25	69	55	14	3700 : de 3800 à 1900	1200
Autre utilisation 10 €	40	40	30	10	1000 : de 1900 à 200	300
Abandonné		3	2	1		
Total						1500

3.3- En cas d'effacement définitif, dépenses d'électricité et d'une autre forme d'énergie

Un consommateur qui utilise aujourd'hui du fioul ou du gaz peut remplacer sa chaudière par une pompe à chaleur, PAC. Si sa chaudière peut continuer à fonctionner, il peut ajouter en amont de celle-ci une pompe à chaleur qui sera moins puissante que s'il remplace sa chaudière. Il peut aussi, ce qui lui coûtera beaucoup moins cher en investissement, introduire une résistance électrique dans l'eau du chauffage central. La PAC ou la résistance sera mise hors tension par le fournisseur d'électricité à son

initiative. Dans l'un et l'autre cas la consommation effacée est égale à 12 % de ce que serait la consommation totale sans effacement. Le coefficient de performance (COP) des PAC est de 3. Le fioul coûte 1000 ou 1500 € par mètre cube, c'est-à-dire 100 ou 150 €/MWh. L'électricité effaçable permet une diminution des dépenses de production d'électricité de 560 € par MWh effacé.

Supposons que les chaudières au fioul soient ainsi remplacées dans un million de logements. Ces logements ont un besoin de chaleur de 15 MWh par an et par logement soit en tout 15 TWh.

Nous allons comparer les dépenses d'un chauffage hybride à celles du remplacement de la chaudière par une PAC. Dans ce cas, la consommation d'électricité est 5 TWh. Nous ne tenons pas compte des dépenses de réseau électrique ; elles sont moindres dans le cas d'une électricité effaçable pendant les heures de pointe.

L'ajout d'une PAC de moindre capacité que si la chaudière existante était remplacée

La PAC coûte 3000 € de moins que la PAC simple. Pour 1 million de logements, cela fait 3 milliards de moins d'investissement ; la somme annuelle équivalente est 400 millions d'euros. La consommation effacée est de 12 % de la consommation d'électricité soit 0,6 TWh. Cela permet de diminuer les dépenses de production d'électricité de 340 millions d'euros par an. En tenant compte du COP de la PAC et du rendement de la chaudière, cette électricité effaçable doit être remplacée par 2 TWh de fioul, dont le coût est de 200 ou 300 millions d'euros selon le prix du fioul. La PAC s'ajoutant à la chaudière existante permet de dépenser moins que le remplacement de la chaudière par une PAC seule. La différence de dépenses est de l'ordre de 500 millions d'euros par an pour une consommation effaçable de 5 TWh.

L'ajout d'une résistance électrique dans l'eau du chauffage central.

Introduire dans l'eau du chauffage central une résistance électrique dont la mise hors tension est télécommandée coûte beaucoup moins que de remplacer la chaudière par une PAC. Supposons que la différence est de 7000 € par logement, ce qui est équivalent à 1000 € par an et par logement ; soit 1000 millions d'euros par an pour un million de logements. Avec une résistance électrique dans un million de logements, la consommation d'électricité est supérieure de 10 TWh à ce qu'elle serait avec des PAC. Le coût de production de cette électricité est, à 100 €/MWh, de 1000 millions d'euros par an. La consommation d'électricité effacée sans préavis est de 1,8 TWh ; sa valeur est de 500 €/MWh, soit en tout 900 millions d'euros. Elle doit être remplacée par 2,2 TWh de fioul, soit 220 ou 330 millions d'euros par an. Au total, comparé au remplacement de la chaudière par une PAC, l'ajout d'une résistance électrique sans changer la chaudière évite 600 ou 700 millions d'euros par an pour une consommation effaçable de 15 TWh.

Ces résultats, extrapolés pour une consommation effaçable de 80 TWh, conduiraient à une réduction des dépenses de 5 ou 6 milliards d'euros par an.

Ce calcul devrait être affiné sans doute mais il montre qu'un chauffage hybride utilisant la chaudière existante peut générer moins de dépenses que le remplacement du chauffage par une PAC. Il montre aussi qu'il est hâtif de condamner le fioul et le chauffage par effet Joule car l'un et l'autre se complètent et peuvent former un ensemble efficace.

Pour ce qui est des véhicules, la comparaison entre véhicules hybrides et véhicules électriques est plus complexe car de nombreux facteurs interviennent, notamment l'autonomie des véhicules et la crainte de la « panne sèche ».

3.4- Un bilan économique du parc de production électrique avec 50 % de nucléaire.

Nous avons cherché comment répondre sans émission de CO₂ à une demande d'électricité en croissance

Au total, avec les hypothèses de coût des éoliennes et du photovoltaïque retenues par RTE pour 2035, et supposant que la consommation augmente de 20 % pendant le semestre chaud et 25 % pendant le semestre frais, les dépenses brutes de production et de stockage sont de 55,9 milliards d'euros par an. Déduction faite de la valorisation des excédents à hauteur de 1,5 milliard d'euros par an, elles sont de **54,4 milliards d'euros par an**, pour une consommation de 600 TWh.

Ce calcul a été fait sur la base des profils de consommation et d'activité éolienne de l'année 2013. Le même calcul fait à partir des chroniques horaires des autres années de 2012 à 2017 donne des résultats très proches.

La plupart de ces résultats peuvent être retrouvés en utilisant l'outil de simulation publié. Cela permet de les contrôler et aussi de tester ses propres hypothèses et d'analyser comment se forment les quantités et les coûts, comment, heure par heure le nucléaire s'efface devant l'éolien et le photovoltaïque sauf parfois pour préserver la stabilité du réseau, comment se chargent et se déchargent les moyens de stockage, etc.

3.5- Produire plus d'électricité que ce qu'il faut pour répondre à la demande française

Nous calculons ici le coût de production d'hydrogène et de méthane à partir d'une électricité « fatale » ou à partir d'une production d'électricité qui dépasse délibérément ce qui est nécessaire pour répondre à la demande française

Une production excédentaire « fatale »

Dans ce qui précède le parc de production et de stockage d'électricité, y compris la production de méthane, a été calculé pour répondre à la demande. Les possibilités de production excédentaires sont le résultat inévitable d'une production intermittente, une production « fatale » qui sera d'autant plus importante que la part des productions que l'on ne peut pas piloter augmentera.

La capacité éolienne est de 84 GW, photovoltaïque de 130 GW ; celle de l'électrolyse est 16,5 GW.

Les possibilités de production excédentaires sont de 111 TWh par an.

Si l'on privilégie l'exportation, avec une capacité d'interconnexion de 25 GW les exportations sont de 68 TWh. Si la valeur moyenne des exportations est 20 €/MWh, les dépenses nettes sont 54,4 milliards d'euros par an.

Production d'hydrogène et de méthane. Pour produire de l'hydrogène : investissement : 1000 €/kW entrant; rendement de 70 %. Par hypothèse, pour la production de méthane à partir de l'hydrogène, y compris la capture et le stockage du gaz carbonique on retient des valeurs égales pour la production de méthane à partir d'hydrogène, en ajoutant 25 €/kW/an. Concernant l'hydrogène il faut ajouter les dépenses de conditionnement et de distribution, qui pourraient doubler le coût.

Si l'on préfère produire de l'hydrogène plutôt que d'exporter, l'électricité étant à 20 €/MWh, la production est de 48 TWh, les dépenses de production sont de 3,4 milliards et le coût de production est de 71 €/MWh d'hydrogène soit 2 €/kg. Si l'on produit du méthane, la production est de 33 TWh et les dépenses totales, y compris l'électricité à 20 €/MWh, sont de 5,2 milliards. Le coût de production du méthane est de 156 €/MWh.

Une production voulue

Supposons maintenant que la capacité de production d'électricité soit volontairement excédentaire, par exemple avec 86 GW d'éoliennes dont 46 en mer et 135 GW de photovoltaïque.

Pour répondre à la demande d'électricité, il suffit d'une capacité d'électrolyse de 14,7 GW.

Alors une capacité d'utilisation des excédents de 25 GW permettrait de consommer 75 TWh, soit 7 TWh de plus qu'une production « fatale ».

Si l'on n'y prend garde, on donnera à l'électricité la même valeur que dans le cas précédent, c'est-à-dire 20 €/MWh et l'on calculera que le coût de production du méthane est de 146 €/MWh. Mais ce calcul n'est pas exact. En effet, si l'excédent est valorisé 20 €, les dépenses nettes de production d'électricité sont supérieures à ce qu'elles sont lorsque le parc de production est calculé pour répondre à la demande au moindre coût. Pour que ces dépenses nettes soient les mêmes, c'est-à-dire pour que les consommateurs d'électricité ne paient pas pour une production de méthane dont ils n'ont pas besoin, il faut que la valorisation de l'électricité excédentaire soit de 28 €/MWh. Alors le coût de production de l'hydrogène est de 78 €/MWh et celui du méthane de 162 €/MWh.

De la difficulté de dire quel est le coût de production de l'hydrogène ou du méthane

Les deux paragraphes qui précèdent ne permettent pas de dire ce que sera le coût de l'hydrogène. Tout au plus indiquent-ils un ordre de grandeur. Surtout, ils montrent comment le coût de l'hydrogène dépend de l'ensemble des productions d'électricité, d'hydrogène et de méthane, des possibilités d'exportation, de la valeur du gaz d'origine fossile et du coût du CO₂. Comme tout cela forme un système, pour expliquer un coût il est nécessaire de tout prendre en considération.

Avec les hypothèses explicitées ici, notre analyse conduit à un coût de production de l'hydrogène de 70 à 80 €/MWh et à un coût du méthane de 150 à 160 €/MWh.

Toutes ces réflexions sont fort intéressantes et occupent nombre de bureaux d'études et de think tanks mais on appréciera si elles sont vraiment utiles après avoir comparé ce parc de production « 50% de nucléaire » à un autre qui permettrait de répondre à la demande au moindre coût.

4- Un autre jeu d'hypothèses avec peu ou pas d'éolien et de photovoltaïque

Comme plus haut, la consommation est de 606 TWh par an (comptée avant les pertes en ligne) mais ici il n'y a pas de contraintes sur la capacité nucléaire.

Par ailleurs, on suppose que la production à partir de biomasse n'est pas supérieure à celle d'aujourd'hui, soit 6 TWh, car la disponibilité en biomasse est limitée et celle-ci peut être employée de façon beaucoup plus efficace que pour produire de l'électricité.

La production d'électricité est faite sans émission de CO₂.

4.1- Sans éolienne ni photovoltaïque

Il serait possible de répondre à la demande sans émissions de CO₂, sans éolienne ni photovoltaïque avec une capacité nucléaire de 94 GW et une capacité d'électrolyse de 5 GW permettant de produire 6 TWh à partir de gaz de synthèse. Les possibilités excédentaires seraient de 69 TWh. La capacité des moyens de production à partir de gaz serait de 11,5 GW.

Les dépenses de production avant valorisation des exportations seraient de 42,6 milliards d'euros par an. Après valorisation des exportations à 20 €/MWh, elles seraient **41,8 milliards d'euros par an**, soit **12 milliards d'euros de moins** que la solution la moins coûteuse respectant la contrainte de « 50 % de nucléaire » sans émission de CO₂.

A ce propos on peut être surpris qu'un scénario comme le scénario Volt de RTE, retenu comme base de travail par le législateur, soit présenté comme ne coûtant pas plus qu'un autre avec plus de nucléaire. Cela s'explique : le scénario Volt suppose qu'une partie de la production est faite à partir d'énergie fossile, il retient une valorisation très élevée de l'électricité exportée et il fait l'hypothèse que d'ici 2035 la consommation d'électricité n'augmente pas.

4.2- Avec 20 GW d'éoliennes et 20 GW photovoltaïque

Avec 20 GW d'éoliennes et 20 GW de photovoltaïque et une capacité d'électrolyse de 6 GW, il suffit de **85 GW nucléaire**. Les possibilités excédentaires sont de 71 TWh et les exportations de 68 TWh, la capacité des lignes d'interconnexions étant de 20 GW. L'outil de simulation indique que les dépenses nettes après valorisation des exportations à 20 €/MWh sont de **42,3 milliards d'euros par an**.

Elles sont donc peu supérieures à celles d'une hypothèse sans éoliennes ni photovoltaïque.

Cela s'explique. Les productions éolienne et photovoltaïque sont coûteuses du fait de leur intermittence non contrôlable. Lorsque la capacité éolienne et photovoltaïque est modérée, les fluctuations de leur production se mêlent à celles de la demande de sorte qu'elles n'augmentent presque pas la variabilité de la demande faite aux moyens de production pilotables. La flexibilité du nucléaire et les moyens de stockage existants suffisent.

On peut donc dire que 40 GW d'éolien et de PV évitent 9 GW de nucléaire pour un surcoût de 0,5 milliard d'euros par an, ce qui est inférieur à l'incertitude qui affecte ces calculs. Retenons donc cette hypothèse.

Avec une possibilité d'effacement définitif

S'il est possible d'effacer définitivement une puissance appelée pouvant atteindre 10 GW, il suffit d'une capacité nucléaire de 83 GW avec une capacité d'électrolyse de 4.5 GW. Les dépenses après valorisation des exportations sont de 40,9 milliards d'euros par an soit 1,4 milliards de moins que sans cette possibilité d'effacement définitif. Les quantités effacées seraient de 4 TWh. Cela donne une idée, à valider à l'aide de nombreuses simulations mais plausible, du coût de production marginal, de 375 €/MWh.

Si l'on veut produire du méthane utilisable hors du système électrique

Sans augmenter la capacité nucléaire

Supposons que l'on veuille utiliser une partie des capacités de production excédentaires pour produire de l'hydrogène et du méthane au-delà de ce qu'il faut pour répondre à la demande d'électricité. Si la capacité de l'électrolyseur est 9 GW, la quantité d'électricité consommée sera de 55 TWh et la production de méthane non utilisée pour produire de l'électricité est de 7,7 TWh. En donnant à l'électricité exportée la même valeur de 20 €/MWh, les dépenses nettes sont supérieures de 738 millions d'euros à ce qu'elles sont avec une capacité d'électrolyse de 6 GW. Le coût de production du méthane à consommer hors du système électrique est donc de 96 €/MWh.

En augmentant la capacité nucléaire

Si la capacité nucléaire est portée à 93 GW, pour équilibrer à chaque instant la fourniture et la demande d'électricité, il suffit d'une capacité d'électrolyse de 1 GW. Les possibilités de production excédentaires sont de 149 TWh. On peut en consommer 145 TWh avec une capacité d'électrolyse de 30 GW. Comme plus haut, pour ne pas augmenter les dépenses de production d'électricité nettes de la valorisation des excédents, on ajuste le coût de l'électricité utilisée pour produire de l'hydrogène : il est ici de 25 €/MWh.

Alors la production d'hydrogène est de 101 TWh et son coût de production de 60 €/MWh (1,7 €/kg). Cela permet de produire 71 TWh **de méthane à un coût de 118 €/MWh** C'est beaucoup moins que

dans l'hypothèse « 50 % nucléaire », contrairement à ce que l'on pourrait penser du coût de l'utilisation de surplus de production d'électricité censément « gratuits ».

5- Première conclusion : « 50% de nucléaire » ou « peu d'éolien et de photovoltaïque »

50 % nucléaire, c'est 12 milliards d'euros par an de dépenses sans effet sur les émissions de CO₂

En prévoyant une augmentation de l'électricité de 20 %, on calcule que les 40 premiers gigawatts d'éolien et de photovoltaïque permettent d'éviter 6 réacteurs nucléaires EPR sans guère augmenter les dépenses. Mais, au-delà, limiter la part du nucléaire à 50 % de la consommation obligerait à dépenser 12 milliards d'euros par an de plus pour éviter une vingtaine de réacteurs nucléaires, soit, *en moyenne* 600 millions d'euros par an par réacteur nucléaire évité.

50 % nucléaire, c'est de graves atteintes à l'environnement et à la sécurité d'approvisionnement

Revenant sur le terrain de l'écologie, la limite de « 50 % nucléaire » conduirait à multiplier les éoliennes (28 000 si elles sont une capacité moyenne de 3 GW) et à occuper près de 3 000 kilomètres carrés pour y implanter des panneaux photovoltaïques.

Et l'on n'oubliera pas les énormes quantités de matériau dont ont besoin ces dizaines de milliers d'éoliennes et ces milliers de kilomètres carrés de photovoltaïque. Pour l'éolien, huit fois plus de béton que le nucléaire et huit fois plus de cuivre, rapporté à la quantité d'électricité produite. Il faut y ajouter les terres rares que nous pourrions certes produire chez nous mais beaucoup plus cher que ce que nous payons à la Chine si nous voulons contrôler les procédés de raffinage extrêmement polluants. D'autres matières comme le cobalt sont stratégiques car nécessaires et rares.

Autres résultats de cette étude

Avec « 50 % de nucléaire », des batteries sont utiles dans la limite de quelques gigawattheures, inutiles au-delà.

La stabilité du réseau est préservée à condition de refuser l'accès au réseau à une partie de la production éolienne et photovoltaïque plusieurs milliers d'heures par an. Le coût de production de méthane de synthèse est de 160 €/MWh.

Avec peu d'éoliennes et de photovoltaïque, le coût de production de méthane de synthèse est sensiblement inférieur à ce qu'il est dans l'hypothèse « 50 % nucléaire » : environ 160 €/MWh contre 100 ou 120 €/MWh.

On se demande donc pourquoi réduire l'électricité nucléaire à 50 % de la consommation.

Il est un fait qu'aujourd'hui, cette option a été retenue pour 2035 dans la loi de transition énergétique. Celle-ci ne prend pas position pour l'échéance de 2050 mais les institutions publiques concernées travaillent sur cette hypothèse et, au-delà, sur la façon de produire de l'électricité *sans nucléaire ni énergie fossile*.

Avant de s'engager sur cette voie, il n'est pas inutile d'étudier cette hypothèse de production d'électricité sans nucléaire ni énergie fossile.

6- Répondre à la demande d'électricité sans nucléaire ni énergie fossile

Avec la même démarche que pour étudier une hypothèse « 50 % nucléaire », nous avons recherché la solution la moins coûteuse.

6.1- Le parc de production et de stockage

La stabilité du réseau

Sans nucléaire, les seules machines de production tournantes sont les centrales électriques et les machines alimentées par de la biomasse et du gaz de synthèse. Leur production est très largement inférieure à la limite minimum qui préserve la stabilité du réseau. On introduit donc dans le réseau suffisamment de masses tournantes pour diminuer de 30 GW la limite minimum de production des machines tournante. Cela pourrait se faire avec les générateurs de machines déclassées qui produisent aujourd'hui 60 GW – pratiquement tous les générateurs des centrales nucléaires déclassées.

Parmi les solutions les moins coûteuses :

Nous supposons que la production à partir des fleuves, des lacs et de la biomasse est la même que dans notre jeu d'hypothèse « 50 % de nucléaire » : 60 TWh hydraulique et 15 TWh à partir de biomasse dont 5 TWh de production pilotable.

Alors une des solutions qui nous paraissent les moins coûteuses est faite de 190 GW d'éolien dont 150 en mer, 320 GW de photovoltaïque avec, pour produire l'hydrogène qui permettra de produire du méthane, une capacité d'électrolyse de 53 GW.

La capacité de stockage et la capacité de production à partir de gaz

Pour évaluer la capacité des moyens de production à partir de gaz, nous procédons comme nous l'avons décrit plus haut en simulant la consommation et l'activité éolienne des années de 2012 à 2017. La consommation étant celle de cette période, avec les capacités retenues ici de production éolienne et photovoltaïque la puissance demandée aux moyens pilotables aurait atteint 82 GW le 19 janvier 2016 à 8 heures. Mais si, à ce moment-là, le vent avait soufflé comme en 2014, la puissance demandée à ces moyens pilotables aurait été de 90 GW.

Les capacités de stockage existantes (105 GWh) permettraient de diminuer de 21 GW la capacité demandée aux moyens pilotables s'ils pouvaient produire cette puissance. Comme ils ne peuvent donner que de 8 GW (voir plus haut), une capacité de batteries pouvant délivrer 13 GW serait utile, à condition que son contenu soit de 37 GWh - soit 3 GWh pour éviter 1 GW. Si leur coût descend jusqu'à 100 €/MWh, elles seront moins coûteuses que des TAC consommant du gaz de synthèse. Mais au-delà, comme vu plus haut, elles sont inefficaces car pour baisser de 4 GW la capacité des TAC et CCG, il faudrait 60 GWh de batteries soit 15 GWh pour une baisse de 1 GW.

Nous retenons donc une capacité de batteries de 37 GWh et 13 GW, s'ajoutant au 105 GWh et 8 GW existants. En tenant compte de la capacité pilotable de la biomasse, qui est de 3 GW, on calcule une capacité de production à partir de gaz de 66 GW à quoi il est prudent d'ajouter une marge de précaution.

Le calcul « déterministe » sur la base de l'année 2013 conduit à 83 GW.

Nous retenons ici **76 GW dont 35 GW de CCG et 40 GW de TAC.**

6.2- La production, les possibilités de production excédentaires

Sur une possibilité de production éolienne et photovoltaïque de 905 TWh par an, la moitié peut entrer directement sur le réseau pour répondre à la demande. Comme dit plus haut, nous supposons que cela

est possible grâce à la présence de très importantes masses tournantes qui ne produisent pas d'électricité.

La production d'électricité à partir de gaz de synthèse est de 55 TWh par an. Il aura fallu pour cela consommer 226 TWh/an. Les possibilités de production excédentaires sont de 205 TWh par an.

Si la capacité des interconnexions est de 25 GW, les exportations ne peuvent pas être supérieures à 65 TWh. Pour utiliser les possibilités non exportées, une capacité de 30 GW aurait un facteur de charge inférieur à 2000 h. Celui d'une autre capacité de 30 GW s'ajoutant aux précédentes serait 1200 heures et il resterait 40 TWh inemployées.

6.3- Les dépenses

Avant valorisation éventuelle des excédents de possibilité de production, les dépenses seraient de **85,8 milliards d'euros par an**.

Il est probable que les exportations seront très difficiles puisque les surproductions apparaîtront également dans les pays voisins. On cherchera alors à consommer ces possibilités de production excédentaires pour produire de l'hydrogène ou de la chaleur. Si l'on considère qu'il s'agit d'une production fatale dont la valeur est nulle, le coût de production d'électricité s'élève à **169 €/MWh**.

6.4- L'utilisation des possibilités de production excédentaires

Une capacité d'électrolyse de 30 GW consommerait 77 TWh. Avec ce facteur de charge de 2600 heures par an, supposant que l'électricité ne coûte rien, le coût de l'électrolyse serait 60 €/MWh ou **1,7 €/kg d'hydrogène**, en ne comptant que le coût de l'électrolyseur de 1000 €/kW avec un rendement de 70 %. Le coût de production du méthane serait de **119 €/MWh** en supposant, rappelons-le que le coût de l'électricité est compté pour zéro.

S'ajoutant à cela, une autre capacité d'électrolyse de 30 GW aurait un facteur de charge de 1800 heures. La production d'hydrogène coûterait 84 €/MWh ou 2,4 €/kg et le méthane 167 €/MWh.

Au-delà, une capacité de 30 GWh sera utilisée 1200 heures par an. Plutôt que de produire de l'hydrogène, on préférera sans doute produire de la chaleur avec une pompe à chaleur ou par effet Joule.

Les possibilités de production abandonnées seraient de 38 TWh.

7- Pour une consommation d'électricité en croissance, plus ou moins de nucléaire ?

Une consommation d'électricité qui augmentera

La consommation de carburant est aujourd'hui supérieure à 400 TWh (térawattheure ou million de MWh) par an ; celle de fioul et de gaz pour le chauffage des logements est de 300 TWh. Certes, des économies d'énergie sont nécessaires et possibles, mais comment penser ramener à zéro les consommations de gaz, de fioul et de carburant sans une forte augmentation de la consommation d'électricité ?

D'ici 2050, la consommation annuelle d'électricité aura augmenté probablement de 200 TWh ou davantage. Nous avons étudié comment y répondre en supposant qu'elle a augmenté de 130 TWh par rapport à 2013, ce qui arrivera très probablement avant 2015. Elle sera alors de 570 TWh ou, en incluant les pertes d'électricité sur les réseaux de transport et de distribution, de 606 TWh par an.

Dans le prolongement de la loi de transition énergétique, nous avons recherché ce que pourrait être un système électrique où le nucléaire entrerait pour un peu moins de 50 % dans la consommation

française d'électricité. Puis nous avons comparé avec une autre solution qui s'avère beaucoup moins coûteuse. Puis nous avons poussé au bout la logique qui pousse à diminuer la production nucléaire.

Pourquoi limiter le nucléaire à 50 %, ce qui coûterait 12 milliards d'euros par an de plus ?

Nous avons pris en considération les nécessités techniques de la stabilité du réseau, nous avons analysé l'apport possible de batteries pour constater que les premiers GWh seront très utiles et que, au-delà de 8 GWh, les services apportés par les batteries sont insignifiants. Nous avons calculé les dépenses totales de production et de consommation sans interroger les dépenses de transport et de distribution.

Et nous avons mesuré que les dépenses annuelles seraient supérieures de 12 milliards à celles d'un parc de production répondant à la demande avec peu d'éoliennes et de photovoltaïque sans émettre de gaz carbonique. La capacité nucléaire serait supérieure d'un tiers à la capacité actuelle avec dix réacteurs de moins qu'aujourd'hui.

Au vu de ces résultats, une question s'impose. Pourquoi faudrait-il choisir un parc de production qui, non content de faire dépenser 12 milliards d'euros par an de plus, obligera à consommer huit fois plus de cuivre et de béton, des terres rares et d'autres matériaux essentiels que, pendant encore longtemps, seule la Chine raffine ?

Serait-ce à cause des déchets ? Des déchets toxiques très bien confinés ne sont pas dangereux, à la différence d'autres déchets, toxiques ou non, qui sont disséminés et s'accumulent. L'Agence nationale des déchets radioactifs (ANDRA), l'Autorité de sûreté nucléaire, l'Académie des sciences nous disent que les déchets sont parfaitement confinés.

Serait-ce pour réduire le risque d'accident grave ? Si l'on calcule le coût probable des dommages en multipliant le montant des dommages en cas d'accident très grave et la probabilité de cet accident, décider de diminuer la capacité nucléaire réduirait ce coût de 100 millions d'euros par an, c'est-à-dire moins de 1 % de ce que nous coûterait cette décision.

Mais ceux qui veulent réduire la capacité nucléaire ne font pas ce calcul classique de « coût-avantage ». Leur but, exprimé ou implicite, est de s'engager sur la voie qui conduirait à ne plus produire d'électricité nucléaire.

L'électricité sans CO₂ et sans nucléaire coûterait 42 milliards d'euros par an de plus

Il serait possible de répondre à la demande d'électricité sans nucléaire et sans énergie fossile avec une capacité éolienne et photovoltaïque égale à quatre fois la puissance maximale demandée par la consommation. Le coût de production serait le double de celui d'un parc de production ayant peu d'éoliennes et de photovoltaïque.

Au-delà de cet aspect financier, remplacer le nucléaire par des éoliennes et du photovoltaïque amènerait à implanter sur terre et en mer des dizaines de milliers d'éoliennes, à couvrir des milliers de kilomètres carré de panneaux photovoltaïques, à consommer de très grandes quantités de sable, de fer, de cuivre et d'autres matières telles que les terres-rares, qui nous mettront sous la dépendance d'autres pays et dont l'exploitation est source de graves pollutions.

Le progrès technique ne modifiera pas les données de base : intermittence et limites du stockage

Il faut évidemment s'interroger sur les hypothèses que nous avons faites sur l'évolution des coûts. Nous avons retenu délibérément les hypothèses de coût de l'éolien et du photovoltaïque formulées par RTE et parfois considérées comme sous-évaluées. De nouvelles techniques n'apparaîtront-elles pas ?

Certains faits sont constants : l'instabilité de l'activité éolienne ; le rythme du soleil, journalier et saisonnier : l'énergie reçue du soleil est quatre ou cinq fois plus importante en été qu'en hiver. Il sera donc nécessaire, inévitablement, de décaler de quelques jours ou de quelques mois le moment où de

l'électricité peut être produite et le moment où sera utilisé soit l'électricité soit un service rendu par elle. Lorsque celle-ci sert à produire de la chaleur, de l'hydrogène ou du biocarburant par exemple, il est possible de stocker ces produits plutôt que l'électricité. Mais si l'on a besoin d'électricité, le seul moyen est de passer par la production de gaz, ce qui demande une double transformation – passer de l'électricité au gaz puis du gaz à de l'électricité. Le rendement sera nécessairement mauvais. Ce moyen est donc coûteux mais un autre qui, tel que les batteries, est limité par la capacité du stockage restera toujours plus coûteux.

Les enjeux stratégiques et mondiaux

Comme les enjeux de la lutte contre les émissions de CO₂ portent sur tous les aspects des relations entre les peuples et que le CO₂ est indifférent aux frontières, les réflexions limitées au périmètre de notre pays ne prennent pas la mesure des phénomènes ni des enjeux.

Sans même parler des 40 milliards d'euros par an que nous coûterait l'abandon du nucléaire, ces 12 milliards par an sans effet sur les émissions de CO₂ que nous nous disons prêts à dépenser pour seulement éviter une douzaine de réacteurs nucléaires pourraient être employés entre autres choses à une coopération avec d'autres pays pour, ensemble, réellement éviter des émissions de gaz carbonique. A titre de comparaison, l'aide française au développement est de 10 milliards d'euros par an.