



Henri Prévot
henri.prevot@wanadoo.fr
www.hprevot.fr

le 4 mai 2020

Une étude prospective sur « 50% nucléaire » sans émission de CO₂ en 2050
Capacités éolienne et photovoltaïque, stockage, production d'hydrogène, dépenses,
comparaison avec plus de nucléaire et peu d'éolien et de photovoltaïque

Cette étude est une contribution aux réflexions prospectives sur l'électricité et sur sa place dans le paysage énergétique français. Par exemple, la capacité de production d'électricité peut être délibérément excédentaire pour produire de l'hydrogène qui sera consommé hors du secteur de l'électricité ; réciproquement une consommation d'électricité peut être remplacée en période de tension par une autre forme d'énergie qui se stocke aisément.

Nous avons utilisé un modèle de simulation simplifié, publié sur www.hprevot.fr. On peut en voir une présentation simplifiée en annexe.

Remarque préliminaire

La loi sur la transition énergétique fixe comme objectif que le nucléaire ne dépasse pas 50 % de la consommation à partir de 2035 et RTE n'étudie pas d'hypothèses où le nucléaire dépasserait 50 % de la consommation. On a du mal à considérer que les motifs parfois avancés sont fondés. Notamment « équilibrer » le parc de production n'a aucun sens puisqu'une ressource pilotable serait remplacée par d'autres qui ne le sont pas et qui peuvent ne rien fournir lorsqu'on en a le plus besoin.

Il se pourrait qu'il y ait une autre raison d'étudier le cas « 50 % nucléaire » en 2050. En effet, il n'est pas certain que l'industrie serait en mesure de construire suffisamment de réacteurs nucléaires pour dépasser cette proportion en 2050. Mais cela ne doit pas nous dissuader de comparer un parc « 50% nucléaire » avec un autre qui serait conçu de façon à répondre à la demande au moindre coût même si un tel parc de production ne peut se réaliser qu'au-delà de 2050.

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 et au-delà. Le débat est donc ouvert.

La consommation annuelle d'énergie fossile est aujourd'hui voisine de 1000 TWh (térawattheures ou millions de MWh). La SNBC, stratégie nationale bas carbone, prévoit que la consommation annuelle d'électricité, augmentera de 40 TWh seulement. C'est très peu. Nous supposons ici qu'elle augmentera de 150 TWh, ce qui la porterait à 650 TWh (avant les pertes en ligne), et nous étudions comment y répondre avec 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 et ce qu'il faut de nucléaire pour éviter les émissions de CO₂. Et nous donnons un coup de projecteur sur une configuration où la capacité nucléaire serait très faible.

Cette étude a bénéficié des avis et informations donnés par plusieurs membres de l'association « *Sauvons le climat* », en particulier Georges Sapy ; je les en remercie.

Les principaux résultats de cette étude

- Parmi les parcs de production et de stockage répondant à une demande annuelle de 650 TWh sans émission de CO₂ et avec 50 % d'électricité d'origine nucléaire en dépensant le moins possible, celui qui est étudié ici est formé de 34 réacteurs nucléaires EPR, soit 54 GW, 180 GW d'éoliennes et photovoltaïque avec, pour produire du gaz de synthèse, une capacité d'électrolyse pouvant consommer 20 GW d'électricité.
- L'inertie des turbo-alternateurs des groupes nucléaires suffirait à préserver la stabilité du réseau sans refuser l'accès aux productions éoliennes et photovoltaïques. Néanmoins, pour éviter les très fortes variations de puissance nuisant à l'exploitation du parc nucléaire, nous avons supposé que la puissance délivrée ne serait jamais inférieure à 50 % de la puissance nominale, ce qui conduit à *refuser l'accès au réseau de 35 TWh par an d'une production éolienne et photovoltaïque.*
- Des batteries ou autres moyens de stockage seront très utiles s'ils peuvent *garantir* un apport de 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). Il suffit pour cela d'ajouter 8 GWh aux moyens existants. Au-delà, les batteries et autres moyens de stockage sont inutiles car trop coûteux.
- La capacité de production à partir de gaz est de 51 GW. Elle peut être moindre si l'on se fie à l'importation. Celle-ci est limitée par la capacité des lignes d'interconnexion et, naturellement, par les besoins des pays voisins.
- Les consommateurs d'électricité pourront accepter que leur fournisseur annule définitivement une partie de ses livraisons à son initiative, sans préavis, pour quelques minutes ou quelques jours, s'ils peuvent *remplacer* l'électricité par une autre forme d'énergie qui se stocke aisément. Tel sera le cas avec les véhicules hybrides rechargeables ou avec un chauffage hybride qui combine électricité et gaz ou fioul. Si la puissance ainsi effacée peut aller jusqu'à 20 GW, la consommation effectivement effacée pourrait-être de 10 TWh par an. Ce dispositif éviterait la production d'une électricité « de pointe » très coûteuse (on calcule ici 450 €/MWh) et le renforcement des réseaux de distribution.
- 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 79 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 55 TWh, dont 33 provenant d'éoliennes ou de photovoltaïque et 23 de nucléaire. Pour consommer ce qui ne serait pas exporté, une capacité de 20 GW fonctionnerait seulement à 10 % de ses possibilités. Le meilleur usage serait sans doute de chauffer l'eau de réseaux de chauffage urbain par effet Joule.
- Sans exportations, les possibilités de production excédentaires permettraient de produire environ 30 TWh de méthane de synthèse à un coût de 180 €/MWh si l'électricité est valorisée à 20 €/MWh.
- Une plus grande capacité de production permettrait de produire plus d'hydrogène mais augmenterait le coût moyen de production. Le prix payé par l'électrolyse devrait alors être ajusté pour ne pas augmenter les dépenses à la charge de la consommation finale d'électricité. Avec une augmentation de la capacité éolienne ou photovoltaïque, le coût de l'hydrogène est de 2,9 € par kilo. Avec une augmentation de la capacité nucléaire, il est de 1,8 € par kilo et le coût du méthane de 120 € par MWh.
- Pour produire l'électricité sans émissions de CO₂, avec peu d'éoliennes et de photovoltaïque (40 GW en tout) et avec 84 GW de nucléaire, les dépenses seraient **inférieures de 11 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 l'hydrogène à 1,7 € par kilo et du méthane à 100 € par MWh.

- Si la capacité nucléaire est seulement de 15 GW (une hypothèse retenue par RTE dans un de ses scénarios pour 2050, le scénario N1), il sera possible de répondre à la demande sans émission de CO₂, sous réserve que la stabilité du réseau puisse être préservée, avec 400 GW d'éoliennes et de photovoltaïque ; les dépenses seraient supérieures de 16 milliards d'euros par an à celles d'un scénario « 50 % de nucléaire ».

- L'évaluation des différents scénarios ne manquera pas de prendre aussi en considération les effets sur l'environnement, l'occupation de l'espace, la consommation de matériaux et de métaux stratégiques.

Le plan de cette note

- 1- La consommation d'électricité ; les déplacements de consommation et l'effacement définitif
 - Une variante avec chauffage hybride
- 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
 - 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 – consommation, production, possibilités de production excédentaires, exportations
 - Avec d'autres chroniques horaires de consommation et d'activité éolienne
 - 2.3.5- Lorsqu'il existe des possibilités d'effacement définitif
 - 2.3.6- Les possibilités de production excédentaires
 - La nature des possibilités excédentaires : « fatales » ou « voulues »
 - Les possibilités de production excédentaires fatales
- 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 production d'électricité / Les dépenses faites par le consommateur / Le bilan
 - 3.4- Un bilan économique du parc de production électrique avec 50 % de nucléaire.
 - 3.5 - Une variante supposant que la consommation est de 700 TWh au lieu de 650 TWh
 - 3.6- Produire de l'hydrogène et du méthane pour une utilisation hors électricité
 - 3.6.1- Les composantes du coût de production d'hydrogène et de méthane
 - 3.6.2- Lorsque le parc de production d'électricité est adapté à la demande
 - 3.6.3- Lorsque la capacité du parc de production dépasse les besoins de la consommation
 - 3.6.4- De la difficulté de dire quel est le coût de production de l'hydrogène ou du méthane
- 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
 - 4.2.1- Un parc de production répondant à la demande au moindre coût
 - 4.2.2- Produire du méthane utilisable hors du système électrique
 - Sans augmenter la capacité nucléaire / en augmentant la capacité nucléaire
- 5- Une variante avec peu de nucléaire (15 GW)
- 6- Conclusion :
 - Plus ou moins de nucléaire et coût de production d'électricité

Peu de nucléaire, c'est 16 milliards par an de plus que 50 % nucléaire sans effet sur le CO₂
 50 % nucléaire, c'est 11 milliards d'euros par an de dépenses sans effet sur les émissions de CO₂
 50 % nucléaire ou moins : de graves atteintes à l'environnement et à la sécurité d'approvisionnement
 Autres résultats de cette étude

ANNEXE 1 : Présentation du modèle de simulation du système électrique SimelSP

ANNEXE 2 : le chauffage hybride en utilisant la chaudière existante

ANNEXE 3 : Tableaux présentant les principaux résultats

ANNEXE 4 : Coût de production d'hydrogène et de méthane selon plusieurs jeux d'hypothèses

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

Depuis quelques années, la consommation annuelle d'électricité reste au niveau de 460 TWh (million de MWh, mégawattheure) soit 500 TWh avant les pertes en ligne. La SNBC, stratégie nationale bas carbone, prévoit que la consommation finale annuelle d'électricité sera en 2050 de 530 TWh soit seulement 70 TWh par an de plus qu'aujourd'hui. La consommation sera en réalité très probablement supérieure.

La consommation actuelle de fioul, de gaz et de carburant est voisine de 1000 TWh par an. Certes, des économies d'énergie seront possibles et l'efficacité des moteurs électriques et des pompes à chaleur est telle que chaque MWh d'électricité peut remplacer 3 MWh de fioul, de gaz ou de carburant et la biomasse pourra fournir plus d'énergie qu'aujourd'hui. Mais la population s'accroît, elle veut plus de confort dans son logement, la décohabitation augmentera le nombre de logements et la surface de logement par personne ; on verra apparaître de nouveaux usages dans les télécommunications, le traitement des données, la robotisation et de nouveaux besoins dans l'industrie si, du moins, il était mis fin à son déclin. Quant à la mobilité, la SNBC suppose que, malgré une hausse de la population, les distances parcourues par les véhicules diminueraient.

Pour ce qui est du chauffage des logements, la SNBC prévoit de mettre tous les logements existants au standard « basse consommation » (c'est-à-dire en classe B du DPE, diagnostic de performance énergétique) ce qui serait très coûteux. Pour réduire à rien les émissions de CO₂ tout en minimisant les dépenses de consommation et d'économie d'énergie, la consommation annuelle d'électricité pour le chauffage des logements serait supérieure de 80 TWh par an à ce que suppose la SNBC¹. Quant à la consommation par l'industrie, la SNBC ne fait pas l'hypothèse que notre pays se réindustrialise.

Pour évaluer ce que devrait être la consommation d'électricité, il est commode d'utiliser un tableau croisé qui présente la consommation d'énergie par secteur d'utilisation et par type d'énergie en tenant compte notamment des limites de disponibilité de biomasse. Il est difficile de dresser un tel tableau sans émissions de CO₂ où la consommation d'électricité serait inférieure à 660 TWh par an, soit 700 TWh avant les pertes en ligne².

Pour cette étude nous prenons néanmoins comme hypothèse centrale que la consommation des secteurs de l'industrie, de l'agriculture, du transport, du résidentiel et du tertiaire qui est aujourd'hui de 460 TWh augmentera jusqu'à 610 TWh par an. Tenant compte des pertes de réseau, le système de production et de stockage devra donc mettre en ligne **650 TWh par an** pour répondre à la demande finale. Une variante fera l'hypothèse que la consommation finale avant pertes en ligne serait de **700 TWh par an**.

¹ Voir par exemple un article paru dans le numéro de la Revue de l'énergie de mai-juin 2019. On minimisera les dépenses totales en faisant passer en classe D du DPE les logements mal isolés.

² Voir sur www.hprevot.fr un tableau croisé de consommation d'énergie par secteur d'utilisation et par type d'énergie conduisant à une consommation d'électricité de 700 TWh/an avant pertes en ligne.

Avec de l'éolien et du photovoltaïque, dont la production ne se règle pas en fonction de la demande, les capacités de production et de stockage pouvant répondre heure par heure à cette demande finale auront des possibilités de production excédentaires. Celles-ci pourraient être exportées ou utilisées par l'industrie pour produire de l'hydrogène, du méthane ou de la chaleur. Cette consommation s'ajoutera aux 650 TWh.

Nous supposons que la consommation finale a le même profil horaire que durant l'année 2013, qui est une année moyenne. 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 dizaines de 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. Nous traitons ici les possibilités de déplacement de consommation de la même façon que des batteries. En effet, comme les batteries, elles sont caractérisées par une puissance en kW, par une quantité maximum pouvant être déplacée avant d'être compensée, exprimée en GWh, par un rendement (celui des chauffe-eau par exemple) et par un coût, qui peut ne pas être nul.

Lorsqu'il s'agit d'une consommation différée, nous parlerons de report pour réserver le terme d'« effacement » à l'effacement définitif, non compensé par une augmentation ultérieure de la consommation.

Une variante « avec effacement définitif »

Une variante du système électrique étudié ici suppose qu'une partie de la consommation peut *s'effacer définitivement* à l'initiative du fournisseur et sans préavis, pour quelques minutes, quelques heures ou même en cas de besoin quelques semaines. 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, qui peuvent être produits à partir de biomasse et d'électricité. 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.

Dans cette variante « avec effacement définitif », si quelques millions de ménages, quelques réseaux de chaleur et des chaufferies industrielles sont équipés d'une installation de chauffage hybride et avec quelques millions de véhicules hybrides rechargeables, la capacité effaçable pourrait être de 20 millions de kilowatts. En supposant que la consommation effaçable est proportionnelle à la puissance effaçable, nous calculons que, sur une consommation annuelle de 650 TWh, la consommation *effectivement effacée* serait de 5 à 10 TWh/an³.

³ Voir en annexe une évaluation économique du chauffage hybride.

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, 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, et du rendement de production d'électricité à partir de méthane. Nous supposons que ce procédé est utilisé en tant que de besoin car, pour restituer en masse de l'électricité plusieurs mois après en avoir produit, c'est, avec les lacs de barrage, le seul moyen que l'on connaisse aujourd'hui.

Pour le « stockage » intersaisonnier d'électricité, P2P ou batteries ?

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 être 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 20 GW pour produire du gaz de synthèse. Notre outil de simulation montre que, sans changer le parc de production, pour que le stockage puisse remplacer une capacité d'électrolyse de 10 GW sa capacité devrait être de 2800 GWh soit 2800 millions de kWh, c'est-à-dire autant que la capacité des batteries de 100 kWh de 28 millions de véhicules électriques. Pour que globalement, le remplacement d'une capacité de 10 GW d'électrolyse par un stockage ne coûte pas plus cher, il faudrait que les batteries coûtent moins de 8 euros par kWh alors que leur coût est aujourd'hui de 200 €/kWh. Et l'on ne chiffre pas les quantités de matériau nécessaires à la fabrication de ces batteries. 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 combustion) – il n'y a plus guère aujourd'hui de 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 en une heure de 30 % ou plus de la capacité installée, ne joue pas. Le coefficient de disponibilité est de 85 %. Il varie dans l'année et passe en hiver par un maximum de 90 % et en été par un minimum de 80 % 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.

La production à partir de biomasse n'est que de 6 TWh par an car les quantités disponibles de biomasse sont limitées et celle-ci est utilisée de façon beaucoup plus efficace pour produire de la chaleur ou des biocarburants de seconde génération. C'est une production d'électricité de base.

La production hydraulique est de 60 TWh, comme aujourd'hui.

La capacité des éoliennes sur terre est limitée à 30 GW, supposant que la population n'en accepterait pas davantage. Le facteur de charge sur terre est 2200 heures par an ; sur mer de 3300 heures par an ; le profil horaire de l'activité éolienne sur terre ou sur mer est celui de l'année 2013⁴.

Les panneaux photovoltaïques ont un facteur de charge de 1200 heures par an.

Le rendement du procédé P2P, qui joue le rôle d'un stockage inter-saisonnier, est de 16 % si l'électricité est produite à partir de gaz de synthèse par des TAC ; 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 TAC 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 ;

Nucléaire : 54 GW ; ce seront des réacteurs nouveaux.

Eolien : 30 GW sur terre et 41 GW en mer

Photovoltaïque : 110 GW dont 80 % sur le sol pour limiter les dépenses

Capacité de production à partir de gaz : évaluée à 51 GW comme il est dit plus loin, dont 20 de CCG

Capacité d'électrolyse ; 20 GW ; le rendement du procédé P2P : 24 %.

Pour répondre à une demande de 650 TWh par an, les possibilités de production hydraulique, biomasse, éolienne, photovoltaïque et nucléaire sont ainsi de 802 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

Avec cette capacité nucléaire, pas de problème de stabilité du réseau...

La stabilité du réseau électrique est préservée si l'énergie cinétique de rotation des machines tournantes de production, les turboalternateurs, couplées sur le réseau est suffisante. Comme la vitesse de rotation de ces machines ne dépend pas de la puissance effectivement délivrée, cette énergie cinétique n'en dépend pas non plus. Elle dépend de la puissance nominale des machines couplées sur le réseau. Pour le nucléaire, elle est proportionnelle au K_d , le coefficient de disponibilité.

⁴ Sur mer, on a adopté un profil horaire semblable à celui qui a été retenu par une étude du FAERE publiée à la fin de 2019 : How sensitive are optimal fully renewable power systems to technology cost uncertainty? - FAERE Policy Paper, 2019-04.

Quant à la production à partir de gaz, on supposera que la capacité couplée au réseau est proportionnelle à la puissance effectivement délivrée.

Lorsque la capacité nucléaire est très faible, pour conserver sur le réseau une inertie suffisante, il est possible d'intégrer 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. Elles ne sont pas encore éprouvées mais notre outil de simulation peut les prendre en compte⁵.

Le réseau français n'est pas isolé mais l'hypothèse faite ici est que chaque pays apporte une inertie proportionnelle à sa consommation. Avec la consommation actuelle, ce serait, pour la France, l'inertie des machines tournantes produisant environ 30 GW. Nous supposons ici, ce qui n'est pas assuré, que ces besoins d'inertie sont proportionnels à la consommation. Avec une consommation de 650 TWh par an, l'inertie minimum est celle de machines tournantes dont la capacité nominale est de 39 GW.

Dans notre simulation, la capacité nucléaire couplée au réseau électrique sera dans le courant d'une année comprise entre 80 et 90 % de la puissance installée, c'est-à-dire, sans même compter la capacité des autres moyens de production, largement suffisante pour préserver la stabilité du réseau sans avoir à refuser de production éolienne ou photovoltaïque.

... mais de très fortes variations de production nucléaire

Cette production nucléaire serait soumise à de rudes à-coups dont notre simulation donne une description au pas horaire.

Si la production nucléaire pouvait diminuer jusqu'à s'annuler et si elle acceptait des variations en une heure de 30 % de la capacité installée (pur cas d'école), on verrait environ 500 fois dans l'année une variation horaire supérieure à 10 GW. Les épisodes d'une hausse de puissance supérieure à 30 GW en quatre heures se produiraient plus de 70 fois en un an.

S'il est décidé que la production nucléaire ne pas en-dessous de 50 % de la capacité installée, une variation de plus de 10 GW en une heure interviendra 250 fois dans l'année. On ne verra évidemment pas de hausse de 30 GW mais les épisodes de hausse de 20 GW en quatre heures ne seront pas rares : plus de 60 fois dans l'année.

Maintenir la production au-dessus de la moitié de la capacité nominale

Au vu de ces résultats, dans notre scénario de référence, la production nucléaire reste supérieure à la moitié de la capacité nominale, soit 27 GW. Elle peut varier de 30 % en une heure.

Cette limite a un effet sur l'accès au réseau de la production éolienne et photovoltaïque. Les possibilités de production éolienne et photovoltaïque sont de 333 TWh par an. Si la production nucléaire pouvait descendre jusqu'à 10 GW, la production éolienne et photovoltaïque pouvant accéder directement au réseau pour répondre à la demande d'électricité seraient de 293 TWh. Si la production nucléaire reste

⁵ Voir en annexe 1 une présentation du logiciel de simulation

supérieure à 27 GW, la production éolienne et photovoltaïque accédant directement au réseau sera de 259 TWh.

Lorsque la capacité nucléaire est inférieure à 40 GW.

Si la capacité nucléaire est inférieure à 40 GW, l'inertie des machines tournantes n'est pas suffisante pour assurer la stabilité du réseau. Le logiciel SimelSP permet de simuler le cas où l'on ajoute au réseau un dispositif qui permet de diminuer la capacité des machines tournantes de production couplées au réseau.

2.3.2- Batteries, STEPs et déplacements de consommation

L'objet de ce paragraphe est *d'analyser en quoi et dans quelle mesure* les batteries sont utiles au réseau. Les conclusions auxquelles nous parvenons ne sont pas toutes intuitives.

Les batteries et les STEPs ont trois fonctions. Elles sont utiles pour la régulation immédiate, à l'échelle de la minute. Pour cela il suffit de moins de 1 GWh de capacité. Elles permettent de mieux tirer parti des possibilités de production éolienne et photovoltaïque, qui ne sont pas pilotables. Elles permettent de réduire la puissance demandée aux moyens pilotables.

Les déplacements de consommation ont le même effet que des batteries. Ils peuvent être beaucoup moins coûteux mais ne sont pas assurément et immédiatement disponibles comme le sont des batteries commandées par le gestionnaire de réseau.

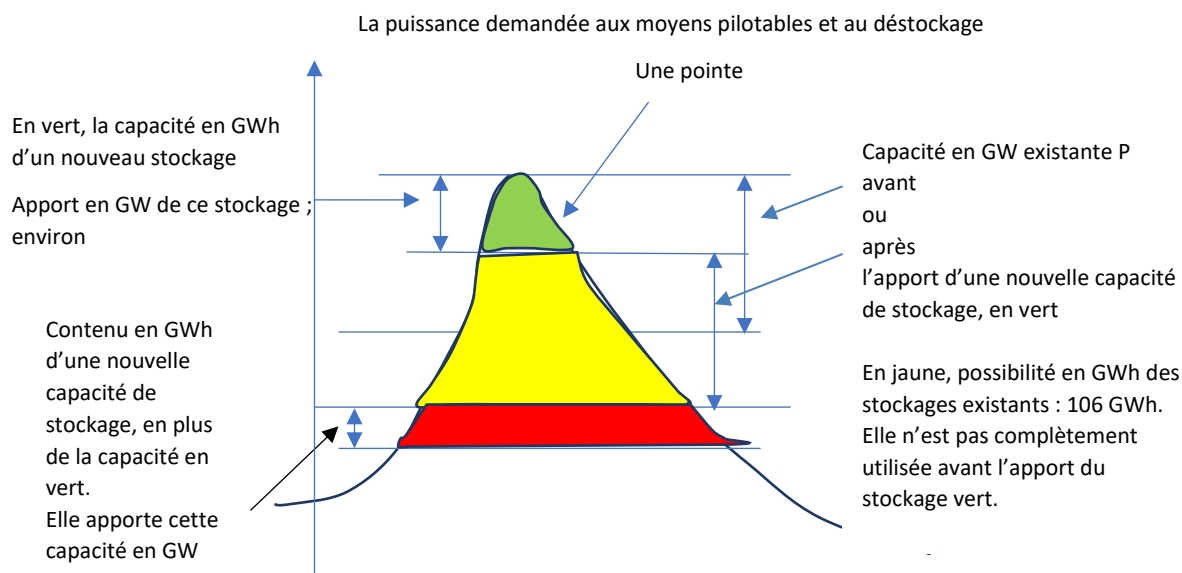
Pour savoir dans quelle mesure les batteries peuvent diminuer la capacité pilotable, il faut prendre en considération ce qui existe déjà pour répondre aux fluctuations à l'échelle de la journée ou de quelques jours : non seulement des STEPs mais aussi des possibilités de modulation à l'échelle de quelques jours de la production des lacs de montagne et des barrages de fleuve.

Comme il est dit plus haut, le profil horaire de la consommation est semblable à celui de l'année 2013. L'outil de simulation montre la chronique horaire de ce qui est demandé aux moyens pilotables autres que le nucléaire, c'est-à-dire le déstockage, la production à partir de gaz et l'effacement définitif. Celle-ci 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) – voir la figure ci-dessous.

Les batteries seraient donc utiles en haut de la pointe pour que la capacité en énergie (GWh) des barrages et des lacs soit utilisée pleinement. C'est en effet en haut de la pointe de ce qui est demandé aux moyens pilotables que le ratio kW garanti/ kWh de contenance est le meilleur. Mais ce ratio diminue assez vite lorsque la contenance en kWh des batteries augmente. Avec nos hypothèses, les batteries peuvent apporter utilement 5 GW avec 8 GWh. Au-delà, si elles coûtent 200 €/kWh, elles seraient trop coûteuses.

Il est difficile d'anticiper l'efficacité des déplacements de consommation, qui ne sont pas « sous la main » des gestionnaires de réseaux. Nous ajoutons 2 GW. En tout, la puissance garantie est de 7 GW.

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.



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.

La figure ci-dessus 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.

Avec nos hypothèses de consommation et de production, un stockage pouvant contenir 106 GWh pourrait apporter les quantités permettant de diminuer de 18 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 des 16 et 17 janvier. Or la modulation quotidienne de la puissance délivrée par les STEps (5 GW), des lacs (2 GW) et des fleuves (1 GW) de fait, dépasse rarement 8 GW. Cela montre l'utilité d'un apport de puissance jusqu'à 10 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 il suffit de 2 GWh pour apporter 2 GW ; il faut 8 GWh pour apporter 5 GW ; et 15 GWh pour apporter 7 GW. Si une batterie coûte 200 €/kWh, les deux premiers kilowatts coûtent 200 €/kW, les trois suivants coûtent 400 €/kW. Les 2 suivants, 700 €/kW. Là, c'est beaucoup plus cher que la production à partir de gaz de synthèse. Des déplacements de consommation peuvent coûter moins cher mais leur disponibilité n'est pas certaine. Sur cet exemple, les batteries sont donc utiles jusqu'à un contenu de 8 ou 9 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. 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, mais sans que l'on puisse en être certain. Supposons qu'ils apportent 2 GW.

2.3.3- La capacité de production à partir de gaz

Pour équilibrer à tout instant fourniture d'électricité et consommation, la flexibilité des moyens de production autres qu'à partir de gaz, le déstockage et les déplacements de consommation ne suffisent pas. Il faut aussi une production à partir de méthane, ici du méthane 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 **51 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 (49 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 7 GW pour les batteries et les déplacements de consommation, la capacité à partir de biomasse (1 GW) et 1 % de la capacité éolienne. La capacité garantie est ici de 72 GW, la demande horaire maximale est de 122 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 50 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 51,3 GW. La possibilité de déstockage et de report de consommation est 12 GW et celle de la part pilotable de biomasse est dans cet exemple nulle. La capacité à partir de gaz doit donc être de 39,3 GW. La différence avec le résultat précédent (50 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 chroniques horaires de consommation et de production éolienne sur terre semblables à celles des années 2012 à 2017 – le « Monte-Carlo du pauvre ». On trouve entre 39 et 45 GW sauf pour l'année 2012 où la pointe demandée à la production à partir de gaz aurait été de 51 GW.

On retient ici **51 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 moins cher que les CCG mais ont un rendement moins bon, ce qui se traduit sur le rendement du procédé P2G. La capacité des CCG est de 20 GW, celles des moyens de pointe de 31 GW.

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

La consommation finale est de 607 TWh par an. Avant les pertes de réseau elle est de 650 TWh par an.

Les possibilités de production à partir de nucléaire et de sources renouvelables sont de 802 TWh par an.

La production d'électricité à partir de gaz de synthèse est de 23 TWh par an. Les pertes entre stockage et déstockage (STEPS et batteries) sont de 1,7 TWh celles du procédé P2P sont de 72 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 consommé 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 d'environ 40 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 79 TWh par an.

Avec d'autres chroniques horaires de consommation et d'activité éolienne

Ces calculs sont faits en utilisant les chroniques horaires de consommation et d'activité éolienne de l'année 2013. En utilisant celles des années allant de 2012 à 2017 avec le même parc de production, les résultats obtenus la possibilité de production à partir de gaz de synthèse serait parfois insuffisante jusqu'à 4 TWh et parfois supérieure aux besoins jusqu'à 8 TWh. Les possibilités de production excédentaires seraient dans une fourchette allant de 70 à 82 TWh.

2.3.5- 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, il est possible par exemple de réduire la capacité éolienne en mer à 35 GW d'éolien (au lieu de 41 GW) et la capacité d'électrolyse à 14 GW (au lieu de 20). La production d'électricité à partir de gaz de synthèse est de 17 TWh au lieu de 23 TWh. Avec une capacité de CCG de 13 GW, la consommation effacée est de 10 TWh.

De plus, les possibilités d'effacement définitif diminuent d'autant la capacité demandée aux réseaux de transport et de distribution, puisque celle-ci est calculée pour répondre à la demande de pointe. Au total, comme nous le montrons plus loin, le bilan est très favorable.

2.3.6- Les possibilités de production excédentaires

La nature des possibilités de production excédentaires : « fatales » ou « voulues »

Comme les possibilités de production éolienne et photovoltaïque ne peuvent pas être réglées de façon à répondre exactement à la demande, il arrivera qu'elles dépassent la demande ou bien qu'elles soient insuffisantes. De même, les réacteurs nucléaires ont une possibilité de production qui, à chaque heure, sera insuffisante ou dépassera les besoins. Si l'exploitant diminue la production nucléaire, on dira qu'il fait du « suivi de charge » ; lorsque l'on réduit la production d'une éolienne en deçà de ce qu'elle peut produire, on parlera d'« écrêtement ». On fera vertu du « suivi de charge » et l'on jugera parfois que l'écrêtement est un « gaspillage » alors que les deux actions sont de même nature : renoncer à une possibilité de production car l'utiliser serait plus coûteux.

Il serait possible de calculer un parc de production et de stockage d'électricité qui réponde heure par heure à la demande française d'électricité en utilisant *complètement* les possibilités de production éolienne, photovoltaïque et nucléaire. Pour pouvoir utiliser toutes les possibilités de production d'électricité, une partie de la capacité d'électrolyse du procédé P2P ne serait utilisée que quelques dizaines d'heures par an, ce qui serait très coûteux. Il est moins coûteux d'avoir un parc de production et de stockage dont les possibilités de production dépassent la somme de la consommation et des pertes de stockage et du procédé P2P. La différence ne sert donc pas à répondre à la consommation française d'électricité. Cette possibilité excédentaire est le résultat d'un choix qui vise à minimiser les dépenses d'un parc de production et de stockage de l'électricité répondant à la demande française. On peut donc dire que c'est une possibilité excédentaire « fatale ». Appelons P1 ce parc de production conçu pour minimiser les dépenses de production et de stockage répondant à la demande française.

Cette possibilité excédentaire peut être utilisée pour autre chose que la consommation d'électricité française même si sa valorisation est très faible, supérieure à zéro s'agissant de l'éolien et du photovoltaïque ou, s'agissant du nucléaire, supérieure au coût variable du nucléaire, soit 9 €/MWh. La valeur des excédents ainsi employés vient en déduction du coût de production et de stockage à la charge des consommateurs français.

Mais il peut être décidé d'avoir un parc de production et de stockage d'électricité dont la capacité est supérieure à celle du parc P1. Appelons-le P2. Ses possibilités de production excédentaires seraient

supérieures à celles de P1. Le parc P2 sera préférable au parc P1 si la valorisation des excédents est telle que les dépenses nettes ne sont pas supérieures à celle du parc P1.

Dans le scénario étudié ici, le parc de production et de stockage est calculé pour répondre à la demande au moindre coût sous la double contrainte de « 50% nucléaire » et « pas d'émission de CO₂ ». Les excédents de possibilités de production sont donc « fatals ». Nous verrons plus loin, le cas d'une surcapacité de production calculée pour que les possibilités de production excédentaire permettent de produire de plus grandes quantités d'hydrogène à consommer hors du secteur de l'électricité.

Les possibilités de production excédentaires : elles sont ici « fatales »

Les possibilités de production excédentaires apparaissent de façon aléatoire. Elles sont le fait d'éolien ou de photovoltaïque ou bien de nucléaire. Si le prix d'électricité est très bas, il intéressera l'éolien et le photovoltaïque mais non le nucléaire. Il est donc utile de faire la différence entre ces deux sources de possibilités de production excédentaires.

Supposons que les capacités d'interconnexion sont de 25 GW et qu'il existe une capacité de consommation (électrolyse ou effet Joule) de 10 GW (en plus de celle du procédé P2P) et une autre possibilité d'utilisation de l'électricité de 5 GW qui accepterait des facteurs de charges très faibles.

Les 25 premiers gigawatts ont un facteur de charge moyen de 2200 heures. Celui des 10 GW suivants est de 1000 heures par an ; et celui des 5 GW suivants de 760 heures par an. Les possibilités de production abandonnées sont de 9 TWh.

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

Ce chapitre traite des dépenses de production et de stockage, et des recettes tirées de la vente des possibilités de production excédentaires. En cas d'effacement définitif, on ajoute les dépenses nécessaires pour remplacer l'électricité effacée.

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 ». Les valeurs publiées par RTE n'incluent pas les dépenses de raccordement au réseau qui, pourtant, sont directement imputables à ces moyens de production. Nous les avons donc ajoutées. Pour le nucléaire, nous retenons un investissement initial de 4400 €/kW soit 7 milliards d'euros par EPR, à quoi s'ajoute la valeur actuelle des dépenses futures soit 600 €/kW (pour le calcul de celle-ci, le taux d'actualisation retenu est de 2 % seulement comme le recommande la Cour des Comptes).

Le coût des batteries est de 200 € par kWh. Pour produire du méthane de synthèse, l'électrolyse coûte 900 € par kW et l'équipement de production de gaz de synthèse, y compris la capture et le recyclage du CO₂, coûte également 900 € par kW d'hydrogène consommé. Faute d'expérience à l'échelle industrielle, cette estimation est « à dire d'expert ». Comme le rendement de l'électrolyse est de 70 %, l'équipement total coûte 1500 € 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	Photovoltaïque sur sol	Photovoltaïque sur toiture	méthanation	à partir de gaz CCG	à partir de pointe	Thermiques EnR
investissement €/kW	5000	1190	2460	550	875	1500	730	400	3000
Raccordement au réseau €/kW		160	700	80	80				
durée de vie années	60		25		25	25	15	20	30
frais fixes annuels. €/kW/an	110	40	100	15	30	30	40	30	25
frais variables €/MWh	9	0	0	0	0	3	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 **56,0 milliards d'euros par an** soit, 103 €/MWh.

Les principaux postes de dépenses sont le nucléaire avec 23,5 milliards, l'éolien et le photovoltaïque avec 24,8 milliards, la production de gaz de synthèse avec 2,7 milliards, la production d'électricité à partir de gaz (équipement et frais de fonctionnement) avec 4,1 milliards et la production à partir de biomasse avec 0,7 milliards d'euros par an.

3.2- La valorisation des possibilités de production excédentaires ; les dépenses nettes

Nous supposons trois « tranches » de consommation. La première peut consommer jusqu'à 25 GW ; la seconde 10 GW, la troisième 5 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 peu fréquent 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 des équipements consommant cette électricité est 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 génèrera des dépenses.

Assez arbitrairement, on suppose donc que les exportations seront au prix de 20 €/MWh ; que la deuxième tranche est vendue à 10 €/MWh. Quant à la troisième, le facteur de charge est si bas que la valorisation sera supposée égale à 5 €/MWh.

Sans possibilité d'effacement définitif, les recettes nettes sont de 1 milliards d'euros par an.

Sans possibilité d'effacement définitif	Capacité GW	Valorisation €/MWh	Total TWh/an	Dont éolien PV TWh/AN	Dont nucléaire TWh :an	Recettes nettes M€/an
Exportation	25 GW	20 €/MWh	55	33	22	901
Autres utilisations	10 GW	10 €/MWh	11,1	5,6	5,5	62
Autres utilisations	5 GW	5 €/MWh	4	1,8	1,42	9
Abandonné			8,8	2,7	6,1	
Total						963

Avec ces hypothèses les dépenses nettes de production et de stockage, après valorisation des excédents est dont de **55,1 milliards d'euros par an**, soit 100,5 €/MWh. Cette dépense n'inclut pas la production hydraulique. Elle n'inclut pas non plus le transport et la distribution.

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

S'il est possible d'effacer définitivement une puissance allant jusqu'à 20 GW à l'initiative du fournisseur et sans préavis, et si la quantité effacée est de 10 TWh par an (voir *supra*), les dépenses après valorisation des excédents sont de 50,6 milliards d'euros par an. Elles sont donc inférieures de 4,5 milliards d'euros par an à ce qu'elles seraient sans cette possibilité. La valeur de l'électricité effacée à l'initiative du fournisseur et sans préavis est donc de **450 € par MWh effacé**.

Prenons ici le cas d'un chauffage hybride tel que décrit en annexe. Le combustible liquide ou gazeux qui remplace l'électricité est produit sans émission de CO₂. Supposons que son coût soit de 150 €/MWh hors TVA, ou 1500 €/m³. Ce peut être le coût de production de méthane produit à partir des excédents de production d'électricité *-cf. infra*. Le consommateur conserve sa chaudière existante. Il peut choisir d'y ajouter une pompe à chaleur moins puissante donc moins coûteuse que s'il démontait sa chaudière, ou bien de plonger une résistance électrique dans l'eau du chauffage central. Comparée au remplacement pur et simple de la chaudière par une PAC, la première solution permet au consommateur de dépenser moins ; avec une simple résistance électrique, il dépenserait un peu plus. Mais dans l'un et l'autre cas, en ajoutant les dépenses de production le bilan est favorable.

À l'échelle nationale, avec une consommation effaçable de 100 TWh par an, la consommation effectivement effacée étant de 10 TWh par an, le bénéfice du chauffage effaçable serait de **2,5 milliards d'euros par an** sans tenir compte de l'économie sur le transport et la distribution de l'électricité.

Ce chauffage hybride abaisse les pointes de consommation de 20 GW et cela à l'initiative des gestionnaires des réseaux de transport et de distribution et sans préavis. Sous réserve, nous évaluons l'économie d'investissement, en équivalent annuel, à **1 à 2 milliards d'euros par an**.

L'avantage pour la collectivité serait donc de l'ordre de **4 milliards d'euros par an**.

Certes, ce résultat dépend beaucoup des hypothèses de coût de production et de la consistance du parc de production mais il suggère qu'il y a une réflexion à mener sur la tarification d'une électricité effaçable définitivement par le fournisseur et sans préavis.

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

Nous avons supposé que la consommation finale annuelle augmente de 160 TWh pendant que la consommation d'énergie fossile diminuera de 1000 TWh ; elle est alors de 607 TWh, soit 650 TWh avant les pertes de réseau.

Nous avons retenu les hypothèses de coût des éoliennes et du photovoltaïque faites par RTE pour l'année 2035 en y ajoutant les dépenses de raccordement au réseau.

Les dépenses brutes de production et de stockage sont de 56,1 milliards d'euros par an.

Les dépenses nettes après valorisation des excédents sont **de 55,1 milliards d'euros par an**.

Sous réserve d'une étude plus approfondie, la pratique du chauffage hybride permettrait de diminuer ces dépenses de 4 milliards d'euros par an, en tenant compte des dépenses à réaliser chez les consommateurs.

3.5- Une variante supposant que la consommation est de 700 TWh au lieu de 650 TWh

Si la consommation annuelle (avant pertes en lignes) est de 700 TWh et non de 650 TWh, il sera possible d'équilibrer heure par heure la fourniture et la consommation d'électricité avec une production annuelle à partir de gaz fossile ou de bio gaz de 20 TWh. Les possibilités de production excédentaires seront alors de 62 TWh au lieu de 79 TWh. Si la capacité des interconnexions est de 25 GW, les possibilités d'exportation seront de 44 TWh au lieu de 55 TWh

Comme le biogaz serait beaucoup mieux utilisé comme source de chaleur ou comme carburant, il serait possible de s'en passer avec la même capacité nucléaire et 58 GW d'éoliennes en mer au lieu de 41 GW et une capacité d'électrolyse de 24 GW au lieu de 20 GW. La production à partir de gaz de synthèse est alors de 27 TWh et les possibilités excédentaires de production sont de 73 TWh. Les dépenses nettes sont de **62,1 milliards d'euros par an**, soit 105 €/MWh.

Il faudrait donc dépenser 7 milliards d'euros de plus pour répondre à une demande supérieure de 50 TWh. Cela représente 140 € par MWh consommé en plus alors que le coût de production de l'éolien et mer est de 98 €/MWh. La différence s'explique de deux façons. Il faut produire davantage à partir de gaz de synthèse et augmenter la capacité de production à partir de gaz puisque l'augmentation de la capacité éolienne n'augmente pas la capacité garantie.

3.6- Produire de l'hydrogène et du méthane pour une utilisation hors électricité

Dans ce paragraphe, ou bien le parc de production sera celui qui minimise les dépenses nécessaires pour répondre à la demande, auquel cas les excédents de possibilité de production sont « fatals » ; ou bien les capacités de production seront délibérément supérieures, le but étant de produire de l'hydrogène puis, éventuellement, du méthane.

Nous calculons les coûts de production de l'hydrogène et du méthane. Ils dépendent du prix de l'électricité consommée et du facteur de charge de l'électrolyse et des réacteurs qui produisent du méthane. Le logiciel de simulation calcule le facteur de charge. Quant au prix de l'électricité payé par l'électrolyse, nous choisissons de l'ajuster de sorte que les dépenses à la charge de la consommation finale d'électricité ne soient pas supérieures à ce qu'elles sont avec le parc de production qui permet d'y répondre au moindre coût. A noter que celles-ci dépendent de la valeur de l'électricité à l'exportation.

C'est ce prix qui conduit au meilleur usage des moyens de production d'électricité et d'hydrogène dans le cadre imposé, à savoir, ici, « 50 % nucléaire » et « sans émissions de CO2 ». Ce prix n'émergera certainement pas du libre jeu d'un marché concurrentiel, incapable de prendre en considération le long terme. Il faudra donc un tarif.

3.6.1- Les composantes du coût de production d'hydrogène et de méthane

Pour la production d'hydrogène :

Investissement : 900 €/kW entrant, équivalant à 72,2 €/kW/an. Frais annuels : 10 % de l'annuité d'investissement. On produit 1 kg d'hydrogène, soit 33 kWh, avec 50 kWh d'électricité. Les dépenses de conditionnement et de distribution, augmentent beaucoup le coût, jusqu'à le doubler voire plus.

Pour la production de méthane à partir d'hydrogène :

Le rendement en énergie est de 0,7. L'investissement, y compris la capture et le stockage du gaz carbonique, est de 900 €/kW d'hydrogène consommé, équivalant à 72,2 €/kW/an. Les frais annuels sont de 30 €/kW/an. C'est une hypothèse sujette à caution. Elle inclut les dépenses de capture et de stockage du CO₂, opérations nécessaires pour que la consommation de gaz de synthèse n'émette pas de CO₂.

Les résultats des simulations présentées ci-dessous sont récapitulés dans l'annexe 4.

3.6.2- Lorsque le parc de production d'électricité est adapté à la demande

Les possibilités de production excédentaires sont de 79 TWh par an.

Si la capacité des lignes d'interconnexion est de 25 GW et que l'exportation est privilégiée, une capacité d'électrolyse de 10 GW aura un taux de fonctionnement de 13 % seulement. L'électrolyse produit 0,22 million de tonnes d'hydrogène. Si le prix de l'électricité consommée par l'électrolyseur est de 10 €/MWh, le coût de production de l'hydrogène est de 3,7 €/kg et celui du méthane de 270 €/MWh.

Si l'on préfère ne pas exporter et utiliser les possibilités de production d'électricité excédentaires pour produire de l'hydrogène avec une capacité d'électrolyse de 35 GW, le facteur de charge est de 22 % ; la production d'hydrogène sera de 1,3 million de tonnes d'hydrogène. Pour ne pas modifier les dépenses qui sont à la charge de la consommation finale d'électricité, le prix payé par l'électrolyse sera de 18 €/MWh. Le coût de production de l'hydrogène est de 2,7 €/kg et celui du méthane de 183 €/MWh.

Lorsque la production d'électricité en Europe se fera sans émission de CO₂, il est probable que le prix de l'électricité aux heures où la France pourrait en exporter sera très faible. Les possibilités de production excédentaires ont donc une valeur également très faible. Le prix pourrait être abaissé au niveau du coût marginal de production, qui sera compris entre les coûts marginaux de production éolienne et photovoltaïque d'une part, nucléaire de l'autre. S'il est de 4 €/MWh, le coût de production d'hydrogène est de 2,1 €/kg et celui du méthane de 154 €/MWh. Les dépenses à la charge de la consommation finale d'électricité seraient alors de 56,0 milliards d'euros par an soit 102 €/MWh.

3.6.3- Lorsque la capacité du parc de production dépasse les besoins de la consommation

Supposons maintenant que la capacité de production d'électricité soit volontairement excédentaire, en augmentant la capacité des éoliennes, du photovoltaïque ou du nucléaire et qu'il soit décidé de ne pas exporter. Autre hypothèse, le prix de marché est de 20 €/MWh.

Si la capacité éolienne en mer est de 50 GW au lieu de 41 GW, pour répondre à la demande finale d'électricité, il faut une capacité d'électrolyse de 12,5 GW. Les possibilités excédentaires sont de 127 TWh. Sans exportation, une capacité d'électrolyse de 45 GW consommera 114 TWh produisant 2,3 millions de tonnes d'hydrogène. Le prix de l'électricité consommé par l'électrolyse, ajusté comme il est dit plus haut, doit être de 31 €/MWh. Le coût de production de l'hydrogène est alors de 2,9 €/kg, celui du méthane de 173 €/MWh.

Une surcapacité de photovoltaïque conduit à des résultats du même ordre.

Si la capacité nucléaire est de 60 GW au lieu de 54 GW, la capacité de l'électrolyse du procédé P2P est de 9,5 GW. Pour consommer les excédents, une capacité d'électrolyse de 45 GW consomme 134 TWh. Pour que la dépense à la charge de la consommation finale soit la même que sans cet excès de nucléaire, il suffit que le prix de l'électricité soit de 13 €/MWh. Le coût de production de l'hydrogène est de **1,8 €/kg.**, celui du méthane de 120 €/MWh.

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

Les paragraphes montrent comment le coût de l'hydrogène dépend de l'ensemble des productions d'électricité, d'hydrogène et de méthane, des possibilités d'exportation, du facteur de charge des installations. Comme tout cela forme un système, pour expliquer un coût il est nécessaire de tout prendre en considération.

Le coût de production d'hydrogène obtenu avec une surcapacité nucléaire est 1,8 € par kilo, inférieur d'un tiers à ce qu'il est avec une surcapacité d'éoliennes en mer, soit 2,9 € par kilo. La raison en est que le facteur de charge de l'électrolyse est bien meilleur lorsque la production d'électricité excédentaire est produite de façon plus régulière. De plus, en cas de surcapacité éolienne, le prix de l'électricité payé par l'électrolyse doit être fixé assez haut pour que cette production d'hydrogène n'augmente pas le prix payé par les consommateurs d'électricité.

Pour une même quantité d'énergie, le coût de production de méthane est approximativement le double de celui de l'hydrogène. Dans le meilleur des cas, il pourrait être de 120 €/MWh, plus généralement autour de 180 €/MWh.

Toutes ces réflexions sur un parc de production fournissant 50 % d'électricité nucléaire sont dans la ligne de l'actuelle loi sur l'énergie mais n'empêchent pas de rechercher quelle est la solution qui répondrait à la demande au moindre coût, même si cette solution ne serait accessible qu'au-delà de l'année 2050.

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

Comme plus haut, la consommation finale est de 607 TWh par an, soit 650 TWh avant les pertes en ligne, mais ici il n'y a pas de contraintes sur la capacité nucléaire.

Les productions hydrauliques et à partir de biomasse sont les mêmes que plus haut.

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

4.1- Sans éolienne ni photovoltaïque

Sans éolienne ni photovoltaïque, il serait possible de répondre à la demande annuelle de 650 TWh sans émissions de CO₂ avec une capacité nucléaire de **92 GW** et une capacité d'électrolyse de 11,5 GW permettant de produire 14 TWh à partir de gaz de synthèse. La capacité de production à partir de gaz serait de 19 GW dont 8 GW de CCG et 12 GW de TAC. Les possibilités excédentaires seraient de 52 TWh. Il est inutile dans ce cas de porter la capacité des lignes d'interconnexion au-delà de 15 GW.

Les dépenses de production avant valorisation des exportations seraient de 44,1 milliards d'euros. Après valorisation des exportations à 20 €/MWh, elles seraient **43,6 milliards d'euros par an**.

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

4.2.1-Un parc de production répondant à la demande au moindre coût

Avec 20 GW d'éoliennes sur terre et 20 GW de photovoltaïque et une capacité d'électrolyse de 11 GW, une capacité de **84 GW nucléaire** permettrait de répondre à la demande. Avant valorisation des excédents, les dépenses sont de 45,0 milliards d'euros. Les possibilités excédentaires sont de 61 TWh et les exportations de 58 TWh, la capacité des lignes d'interconnexion étant de 20 GW. Les dépenses nettes après valorisation des exportations à 20 €/MWh sont de **44,3 milliards d'euros par an**,

Elles sont donc peu supérieures (moins de 1 milliard d'euros par an) 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 des productions nucléaire et hydraulique et les moyens de stockage existants suffisent.

On peut donc dire que 40 GW d'éolien et de PV évitent 8 GW de nucléaire pour un surcoût de 0,9 milliard d'euros par an, ce qui est inférieur à l'incertitude qui affecte ces calculs. Retenons donc cette hypothèse.

Pour répondre à la demande sans émettre de CO₂, avec 20 GW d'éolien, 20 GW de photovoltaïque et 84 GW de nucléaire, les dépenses annuelles seraient donc **inférieures de 11 milliards d'euros par an** à celles d'un parc de production où la part du nucléaire serait seulement de 50%.

Avec une possibilité d'effacement définitif

S'il est possible d'effacer définitivement une puissance appelée pouvant atteindre 10 GW, sans changer la capacité nucléaire, il suffit d'une capacité d'électrolyse de 5 GW. Les quantités effacées sont de 9,7 TWh et les dépenses nettes baissent de 2,5 milliards d'euros. La valeur de cette électricité effacée ressort à 256 €/MWh.

4.2.2- Produire du méthane utilisable hors du système électrique

Sans augmenter la capacité nucléaire

La capacité des lignes d'interconnexion étant de 15 GW, il existe des possibilités de production excédentaires qui ne peuvent pas être exportées. Supposons qu'elles soient cédées à 9 €/MWh à une capacité d'électrolyse de 5 GW. La consommation annuelle serait de 5,6 GWh seulement. Le coût de production d'hydrogène serait de 3,6 € par kilo. Ce serait donc très coûteux. Mieux vaudrait utiliser cette électricité pour un chauffage par effet Joule, par exemple dans une chaufferie de réseau urbain.

Si l'on préférerait que les excédents, au lieu d'être exportés, alimentent une électrolyse de 15 GW, la production d'hydrogène serait de 1,1 million de tonnes. Si le prix de l'électricité est de 20 €/MWh, le coût de production d'hydrogène est de 2,0 € par kilo. Le coût de production de méthane serait de 120 €/MWh.

Si le prix de l'électricité excédentaire est très bas, par exemple à 9 €/MWh, le coût de production de l'hydrogène serait de 1,45 €/kg, celui du méthane de 98 €/MWh.

En augmentant la capacité nucléaire

Si la capacité nucléaire est portée à 90 GW (au lieu de 84 GW), les possibilités de production excédentaires sont de 134 TWh. On peut en consommer 122 TWh avec une capacité d'électrolyse de 25 GW. C'est-à-dire que l'électrolyse peut alors consommer presque toutes les possibilités de production excédentaire avec un facteur de charge de 56 %, qui est *beaucoup plus élevé* que lorsqu'une électrolyse consomme une électricité éolienne ou photovoltaïque. La production est de 2,4 millions de tonnes par an d'hydrogène et de 60 TWh de méthane

Si le prix de marché de l'électricité est de 20 €/MWh, le prix de l'électricité que devra payer l'électrolyse pour que les consommateurs ne paient pas plus cher leur électricité du fait de la surcapacité nucléaire est de 19 €/MWh. Le coût de production de l'hydrogène est de 1,7 €/kg, celui du méthane de 96 €/MWh

Si le prix de l'électricité excédentaire est très bas, par exemple 9 €/MWh, le coût de production d'hydrogène par une capacité d'électrolyse de 55 GW est de 1,2 €/MWh et celui du méthane de 75 €/MWh.

C'est beaucoup moins que dans l'hypothèse « 50 % nucléaire » avec ou sans un excédent de production éolienne ou photovoltaïque, contrairement à ce que l'on pourrait penser du coût de l'utilisation de surplus de production d'électricité éolienne et solaire, censément « gratuits ».

C'est beaucoup moins également que les coûts de production d'hydrogène et de méthane à partir d'une électricité nucléaire dédiée à la production d'hydrogène et de méthane, qui seraient de 3,5 €/kg et 164 €/MWh.

Si l'électricité est produite avec un réacteur nucléaire fonctionnant à puissance constante, avec les mêmes hypothèses sur le coût de production de l'électricité nucléaire et de l'électrolyse, le coût de production d'hydrogène sera de **3,53 € par kilo** dont 3 € pour l'électricité et 0,53 € de frais fixes. Le coût de production de méthane sera de **164 €/MWh**.

Les résultats des simulations présentés ci-dessus sont récapitulés dans l'annexe 4.

5- Une variante avec très peu de nucléaire : 15 GW

Pour sa réflexion prospective à l'horizon 2050, RTE fait, entre autres, l'hypothèse d'une capacité nucléaire de 15 GW.

Notre modèle de simulation permet de calculer un parc de production et de stockage répondant à une demande de 650 TWh par an avec seulement 15 GW nucléaire et sans émission de CO₂. Comme la production et le stockage seraient très coûteux, il serait sans doute demandé aux consommateurs de régler leur consommation selon le rythme du vent et du soleil. Supposons qu'ils adoptent le profil de consommation étudié par l'ADEME.

On suppose que la stabilité du réseau sera préservée en maintenant sur le réseau les alternateurs de machines de réacteurs nucléaires déclassés dont la capacité de production était de 50 GW et l'on ne tient pas compte des dépenses causées par ce dispositif.

Voici donc un parc répondant à la demande : une possibilité de production éolienne et photovoltaïque de 713 TWh avec 60 GW d'éoliennes sur terre et 85 GW en mer et 250 GW photovoltaïque dont on suppose, pour limiter les dépenses, que 80 % se trouvent sur le sol. Une capacité d'électrolyse de 30 GW permet de produire 32 TWh à partir de gaz de synthèse.

Il faudra une très grosse capacité de production d'électricité à partir de ce gaz de synthèse. En s'appuyant sur les chroniques de production éolienne des années 2012 à 2017, la simulation utilisée ici indique que la capacité demandée aux moyens pilotables serait dans une fourchette de 74 à 92 GW. Avec une telle capacité d'éoliennes et de photovoltaïque dont la production est très variable, la pointe de la puissance

demandée aux moyens pilotables est assez fine pour qu'une capacité de batteries de 120 GWh puisse garantir une puissance de 30 GW. Il reste que la capacité de production à partir de gaz devrait être de l'ordre de 55 GW.

Les possibilités de production excédentaires sont alors de 138 TWh.

Une capacité d'électrolyse pouvant consommer 30 GW consommera 70 TWh, la moitié des possibilités excédentaires. Si le prix de l'électricité est de **4 €/MWh**, le coût de production de l'hydrogène est de **1,7 €/kg** et celui du méthane est de **127 €/MWh**.

Une autre capacité d'utilisation de 20 GW aurait un facteur de charge moyen de 15 % et consommerait 29 TWh par an.

La valeur des excédents serait de 240 millions d'euros. La dépense nette à la charge de la consommation finale d'électricité serait de **71,5 milliards d'euros par an**.

6- Conclusion

Dans cette étude, nous avons supposé une augmentation de la consommation annuelle d'électricité de 150 TWh alors que la consommation d'énergie fossile diminuera de 1000 TWh.

Plus ou moins de nucléaire et coût de production d'électricité

- **Très peu de nucléaire : 15 GW**

Très peu de nucléaire (15 GW), ce serait **16 milliards d'euros par an** de plus que « 50 % nucléaire » (54 GW) pour éviter 39 GW nucléaire (25 EPR) sans effet sur les émissions de CO₂.

- **50 % nucléaire : 54 GW**

50 % nucléaire avec 54 GW, ce serait **11 milliards d'euros par an** de plus qu'avec peu d'éolien et de photovoltaïque, de dépenses sans effet sur les émissions de CO₂.

- **Avec 20 GW d'éolien et 20 GW de photovoltaïque : 84 GW nucléaire**

Avec 40 gigawatts d'éolien et de photovoltaïque, la capacité nucléaire est inférieure de 8 GW (5 EPR) à ce qu'elle serait sans éolienne ni photovoltaïque ; les dépenses annuelles seraient supérieures de moins de 1 milliard d'euros.

Au-delà, limiter la part du nucléaire à 50 % de la consommation obligerait à dépenser 11 milliards d'euros par an de plus pour éviter 30 GW de nucléaire (une vingtaine d'EPR) puis 16 milliards par an pour éviter 41 GW de nucléaire.

« 50 % de nucléaire » : effets sur l'environnement et la sécurité d'approvisionnement

Revenant sur le terrain de l'écologie, la limite de « 50 % nucléaire » conduirait à multiplier les éoliennes (27 000 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 matériaux 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 ; elles sont 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 chauffage hybride et les véhicules hybrides rendent possibles des effacements définitifs à l'initiative du fournisseur et sans préavis. Ils permettent non seulement d'éviter les moyens de production qui ne seraient utilisés que quelques dizaines d'heures par an, mais encore de diminuer la capacité des réseaux de distribution.

Pour produire de l'hydrogène qui sera consommé hors du secteur de l'électricité, la capacité de production d'électricité est supérieure à ce qui est nécessaire pour répondre à la demande de la consommation finale. Alors, le prix payé par l'électrolyse doit être ajusté pour que les consommateurs d'électricité ne dépensent pas plus que si le parc de production répondait exactement à leur demande. Avec peu d'éolien et de photovoltaïque, le coût de production d'hydrogène et de méthane est inférieur d'un bon tiers à ce qu'il est dans l'hypothèse « 50 % de nucléaire ».

Présentation du modèle de simulation du système électrique SimelSP

Le modèle de simulation SimelSP est publié sur www.hprevot.fr avec une notice technique détaillée.

Équilibrer fourniture et consommation d'électricité

Les données d'entrée sont : la consommation annuelle ; les possibilités de production nucléaire, hydraulique, éolienne photovoltaïque et à partir de bioénergie ; les possibilités de stockage ; la capacité de l'électrolyse pour faire l'hydrogène servant à produire du gaz de synthèse ; la capacité d'exportation ou la capacité de consommation des possibilités de production excédentaires.

SimelSP équilibre heure par heure la consommation française et la fourniture d'électricité. L'électricité mise sur le réseau provient directement de la production ou du déstockage. La production peut se faire en France ou à l'étranger.

SimelSP calcule, selon les heures, ou bien la production d'électricité à partir de gaz nécessaire pour répondre à la demande, ou bien, au contraire, la quantité de gaz de synthèse pouvant être produite par les excédents de possibilité de production. Puis il calcule la production annuelle à partir de gaz fossile.

Quelques particularités

Une partie de la consommation peut être supprimée ou « effacée définitivement » à l'initiative du fournisseur et sans préavis. Pratiquement cela sera possible avec les véhicules ou le chauffage hybrides où l'électricité peut être remplacée par une autre forme d'énergie qui se stocke.

Pour préserver la stabilité du réseau, il existe une limite minimale de production des machines tournantes ; LMPMT ; lorsque la consommation est forte, ce minimum est un peu diminué grâce à l'inertie des moteurs électriques, qui s'ajoute à celles des machines de production. La LMPMT peut être abaissée par des dispositifs spécifiques. L'utilisateur de SimelSP peut introduire une donnée qui réduit la LMPMT quel que soit le moyen technique employé (compensateurs synchrones ou moyens électroniques).

Parmi les possibilités de production excédentaires, SimelSP distingue celles qui viennent de l'éolien et du photovoltaïque d'une part, celles du nucléaire d'autre part.

Pour répondre à la demande, les moyens de production et de stockage sont appelés dans cet ordre : hydraulique, part non pilotable de la production à partir de bioénergie et à partir d'énergie fossile, éolien et photovoltaïque dans une limite qui respecte la LMPMT, nucléaire, déstockage (ou report de consommation), part pilotable à partir de bioénergie, CCG, effacement définitif, TAC.

Les possibilités de production excédentaires sont employées dans cet ordre : recharge de batterie (ou compensation d'une consommation différée), électrolyse pour produire de l'hydrogène servant à produire du méthane, exportation ou autre utilisation.

Les dépenses brutes et nettes, le coût de production d'hydrogène

Pour chaque moyen de production et de stockage, les données d'entrée sont : le montant de l'investissement en €/kW, la durée de vie de l'équipement, les dépenses annuelles en €/kW/an et les frais variables en €/MWh et le taux d'actualisation

SimelSP calcule les dépenses par moyen de production et de stockage *hors hydraulique*.

Ces dépenses peuvent être augmentées d'un « coût du CO₂ » ou diminuées de la valorisation des excédents de production.

Si les excédents de production servent à produire de l'hydrogène SimelSP calcule le coût de production.

Annexe 2

Le chauffage hybride en utilisant la chaudière existante**Un calcul simplifié du montant des dépenses de production d'électricité et de chauffage**

L'idée du « chauffage hybride » est apparue lorsque je préparais un article qui a été publié dans la Revue de l'énergie en janvier 2003 : pour réaliser ce chauffage hybride il était supposé que l'on insère une simple résistance électrique dans l'eau du chauffage central. Depuis, le coût des batteries, qui sont un autre moyen d'éviter les pointes de consommation, a beaucoup baissé ; celui des pompes à chaleur également ; or lorsque la pompe à chaleur est mise hors tension, chaque MWh évité doit être remplacé, non pas par un MWh mais par 3 MWh de biofioul ou de biogaz. Néanmoins, le chauffage hybride peut être efficace lorsque la chaudière au fioul ou au gaz est en bon état de fonctionnement, car il permet d'utiliser des capacités de stockage existantes et il évite d'avoir à augmenter la capacité des lignes de transport et, surtout, de distribution.

De plus ce système donnera une parfaite sécurité d'approvisionnement en énergie au consommateur, à qui il suffira d'un petit groupe électrogène pour faire tourner la pompe du chauffage central.

Un consommateur qui utilise aujourd'hui du fioul ou du gaz peut remplacer sa chaudière par une pompe à chaleur, PAC. Ou bien, 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. Grâce aux nouvelles possibilités des compteurs Linky, la PAC ou la résistance sera mise hors tension par le fournisseur d'électricité à son initiative et sans qu'il soit utile de donner un préavis, pour quelques minutes, quelques jours ou, en cas de crise, pour quelques semaines. Le coefficient de performance (COP) des PAC est de 3.

L'effacement définitif intervient lorsque la capacité des moyens de production et de stockage autres que les TAC ne suffisent pas à répondre à la demande.

Avec les hypothèses de consommation et de moyens de production retenues dans cette étude, si la capacité effaçable est de 20 GW, la simulation calcule que la consommation effaçable est de 100 TWh et que les quantités effacées sont de 10 TWh par an, soit 10 % de la consommation effaçable. Cet effacement définitif diminue les dépenses de production et de stockage de 4,5 milliards d'euros soit 450 € par MWh effacé.

Le bilan économique du chauffage hybride vu par le consommateur et par la collectivité

Ce bilan économique se fait en comparaison avec le remplacement pur et simple de la chaudière par une pompe à chaleur, PAC, 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.

En cas de remplacement pur et simple de la chaudière existante par une PAC dont le coefficient de performance est supposé égal à 3 en moyenne, la consommation d'électricité est de 5 TWh par an.

Les hypothèses sur les coûts :

Lorsque l'approvisionnement en électricité est suspendu, celle-ci est remplacée par du fioul ou du gaz dont le prix est 150 €/MWh HTVA ou 1500 €/m³ ; il s'agit de fioul ou de gaz d'origine organique ou bien d'énergie fossile supportant une contribution CO₂.

Une PAC qui s'ajoute à une chaudière coûte 3000 € de moins qu'une PAC seule, une simple résistance électrique 7000 € de moins. A noter que le démantèlement d'une chaudière au fioul demande que l'on dégaze la cuve de fioul.

Le coût d'une électricité de chauffage, incluant le coût de réseau, de distribution et de fourniture est de 120 €/MWh HT.

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

Pour 1 million de logements, l'investissement en PAC est inférieur de 3 milliards à ce qu'il serait si la chaudière au fioul ou au gaz était enlevée ; la somme annuelle équivalente est 400 millions d'euros. Mais il faudra consommer 1,8 TWh d'énergie fossile qui coûteront 270 millions d'euros par an. Vu du consommateur le bilan est favorable de 130 millions d'euros par an même si le prix de cette électricité effaçable sans préavis ne reflète pas le service rendu au réseau.

La consommation d'électricité effacée est de 10 % de la consommation d'électricité effaçable soit 0,5 TWh. Les dépenses de production d'électricité diminuent de 450 € par MWh effacé, soit 225 millions d'euros par an.

Au total, le bénéfice pour la collectivité est de 375 millions d'euros par an pour un million de logements et 0,5 TWh d'électricité évités.

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

Comparé au remplacement pur et simple de la chaudière par une PAC, l'investissement pour un million de logements serait inférieur de 7 milliards d'euros, équivalant à 1000 millions d'euros par an. Ce chauffage hybride consommerait sans effacement 15 TWh d'électricité par an au lieu de 5 TWh, soit 10 TWh de plus que si la chaudière était remplacée par une PAC. Une consommation de 1,5 TWh sera remplacée par la consommation de 1,8 TWh de fioul ou de gaz. Les 10 TWh d'électricité supplémentaires (comparés à ce qui serait consommé par une PAC) ont un coût de 1200 millions d'euros. Les dépenses de fioul ou de gaz sont de 270 millions d'euros, soit en tout 1470 millions d'euros. Vu du consommateur, ce chauffage hybride est donc plus coûteux qu'une PAC. La différence est de 470 millions d'euros par an.

Les dépenses évitées sur la production d'électricité sont de 725 Millions d'euros.

Au total, comparé au remplacement de la chaudière par une PAC dans un million de logements, l'ajout d'une résistance électrique sans changer la chaudière évite environ 250 millions d'euros par an pour une consommation effaçable de 1,5 TWh.

Avec une PAC ou une résistance électrique, dans deux millions de logements

Au total, pour deux millions de logements équipés d'un chauffage hybride, moitié avec une résistance électrique et moitié avec une PAC, la consommation effaçable serait de 20 TWh, la consommation effacée serait de 2 TWh par an et les dépenses totales de production d'électricité, équipement de chauffage et consommation d'une autre forme d'énergie seraient inférieures **de 600 millions d'euros par an** à ce qu'elles seraient si les chaudières de ces logements étaient remplacées par une PAC.

Ces résultats, extrapolés pour une consommation effaçable de 100 TWh, conduiraient à une réduction des dépenses de 3 milliards d'euros par an.

Il faut y ajouter les économies faites sur le réseau, de l'ordre de 2 milliards d'euros par an.

Largement répandu, la pratique du chauffage hybride pourrait donc présenter un avantage de l'ordre de **5 milliards d'euros**.

NOTE : 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 ».

Sans émissions de CO2 avec 50 % nucléaire ou davantage**Principaux résultats**

- 1- les hypothèses de base : avec moins de 50 % de nucléaire, répondre à la demande au moindre coût
- 2- variante avec une possibilité d'effacement définitif sans préavis
- 3- variante avec un excès de capacité éolienne en mer pour produire de l'hydrogène consommé hors du système électrique ; la valorisation de l'électricité est ajustée pour que les dépenses nettes à la charge des consommateurs d'électricité soient les mêmes qu'avec les hypothèses de base
- 4- avec peu d'éolien et de photovoltaïque et ce qu'il faut de nucléaire pour répondre à la demande
- 5- avec peu d'éolien et de photovoltaïque et un excès de nucléaire pour produire de l'hydrogène et du méthane. C'est un jeu d'hypothèses qui minimise le coût de production d'hydrogène et de méthane.
- 6- Avec peu de nucléaire ; le réseau est stabilisé par les alternateurs de machines déclassées qui produisaient 50 GW d'électricité, agissant comme compensateurs synchrones ; le profil de consommation est ajusté comme le suppose l'ADEME pour s'adapter au rythme du vent et du soleil ; les excédents sont utilisés en France supposant que les exportations seraient très peu valorisées.

Ces résultats sont obtenus avec une variante du logiciel de simulation qui diffère très légèrement de la version publiée : elle calcule la valorisation de plusieurs usages des excédents et peut intégrer le profil de consommation imaginé par l'ADEME.

		1	2	3	4	5	6
Consommation finale y/c pertes	TWh/an	649	649	649	649	649	649
Capacité d'interconnexion	GW	25	25	0	20	0	0
Capacité de conso. pour usages hors élec.	GW	10	10	45	0	25	30
Capacité nucléaire	GW	54,0	54,0	54,0	84,0	90,0	15,0
Eolien sur terre	GW	30	30	30	20	20	60
Eolien en mer	GW	41	35	50	0	0	85
Photovoltaïque	GW	110	110	110	20	20	250
Capacité d'électrolyse pour P2G2P	GW	20	14	13	11	4	30
Capacité effaçable définitivement	GW	0,0	20,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Capacité garantie par batteries	GW	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	30,0
Capacité des CCG		20,2	13,1	33,1	9,5	7,3	22,8
Capacité des TAC		30,3	17,5	17,5	14,2	11,0	34,2
Possibilité. de production éolienne et PV		333	314	363	68	68	713
Production sur gaz fossile	TWh/an	0,49	0,40	0,29	0,68	0,65	0,41
Production sur gaz de synthèse	TWh/an	22,9	16,9	18,5	14,6	6,1	30,5
Consommation effacée définitivement	TWh/an	0,0	10,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Possibilités excédentaires	TWh/an	79,0	90,9	127,4	60,8	133,9	138,2
Exportation	TWh/an	55,3	61,9	0,0	58,2	0,0	0,0
Autres usages	TWh/an	11,1	12,8	113,7	0,0	122,1	70,0
valorisation des exportations	€/MWh	20	20		20		
valorisation des autres usages	€/MWh	10	10	31	19	19	4
Dépenses avant valorisation des excédents	M€/an	56034	51662	58308	44979	45581	71517
dont nucléaire		23496	23456	23318	36509	38500	6437
éolien et PV	M€/an	24770	22825	27688	4062	4062	52533
production de gaz de synthèse	M€/an	2729	1910	1705	1501	546	4093
production à partir de gaz	M€/an	1896	1090	1087	908	707	2138
Valorisation des excédents	M€/an	963	1089	3098	640	1222	243
Dépenses après valorisation des excédents	M€/an	55070	50572	55209	44339	44360	71274
coût net de production et stockage	€/MWh	100,5	93,8	100,7	80,9	80,9	130,0
Valeur de l'électricité effacée sans préavis	€/MWh		450				
coût de production de l'hydrogène	€/kg	3,7	3,2	2,9		1,7	1,7
coût de production du méthane	€/MWh	270,2	236,5	173,1		95,6	127,1

Annexe 4

Coût de production d'hydrogène et de méthane selon plusieurs jeux d'hypothèses

Le coût de production de l'hydrogène et celui du méthane dépendent directement du facteur de charge de l'électrolyse et du prix payé pour l'électricité.

Le parc de production d'électricité de référence est celui qui répond à la demande d'électricité au moindre coût et sans émissions de CO2 avec ou sans une limite de production nucléaire.

Lorsque, pour produire plus d'hydrogène, la capacité de production est délibérément supérieure à celle du parc de référence, le prix de l'électricité payé par l'électrolyse est fixé de façon que les dépenses à la charge de la consommation finale d'électricité soient égales à ce qu'elles sont avec le parc de référence.

Ce prix dépend donc du prix de l'électricité sur le marché. Précisément, il dépend du prix de l'électricité aux heures où les possibilités de production sont excédentaires. On suppose que ce prix serait de 20 €/MWh ou bien qu'il serait très bas.

Un parc de référence respecte la contrainte « 50% nucléaire » ; un autre comporte 20 GW d'éolien, 20 GW de photovoltaïque et 84 GW nucléaire.

Les composantes de production sont indiquées au § 3.6.1 de la note.

Résultats**Avec un parc de production « 50 % de nucléaire »**

Si le prix de l'électricité aux heures où apparaît un excédent de production est de 20 €/MWh, un excédent de capacité éolienne permet de produire de l'électricité à un coût de 2,8 € par kilo et du méthane à 170 €/MWh. Avec un excédent de capacité nucléaire, le coût de production d'hydrogène est de 1,9 € par kilo ; celui du méthane est de 120 €/MWh

Avec un parc de production comportant 20 GW d'éoliennes et 20 GW de photovoltaïque

Le parc de référence comporte 84 GW nucléaire. Un excédent de production nucléaire permet de produire de l'hydrogène à un coût de 1,7 € par kilo et du méthane à 100 €/MWh. Si la valeur des possibilités de production excédentaires est basse, les coûts de production sont encore plus bas.

Consommation : 650 TWh/an avant les pertes en ligne ; 607 TWh après.	Prix de l'élect sur le marché €/MWh	Valoris. de l'élec. pour électrol. €/MWh	Capacité Electrol. GW	Hydrogène		Méthane	
				Product M tonnes	Coût €/kg	Produc TWh	Coût €/MWh
Nucléaire limité à 50% de la consomm. c							
Parc de prod. adapté à la demande d'électr							
Exportations : 25 GW 55 TWh	20	10	10	0,220	3,7	5,4	270
Pas d'exportations	(20)	18	35	1,3	2,7	32,5	183
Le prix de l'élec excédentaire est bas	(bas)	4	35	1,3	2	32,5	154
Pas d'exportation et surcapacité de prod							
Surcapacité éolienne 50 GW au lieu de 41	(20)	31	45	2,3	2,9	55	173
Surcap. nucléaire : 60 GW au lieu de 54	(20)	13	45	2,7	1,8	66	120
20 GW éolien, 20GW PV, 84 GW nucl							
Pas d'exportation	(20)	20	15	1,1	2,0	26	120
	(9)	9	15	1,1	1,45	26	98
Surcapacité nucléaire : 90 GW	(20)	19	30	2,6	1,7	64	96
	(9)	14	30	2,6	1,5	64	93
145 GW éolien 250 GW PV, 15 GW nucl	(bas)	4	30	1,4	1,7	34	127