

Une simulation du système de production d'électricité et d'hydrogène

Une contreproposition face aux scénarios préparés par RTE

Cette contreproposition a été construite en utilisant une nouvelle version du simulateur du système électrique SimelSP. Celle-ci, SimelSP2, permet entre autres choses, de calculer le coût de l'électricité utilisée pour le chauffage et le coût de production d'hydrogène..

Le logiciel : [calculer un parc de production électrique \(hprevot.fr\)](http://hprevot.fr)

Cette note décrit un parc de production d'électricité et d'hydrogène délivrant 900 TWh d'électricité dont 120 TWh pour le chauffage et 150 TWh pour produire 3 millions de tonnes d'hydrogène - voir ici [prospect-elec-2050-2070 \(hprevot.fr\)](http://hprevot.fr).

La nouvelle version du logiciel de simulation du système électrique SimelSP2 calcule les parcs de production d'électricité et d'hydrogène comme des systèmes intégrés. Quant aux chroniques horaires de consommation, plusieurs options très diversifiées sont proposées dont l'une distingue la consommation d'électricité de chauffage. De plus, l'utilisateur peut introduire une chronique horaire de consommation qu'il aura élaborée lui-même ou recopiée.

Comme sa version d'origine, SimelSP2 est publié sur Internet. Simple feuille de calcul très facile à utiliser, il permet de visualiser heure par heure les productions, les mouvements de stockage et de déstockage et la consommation des électrolyseurs. Avec lui, sont trouvés des résultats parfois peu intuitif qui pourraient inviter par exemple à augmenter la capacité de production nucléaire, à conserver chaudières au fioul et ballons d'eau chaude et à modérer les dépenses d'isolation thermique. Par ailleurs, SimelSP2 donne les moyens d'analyser ce qui fait le coût de la production d'hydrogène.

Cet outil de simulation est publié pour que chacun puisse l'utiliser, l'améliorer et tester des hypothèses pouvant être fort différentes de celles qui sont étudiées par les instances officielles ou d'autres groupes d'études. S'il facilite le débat sur l'électricité et sur l'énergie en rendant plus facile la participation du plus grand nombre, il aura atteint son but.

Quelques résultats dont certain peu intuitifs

Le coût de l'électricité utilisée pour le chauffage : avec les hypothèses retenues dans cette étude, le coût de production de l'électricité de chauffage est de **100 €/MWh**. C'est peu ; SimelSP2 permet de comprendre pourquoi. Ce résultat devrait servir à évaluer l'utilité des dépenses faites pour diminuer les pertes thermiques des bâtiments. Il confirme qu'il faut étudier l'hypothèse où la consommation d'électricité pour le chauffage est trois fois supérieure à l'objectif de la SNBC.

Le parc de production le moins coûteux : pour répondre aux besoins de la consommation finale, y compris pour le chauffage, et à ceux de la production d'hydrogène le parc le moins coûteux comporte 90 GW de nucléaire et 80 GW d'éolien et de photovoltaïque. Avant de pouvoir atteindre cette capacité nucléaire, avec 70 GW nucléaire il faudra une capacité double d'éolien et de photovoltaïque.

Le coût de production du « MWh de pointe », l'utilité des chaudières au (bio)fioul et ballons d'eau chaude existants : avec cette capacité de production nucléaire, éolienne et photovoltaïque, avec une possibilité d'effacement de 15 GW, la valeur de l'électricité évitée est de 1100 €/MWh. Avec une

possibilité d'effacement de 20 GW, la valeur moyenne de l'électricité évitée est de 250 €/MWh. Cela démontre l'utilité d'installations peu coûteuses (groupes électrogènes) ou déjà amorties (chaudière au fioul et ballons d'eau chaude) – des installations inconsidérément mal considérées voire purement et simplement bannies.

L'analyse du coût de production de l'hydrogène : SimelSP2 permet d'analyser en quoi consiste le coût de production de l'hydrogène par électrolyse. Ce coût est de 3 à 4 € par kilo.

L'utilité des batteries : si les batteries coûtent 200 €/kWh, elles ne sont pas utiles pour diminuer la capacité de production (en GW) à partir de gaz. Si elles coûtent 100 €/kWh, une capacité (en GWh) de batteries de 200 GWh (plus de deux fois la capacité actuelle des Steps) permettrait probablement de garantir une puissance de 20 GW – résultat donné à titre illustratif car il est à confirmer ou infirmer en utilisant un grand nombre de chroniques de consommation et d'activité éolienne.

Le coût marginal du CO2 évité : à partir du scénario de référence, le coût marginal du CO2 évité par une augmentation de la capacité éolienne sur terre est de 500 €/tCO₂, par une augmentation de la capacité nucléaire, de 145 €/tCO₂. Le coût du CO2 évité par une augmentation de la capacité photovoltaïque est de 1700 €/tCO₂ avec une hypothèse de coût moyen du photovoltaïque (sur toiture et sur le sol) de 60 €/MWh. Il n'est pas étonnant que ce soit très élevé puisque la production à partir de gaz se fait souvent lorsqu'il fait nuit.

Le coût marginal du CO2 évité se calcule immédiatement avec SimelSP2. Le résultat est très différent selon, non seulement, la situation de départ, mais aussi la façon dont on la fait évoluer. De plus, cette notion est utile pour évaluer comment faire *évoluer* une situation. Or aujourd'hui, il s'agit de *bouleverser* le système de production d'électricité. *Le coût marginal, loin d'apporter une aide, a plutôt pour effet de nous égarer.* C'est le total des dépenses qu'il faut considérer. Ce que calcule SimelSP2 quelle que soit le profil de consommation et la combinaison des moyens de production.

Cette note a trois parties :

- 1 : présentation du logiciel et de ses possibilités : les principales caractéristiques ; la présentation détaillée est en annexe : p.2
- 2 : un scénario de référence : capacités, quantités annuelles, dépenses totales de production d'électricité et d'hydrogène ; comment évaluer le coût de production de l'hydrogène. p.4
- 3 : discussion sur quelques sujets tels que : l'influence du profil horaire de consommation sur les besoins de production pilotable, le coût de l'électricité de pointe, le coût de production de l'hydrogène, l'utilité du stockage de chaleur, l'efficacité marginale des moyens de stockage, le coût moyen de l'électricité de chauffage. p.8

1- Le moyen de simulation de la production d'électricité et d'hydrogène : SimelSP2

Ce moyen de simulation représente le système électrique et la production d'hydrogène par électrolyse en équilibrant heure par heure la production, le stockage et la fourniture d'électricité pour la consommation finale et pour produire de l'hydrogène.

Il est présenté en annexe : 1- la consommation d'électricité, quantité annuelle et profil, 2- les moyens de production 3 le fonctionnement du modèle 4- Les hypothèses de coût.

Le jeu complet des hypothèses servant ici de référence est montré dans un tableau publié sur www.hprevot.fr sur la page « prospective de l'énergie ».

1-1 La consommation

La consommation d'énergie comporte trois aspects : une « consommation finale », une consommation « en base moins la pointe » pour produire de l'hydrogène et une consommation à partir des « possibilités de production excédentaires » ; celle-ci peut être exportée ou produire de l'hydrogène. Ces excédents pourraient aussi produire de la chaleur à stocker, hypothèse qui n'est pas retenue ici. SimelSP2 diffère de la version d'origine en ceci que l'utilisateur a le choix entre plusieurs profils de consommation finale, celui de l'année 2013, de l'année 2012 et celui élaboré par l'ADEME pour son scénario « électricité 100 % renouvelable » ; il peut aussi introduire un profil qu'il aura confectionné lui-même ou recopié.

Selon le profil horaire de consommation retenu par l'ADEME la consommation d'électricité est très basse. Cela peut se corriger en lui appliquant un facteur multiplicateur. Mais ce peut être insuffisant car l'hypothèse faite par l'ADEME sur la consommation d'électricité pour le chauffage paraît particulièrement basse. C'est avec l'option 4, l'utilisateur peut introduire ses hypothèses de consommation totale et aussi de consommation pour le chauffage. SimelSP2 calcule un coefficient multiplicateur pour l'électricité de chauffage et un autre pour les autres usages.

Une partie de la consommation finale peut s'effacer.

La consommation pour produire de l'hydrogène « en base moins la pointe » est continue et constante sauf qu'elle s'efface pour éviter une production d'électricité par des TAC (turbines à combustion) ou des groupes électrogènes

Heure par heure, lorsque les possibilités de production d'électricité éolienne, photovoltaïque et nucléaire sont supérieures à ce qui est demandé, la différence sert d'abord à recharger les batteries et les Steps puis est consommé pour produire du gaz qui servira plus tard à produire de l'électricité répondant à la consommation finale (procédé P2G2P).

Différemment de ce qui se fait généralement, les « possibilités excédentaires » incluent la différence entre ce que pourrait produire le nucléaire et ce qu'il produit effectivement.

SimelSP2 simule le cas où les possibilités excédentaires sont employées d'une seule façon. Mais l'utilisateur peut se représenter le cas où elles ont plusieurs usages, en comparant la différence de consommation selon des niveaux croissants de capacité de consommation (en GW).

Pour tenir compte des pertes en ligne, les quantités mises sur le réseau pour répondre à cette demande sont supérieures. Sauf mention contraire, RTE compte comme « consommation » les quantités mises sur le réseau pour consommation finale, donc y compris les pertes en ligne (qui sont de l'ordre de 7%).

1-2- La production d'électricité et d'hydrogène par électrolyse

SimelSP2 représente *l'ensemble des productions d'électricité et d'hydrogène* car les deux forment un système.

Les données introduites par l'utilisateur décrivent tous les moyens de production et de stockage ; parmi elles, la capacité de l'électrolyseur servant à produire du méthane de synthèse qui produira de

l'électricité lorsque les moyens de production sans émission de CO2 ne suffisent pas à répondre à la demande

La consommation d'électricité pour produire de l'hydrogène

Etant données la consommation finale annuelle d'électricité et la consommation des électrolyseurs, l'utilisateur de SimelSP2 introduit la consommation « en base moins la pointe » et la capacité de l'électrolyse alimentée par les possibilités excédentaires.

Connaissant les moyens de production et de stockage d'électricité, SimulSP2 calcule immédiatement les quantités consommées sur les possibilités excédentaires et le montant total des dépenses de production d'électricité et d'hydrogène (sans les dépenses de stockage d'hydrogène). Celui-ci ne dépend pas de la valeur donnée à l'électricité consommée par l'électrolyse - ce qui est assez confortable tellement l'exercice est difficile. L'utilisateur peut trouver la façon la moins coûteuse de répondre à la demande d'électricité et d'hydrogène en testant plusieurs hypothèses. La démarche prend très peu de temps car, pour chaque hypothèse testée, la réponse de SimulSP2 est immédiate et, les optimums étant assez « plats », il serait inutile de vouloir la solution exactement la moins coûteuse.

Comme la version originale, SimelSP2 représente les contraintes relatives à la stabilité du réseau électrique. Il a besoin d'un minimum d'inertie mécanique et électromagnétique, ce qui peut conduire, lorsque la capacité nucléaire est basse, à refuser aux productions éolienne et photovoltaïque l'accès au réseau pour laisser de la place à la production des machines tournantes. Cette limite minimum de production des machines tournantes peut être abaissée de différentes façons. SimelSP2 rend compte de la limite minimum et de la possibilité de l'abaisser.

Parmi les données à introduire, il en est deux qui sont assez délicates : la capacité garantie par les batteries et la capacité de production à partir de gaz (biométhane, gaz de synthèse et gaz fossile).

Parmi les résultats les plus souvent utilisés, il y a la production d'électricité à partir de gaz fossile, les quantités exportées ou consommées à partir des possibilités de production excédentaires et les dépenses totales de production d'électricité et d'hydrogène.

Pour chaque moyen de production et de stockage, Simel SP calcule une dépense annuelle représentant les investissements en fonction du montant de l'investissement, de la durée de vie et du taux d'actualisation, le même dans tous les cas. Les dépenses futures sont ajoutées à l'investissement initial avec un taux d'actualisation qui peut être différent. A ces dépenses annualisées sont ajoutées les dépenses fixes de gestion et les dépenses d'énergie. On peut ajouter un coût du CO2 et déduire la valorisation des excédents.

2- Une simulation : hypothèses et résultats

2-1 La consommation d'électricité

La consommation finale est de **700 TWh** (hors pertes en ligne). Le profil est celui de l'option 4 (cf. ci-dessus) ; la consommation pour le chauffage est 120 TWh par an.

La consommation finale peut s'effacer jusqu'à 15 GW. Cela peut paraître beaucoup mais, on le verra, dans cet exemple, les quantités effacées sont modestes : de l'ordre de 1500 GWh.

De plus, pour produire de l'hydrogène et du biocarburant, la consommation d'électricité est de **150 TWh**. Une partie sera prise sur le réseau « en base moins la pointe » et une partie sur les

possibilités de production excédentaires. La répartition dépend du parc de production d'électricité ; elle est choisie pour minimiser les dépenses.

Il n'y a pas d'exportation.

Le système électrique doit donc délivrer 850 TWh après les pertes en ligne soit **905 TWh/an avant les pertes en ligne**,

Dans la suite on supposera qu'il n'y a pas de consommation d'électricité pour produire du biocarburant. Les 150 TWh permettent de produire **3 millions de tonnes d'hydrogène**.

Commentaires sur les hypothèses de consommation

1- le niveau de consommation :

Ce niveau de consommation est très supérieur à celui qui est donné comme objectif par la SNBC et retenu comme référence par RTE dans son étude de prospective de l'électricité : avant les pertes en ligne, 580 TWh de consommation finale à quoi s'ajoute 50 TWh pour produire de l'hydrogène. La différence est de 225 TWh par an, ce qui est considérable. Suivant la SNBC, RTE fait l'hypothèse que la consommation d'électricité pour le chauffage serait de 45 TWh avant les pertes en ligne. Pour ma part, je calcule que pour éviter les émissions de CO₂ du chauffage en dépensant au total, en énergie et dépenses d'isolation thermique, le moins possible, la consommation d'électricité pour le chauffage sera supérieure de 90 à 110 TWh/an à l'hypothèse de RTE. A cela s'ajoute une sous-évaluation des besoins de l'industrie et de la production d'hydrogène et de biocarburant.

Les évaluations de l'Académie des technologies et de l'Académie des sciences retrouvent ce niveau de 900 TWh/an, à peu près un doublement par rapport à aujourd'hui.

2- le profil de la consommation :

A ma connaissance, le seul profil de consommation qui ait été publié à ce jour est celui qui a été retenu par l'ADEME pour son étude « électricité 100 % nucléaire ». La consommation pilotable d'électricité pour le chauffage est, avant les pertes en ligne de 45 TWh. Dans cette simulation elle est multipliée heure par heure par 2,7. Les consommations pour les autres usages sont multipliées par 1,3. On peut supposer que le profil de l'ADEME a été élaboré de façon à aplanir autant que possible les difficultés nées des variations de la consommation et des productions éoliennes et photovoltaïque. Cette simulation ne suppose donc pas qu'il y a des possibilités de déplacement de la consommation.

Le profil retenu ici reflète les besoins de capacité pour répondre aux besoins en hiver. La puissance appelée peut atteindre 174 GW. La consommation pendant six mois frais est supérieure à celle de l'autre semestre de 105 TWh.

Il serait possible de diminuer la puissance appelée en pointe en produisant de la chaleur, l'été, pour la stocker et la délivrer l'hiver par des réseaux de chauffage urbain. Si cette chaleur déstockée permet de diminuer la consommation d'électricité pour le chauffage de 10 TWh, l'appel maximum de puissance diminue de 3,5 GW – SimelSP2 donne le résultat en un « clic » mais on aurait pu le deviner à peu près.

2-2 Un parc de production pour répondre à la demande

Il y a de multiples façons de répondre à cette demande. D'ici l'échéance de 2050, la capacité nucléaire peut évidemment diminuer. S'il est décidé de la maintenir ou de l'accroître, elle sera en 2050 limitée par les possibilités industrielles de construction de nouveaux réacteurs. Un autre jeu d'hypothèses est présenté en fin de note, réaliste d'ici 40 ou 50 ans.

A l'échéance 2050, on ne s'interdit pas *a priori* la consommation d'une petite quantité d'électricité produite à partir d'énergie fossile pendant dix ou vingt ans au-delà de 2050, le temps de s'équiper des moyens les moins coûteux d'éviter toute émission de CO₂. D'ici là, le CO₂ émis pourrait être capté et enfoui sous le sol ; ou bien les émissions pourraient être compensées en évitant, dans le cadre de coopérations avec d'autres pays, une quantité équivalente d'émissions depuis ces pays, ce qui est cohérent avec le fait que le CO₂ ignore les frontières.

Les hypothèses

Les possibilités de production hydrauliques et à partir de biomasse et de biogaz : 52 TWh d'hydraulique, 11 TWh à partir de biomasse solide et 20 TWh à partir de biométhane.

Le coefficient de disponibilité du nucléaire est de 85 %, les facteurs de charge sont, pour l'éolien sur terre de 2200 h/an, en mer de 3900 h/an ; celui du photovoltaïque est de 1100 h/an.

Si l'on fait d'autres hypothèses sur le coefficient de disponibilité et les facteurs de charge il suffit de modifier en proportion les capacités installées.

La capacité des Steps est de 90 GWh. Celle des batteries est de 8 GWh. - dans la partie « discussion » est présentée l'hypothèse d'une capacité de batteries de 200 GWh.

Le parc de production d'électricité et d'hydrogène

Dans le parc de production présenté ici, la capacité nucléaire est de 70 GW.

Les capacités éolienne et photovoltaïque sont ajustées pour pouvoir répondre à la demande avec une faible production à partir d'énergie fossile : 76 GW d'éolienne (40 GW sur terre et 36 GW en mer), 80 GW de photovoltaïque.

Les possibilités de production sont de 83 TWh d'hydraulique, biomasse et biogaz, 316 TWh d'éolien et de photovoltaïque, 521 TWh de nucléaire, soit 920 TWh.

Les Steps et les batteries contribuent dans une certaine mesure à équilibrer la fourniture et la demande d'électricité, mais elles sont loin de suffire. Ici, la production à partir de gaz est 33 TWh, soit 20 TWh à partir de biométhane et 13 TWh de production à partir d'énergie fossile. Il n'est pas utile de produire du gaz de synthèse pour produire de l'électricité.

Pour produire de l'hydrogène qui sera consommée hors du système électrique, une électrolyse de 4 GW consomme 30 TWh d'électricité « en base moins la pointe » et une autre de 30 GW consomme 125 TWh de possibilités excédentaires.

Note : ce n'est pas tout à fait la solution la moins coûteuse : il serait moins coûteux que toute la production d'hydrogène se fasse à partir de possibilités excédentaires. Avec le même parc de production, les possibilités excédentaires sont de 175 TWh. Une capacité d'électrolyse de 35 GW en consomme 154 TWh.

La capacité de production à partir de gaz :

La capacité demandée en pointe avant effacement est, nous l'avons dit, de 174 GW. La possibilité d'effacement est de 19 GW (15 pour le chauffage et 4 pour la production d'hydrogène). La capacité garantie par les batteries et les Steps est seulement de 10 GW ; par l'hydraulique, elle est de 10 GW. Si l'on veut se prémunir du cas où la production éolienne et photovoltaïque serait nulle lorsque la demande est maximum, il faut une capacité de production à partir de gaz de 70 GW. Comme il est admis une certaine probabilité de défaillance de la fourniture d'électricité, la capacité de production à

partir de gaz peut être légèrement inférieure à celle qui est ainsi calculée. Supposons qu'elle soit de 65 GW, partie en CCG et partie en TAC ou groupes électrogènes – dans la partie C (discussion), on dit pourquoi cet ajustement de 5 GW semble pertinent.

Cette capacité de production à partir de gaz produira peu, seulement 33 TWh/an, moins de 4 % du total, mais elle est nécessaire pour préserver la sécurité d'approvisionnement. Elle peut paraître très élevée : autant que la capacité nucléaire - dans la partie C on montre dans quelles conditions cette capacité pourrait être diminuée par des batteries.

2-3 Les dépenses de production d'électricité et d'hydrogène.

Les hypothèses de coût

On retient ici les prévisions de coût faites par RTE pour 2035.

Le taux d'actualisation est le même pour toutes les dépenses d'investissement ; il est de 4,5 %.

Le coût de production nucléaire est de 60 €/MWh, celui de l'éolien est de 60 €/MWh sur terre et 80 €/MWh en mer, celui du photovoltaïque de 52 €/MWh sur le sol et 86 €/MWh, 60 €/MWh en moyenne.

L'électrolyseur coûte 900 €/kW ; le coût d'acheminement de l'électricité est de 15 €/MWh.

Le coût du CO2 est fixé ici à 100 €/tCO2.

Le coût du gaz fossile est de 20 €/MWh, celui du biométhane est de 100 €/MWh.

Il arrive que, pour calculer le coût de production de l'hydrogène à partir d'une possibilité de production excédentaire, on se réfère à la valeur de l'électricité exportée. On suppose ici qu'elle est de 40 €/MWh ou de 20 €/MWh.

Les dépenses totales de production ; les dépenses de production d'hydrogène

La consommation finale d'électricité est de 700 TWh ; s'y ajoute une consommation de 150 TWh pour produire de l'hydrogène, soit en tout 850 TWh hors les pertes en ligne, ou 905 TWh avant les pertes en ligne.

Le parc de production est de ceux qui permettent de répondre à la demande d'électricité et d'hydrogène au moindre coût.

Les dépenses totales de production et de stockage d'électricité, hors les dépenses de production hydraulique, sont ici de **68 200 M€/an** - millions d'euros par an.

Pourrait-on avoir un parc de production d'électricité moins coûteux ? Oui, avec 20 GW nucléaire de plus et 70 GW d'éolien et de photovoltaïque de moins. Mais la différence de dépenses serait inférieure à 2 % du total. Les avantages du nucléaire sont ailleurs : encombrement, consommation des matières et pollution et atteintes à l'environnement induites par l'extraction et le raffinage de ces matières. C'est pourquoi un tableau avec 90 GW nucléaire est présenté dans la partie « discussion ».

Comment distinguer les dépenses de production d'électricité et d'hydrogène

Les dépenses de production d'électricité sont de 62 600 Millions d'euros. Ces dépenses, rapportées à la consommation d'électricité sont de 92,5 €/MWh. Mais ce n'est pas ainsi que l'on peut évaluer le

coût de production d'électricité pour la consommation finale. Il faut pour cela voir ce que serait un parc adapté à la demande sans production d'hydrogène.

Supposons d'abord qu'il soit possible de vendre les excédents à 40 €/MWh. On peut alors minimiser les dépenses nettes, c'est à dire déduction faite de la valorisation des excédents, avec 41 GW de photovoltaïque au lieu de 80 GW et sans rien changer d'autre. Les dépenses nettes sont inférieures de 11 800 M€ à ce qu'elles sont dans ce scénario de référence pour répondre à la même demande finale d'électricité et pour produire 3 millions de tonnes d'hydrogène. On peut dire que la différence de dépenses est le coût de production de 3 millions de tonnes d'hydrogène. Vu ainsi, le coût de production d'hydrogène est donc de **4 €/kg**.

Si la valorisation des excédents est seulement de 20 €/MWh, on minimise les dépenses en diminuant la capacité de production et en produisant du gaz de synthèse. Par exemple, 22 GW en mer au lieu de 30 GW. Les dépenses nettes à la charge des consommateurs d'électricité finale sont de 58 146 M€, soit 90,3 €/MWh. Il apparaît alors que les dépenses imputables à la production de 3 millions de tonnes d'hydrogène sont de 10 000 M€ soit **3,3 €/kg**.

Il y a certes une autre façon de calculer le coût de production d'hydrogène pour montrer qu'il n'est pas cher. Revenons à notre parc de référence et supposons que l'électrolyse ne s'alimente que sur des excédents de production. C'est possible avec 38 GW d'électrolyse. Si l'on évalue les excédents à 20 €/MWh parce que ce sont, apparemment, des excédents, le coût apparent de l'hydrogène est de **2,4 €/MWh**. Mais les consommateurs d'électricité devront payer 2 milliards d'euros par an de plus que ce qu'ils dépenseraient avec un parc adapté à leur seule consommation finale.

Voilà comment l'engouement pour l'hydrogène pourrait faire subventionner la production d'hydrogène par les consommateurs d'électricité.

Les valeurs mentionnées ci-dessus n'incluent pas les dépenses de stockage ni celles de conditionnement de l'hydrogène.

3- Discussion à partir du scénario de référence

3-1 : L'influence du profil horaire de consommation

Selon le scénario de référence, la production à partir de gaz fossile est de 12,8 TWh par an et la capacité de production à partir de gaz est 64,8 GW.

Sans rien changer à la consommation annuelle totale (850 TWh hors les pertes en ligne), selon que le profil horaire est celui de l'année 2013, ou celui de l'année 2012, ou le profil de l'étude de l'ADEME, la production à partir de gaz fossile est : 9 TWh ou 10 TWh, ou bien nulle. La capacité des moyens de production à partir de gaz est 35 GW ou 53 GW ou 59 GW.

Le scénario de référence présenté ici, qui utilise beaucoup d'électricité pour le chauffage, se distingue donc surtout par la capacité des moyens de production à partir de gaz. Mais cette différence, au total, ne coûte pas cher, comme on le montre ci-dessous.

3-2 Le coût de production de l'électricité « de pointe »

Dans le scénario de référence, l'effacement de la consommation par les électrolyseurs alimentés « en base hors la pointe » est de 0,28 TWh ; s'y ajoute une possibilité d'effacement par la consommation

finale de 15 GW. Alors la quantité effacée est au total de 1,37 TWh. Si l'on supprime la possibilité d'effacement de 15 GW, la production augmente de 1,09 TWh. Les dépenses totales augmentent de 1270 M€. La valeur du MWh de pointe est donc ici de 1200 €.

Le même calcul fait avec une capacité d'effacement de 20 GW montre que le coût moyen des 1500 MWh de pointe est de 250 €/MWh.

Cette valeur invite à utiliser les moyens de production très peu coûteux, tels les groupes électrogènes qui ne fonctionneront que quelques dizaines ou centaines d'heures par an et aussi les installations existantes encore en état de fonctionnement telles que les chaudières au fioul, qui pourront fonctionner au biofioul ou encor les ballons d'eau chaude.

3-3 Le coût de production de 90 TWh d'électricité de chauffage

On suppose ici que la consommation d'électricité pour le chauffage est de 40 TWh au lieu de 120 TWh, soit, avant les pertes en ligne, 86 TWh de moins.

Alors, sans rien changer d'autre, il suffit de 25 GW d'éoliennes en mer au lieu de 36 GW et 32 GW sur terre au lieu de 40 GW. La production d'hydrogène se fera alors beaucoup plus à partir d'une électricité « en base moins la pointe » que sur des possibilités excédentaires : 120 TWh « en base moins la pointe » et 40 TWh avec une électrolyse de 16 GW. Les dépenses totales de production d'électricité et d'hydrogène sont de 60 200 M€.

Elles sont inférieures de 8 milliards d'euros à celles du scénario de référence alors que la consommation finale d'électricité pour le chauffage est inférieure de 80 TWh. Le coût de l'électricité de 80 TWh d'électricité de chauffage est donc de 100 €/MWh.

Ce résultat peut sembler étrangement bas. Il s'explique. Avec une consommation d'électricité pour le chauffage de 120 TWh, la chronique de consommation est très modulée entre les six mois chauds et les six mois frais. Comme la production à partir de gaz est limitée, il faut pour répondre à la demande en hiver une capacité de production nucléaire, éolienne et photovoltaïque qui, en été, génère des possibilités de production excédentaires assez abondantes, qui sont amplement utilisées pour produire de l'hydrogène. Sans cette production d'hydrogène, plutôt que de générer des possibilités excédentaires mal valorisées il serait moins coûteux de produire du gaz de synthèse et de réduire les capacités de production. Alors, le coût de l'électricité de chauffage serait de 150 €/MWh.

Si la demande pour produire de l'hydrogène est très faible (18 TWh) et si la consommation finale est de 700 TWh dont 120 TWh pour produire de la chaleur, voici un parc de production : 70 GW nucléaire, 83 TWh à partir de biomasse, biométhane et hydraulique, 40 GW d'éoliennes sur terre et 19 en mer, 50 GW de photovoltaïque et une capacité d'électrolyse pour produire du gaz de synthèse de 15 GW. Production à partir de gaz fossile : 12 TWh, comme dans le scénario de référence. Dépenses totales : 59700 M€. Avec 620 TWh de consommation finale dont 40 TWh pour produire de la chaleur et la même consommation pour produire de l'hydrogène (18 TWh), 20 GW d'éolien sur terre et 3 en mer, 30 GW de photovoltaïque, pas de production à partir de gaz de synthèse ; dépenses totales de 47 114 M€/an. La différence est de 12600 M€/an, soit 150 €/MWh d'électricité utilisée pour la chaleur.

La consommation d'électricité pour produire de l'hydrogène diminue donc sensiblement le coût de l'électricité utilisée pour le chauffage. Celui-ci est de 100 €/MWh. C'est cette valeur qui est à considérer pour évaluer l'intérêt des dépenses d'isolation thermique.

3-4 La capacité des moyens de production à partir de gaz

Dans le scénario de référence, il y a une possibilité d'effacement jusqu'à 15 GW. Il est admis une possibilité de défaillance. En conséquence, la capacité de production à partir de gaz peut être inférieure à ce que qu'elle devrait être pour répondre à la pointe de demande en l'absence de vent et de soleil.

La relation entre cet ajustement et le nombre d'heures de défaillance dépend évidemment du profil de consommation et du profil de l'activité éolienne. C'est en étudiant un grand nombre de profils que l'on peut estimer une probabilité de la défaillance en fonction de la capacité de production. Néanmoins SimelSP2 donne des informations utiles – cf. les colonnes « étude de la pointe et de l'écrêtement ».

Avec une consommation finale de 700 TWh et le parc de production de référence, si l'écart est de 5 GW, avec le profil de consommation de l'année 2013, de l'année 2012 et de l'étude « 100% renouvelable de l'ADEME » le nombre d'heures où apparaît une défaillance est de 4, de 3 et de 1.

Avec le profil retenu dans le scénario de référence (le profil du scénario de l'ADEME modifié pour une plus forte consommation pour la chaleur), si l'écart est de 12 GW il apparaît une défaillance seulement sur 4 heures par an. En effet la pointe de ce qui est demandé à la production à partir de gaz est très fine. C'est sans doute dû à la combinaison d'une forte consommation pour le chauffage et d'une importante capacité de production intermittente.

Pour calculer la capacité des moyens de production à partir de gaz, on a retenu une possibilité d'effacement de 15 GW, une capacité garantie par les batteries et les Steps de 10 GW et un ajustement (en diminution) de 5 GW. Ce qui conduit à 65 GW.

C'est presque autant que la capacité nucléaire mais les moyens de production - des turbines à combustion et des groupes électrogènes - ne coûtent pas cher : quelques centaines d'euros par kW. S'ils coûtent 400 €/kW, les dépenses de 40 GW de moyens de pointe sont de 2,5 milliards par an, soit 5 % du total des dépenses.

3-5 Les batteries peuvent-elles diminuer le besoin de capacité de production à partir de gaz ?

SimelSP permet de visualiser heure par heure les quantités écrêtées selon la capacité d'écrêtement, donc de calculer ce que devrait être leur contenance, en GWh, pour pouvoir garantir une capacité en GW.

Supposons que la capacité des batteries soit de 200 GWh. Elles s'ajoutent aux 90 GWh des Steps. Si le profil de consommation est celui de l'année 2013, Steps et batteries peuvent garantir 27 GW. Si le profil de consommation est celui qui est retenu ici, elles peuvent garantir 38 GW, soit 28 GW de plus que les 10 GW du scénario de référence. Le besoin de capacité de production à partir de gaz serait de 37 GW.

Les batteries permettent aussi de mieux utiliser les possibilités de production du vent et du soleil donc de diminuer de 4 TWh le besoin de production à partir de gaz. Les possibilités de production excédentaires diminuent donc d'autant, mais leur profil présente des pointes beaucoup moins aiguës de sorte que la même capacité d'électrolyse (30 GW) consomme la même quantité d'électricité que dans le scénario de référence (124 TWh).

Si les batteries coûtent 200 €/kWh, cet apport massif de 200 GWh augmente les dépenses. En revanche, si elles ne coûtent que 100 €/MWh, les dépenses sont inférieures de 800 M€, soit 1,3 % du total des dépenses.

3-6 Le coût marginal du CO2 évité par une augmentation de la capacité éolienne, photovoltaïque ou nucléaire

Partant du scénario de référence, une diminution de 5 GW de la capacité éolienne sur terre sans modifier la consommation d'électricité (il faut légèrement augmenter la capacité de l'électrolyse qui consomme des excédents) diminue les émissions de CO2 de 0,75 Mt et diminue les dépenses de 378 M€. Le coût du CO2 évité est de **500 €/tCO2**.

Avec un coût moyen du photovoltaïque (sur terre et en toiture) de 60 €/MWh, le coût marginal du CO2 évité par une augmentation de la capacité photovoltaïque est **1700 €/tCO2**. Ce coût très élevé s'explique par le fait qu'une augmentation de la capacité évite très peu de production à partir de gaz, celle-ci intervenant souvent lorsqu'il n'y a pas de soleil.

Si la capacité nucléaire est 71 GW au lieu de 70 GW, la capacité d'électrolyse, pour consommer la même quantité d'excédents, diminue de 1,5. Les dépenses totales augmentent de 130 M€ et les émissions diminuent de 0,9 MtCO2. Le coût du CO2 évité est de **145 €/tCO2**.

3-7 Un parc de production d'électricité et d'hydrogène moins coûteux : 90 GW nucléaire

Quelle que soit la capacité nucléaire, éolienne et photovoltaïque, il faut une production à partir de gaz pour équilibrer à tout instant la fourniture et la consommation d'électricité. En effet, les moyens de stockage par batteries ou par STEP ne pourront pas suffire : il faudrait des capacités de stockage de plusieurs milliards de kWh – une batterie de voiture a une capacité de quelques dizaines de kWh. Le gaz peut être du gaz fossile, du biométhane, de l'hydrogène ou encore du gaz de synthèse, procédé P2G2P. Ce procédé a un piètre rendement. C'est pourquoi, au lieu de brûler le biométhane pour produire de la chaleur, il est plus efficace de l'utiliser pour éviter d'avoir à produire du gaz de synthèse et de le remplacer pour produire de la chaleur par de l'électricité et une pompe à chaleur. La production à partir de biomasse et biométhane est donc la même ici que dans le scénario de référence.

Avec une **capacité nucléaire de 88 GW**, il est possible de limiter la production à partir de gaz fossile à 13 TWh (comme dans le scénario de référence) avec 20 GW d'éolien sur terre et 21 GW en mer et 40 GW de photovoltaïque. Les dépenses totales de production d'électricité et d'hydrogène sont *inférieures de 2 800 M€ à celles du scénario de référence*.

Cette différence de dépenses, 4 % des dépenses totales, dépend évidemment des hypothèses faites sur le coût de l'éolien et du photovoltaïque. Ce n'est donc peut-être pas le montant des dépenses qui permettra de choisir le niveau de capacité nucléaire. C'est plutôt *la consommation de matière, l'encombrement et les atteintes à l'environnement* : avec 18 GW nucléaire de plus, on évite 75 GW d'éolien et de photovoltaïque, gros consommateurs de sable (huit fois plus pour des éoliennes que pour du nucléaire), de cuivre (huit fois plus que le nucléaire), et de métaux qui sont chers et dont le raffinage est très polluant.

Il serait possible d'éviter de consommer du gaz fossile avec 92 GW nucléaire et une petite production de gaz de synthèse. La dépense serait supérieure de 760 M€.

Annexe

Le moyen de simulation de la production d'électricité et d'hydrogène : SimelSP2

Ce moyen de simulation représente le système électrique et la production d'hydrogène par électrolyse en équilibrant heure par heure la production, le stockage et la fourniture d'électricité pour la consommation finale et pour produire de l'hydrogène.

Les exemples chiffrés sont tirés d'un jeu d'hypothèses publié sur www.hprevot.fr

1- La consommation d'électricité :

La consommation d'énergie comporte trois aspects : une « consommation finale », une consommation « en base moins la pointe » pour produire de l'hydrogène ou, avec de la biomasse, du biocarburant, et une consommation à partir des « possibilités de production excédentaires ».

La « consommation finale »

Elle est prélevée sur le réseau électrique au moment où le consommateur en ressent le besoin. Elle a donc un profil que l'on peut qualifier de spontané. En réalité, une partie de cette consommation finale peut être *déplacée*, c'est-à-dire réalisée avant ou après ce que serait une consommation spontanée ; tel est le cas des ballons d'eau chaude, ou encore en arrêtant le chauffage pendant une demi-heure ou en calant le fonctionnement d'un lave-linge ou la recharge des batteries de véhicules sur les possibilités de fourniture du système électrique. Ces déplacements de consommation ne modifient pas la consommation totale car ils sont compensés après coup ou en avance par un surcroît de consommation. Une partie de la consommation électrique peut être *effacée* sans être compensée par de l'électricité livrée par le réseau. Tel est le cas avec un chauffage hybride ou un véhicule hybride.

L'utilisateur introduit la consommation finale annuelle en supposant qu'il n'y a pas d'effacement, les possibilités de déplacement avant compensation (en GWh) et la puissance pouvant être effacée (en GW).

Pour produire de l'hydrogène ou du biocarburant (ou de la chaleur)

La consommation « en base moins la pointe » pour la production d'hydrogène ou de biocarburant est continue et constante sauf qu'elle s'efface pour éviter une production d'électricité par des TAC (turbines à combustion) ou des groupes électrogènes. L'utilisateur introduit dans SimelSP ce que serait la consommation en l'absence d'effacement.

La consommation des « possibilités de production excédentaires »

Heure par heure, des possibilités de production d'électricité éolienne, photovoltaïque et nucléaire sont parfois supérieures à ce qui est demandé par la « consommation finale » et la consommation « en base moins la pointe ». Or cela coûterait fort peu de produire plus que ce qui est demandé. La différence entre ce qui peut ainsi être produit et ce qui est demandé peut être mise en stock ou consommée pour produire du gaz qui servira plus tard à produire de l'électricité répondant à la consommation finale (procédé P2G2P).

Les possibilités excédentaires peuvent être en partie exportées, dans la limite de la capacité des lignes d'interconnexion. Elles peuvent être consommées pour produire de l'hydrogène ou encore de la chaleur, une possibilité citée pour mémoire car elle peut être intéressante mais n'est pas étudiée ici.

Les « possibilités excédentaires » comprennent les possibilités excédentaires éoliennes et photovoltaïques *et aussi* les possibilités de production nucléaire non employées : ces possibilités excédentaires ont ceci de commun qu'elles ne sont pas pilotables et qu'elles ont un coût marginal très faible, presque nul pour l'éolien et le photovoltaïque, inférieur à 10 €/MWh pour le nucléaire.

Entre la production d'une possibilité excédentaire et la consommation, il y aura parfois besoin d'un moyen de stockage, de chaleur ou d'hydrogène. La simulation calcule les quantités et les capacités de production mais non les besoins ni les coûts de stockage:

SimelSP2 donne à l'utilisateur la possibilité de mesurer les facteurs de charge de plusieurs modes d'utilisation des possibilités excédentaires qui s'ajoutent les uns aux autres. Cela permet de voir les limites d'efficacité d'une électrolyse et d'une pompe à chaleur (pour stocker de la chaleur) et montre qu'il peut y avoir de la place pour des chaudières électriques produisant par effet Joule de la chaleur à stocker.

Par exemple, si les possibilités excédentaires sont de 142 TWh et si une capacité de 20 GW peut en consommer 90 TWh, le facteur de charge est de 4500 h. Si une capacité de 30 GW consomme 117 TWh, on calcule immédiatement que le facteur de charge d'une capacité de 10 GW s'ajoutant à une capacité de 20 GW est de 2700 h. 10 GW supplémentaires ont un facteur de charge de 1500 h. Avec une capacité totale de 50 GW, la consommation est de 139 TWh. Le facteur de charge moyen est de 2780 heures. Mais cette information n'a aucun intérêt. Celui des 10 derniers GW est seulement de 600 h par an.

Dans l'exemple numérique décrit dans cette note, la consommation finale annuelle est de 700 TWh. De l'hydrogène est produit « en base moins la pointe » par 30 TWh et à partir des possibilités excédentaires par 120 TWh avec 30 GW d'électrolyse, soit en tout 150 TWh. Les possibilités excédentaires non utilisées sont de 26 TWh.

Pour tenir compte des pertes en ligne, les quantités mises sur le réseau pour répondre à cette demande sont supérieures. Sauf mention contraire, RTE compte comme « consommation » les quantités mises sur le réseau pour consommation finale, donc y compris les pertes en ligne (qui sont de l'ordre de 7%).

Le profil horaire de la consommation finale

Définition de « chronique » et « profil » de consommation :

Sur une année *une chronique horaire* de consommation ou de production est la succession des 8760 nombre égaux à la quantité consommée ou produite pendant une heure. Un *profil* donne heure par heure un indice proportionnel à la production et à la consommation de sorte que le total des indices d'une année ait une valeur conventionnelle : 1 ou bien 1000 ou bien 8760, peu importe.

Le profil horaire de la consommation finale peut être choisi par l'utilisateur entre plusieurs options.

C'est la principale modification apportée à la version de SielSP publiée depuis longtemps. Elle répond à une observation un peu critique et tout à fait pertinente qui lui a été faite. Dans cette nouvelle version, l'utilisateur peut façonner le profil de consommation et aussi introduire un profil qu'il aura copié ou élaboré lui-même

SimelSP2 propose cinq options – on pourrait les multiplier mais ce ne serait guère utile.

Option 1 : le profil de consommation est le même que celui de l'année 2013 – celui qui sert de base à la version originale SimelSP.

Option 2 : le profil de consommation est celui de l'année 2012. Cette année a été choisie car c'est celle qui a vu le pic de consommation le plus élevé jamais observé.

Option 3 : Le profil de consommation est celui qui a été élaboré par l'ADEME pour son étude « électricité 100 % renouvelable ».

Option 4 : Le profil est construit à partir du précédent en appliquant un coefficient multiplicateur d'une part à la consommation pilotable pour le chauffage et, d'autre part, aux autres consommations. Si cette option est choisie par l'utilisateur, il lui suffit d'introduire la consommation annuelle d'électricité pour le chauffage (en TWh) ; à partir de cette valeur et de la consommation finale totale, le simulateur calcule les deux coefficients multiplicateurs. Tout cela est visible sur la feuille « chroniques ».

Option 5 : l'utilisateur introduit dans un emplacement *ad hoc* de la feuille « chroniques horaires » la chronique horaire qu'il veut utiliser, quelle que soit la consommation totale de cette chronique ; le simulateur calcule le profil puis, à partir de la consommation annuelle, la chronique correspondant à ce profil.

L'utilisateur du modèle introduit :

- 1- la consommation finale annuelle en supposant qu'il n'y a pas d'effacement ;
- 2- le profil horaire de consommation, c'est à dire l'option de 1 à 5. Avec l'option 4, il introduit aussi la consommation d'électricité pour le chauffage. Avec l'option 5, il introduit une chronique horaire de consommation finale ;
- 3- les possibilités maximales de déplacement de consommation, en GWh ;
- 4- la puissance maximale d'effacement de la consommation finale, en GW;
- 5- ce que serait la consommation de l'électrolyse en base moins la pointe sans effacement, en TWh/an
- 6- la capacité d'une électrolyse qui consomme des possibilités excédentaires, en GW.

SimelSP2 calcule : 1

- Les quantités déplacées ;
- Les quantités effacées ;
- La consommation d'électricité à partir des possibilités excédentaires ;
- Les possibilités excédentaires non employées.

2- La production d'électricité et d'hydrogène par électrolyse

Les principales données d'entrée

- Les productions annuelles d'hydraulique de fleuve, de lacs de montagne, de biomasse solide, de biométhane. La puissance garantie par les lacs et les fleuves.

Pour SimelSP2, le profil de production des lacs de montagne et des fleuves est le même qu'en 2013.

SimelSP2 offre une option simulant le cas où la production des lacs ne serait soumise à aucune autre contrainte que de ne pas dépasser une certaine limite annuelle. Cette option n'est pas réaliste mais on est sûr que la production d'électricité à partir d'énergie fossile est comprise entre les valeurs indiquées par les deux options. La fourchette n'est que de quelques TWh par an.

Une autre version de ce logiciel représente ce que serait la chronique de production des lacs s'ils pouvaient produire chaque fois que l'on en aurait besoin à la seule condition de respecter un étiage. Il n'est pas sûr que ce soit réaliste car la gestion des lacs est soumise à de nombreuses contraintes (stations balnéaires, pêche...). De plus l'alimentation des lacs varie d'une année sur l'autre. De toutes façons cela n'a guère d'effet sur les résultats.

- La production à partir de biomasse solide et à partir de biométhane

Le logiciel peut représenter une production à partir de biomasse solide qui est en partie « de base » et en partie pilotable.-

- Pour le nucléaire : la capacité, la valeur moyenne sur un an du Kd, coefficient de disponibilité, et sa valeur maximale en hiver.

- Pour l'éolien et de photovoltaïque, les capacités et les facteurs de charge

Pour l'éolien : on distingue l'éolien sur terre et en mer ; le profil horaire d'activité éolienne est celui de l'année 2013, une année moyenne.

Une autre version de ce logiciel permet d'introduire les chroniques de vent sur terre et en mer des années 2012 à 2017. Le profil de l'activité éolienne a un effet sur les besoins de production pilotable, dans une fourchette de 10 TWh si la consommation est voisine de celle que l'on retient ici. Quant à l'énergie

apportée par le vent sur toute une année, pour en voir l'effet, il suffit de modifier le facteur de charge des éoliennes.

- Les contenances des moyens de stockage, batteries et Steps (en GWh)

On introduit aussi la capacité pouvant être garantie par les batteries et les déplacements de consommation, qui sont traités comme des batteries. *Cette grandeur ne dépend pas des batteries elles-mêmes* mais du profil de la puissance demandée aux moyens pilotables (y compris les batteries) autres que le nucléaire. L'utilisateur peut la voir en consultant la chronique horaire de celle-ci.

- La capacité de l'électrolyse pour faire de l'hydrogène qui est ensuite utilisé pour produire du méthane de synthèse puis de l'électricité. - procédé P2G2P.

- Les rendements des batteries et du processus P2G2P selon que l'électricité est produite par des CCG ou des TAC.

- La stabilité du réseau électrique si la capacité de production nucléaire est très basse

En l'absence de dispositifs spécifiques, la stabilité de la fréquence n'est assurée que si la capacité de production des machines tournantes de production est supérieure à une certaine valeur. Si la capacité nucléaire est très faible, cette limite minimale peut amener à refuser à l'éolien, au photovoltaïque et aux décharges de batteries d'accéder au réseau. L'utilisateur de SimelSP2 peut indiquer de combien la limite minimale est diminuée.

Il est possible de diminuer cette limite minimale à l'aide de dispositifs spécifiques : par exemple les alternateurs de machines déclassées, agissant en compensateurs synchrones ou, peut-être, des moyens électroniques. Le modèle de simulation rend compte de ces contraintes et de ces possibilités. Il indique la capacité minimale des machines tournantes en l'absence de dispositifs spécifiques.

- La capacité de production à partir de gaz : SimelSP2 propose deux façons de la calculer.

SimelSP2 calcule ce que doit être la capacité de production à partir de gaz comme la différence entre la puissance demandée maximum et le total des capacités garanties ; l'utilisateur peut ajuster ce résultat en tenant compte de divers paramètres.

SimelSP2 donne le moyen d'évaluer la puissance que peut garantir l'ensemble des moyens de stockage. Il montre heure par heure ce qui est demandé à l'ensemble formé des Steps, des batteries et de la production à partir de gaz. Le maximum est, par exemple, de 40 GW. A partir de là il est facile de calculer les quantités qui seraient écartées si, autour du moment où ce maximum est atteint, l'on supprimait tout ce qui dépasse un certain niveau, par exemple 30 GW. Supposons que ce soit 20 GWh. Cela veut dire qu'une batterie de 20 GWh pourrait dans ce cas garantir 10 GW. Cet exemple montre comment SimelSP2 permet d'approcher la capacité garantie par les batteries. Celle-ci dépend beaucoup du contexte.

L'utilisateur introduit un ajustement en plus ou en moins. La capacité de production à partir de gaz est répartie entre CCG et moyens de pointe, c'est-à-dire TAC et groupes électrogènes. SimelSP propose deux options : ou bien il calcule une répartition, ou bien l'utilisateur choisit lui-même la capacité de pointe.

Les principaux résultats sur les quantités produites, stockées et déstockées

- le besoin de production d'électricité à partir de gaz autre que le biométhane et le gaz de synthèse

- les quantités effacées

- les possibilités de production excédentaires (voir plus haut leur définition)

- les possibilités d'exportation ou de consommation des possibilités excédentaires selon la capacité pouvant les acheminer ou les consommer.
- les quantités stockées et déstockées ; les quantités consommées dans le processus P2P2G et la production à partir de gaz de synthèse.

Le logiciel distingue les quantités venant du nucléaire d'une part, de l'éolien et du photovoltaïque d'autre part.

Les résultats donnés par SimelSP sont très nombreux, que ce soit des quantités annuelles ou, heure par heure, le détail de la production et de la destination des quantités produites. A partir de là on trouve aisément, par exemple, le nombre d'heures par an où la production nucléaire varie en une heure de plus de 10 GW, ou encore le nombre d'heures où des possibilités de production éolienne et photovoltaïque ont été refusés pour préserver l'équilibre du réseau, ou la répartition des excédents selon que l'électricité est nucléaire ou « renouvelable », le détail des besoins de pointe, etc.

3- Le fonctionnement du simulateur

Heure par heure, le simulateur équilibre la fourniture d'électricité et la demande finale augmentée de la demande de l'électrolyse qui fonctionne « en base moins la pointe ».

Parmi les moyens permettant de fournir de l'électricité on distingue ce qu'on appelle ici les « moyens de base » et les autres moyens appelés « moyens pilotables ». Les moyens de base sont ceux qui sont appelés en premier dans l'ordre du mérite : hydraulique, éolienne et photovoltaïque, biomasse non pilotable et nucléaire. Les moyens « pilotables » sont la partie pilotable à partir de biomasse, le gaz et le déstockage.

Les quantités « de base » appelées sont limitées par la demande. L'accès au réseau de l'éolien et du photovoltaïque peut aussi être limité par les contraintes physiques du nucléaire (production minimale et flexibilité) et par les besoins de stabilité du réseau électrique. Si les possibilités « de base » sont insuffisantes, il est fait appel aux moyens pilotables ; dans l'ordre, les batteries et déplacements de consommation, la production pilotable à partir de biomasse, puis la production à partir de gaz (biométhane, gaz de synthèse ou gaz fossile indifféremment) avec des CCG, puis l'effacement de consommation, puis les TACs ou groupes électrogènes.

Si les possibilités de production de base sont supérieures à la consommation, la différence est, dans l'ordre : mise en stock dans les batteries ou les Steps ou consommée par un électrolyseur pour produire du gaz de synthèse. Les possibilités excédentaires sont exportées ou consommées hors du système de production d'électricité dans la limite de la capacité d'interconnexion ou de la capacité des moyens qui les consomment.

Parmi les possibilités de production qui sont mises en stock ou consommées par l'électrolyse, SimelSP distingue ,d'une part, le nucléaire et d'autre par l'éolien et le photovoltaïque. Il fait de même pour l'utilisation des possibilités excédentaires.

4- Les coûts et les dépenses

Les données introduites par l'utilisateur

- un taux d'actualisation.

- Pour chaque moyen de production et de stockage le montant de l'investissement, la durée de vie de l'équipement, les dépenses annuelles de fonctionnement et les dépenses par unité de production, c'est à dire le coût variable.

SimelSP2 propose une banque de coûts : les coûts tels qu'ils sont aujourd'hui, les prévisions faites par RTE pour 2035 et les hypothèses qu'il formule pour 2050.

- Le coût du gaz fossile, celui du biométhane et celui du CO2.
- La valorisation des excédents de possibilité de production.

Les résultats de la simulation

- Pour chaque moyen de production et de stockage une annuité couvrant les dépenses fixes et les dépenses de gestion et les dépenses variables, qui sont fonction de la production de l'année.
- Les dépenses de production d'électricité : dépenses brutes sans tenir compte de la valorisation des possibilités excédentaires et dépenses nettes de cette valorisation, sans compter le coût du CO2 ou en le comptant.
- Si les possibilités excédentaires sont utilisées seulement pour produire de l'hydrogène, les dépenses totales de production d'électricité et d'hydrogène.