

Production d'électricité sans nucléaire ni émission de CO2
Commentaires sur une étude du CIRED publiée en 2020

Une équipe du CIRED vient de publier une étude sur la façon de répondre à la demande d'électricité sans nucléaire ni énergie fossile¹. Elle conclut que cela ne coûterait pas plus cher qu'aujourd'hui. Avec les hypothèses de coût de l'éolien et de photovoltaïque qu'elle a retenues on peut aussi calculer que cela coûterait moins cher qu'avec des nouveaux réacteurs nucléaires.

Outre les coûts de production éolien et photovoltaïque, l'étude du CIRED retient un ensemble d'hypothèses explicites ou implicites qui méritent d'être commentées – sur le niveau de consommation d'électricité, la stabilité du réseau, l'efficacité des moyens de stockage, l'accueil par la population de dizaines de milliers d'éoliennes et de milliers de kilomètres carré de photovoltaïque, la consommation de matériaux critiques et la dépendance à l'égard de l'étranger, la perte d'un savoir faire nucléaire dont le monde aura besoin, la vulnérabilité d'un réseau électrique reposant sur les communications numériques.

Appelons cette étude SPQ, initiales du nom de ses trois auteurs. Nous l'avons répliquée à l'aide d'un outil de simulation du système électrique SimelSP (dont on peut voir une présentation en annexe). Cette outil permet d'analyser les scénarios retenus dans l'étude SPQ et de calculer d'autres jeux d'hypothèses sur la consommation et sur le coût des moyens de production.

Ce qui conduit en particulier aux commentaires suivants (d'autres sont faits dans le courant de cette note) :

- Cette étude suppose que la consommation d'électricité serait inférieure de 15 % à la consommation actuelle ; elle reprend les hypothèses retenues par l'ADEME son étude « électricité 100 % renouvelable ». Cette hypothèse est tellement irréaliste que l'on peut s'étonner que l'ADEME l'ait retenue et que des centres de recherche de renom s'en servent, laissant ainsi penser qu'il serait aisé de se passer à la fois de nucléaire et d'énergie fossile. Pour éviter que la consommation d'électricité augmente tout en supprimant l'usage de fioul, de gaz et de carburant d'origine fossile il faudrait par exemple rendre tous les logements aussi bien isolés thermiquement que les logements neufs, ce qui serait extrêmement coûteux. Pour mesurer l'intérêt économique et social d'un programme de production d'électricité, les dépenses d'économie d'électricité doivent s'ajouter aux dépenses de production.

- L'étude suppose qu'il sera possible de préserver la stabilité du réseau électrique malgré la très forte diminution de l'inertie des masses tournantes des machines de production. Celles-ci en effet agissent spontanément et sans délai pour amortir les effets des brusques variations de production ou de consommation. Rien ne permet d'affirmer qu'il serait possible d'atteindre une telle fiabilité avec un système de régulation électronique impliquant des centaines de milliers ou des millions de points de production et de stockage. Par ailleurs, un tel système sera vulnérable aux agressions portant atteinte aux données personnelles ou à son bon fonctionnement.

- L'étude suppose un doublement de la capacité des Steps (dispositifs de stockage d'énergie hydraulique). Elle surévalue la puissance (en GW) que les moyens de stockage tels que les batteries et les Steps peuvent *garantir aussi longtemps que l'on en a besoin*. La capacité de production à partir de gaz (biométhane ou méthane de synthèse) devrait être *supérieure de plus de 10 GW à celle qui est calculée dans cette étude*.

¹ L'étude du CIRED, « How sensitive are optimal fully renewable power systems to technology cost uncertainty? » par Behrang Shirizadeh -Quentin Perrier -Philippe Quirion est publiée dans *The energy journal*.

- Les hypothèses faites sur les performances et les coûts des moyens de production et de stockage sont contestables mais il n'est pas possible d'affirmer qu'elles seront ou non réalisées. Elles permettent de calculer que la production et de stockage de l'électricité serait moins coûteux sans nucléaire qu'avec nucléaire. On n'affirmera pas pour autant que ces hypothèses ont été choisies pour parvenir à ce résultat.

- Quoi qu'il en soit des dépenses, une production sans nucléaire demanderait plusieurs dizaines de milliers d'éoliennes, près de 10 000 kilomètres carré dédiés au photovoltaïque sur le sol (sur toiture, il serait beaucoup plus coûteux), huit fois plus de cuivre ou d'aluminium que le nucléaire et d'autres matériaux dont plusieurs sont stratégiques.

Le plan de la note

1- Avec la consommation supposée par l'étude du CIRED et sans nucléaire

présentation du scénario retenu et commentaires : la consommation, la production

la réplique par SimelSP / quelques variantes avec la même consommation

les dépenses avec les hypothèses de coût de l'étude du CIRED puis avec les hypothèses retenues par RTE pour 2035

2- Avec une consommation supérieure et sans nucléaire

3- Comparaison avec d'autres hypothèses comportant du nucléaire – avec les hypothèses de coût de l'étude du CIRED ou celles de RTE pour 2035

ANNEXES : un tableau montrant le résultat de différentes simulations

1- Avec la consommation supposée par l'étude du CIRED

1-1 : La consommation en 2050

Selon l'étude SPQ, la consommation annuelle est de 422 TWh (p. 12 de l'étude) avant pertes en ligne de 7 % ; la consommation finale est donc de 394 TWh, inférieure de 15 % à la consommation de 2013. SPQ se réfère aux hypothèses retenues par l'ADEME dans ses études « électricité 100 % renouvelable ». La réplique de SPQ par SimelSP utilise les chroniques horaires de consommation en 2050 que l'ADEME a publiées avec son étude « perspectives 2060 ». Ce profil de consommation est assez différent de ce qu'il est aujourd'hui car il suppose que la consommation s'adapte dans une certaine mesure à la production solaire, notamment en augmentant en milieu de journée et en abaissant les pointes du soir vers 19 h et du matin.

1-2 : Selon l'étude SPQ, les moyens de production et de stockage

Le système électrique doit pouvoir répondre à tout instant à la demande sans recours à l'importation.

La production éolienne et la production photovoltaïque sont calculées à partir de données trouvées dans la littérature sur l'activité éolienne selon les régions, la vitesse du vent à différentes altitudes de 2 à 50 mètres et les coefficients permettant de passer de la puissance éolienne à la puissance électrique produite (cf. annexe 2 de l'article susmentionné).

1-2-1 La stabilité du réseau électrique

Le logiciel de simulation Eoles utilisé par l'étude SPQ ne simule pas le cas où l'accès de l'éolien et du photovoltaïque au réseau doit être limité pour préserver la stabilité du réseau.

SimelSP suppose qu'il y a une limite mais que celle-ci peut être repoussée voire supprimée grâce, par exemple, à la présence stabilisatrice sur le réseau des rotors de machines déclassées ou par d'autres moyens. Quelques expériences à échelle réduite montrent que des dispositifs électroniques peuvent contribuer à la stabilité du réseau. Mais, à l'échelle nationale, l'efficacité de ce que l'on appelle abusivement une « inertie synthétique » est très incertaine. En l'absence presque totale de machines tournantes et avec la présence de centaines de milliers de points de production et d'onduleurs qu'il faudra synchroniser, il apparaîtra sans doute bien des difficultés nouvelles.

Quoi qu'il en soit, dans cette analyse de l'étude du CIRED, on suppose ici, comme le fait cette étude, que ces difficultés auront été levées sans dépenses supplémentaires.

1-2-2 La production, la consommation

La production annuelle des fleuves est de 29 TWh et celle des lacs de 16 TWh. C'est une hypothèse prudente, peut-être choisie pour anticiper le changement climatique. La puissance pouvant être délivrée par les fleuves est de 7,5 GW. Bien que l'étude n'en dise rien, ce ne peut pas être une puissance garantie car en hiver le débit des fleuves ne peut pas garantir plus de 3,3 GW.

La puissance pouvant être délivrée par les « lacs et réservoirs » est de 13 GW. C'est beaucoup plus que ce qui est aujourd'hui délivré par les lacs, moins de 6 GW et cette hypothèse de 13 GW ne tient pas compte des contraintes de tous ordres qui limitent la puissance électrique délivrée par les lacs.

La contenance des Steps est de 180 GWh, soit deux fois plus qu'aujourd'hui, hypothèse très contestable vu les difficultés rencontrées pour la création de nouveaux lacs. Je suppose que le rendement est de 80 %. La capacité est 9 GW, deux fois plus qu'aujourd'hui.

La production à partir de biométhane est de 15 TWh, hypothèse qui peut, elle aussi, être contestée vu que l'on attend beaucoup de la biomasse pour autre chose que la production d'électricité.

A partir des profils horaires d'activité éolienne et solaire de dix-huit années successives, les capacités éoliennes en mer et sur terre, la capacité photovoltaïque, la capacité de production de méthane de synthèse et la contenance des batteries sont calculées par le modèle Eoles de façon à minimiser les dépenses totales de production et de stockage.

L'article présentant cette étude indique que, parmi les années simulées, celle qui est la plus représentative d'une situation moyenne est l'année 2006. Alors - cf. p. 35 de l'article sus-mentionné -

- La capacité éolienne est de 80,1 GW sur terre avec un facteur de charge de 2800 heures par an ; elle est en mer de 12,4 GW avec un facteur de charge de 4700 heures par an.
- La capacité photovoltaïque est de 122,2 GW avec un facteur de charge de 1400 heures par an.
- Les batteries ont une capacité de 74,6 GWh avec un rendement de charge et décharge de 90 %.
- La capacité de l'électrolyse permettant de produire du méthane de synthèse pour produire de l'électricité (procédé P2P) est de 8 GW. Le rendement de ce procédé, selon l'étude SPQ, est de 49 % pour produire du méthane et de 45 % pour produire de l'électricité soit, au total de 25,5 %, valeur qui est reprise dans la réplique.
- La capacité de production à partir de biométhane ou de méthane de synthèse est de 33 GW.

Les hypothèses de coût de l'étude SPQ sont reprises ci-dessous.

Les coûts selon Eoles CIRED EOLES Philippe Quirion	éolien	éolien	PV -moyenne	Méthanation /kW cons.
	sur terre	en mer		
investissement €/kW	1120	2330	425	1150
durée de vie années	25	30	25	25
frais fixes ann. €/kW/an	34,5	47	9	19
frais variables €/MWh				3
durée de fonctionnement	2800	4700	1400	
LCOE par MWh produit	39,5	40,4	27,04	

1.3- La réplique de l'étude SPQ par l'outil de simulation SimelSP

On introduit dans SimelSP les valeurs de la consommation annuelle et des capacités de production et de stockage sauf la production (en TWh) et la capacité de production (en GW) à partir de biogaz et de gaz de synthèse. SimelSP calcule la production à partir de biogaz et de gaz de synthèse et donne le moyen de calculer la capacité de production à partir de gaz. *Voir en annexe le tableau des simulations faites ici.*

La consommation,

La consommation est, comme dans l'étude SPQ, de 394 TWh soit 422 TWh avant les pertes en ligne. Son profil horaire est semblable à celui qui est retenu dans l'étude de l'ADEME « électricité 100% renouvelable ».

La production éolienne et photovoltaïque

Les capacités de production éolienne et photovoltaïque sont celles de l'étude SPQ pour l'année 2006 : éolien sur terre : 80,2 GW ; en mer : 12,4 GW ; photovoltaïque : 122,2 GW.

L'activité éolienne sur terre est celle qui a été observée en France chacune des années de 2012 à 2017. L'activité éolienne en mer est la même que selon l'étude SPQ.

Le profil horaire de l'activité solaire est le même que celui qui a été observé en 2013. Il y a là une différence avec l'étude SPQ.

La production à partir de biogaz et de gaz de synthèse

Les quantités produites

Pour chacune des années 2012 à 2017, la production annuelle à partir de biométhane est comprise entre 13 et 21 TWh sauf une fois où elle est de 29 TWh.

Quant à la production à partir de gaz de synthèse, selon la réplique elle est comprise entre 5 et 6 TWh par an. Elle est donc inférieure à ce qui est calculé par l'étude SPQ, qui est le plus souvent compris entre 8 et 12 TWh.

Il suffit ici de constater que ces écarts sont mineurs. La réplique peut être utilisée pour étudier des variantes.

La capacité de production à partir de gaz,

SimelSP permet de voir heure par heure la puissance demandée aux moyens pilotables, c'est-à-dire au déstockage des batteries et des Steps, à la production à partir des lacs et à la production à partir de gaz.

Avec les données des années 2011 à 2017, le maximum de ce qui est demandé aux moyens pilotables est dans une fourchette de 51 à 66 GW.

Ce maximum de **66 GW** est atteint *le 19 janvier 2016 à 9 h*. La capacité éolienne aurait fourni 4 GW, soit 4 % de la capacité installée. Un peu plus tard le soleil² est apparu mais la production photovoltaïque est restée très faible et n'aurait pas dépassé 10 GW alors que la capacité nominale est dans cette simulation de 122 GW. La production pendant cette journée aurait été de 48 GWh ; la veille et le lendemain, elle aurait été inférieure à 70 GWh. Au total, sur trois jours 170 GWh. Soit, en moyenne 2 GWh par heure pour 122 GW installés.

Le contenu des stockages (batteries et Steps) est de 254 GWh. L'observation des chroniques horaires montre qu'avec cette contenance d'énergie, les batteries et les Steps peuvent garantir ensemble **18 GW** pendant le temps où l'on en a besoin. Ce n'est pas rien mais ce n'est pas plus. Les lacs, aujourd'hui, ne délivrent pas plus de 6 GW. La capacité de production à partir de gaz devrait donc être de **42 GW**, soit **9 GW de plus que la capacité retenue par l'étude SPQ** (qui est de 33 GW).

² Comme dit plus haut, avec le rayonnement solaire tel qu'il a été reçu au sol durant l'année 2013 – il n'est pas interdit de penser qu'une telle conjonction puisse arriver et d'autres plus sévères si, de plus, il fait très froid.

Si les lacs peuvent délivrer 13 GW, comme le suppose l'étude SPQ, la capacité de production à partir de gaz devrait être de 35 GW. Il manquerait seulement **2 GW**.

Il ne suffit évidemment pas de raisonner sur une seule année ni sur dix-huit, comme l'étude SPQ.

Même en supposant que les lacs peuvent produire 13 GW, il manque probablement plusieurs GW de capacité de production à partir de gaz.

De plus, les simulations de SPQ et de la réplique avec SimelSP ont été faites à partir d'une hypothèse de consommation non seulement très basse mais aussi « aplatie » pour éviter les pointes de consommation. Avec la même consommation annuelle que dans l'étude SPQ mais un profil horaire semblable aux profils de consommation d'aujourd'hui, la capacité demandée aux moyens pilotables dépasserait 70 GW au lieu de 66 GW.

Il appartient à RTE de nous dire quelles sont les combinaisons de consommation, de vent et d'activité solaire les plus défavorables,

1.4- Quelques variantes avec la même consommation annuelle d'électricité

Avec un profil horaire de consommation semblable à celui de l'année 2013

Sans rien changer d'autres, si le profil de la consommation était le même qu'aujourd'hui, sans rien changer d'autres la production annuelle à partir de gaz de biométhane serait supérieure de 10 TWh de à ce qu'elle serait avec le profil de consommation élaboré par l'ADEME.

En effet, avec ce profil, la production éolienne et photovoltaïque directement consommée (sans passer par le stockage) serait de 320 TWh sur un potentiel de production de 454 TWh alors qu'avec un profil semblable à celui de l'année 2013, elle ne serait que de 306 TWh. Soit une différence de 14 TWh, réduite de 4 TWh par une plus grande quantité stockée et déstockée.

Il est possible de diminuer la production à partir de biométhane de 10 TWh, par exemple en augmentant la capacité des éoliennes en mer de 3 GW et la capacité photovoltaïque de 20 GW et la capacité d'électrolyse de 2 GW. Les dépenses augmentent alors de 1 milliard d'euros par an.

Si la gestion de l'eau des lacs est la même qu'aujourd'hui

L'étude SPQ suppose que les lacs peuvent fournir 13 GW. Si la puissance qu'ils peuvent délivrer est la même que celle qu'ils délivrent aujourd'hui, c'est-à-dire moins de 6 GW, la production à partir de biogaz sera supérieure de 2 TWh par an.

La réplique par SimelSP de l'étude SPQ suppose que les seules contraintes sur la gestion des lacs sont d'éviter qu'ils ne débordent et qu'ils ne se vident complètement. En réalité, la gestion des lacs doit se plier à bien d'autres contraintes. Si la production des lacs a le même profil qu'en 2013, la production à partir de biogaz doit être supérieure de 9 TWh à ce qu'elle serait sans ces contraintes.

Si la capacité des Steps est la même qu'aujourd'hui

L'étude SPQ suppose que la capacité ds Steps double, ce qui peut laisser perplexe. Si elle n'augmente pas la production à partir de biogaz sera supérieure de 3,1 TWh à ce qui est calculé par cette étude.

Avec le profil de consommation, la gestion de l'eau et les Steps d'aujourd'hui

La consommation annuelle est celle de l'étude SPQ mais elle a le même profil qu'aujourd'hui. La gestion des lacs est la même qu'aujourd'hui et leur capacité est de 6 GW. Les Steps sont celles d'aujourd'hui. Alors la production à partir de biogaz serait supérieure à ce que calcule la réplique par SimelSP de l'étude SPQ. La différence est de 24 TWh.

Il serait possible d'éviter ces 24 TWh avec par exemple 6 GW de plus d'éolien en mer, 40 GW de plus de photovoltaïque et, pour produire du gaz de synthèse, 11 GW de plus d'électrolyse. Il faudrait aussi

augmenter la capacité de production à partir de gaz pour compenser la diminution de puissance des steps et des barrages. Au total, les dépenses seraient supérieures de près de 4,5 milliards d'euros.

Si la production des machines tournantes est supérieure à une limite minimale

Pour préserver la stabilité du réseau, une inertie peut être apportée par des masses tournantes couplées au réseau sans produire d'électricité, telles que les générateurs de machines déclassées.

Si cela n'est pas suffisant, il faudra que la production par des machines tournantes soit à tout instant supérieure à une certaine limite. Alors, il arrivera souvent que l'accès au réseau des éoliennes et photovoltaïque et des décharges de stockage doive être limité pour permettre aux turbines à gaz, TAC ou CCG de produire.

Si la production par des machines tournantes doit toujours être supérieure à 5 GW, cela augmente la production annuelle à partir de biogaz de 20 TWh. Il serait possible de l'éviter en augmentant la capacité éolienne en mer de 8 GW, la capacité photovoltaïque de 30 GW et celle de l'électrolyse de 8 GW.

Si la limite minimale de production des machines tournantes est de 10 GW, la production annuelle à partir de gaz est supérieure de 49 TWh par an à ce qu'elle serait sans cette limite.

1.5- Les dépenses avec les hypothèses de coût et de performance de l'étude SPQ

Selon l'étude SPQ et sa réplique

Selon l'étude SPQ, le coût de l'éolien sur terre est 39,5 €/MWh, en mer de 40,4 €/MWh ; le coût du photovoltaïque sur sol et en toiture est en moyenne de 27 €/MWh. Les dépenses sont dans une fourchette de **20,7 à 21,8 milliards d'euros par an**.

Selon la réplique, sans compter les dépenses de la production à partir d'hydraulique ni le coût d'une augmentation de la capacité des Steps, avec une capacité de production à partir de gaz de 35 GW, les dépenses sont proches de **21 milliards d'euros par an**.

Cette dépense peut être rapportée à la consommation finale avant les pertes en ligne. Alors le coût de production et de stockage est de 52,7 €/MWh. Rapporté à la consommation avant les pertes en ligne, il est de 49,2 €/MWh.

Hors la production hydraulique, dont le coût est très faible, il est de 59,3 € par MWh de consommation finale.

Il faut y ajouter les dépenses de transport et de distribution. Celles-ci ne sont pas évaluées par l'étude SPQ.

Selon les variantes sans modification de la consommation annuelle

Le profil de consommation élaboré pour que celle-ci s'adapte à la production permet d'éviter une dépense d'un milliard d'euros par an.

Si la consommation a le même profil horaire qu'aujourd'hui, si la gestion de l'eau et la capacité des Steps sont les mêmes qu'aujourd'hui les dépenses seront supérieures de 3 milliards d'euros à ce qui est calculé par l'étude SMP et sa réplique soit un écart de 15 %

Mais le total des dépenses est beaucoup plus sensible au coût de production de l'éolien est du photovoltaïque d'une part, au niveau de la consommation annuelle d'autre part.

1.6 - Avec d'autres hypothèses de coût et de performance de la production et du stockage

Avec les hypothèses de coût et de performance des éoliennes et du photovoltaïque retenues par RTE pour l'année 2035, pour produire la même quantité d'électricité éolienne et photovoltaïque il faudrait 100 GW d'éoliennes sur terre et 18 en mer, 145 GW de photovoltaïque.

Les dépenses annuelles de production et de stockage hors production hydraulique seraient de **33,6 milliards d'euros**, soit 13 milliards de plus qu'avec les hypothèses de l'étude SPQ. Ce coût de production et de stockage serait de 93 € par MWh de consommation finale.

Les coûts éolien et photovoltaïque selon RTE pour 2035	éolien sur terre	éolien en mer	PV -moyenne 80 % sur sol	Méthanation /kW cons.
investissement €/kW	1350	3160	700	1500
durée de vie années	25	25	25	25
frais fixes annuels €/kW/an	40	100	20	30
frais variables €/MWh				3
durée de fonctionnement	2200	3900	1200	
LCOE par MWh produit	57	80,3	54	

2- Avec une consommation finale supérieure à l'hypothèse de l'étude SPQ

La consommation finale d'électricité serait de 655 TWh par an

Supposons qu'il soit décidé de prendre les décisions qui permettent d'éviter les émissions de CO2 en dépensant le moins possible.

Alors on ne cherchera pas à rendre tous les logements existants aussi bien isolés thermiquement que des logements neufs, comme le suppose le scénario de l'ADEME repris par l'étude SPQ. En effet Il est économiquement et socialement intéressant de faire des travaux sur les logements qui, selon le DPE (diagnostic de performance énergétique), sont aujourd'hui en classe G, F ou E (les « passoirs thermiques ») de façon à les mettre en classe D, et d'équiper ces logements de pompes à chaleur, éventuellement couplées à la chaudière existante, celle-ci brûlant du biogaz ou du biofioul pour pouvoir effacer la consommation électrique lorsque le système électrique en aura besoin.

Alors, la consommation d'électricité pour le chauffage serait le triple de ce que suppose le scénario de l'ADEME³,

Supposons également que, du fait de la réindustrialisation ou pour d'autres motifs, la consommation par les autres usages que le chauffage soit supérieure de 25 % aux hypothèses de l'ADEME reprises par l'étude SPQ.

La consommation finale d'électricité serait alors de 655 TWh , soit 700 TWh avant les pertes en ligne.

SimelSP peut simuler cette consommation à partir des données publiées par l'ADEME, qui distinguent différentes utilisation de l'électricité.

La production et le stockage d'électricité

Comme dans la réplique par SimelSP de l'étude SPQ, on suppose que la production hydraulique est inchangée et que la production à partir de biométhane est voisine de 19 TWh par an.

Avec les hypothèses de l'étude SPQ sur l'éolien et le photovoltaïque

Avec les hypothèses de performance éolienne et photovoltaïque de l'étude SPQ, il serait possible de répondre à la demande sans nucléaire ni émissions de CO2 avec par exemple 100 GW d'éoliennes sur

³ Voir un article publié dans le numéro de mai-juin 2019 de la Revue de l'énergie. Le scénario de l'ADEME, repris par la SNBC, a été établi avant d'avoir évalué les dépenses d'isolation thermique qu'il suppose.

terre et 74 GW en mer, 150 GW de photovoltaïque, une électrolyse de 35 GW et une capacité de production à partir de gaz approchant 100 GW.

Avec ces capacités de production et l'activité éolienne des années 2012 à 2017, la production d'électricité à partir de biogaz serait dans une fourchette de 9 à 30 TWh.

Avec l'activité éolienne de 2013, la production à partir de biogaz serait de 19 TWh. Les quantités déstockées seraient de 25 TWh, la production à partir de gaz de synthèse serait de 33 TWh. Les possibilités excédentaires seraient de 98 TWh.

Les dépenses hors hydraulique seraient de **42,3 milliards d'euros par an** ; le coût de production et de stockage serait de 68 €/MWh.

C'est – rappelons-le - en supposant que la stabilité du réseau pourra être préservée par d'autres moyens que l'inertie des machines tournantes.

Avec les hypothèses de RTE pour 2035 sur l'éolien et le photovoltaïque

Pour avoir la même production, la capacité éolienne sera de 127 GW sur terre et 89 en mer ; la capacité photovoltaïque serait de 175 GW.

Les dépenses seraient de **69 milliards d'euros par an**, soit 115 €/MWh de consommation finale.

3- Comparaison avec des parcs de production comportant du nucléaire

3.1- Les dépenses

On suppose ici que l'investissement nucléaire est de 5500 €/kW soit 8,8 milliards pour un EPR de 1,6 GW. Avec un taux d'actualisation de 4,5 %, le coût de production est en base de 60 €/MWh,

Si le coût de production éolien et photovoltaïque est celui que suppose l'étude SPQ

Si l'éolien et le photovoltaïque ne coûtent pas plus que ce que suppose l'étude SPQ, et s'il est possible de produire 19 TWh d'électricité à partir de biogaz, une production sans énergie fossile ni nucléaire n'est pas plus coûteuse qu'avec du nucléaire.

Cela est vrai quel que soit le niveau de consommation.

Si la consommation est de 394 TWh, avec un parc de production comportant 15 GW nucléaire (avec 140 GW d'éolien et de photovoltaïque) ou 30 GW nucléaire (80 GW d'éolien et de photovoltaïque) les dépenses sont de 24 à 25 milliards d'euros par an, soit 3 à 4 milliards de plus que sans nucléaire.

Si la consommation est de 650 TWh, avec un parc de production comportant 40 GW nucléaire (avec 190 GW d'éolien et de photovoltaïque) ou 71 GW nucléaire (avec 100 GW d'éolien et de photovoltaïque) les dépenses sont à peu près les mêmes que celles d'un parc sans nucléaire,

Si le coût de production éolien et photovoltaïque est celui que suppose RTE pour 2035

Si la consommation est de 394 TWh, avec un parc de production comportant 30 GW nucléaire, 38 GW éolienne sur terre et 7 GW en mer et 37 GW photovoltaïque, les dépenses seraient de 25,9 milliards d'euros par an, soit 7 milliards de moins que sans nucléaire.

Si la consommation est de 650 TWh, avec un parc de production comportant 84 GW nucléaire 30 GW éolienne sur terre et aucune en mer, 30 GW photovoltaïque et une capacité d'électrolyse de 7 GW, les dépenses sont de 47,8 milliards d'euros par an, soit 21 milliards d'euros de moins que sans nucléaire.

Il faut ajouter à ces dépenses le renforcement et l'adaptation du réseau à ces production éolienne et photovoltaïque réparties sur les territoires et fluctuantes.

3.2- Autres considérations

La stabilité du réseau en l'absence des masses tournantes des moyens de production

Elle a été évoquée à plusieurs reprises dans cette note. Il est remarquable que l'étude SPQ considère que cela ne soulève pas de difficulté. En l'absence d'une suffisante inertie apportée par les masses tournantes connectées au réseau, les moyens pouvant être employés pour préserver la stabilité de la fréquence seront des équipements électroniques qui se compteront par millions et qui seront gérés automatiquement à distance – pour remplacer une inertie dont le pouvoir stabilisateur s'exerce immédiatement et sans avoir à être commandée.

L'encombrement, l'utilisation de sols

Les éoliennes sur terre, qui sont de plus en plus hautes, créent une gêne pour l'environnement. En Allemagne, selon les länder, elles doivent être à plus de 1000 ou de 1500 mètres des habitations. Un groupe de 10 éoliennes de 3 MW crée donc une nuisance sur 4 kilomètres carré soit une surface de 120 kilomètres carré par gigawatt d'éolienne. Une capacité éolienne sur terre de 100 GW affecte une surface de 12 000 kilomètres carré.

Une centrale nucléaire de 2 GW occupe environ un kilomètre carré et produit huit fois plus que des éoliennes dont la capacité est de 1 GW. Le rapport des surfaces affectées par la production d'électricité nucléaire ou éolienne est donc de l'ordre de 1 pour mille.

Le photovoltaïque sur le sol coûte beaucoup moins cher que sur toiture. C'est pourquoi nous avons supposé que 80 % seront posés sur le sol. Une capacité de 1 GW posé sur le sol occupe 30 kilomètres carré. Sa production est le sixième d'une capacité nucléaire égale qui occupe 0,5 kilomètre carré. Le rapport des surfaces occupées par la production nucléaire ou photovoltaïque est de l'ordre de 1 pour 400.

La consommation de cuivre, d'aluminium et de terres rares des éoliennes et du photovoltaïque

Dans une éolienne, les bobinages « travaillent » quatre fois moins que dans un groupe nucléaire. De plus, le courant doit être redressé puis ondulé. Au total, pour une même production d'électricité, les éoliennes demandent douze fois plus de cuivre qu'un groupe turbo alternateur.

Dans les éoliennes, les aimants permanents qui servent d'inducteurs sont dopés avec des terres rares de la famille des lanthanides. Or ces terres rares sont difficiles à extraire, leur purification est très polluante, elles sont onéreuses et importées.

Eoliennes et photovoltaïque étant répartis sur le territoire augmentent les besoins de lignes de transport et de distribution. Leur capacité devra être suffisante pour transporter les puissances électriques produites en pointe mais elles seront très peu employées puisque, en moyenne sur une année, elles ne verront passer que le quart ou le sixième des quantités qu'elles pourraient transporter.

La maîtrise technologique

En délaissant le nucléaire, la France laissera périlcliter un savoir-faire qui lui est reconnu et dont le monde aura besoin.

La sûreté stratégique

Le système de contrôle commande d'un réseau électrique réparti sur le territoire et piloté électroniquement présentera des vulnérabilités nouvelles face aux risques d'accident ou d'agression.

Annexe à l'étude « plus ou moins de nucléaire – analyse d'une étude SPQ du CIRED »

Consommation : comme l'étude SPQ du CIRED : 394 TWh/an ; soit 422 TWh/an avant pertes en ligne									
	Nucl.	Eolien		PV	Elctlys	Gaz		Dép.**	coût
		S. terre	En mer			biogaz	***		
	GW	GW	GW	GW	GW	TWh	GW	M€/an	€/MWh
Sans nucléaire									
Scénario SPQ : année 2006	0	80,1	12,4	122,2	8	15	33	21000	
Réplique du scénario SPQ *	0	80,1	12,4	122,2	8	13-21	35		
Réplique du scénario SPQ 2013	0	80,1	12,4	122,2	8	19		20900	
Variante : profil de conso 2013			15,4	142,2	10	19	41	22900	
Gestion des lacs 2013			15,4	142,2	10	19	45	22900	
Conso, steps, lacs comme 2013			18,4	162	19	19	50	25500	
Prod. mach. tournantes > 5 GW			20,4	152	17	19	32	24000	
Avec nucléaire	15	50	12	77	0	19	26	25500	
	30	30	6	32	0	19	16	24200	
Coûts de l'éolien et du PV									
selon RTE 2035									
Sans nucléaire	0	102	15	142,6	8	20	34	32700	
Avec nucléaire	15	65	14	87	0	20	26	28750	
	30	38,2	7	37	0	20	17	25900	
Consommation 654 TWh/an soit 700 TWh/an avant pertes en ligne									
	Nucl.	Eolien		PV	Elctlys	Gaz		Dép.	coût
		S. terre	En mer			biogaz	***		
	GW	GW	GW	GW	GW	TWh	GW	M€/an	€/MWh
Hypothèses éol et PV de SPQ									
Sans nucléaire	0	100	74	150	35	19	92	42300	
Avec nucléaire	40	60	33	100	20	19	63	42000	
	71	20	10	70	15	19	49	44400	
Hypothèses éol et PV RTE 2035									
Sans nucléaire	0	127	89,2	175	35	19	93	68600	
Avec nucléaire	40	76,4	40	116	20	19	47	54400	
	84	30	0	30	7	19	35	47800	

* la production à partir de biogaz est calculée selon l'activité éolienne observée de 2012 à 2017

** l'étude SPQ donne le total des dépenses de production et stockage ; SimelSP indique les dépenses de production hors hydraulique et les dépenses de stockage.

Ces dépenses n'incluent pas les dépenses de réseau de transport et de distribution.

*** la capacité de production à partir de gaz (biogaz et gaz de synthèse) est ajustée pour répondre aux besoins de pointe de la période 2012-2016,

Le moyen utilisé pour faire une réplique des simulations de l'étude du Cired

L'étude du CIREC utilise un modèle de simulation dénommé Eoles. « SimelSP » désigne l'outil de simulation que j'utilise et dont une version simplifiée est publiée, accompagnée d'une notice technique.

Les deux outils sont bâtis sur les mêmes principes : fourniture d'électricité et consommation sont équilibrées heure par heure ; il est possible de stocker l'électricité dans les Steps et les batteries ; il est possible de produire de l'hydrogène puis du méthane de synthèse. Une partie des possibilités de production peut être abandonnée.

SimelSP équilibre heure par heure la demande et la fourniture d'électricité. A chaque heure il calcule la possibilité de production éolienne et PV et hydraulique puis l'excédent ou l'insuffisance de cette possibilité de production comparée à la demande. L'excédent est employé pour recharger les Steps et les batteries puis pour produire du gaz de synthèse. Pour ce qui manque, il est fait appel successivement au déstockage des batteries et Steps, puis aux lacs, puis à la production à partir de gaz, méthane de synthèse ou biométhane.

La production des lacs heure par heure est calculée en fonction des besoins, en tenant compte de l'alimentation des lacs et en veillant à ce qu'ils ne débordent pas.

Dans la version publiée de SimelSP, la production par l'eau des lacs de montagne est, heure par heure, la même que durant l'année 2013. Une gestion active des lacs permet de mieux utiliser les possibilités de production éolienne et photovoltaïque. Avec les hypothèses de production et de consommation retenues dans cette étude, la différence est de 8 TWh par an.

Dans la version publiée de SimelSP, la consommation et l'activité éolienne ont les mêmes profils heure par heure que pendant l'année 2013. Une version non publiée permet de s'appuyer sur les profils horaires des années 2012 à 2017. Il est également possible de s'appuyer sur le même profil horaire de la consommation que celui qui a été retenu par l'étude du Cired, c'est-à-dire celui qui a été élaboré par l'ADEME pour son étude « électricité 100% renouvelable » de 2015. Il est possible de modifier ce profil horaire pour augmenter certains usages de l'électricité, notamment la consommation pour le chauffage.

L'utilisateur de SimelSP introduit toutes les données de consommation, de production et de stockage sauf la production à partir de gaz (fossile ou biométhane) ; celle-ci est calculée par SimelSP. Celui-ci répond immédiatement aux données qu'on lui fournit de sorte qu'il est possible de rechercher « à la main » les solutions les moins coûteuses. Comme les optimums sont très « plats » (des parcs de production et de stockage sensiblement différents conduisent à des dépenses proches les unes des autres), il est inutile de rechercher la solution exactement la moins coûteuse.

Nous avons donc introduit dans SimelSP les données et résultats des simulations faites avec Eoles sauf la production à partir de biométhane et la capacité de production à partir de méthane et nous avons comparé les résultats aux hypothèses et résultats de Eoles.