

## Électricité « 100 % renouvelable » : une utopie européenne ?

### Résumé et conclusions

Six ministres de l'environnement de pays membres de l'UE (Luxembourg, Lituanie, Autriche, Irlande, Espagne et Danemark) ont demandé le 12 mars 2020 à la Commission européenne d'engager l'étude de scénarios 100 % renouvelables en 2050 pour l'Europe entière, y compris pour le secteur de l'électricité. Une telle demande est-elle réaliste ? Tenter de répondre à cette question dans le domaine de l'électricité en prenant le cas de la France est l'objet de cette note.

Élaborer un scénario à partir d'une feuille blanche étant très complexe, l'approche retenue ici consiste à s'appuyer sur un scénario existant déjà étudié par RTE à l'horizon 2035, le scénario dénommé « Watt », qui comporte très peu de nucléaire et beaucoup de gaz fossile et à l'adapter en supprimant le nucléaire et en remplaçant le gaz fossile par du méthane de synthèse obtenu par méthanation du CO<sub>2</sub> par l'hydrogène produit par électrolyse à partir d'une électricité 100 % décarbonée, les autres sources d'énergie étant déjà renouvelables : hydraulique, biomasse, éolien, photovoltaïque et marginalement énergies marines.

Une variante utilisant directement l'hydrogène, dont la chaîne de stockage/déstockage, plus courte, a moins de pertes et possède donc un meilleur rendement global, est également évaluée. Mais la possibilité de produire à nouveau de l'électricité à partir de cet hydrogène stocké en utilisant des piles à combustibles (PAC) n'a pas été retenue car les technologies de mise en œuvre sur les réseaux en sont encore au stade de la R&D et présentent des incertitudes majeures.

Plusieurs mix sont ainsi étudiés pour des consommations de 410 TWh/an (celle du scénario Watt) et de 570 TWh/an (celle du scénario SNBC) indépendamment de la pertinence de cette dernière consommation à l'horizon 2050, très insuffisante dans l'hypothèse d'une substitution massive d'électricité aux sources d'énergie fossiles dans tous les secteurs de l'économie. Les résultats recherchés se limitent aux grandeurs physiques de ces mix (énergies et puissances qu'il serait nécessaire de mettre en jeu) car elles sont suffisamment conclusives pour qu'il soit inutile de passer au chiffrage détaillé des coûts.

Les résultats obtenus sont en effet sans ambiguïté : pour produire 570 TWh/an, pertes réseau comprises, les parcs éoliens et photovoltaïques qui seraient nécessaires seraient colossaux si on les compare aux parcs installés à fin 2019 en Allemagne (110 GW dont 61 d'éolien, pays européen le plus doté) et en France (26 GW dont un peu moins de 17 GW d'éolien). Les dimensionnements nécessaires dépendent fortement des rendements globaux de conversion des chaînes de production et stockage/déstockage des gaz de synthèse, méthane ou hydrogène, et seraient de l'ordre de :

\* Avec les rendements actuels (≈ 20 % pour la chaîne méthane, ≈ 33 % pour la chaîne hydrogène) :

Chaîne de stockage/déstockage selon gaz de synthèse utilisé	Capacité installée nécessaire exprimée en équivalents de parcs éoliens et photovoltaïques actuels	
Avec méthane	≈ 4,3 fois le parc allemand	≈ 18 fois le parc français
Avec hydrogène	≈ 3,1 fois le parc allemand	≈ 13 fois le parc français

\* Avec des rendements améliorés maximum réalistes de ces chaînes (≈ 37 % pour la chaîne méthane, ≈ 44 % pour la chaîne hydrogène) pour des installations industrielles alimentées en conditions opérationnelles par des sources intermittentes éoliennes et photovoltaïques :

Chaîne de stockage/déstockage selon gaz de synthèse utilisé	Capacité installée nécessaire exprimée en équivalents de parcs éoliens et photovoltaïques actuels	
Avec méthane	≈ 2,9 fois le parc allemand	≈ 12 fois le parc français
Avec hydrogène	≈ 2,7 fois le parc allemand	≈ 11 fois le parc français

Ainsi, avec les rendements actuels, il faudrait construire plus de 4 fois le parc allemand éolien et photovoltaïque actuel si l'on stocke du méthane de synthèse et plus de 3 fois ce même parc si on utilise directement l'hydrogène. Et même en misant sur des rendements améliorés (qui restent à obtenir via la R&D puis ensuite

sur des installations industrielles), il faudrait encore construire respectivement 2,9 et 2,7 fois ce même parc, ce qui resterait considérable. Et par rapport au parc français actuel, les facteurs multiplicatifs nécessaires s'échelonnent selon les cas de... 18 à 11 ! Est-ce seulement imaginable ? Sans compter les considérables capacités nécessaires en électrolyseurs associés et les renforcements et extensions de réseaux indispensables pour raccorder toutes ces installations.

Par conséquent, sans même parler des coûts, qui seraient nécessairement très élevés comme le prouve déjà l'expérience allemande pourtant encore très loin du « 100 % renouvelable », ces résultats posent clairement la question des impacts physiques, sociétaux et environnementaux de telles installations : où installerait-on de telles capacités d'éoliennes à terre et en mer et de panneaux photovoltaïques ? Cela dans un contexte de très forte montée des oppositions sociétales à l'éolien terrestre qui se manifestent en France alors que moins de... 17 GW sont actuellement installés, avec un nombre d'éoliennes qui devrait à minima être multiplié par 3 malgré ces oppositions ! Et ne représenterait pourtant que moins de 20 % des capacités renouvelables nécessaires, les plus de 80 % restants devant être comblés par l'éolien en mer (actuellement inexistant...) et les grandes centrales photovoltaïques au sol (bien moins coûteuses que le photovoltaïque en toitures) qui suscitent également des oppositions sociétales croissantes... Autre question majeure : l'impact sur les consommations de matières premières rares (terres rares) ou moins rares mais chères (cuivre notamment) est-il soutenable dans la durée ?

Or, ces résultats s'expliquent par une raison de fond : sauf heureuse exception (pays massivement doté d'hydraulique, de biomasse ou de géothermie), tout scénario « 100 % renouvelable » est condamné à utiliser massivement les énergies intermittentes éoliennes et photovoltaïques, les seules à avoir, au moins sur le papier, le potentiel de développement important nécessaire, devant être impérativement complétées par des systèmes de stockage d'énergie qui devraient présenter trois qualités majeures : un rendement élevé, une très grande capacité et une longue durée de stockage, y compris intersaisonnière. Aucun système connu à ce jour ne répond simultanément à ces trois critères : les gaz de synthèse satisfont les deux derniers mais pas le premier. Inversement, les STEPs (Stations de transfert d'énergie par pompage) répondent au premier mais pas aux deux autres. Elles se substituent utilement au gaz de synthèse à l'échelle infra journalière ou infra hebdomadaire, pour fournir de la puissance de pointe, à condition de pouvoir être rechargées, mais leur puissance et leur capacité de stockage sont limitées. L'utilisation future souvent envisagée des batteries des véhicules électriques pour soutenir le réseau pourrait être utile pour apporter une puissance de pointe supplémentaire, supérieure à celle des STEPs, mais ne réduirait que peu les besoins en gaz de synthèse.

Tant qu'aucune autre solution de stockage ne sera disponible à un coût soutenable, il restera extrêmement difficile et très coûteux de se priver des énergies de stock. Sachant qu'une seule d'entre elles, l'énergie nucléaire, réunit trois qualités indispensables : elle est totalement décarbonée au stade de la production, possède la bonne échelle pour répondre à tous les besoins et est disponible en fonction de la demande, contrairement au vent ou au soleil. Les potentiels de développement de l'hydraulique et de la biomasse (toutes deux énergies de stock renouvelables annuellement) étant beaucoup trop faibles pour jouer ce rôle.

En définitive, les fondamentaux du « 100 % renouvelable » tels qu'ils existent à ce jour impliquent deux conséquences majeures :

\* Un sevrage en électricité pour l'économie, car la nécessité de stocker l'électricité intermittente en l'absence d'énergies de stock n'est physiquement (et économiquement) soutenable que pour des productibles très limités. Au-delà, les dimensionnements physiques et les coûts induits explosent rapidement...,

\* La non-priorité de fait qui en résulte accordée à la lutte contre le réchauffement climatique, dans la mesure où ce sevrage en électricité :

° Limiterait les possibilités de substitution de ce vecteur aux énergies fossiles massivement utilisées dans les divers secteurs de l'économie : mobilité, habitat, industrie, etc. Ce qui rendrait impossible leur élimination, avec pour conséquence l'échec annoncé de la neutralité carbone,

° Provoquerait des pénuries d'électricité destructrices d'une vie sociale et économique normale, car les besoins en énergie, même réduits grâce aux progrès d'efficacité énergétique et de sobriété, ne pourront être satisfaits à un niveau suffisant que par une électricité abondante. Sa pénurie serait socialement inacceptable et conduirait, en l'absence de nucléaire, à un recours massif au gaz fossile, seule autre source encore abondante pour longtemps à des prix très inférieurs à ceux des gaz de synthèse ou du biométhane, malgré les coûts croissants de la tonne de CO<sub>2</sub>. Car l'opposition de l'opinion à une augmentation inconsiderée et insoutenable des coûts de l'électricité ferait le reste, l'électricité étant plus que jamais un bien de première nécessité.

**En clair, l'illusion du « 100 % renouvelable » prépare l'avènement du gaz fossile en Europe comme solution réaliste de repli. Ce qui serait évidemment catastrophique pour le climat et mettrait le continent, qui n'aura bientôt plus de gaz, sous la dépendance du reste du monde. Certains pays européens semblent déjà l'avoir entériné, ce qui les regarde. La France veut-elle s'engager dans la même impasse physique, environnementale, sociale et financière ?**

## Plan de l'étude

- 1 – Un mix « 100 % renouvelable » adapté d'un scénario de RTE (P.3)
- 2 – Moyens à mettre en œuvre pour assurer des consommations de 410 et 570 TWh/an de mix « 100 % renouvelables » (P.3)
- 3 – Recours direct au stockage/déstockage d'hydrogène (P.12)
- 4 – Pourra-t-on faire fonctionner les réseaux avec peu ou pas de machines synchrones ? R&D actuellement en cours... (P.14)
- 5 – Bilan des mix envisageables à ce jour sur la base du stockage via les gaz de synthèse (P.18)
- 6 – Apports possibles de moyens de stockage d'énergie à rendement élevé (P.19)
- 7 – Pour conclure à ce stade des connaissances (P.23)

## Références (P.24)

### 1 – Un mix « 100 % renouvelable » adapté d'un scénario de RTE

Partir d'une « feuille blanche » pour élaborer un scénario complet est une tâche complexe qui requiert des logiciels sophistiqués. Or, il se trouve que l'un des 5 scénarios étudiés par RTE jusqu'à l'horizon 2035 dans son bilan prévisionnel 2017 [1], le scénario « Watt », comporte déjà beaucoup d'éolien et de photovoltaïque (118 GW de puissance installée), beaucoup de gaz fossile (34 GW de puissance installés) et très peu de nucléaire (7,6 GW de puissance installée). Il constitue donc une base qui a le mérite d'avoir été complètement étudiée et qui peut être facilement adaptée en : (i) remplaçant le gaz fossile utilisé dans ce scénario par du méthane de synthèse obtenu par méthanation du CO<sub>2</sub> par l'hydrogène électrolytique issu d'une électricité 100 % décarbonée et (ii) remplaçant le nucléaire par des moyens supplémentaires également alimentés par ce même méthane de synthèse. Le système devient alors « 100 % renouvelable », le reste de la production étant fourni par des sources renouvelables, soit pilotables (hydraulique, biomasse) soit intermittentes non pilotables (éolien, photovoltaïque, énergies marines).

Ce mix décarboné, qui présente un productible limité (celui du scénario Watt, soit 410 TWh, pertes réseaux comprises, à comparer aux quelque 475 TWh actuels) peut ensuite être extrapolé à une puissance supérieure pour examiner les conséquences d'un accroissement de la demande sur le dimensionnement des moyens nécessaires, ce qui caractérise également sa capacité à s'adapter à une augmentation de la demande qui n'aurait pas été anticipée. La demande retenue pour cet exercice d'extrapolation est celle du scénario SNBC (Stratégie Nationale Bas Carbone) de 2050, soit 570 TWh (pertes réseau comprises) même s'il y a de bonnes raisons de penser qu'une telle demande est très sous-estimée pour les besoins futurs de 2050. Mais ce point relève d'une autre démarche, non discutée ici.

### 2 – Moyens à mettre en œuvre pour assurer des consommations de 410 et 570 TWh/an de mix « 100 % renouvelables »

#### ➤ Caractéristiques du scénario Watt

Comme déjà souligné, c'est un scénario qui a un faible productible, limité à 410 TWh/an. Les moyens mis en œuvre pour parvenir à ce résultat sont récapitulés dans la première colonne des tableaux 1 et 2 ci-après. Quatre caractéristiques critiques du point de vue du fonctionnement du réseau méritent d'être analysées : la capacité nécessaire en sources renouvelables intermittentes, la question de l'inertie minimale nécessaire pour assurer la stabilité du réseau, la capacité à faire face aux pointes de consommation hivernales et enfin la flexibilité, indispensables des moyens pilotables restants pour pallier les très grandes variations des productions intermittentes. À noter que l'équilibre production-consommation de ce scénario est calculé au pas horaire.

- **Capacité en sources renouvelables intermittentes**

En dépit de son productible limité, qui limite les capacités d'exportation nettes d'électricité à un niveau très inférieur à ce qu'elles sont actuellement, les capacités de production intermittentes nécessaires s'élèvent à 67 GW pour l'éolien (à terre et en mer) et 48 GW pour le photovoltaïque, pour un total de 115 GW. Il faudrait donc multiplier les capacités actuelles par... 4 pour l'éolien et par... 5 pour le photovoltaïque d'ici 2035 ! Où mettra-t-on ces installations ? Autre comparaison : les besoins du scénario Watt sont supérieurs aux capacités actuellement installées en Allemagne :  $\approx 61$  GW d'éolien et  $\approx 49$  GW de photovoltaïque...

- **La question de l'inertie minimale nécessaire pour assurer la stabilité du réseau**

Rappelons que l'inertie est apportée par les groupes turboalternateurs de tous types. RTE écrit, à propos du scénario Watt [1] (Page 305 et précédentes) :

« Une vigilance nécessaire sur l'inertie à l'horizon 2035 » :

« L'ENTSO-E estime que 150 GW de production synchrone (thermique et hydraulique) doivent être constamment disponibles (démarrés) afin d'offrir suffisamment d'inertie au système électrique de l'Europe continentale afin d'éviter des délestages suite une baisse de la fréquence sous 49 Hz. En deçà de ce seuil, il existe un risque pour qu'un événement (sur le réseau ou lors du déclenchement d'un moyen de production) amène à un délestage de consommation. **Les premiers éléments d'analyse montrent que ce seuil de 150 GW ne serait pas respecté environ 12 % du temps à l'horizon 2035 dans le scénario Watt sur la plaque européenne considérée (Allemagne, Autriche, Belgique, Espagne, France, Italie, Pays-Bas, Portugal, Suisse). Cependant, ce seuil s'applique au périmètre de la zone synchrone, plus large que la partie continentale du périmètre modélisé dans le Bilan prévisionnel (il manque notamment tous les pays de l'Europe de l'Est). La conclusion peut donc apparaître conservatrice** ». RTE rajoute alors :

« À l'inverse, de façon optimiste, il est possible d'estimer en première approximation que le respect d'un seuil de 110 GW sur le périmètre continental modélisé dans le Bilan prévisionnel pourrait être suffisant pour respecter les besoins d'inertie. Un tel seuil est respecté dans la quasi-totalité des situations simulées ».

On notera que cette dernière appréciation qualifiée d'« optimiste » par RTE et dont les conséquences sont formulées au conditionnel suscite pour le moins le doute... On peut par ailleurs procéder à d'autres estimations, également approximatives, en se référant notamment :

\* Aux règles de l'ENTSO-E relatives au réglage primaire [2] : une réserve primaire globale de 3 000 MW est retenue pour la plaque européenne continentale, dont la quote-part pour le réseau français est de l'ordre de 540 MW. Ce qui signifie que la France « pèse » environ  $540/3\ 000 = 0,18$  soit environ 18 % du réseau continental européen et que sa quote-part nécessaire en moyens pilotables pour assurer la stabilité est de l'ordre de  $150 \times 0,18 = 27$  GW. Or, la puissance moyenne mise en œuvre par les moyens pilotables du scénario Watt apportant de l'inertie s'établit à environ 24 GW, ce qui tendrait à confirmer qu'elle est légèrement au-dessous des besoins nécessaires pour assurer la stabilité en toutes circonstances.

\* À l'étude réalisée en 2015 par EDF R&D sur le réseau européen à l'horizon 2030 [3] qui conclut que la stabilité n'est plus assurée dans tous les cas au-delà d'un taux de pénétration annuel moyen d'électricité intermittente de l'ordre de 40 %. Cette étude est en cours de réactualisation dans un cadre européen plus large (étude « EU-Sysflex » notamment, voir plus loin) dans le but d'examiner comment porter ce taux à 52 % en 2030 et 66 % en 2050, mais les résultats définitifs n'en seront connus que fin 2021. Or, le scénario Watt comporte déjà précisément un taux moyen d'électricité intermittente de 52 %.

Tout cela est certes approximatif mais montre qu'il est prématuré de conclure et que le résultat des études précitées (et d'autres réalisées dans le monde) sera déterminant pour savoir jusqu'à quel taux il sera possible d'aller et comment. En attendant, la prudence commande de s'en tenir aux connaissances prouvées.

- **Capacité à faire face aux pointes de consommation hivernales**

RTE écrit à ce sujet [1] (Page 302) dans le § intitulé :

« Des défaillances plus fréquentes et plus courtes » :

« Aujourd'hui, le risque pour le système électrique est concentré sur quelques situations, rencontrées uniquement l'hiver dans des configurations particulières : les périodes de grand froid qui conduisent à une forte consommation. Celles-ci sont susceptibles d'occasionner l'utilisation de moyens exceptionnels voire le délestage durant plusieurs heures consécutives. Dans le scénario Watt [...], la situation évolue vers une structure où le risque est réparti sur davantage de situations, mais dont chacune engendre des durées de défaillance plus faibles. La fréquence d'occurrence et l'évolution du nombre d'heures de défaillance évoluent de manière structurelle [...] : en 2035, sur les 1 000 cas simulés, 42 % présentent au moins une heure de défaillance, et 5 % contiennent plus de 11 heures de défaillance. Dans la continuité de ce raisonnement, on peut constater que se raréfient les situations où la défaillance se prolongerait durant plusieurs heures d'affilée. Obéissant à un mouvement inverse, le nombre de situations de « défaillances courtes » (inférieures ou égales à trois heures) augmente ».

Cette conclusion n'est pas étonnante lorsqu'on analyse la puissance pilotable maximale mobilisable (voir 1<sup>ère</sup> colonne du tableau 1) : elle atteint au mieux 69 GW, effacements de 6 GW compris. Ce qui, face à une pointe de l'ordre de 100 GW, implique que 31 GW proviennent des renouvelables intermittents et des importations, ces dernières étant supposées par RTE pouvoir atteindre 20 GW grâce aux renforcements des interconnexions. À condition cependant que les pays voisins aient les capacités de production nécessaires juste au moment où la France en aura besoin... Ce qui signifie en clair que ces 31 GW, calculés sans incorporer de marge de sécurité, ne présentent aucune réelle garantie de fourniture !

- **Capacité à assurer la flexibilité nécessaire pour pallier les très grandes variations des productions intermittentes**

Toutes les études sur le sujet, notamment [3] et [4], montrent que la variabilité de la « consommation résiduelle » (consommation – productions intermittentes) est environ 10 fois plus importante que la variabilité de la seule consommation dès que le taux d'insertion d'électricité intermittente devient significatif. On en a maintenant la preuve expérimentale notamment sur les réseaux fortement équipés en moyens intermittents. Trois exemples significatifs :

\* L'Allemagne avec ses 110 GW installés en éolien et photovoltaïque, où l'on observe de plus en plus souvent des gradients de puissance considérables de l'ordre de 20 à 30 GW/heure comme le montre l'étude [4],

\* La Californie, très fortement équipée en photovoltaïque, qui subit des variations très fortes dues à la montée du soleil le matin et à son coucher le soir selon la célèbre « Duck curve » [5] typique de ces variations solaires, dont la chute en fin d'après-midi est particulièrement contraignante pour les moyens pilotables qui doivent prendre le relais au coucher du soleil.

Dans le cas du scénario Watt, ses 48 GW de photovoltaïque installés pourront atteindre des facteurs de charge de 70 à 75 % les jours de grand soleil, aux alentours du midi solaire, soit une puissance de l'ordre de 35 GW ! Ce qui, hors stockage ou exportation, induira pour les moyens pilotables des variations de même amplitude, à la baisse le matin et à la hausse l'après-midi. Elles ne semblent pas hors de portée compte tenu des puissances installées, et concerneraient prioritairement les moyens fonctionnant au gaz, mais les machines seraient soumises à rude épreuve et verraient leur rentabilité fortement affectée,

\* Très récemment en France [6] pour « faire de la place » à l'éolien et au photovoltaïque les 27, 28 et 29 mars 2020, le nucléaire a dû passer de 40 à 30 GW puis remonter de 6 GW et s'effacer un peu plus tard à nouveau de 9 GW, pour des baisses globales de 10 GW en 7 heures et de 14 GW en 24 heures. En l'occurrence, seul le nucléaire a eu à la fois la capacité et la flexibilité nécessaires pour assurer ces compensations.

En résumé, toutes les variations de production d'électricité intermittente ne peuvent par nature être compensées que par des moyens pilotables. Il faut donc que ceux qui restent aient à la fois la capacité installée nécessaire et une flexibilité opérationnelle suffisante pour suivre ces variations en amplitudes et gradients.

- **Le scénario Watt en résumé...**

Il possède les caractéristiques typiques des scénarios comportant une très forte proportion d'électricité intermittente sans disposer de moyens de stockage de masse, tout en restant fortement émetteur de CO<sub>2</sub> (32 Millions de tonnes par an soit 73 g CO<sub>2</sub>/kWh, taux bien supérieur à celui du système électrique actuel) car il utilise massivement du gaz fossile. D'où la nécessité de remplacer ce dernier par du gaz de synthèse non émetteur pour obtenir des mix décarbonés. Il a en outre :

- \* Un productible très limité malgré une capacité en sources intermittentes supérieure à celle de l'Allemagne actuelle !
- \* Une stabilité dynamique instantanée précaire dans certaines conditions aux dires mêmes de RTE ;
- \* Une capacité limitée à faire face aux pointes de consommation hivernales les plus fortes ;
- \* Des exigences très élevées de flexibilité reportées sur les moyens pilotables restants pour pallier les très importantes fluctuations des sources intermittentes.

**NB : il est essentiel de noter que les moyens pilotables nucléaires et thermiques au gaz, d'une capacité notable (7,8 + 34 ≈ 42 GW environ) pour un productible important (127 TWh/an) sont indispensables pour à la fois (i) assurer la stabilité instantanée du réseau (ii) faire face aux pointes de consommation et (iii) apporter la flexibilité nécessaire pour compenser les très importantes variations des productions intermittentes. Ces contributions en puissance et énergie, implicitement prises en compte dans le scénario Watt, doivent donc être impérativement conservées a minima dans tous les mix décarbonés étudiés.**

➤ Extrapolation du scénario Watt à des mix « 100 % renouvelables » de 410 et 570 TWh/an sur la base des technologies actuelles

- Hypothèses retenues pour passer à des mix décarbonés

Deux mix décarbonés sont étudiés ici, l'un à 410 TWh/an, l'autre à 570 TWh/an sur la base des hypothèses suivantes :

\* RTE souligne dans [1] (Page 278) :

*« Une conclusion importante du scénario Watt porte sur les moyens thermiques. Ceux-ci sont indispensables à la mise en œuvre du scénario [...] Ces nouveaux moyens thermiques sont essentiellement des moyens utilisés pour passer la pointe [...] Ainsi, les besoins en nouveaux moyens de production sont majoritairement d'ordre capacitaire (moyens de secours pour passer les pointes et remédier à la variabilité de la production éolienne et solaire, sensible aux aléas météorologiques) ».*

Dans ces conditions, le nucléaire ne peut en aucun cas être remplacé par des moyens intermittents mais obligatoirement par des moyens pilotables thermiques supplémentaires de base ou semi-base (c'est-à-dire ici des cycles combinés au gaz, CCG en abrégé) alimentés comme les moyens thermiques existants du scénario Watt par du méthane de synthèse, qui doivent a minima remplacer le nucléaire « capacité pour capacité » et « productible pour productible ». Il faut en effet conserver à la fois la puissance installée et le productible de l'ensemble [nucléaire + moyens au gaz fossile] du scénario Watt pour assurer la même inertie minimale en valeur absolue, la même manoeuvrabilité et la même sécurité d'alimentation lors des pointes de consommation. On notera que le choix du méthane de synthèse obtenu par méthanation du CO<sub>2</sub> par l'hydrogène produit par électrolyse, substituable à 100 % au gaz fossile (qui contient environ 95 % de méthane) n'est pas arbitraire mais résulte de ressources en biométhane limitées par la nature, dont le gisement et le potentiel de développement ne sont de ce fait pas à la bonne échelle et trouvent des usages a priori plus pertinents en mobilité (par exemple comme prolongateur d'autonomie) et/ou en production directe de chaleur (où il est utilisé avec un rendement proche de 100 %). Il faut donc l'oublier pour la production d'électricité, sauf pour des besoins marginaux.

\* Le rendement global actuel de la production puis utilisation du méthane de synthèse (chaîne dite « P2P méthane », « P2P » étant l'abréviation de « Power to gas to Power » usuellement utilisé en anglais, soit en français « électricité vers gaz vers électricité ») est cependant très faible dans des conditions opérationnelles réelles, il se situe entre 17 et 20 % [7] [8]. Cela implique, si l'on retient ce dernier chiffre, de produire environ 1/0,2 = 5 fois plus d'électricité que l'on pourra en récupérer, ce qui occasionne des pertes d'énergie considérables et implique d'augmenter la production nécessaire des sources intermittentes très au-delà de leurs productibles directement utilisés en temps réel par le réseau, les catégories de productions s'additionnant arithmétiquement,

\* Compte tenu de leurs faibles possibilités d'extension, les capacités des renouvelables pilotables (hydraulique et biomasse) ainsi que leurs productibles associés sont ceux du scénario Watt 2035 de RTE. Quant aux moyens renouvelables intermittents, les capacités éoliennes terrestres sont également celles du scénario Watt sans aucune augmentation, considérant qu'une multiplication par 4 des capacités actuelles est déjà très largement hors de portée eu égard aux oppositions sociétales

très fortement montantes actuelles. Quant aux énergies marines, elles ont pratiquement déjà atteint leur potentiel réaliste dans le scénario Watt. Par conséquent, les extensions de consommation sont supposées être exclusivement satisfaites par l'éolien en mer et le photovoltaïque.

\* Les facteurs de charge (FC) des différents moyens de production mis en œuvre sont supposés inchangés par rapport à ceux du scénario Watt, notamment pour les moyens intermittents, sauf pour les moyens au gaz dont le facteur de charge est augmenté pour retrouver le productible [nucléaire + gaz] du scénario Watt.

\* Des possibilités de stockage par batteries n'ont pas été ajoutées en base car elles n'existent pas dans le scénario Watt et la méthode d'extrapolation simplifiée retenue ici, fondée sur le strict respect de la structuration du scénario Watt, ne permet pas de le faire. Néanmoins, une estimation approximative de l'utilisation des batteries de véhicules électriques pour soutenir le réseau par stockage/déstockage à certaines périodes est abordée plus loin, au § 6.

\* Les exportations nettes sont supposées nulles en valeur annuelle dans tous les mix étudiés, ce qui n'interdit évidemment pas des exportations et importations en temps réel tout au long de l'année.

Les résultats obtenus sur ces bases sont récapitulés dans le tableau 1 de la page suivante pour les mix à 410 et 570 TWh/an.

- **Analyse des résultats obtenus**

Plusieurs remarques peuvent être formulées :

\* La comparaison du Mix 1 (voir tableau 1) à 410 TWh au scénario Watt montre très clairement que la « décarbonation » de ce mix par remplacement du gaz fossile par du gaz de synthèse, ajouté au remplacement du nucléaire par des moyens supplémentaires fonctionnant également au gaz de synthèse, demande une multiplication par plus de 3 de la production des moyens intermittents ! Alors même que ces derniers dépassent déjà ceux de l'Allemagne actuelle !

\* Ce résultat s'explique en très grande partie par les énormes pertes d'énergie de la chaîne « P2P méthane » : comme déjà noté, pour déstocker 1 kWh il faut en avoir produit 5, dont 4 disparaissent dans les pertes du processus. Ce qui, même sans parler du coût (très élevé) de cette électricité déstockée, pose la question du dimensionnement physique exorbitant des moyens nécessaires pour d'une part réaliser ces transformations « P2P » d'autre part les alimenter en électricité : il faut mobiliser (voir tableau 1) environ  $396 \times 635/842 \approx 300$  GW de moyens intermittents rien que pour produire le méthane de synthèse ! La conséquence est claire : sans amélioration majeure du rendement, cette voie est une impasse à la fois physique et financière. Or, c'est la seule avec la chaîne « P2P hydrogène » au rendement sensiblement plus élevé mais plus difficile à utiliser opérationnellement qui permette un stockage à la fois de masse et intersaisonnier, indispensable pour stocker les surplus d'électricité photovoltaïque produits en été pour les utiliser en hiver sous nos latitudes tempérées aux saisons fortement marquées. Que peut-on espérer comme progrès dans ce domaine ? Ce point est abordé plus spécifiquement ci-après, au § 3.

\* La comparaison des mix 1 à 410 et à 570 TWh montre qu'à la condition expresse de ne pas devoir augmenter les puissances pilotables pour une raison ou une autre (inertie insuffisante, marges de sécurité insuffisantes en situation tendue, etc.) ce type de mix se prête mal à la satisfaction de demandes plus importantes car elles impliquent des augmentations de capacités très importantes en moyens intermittents venant s'ajouter à des capacités déjà exorbitantes. Conséquence : ces mix sont de facto réservés à des consommations globales faibles dont la possible croissance est en outre très difficile. Ils sont donc incapables de s'adapter à une demande qui aurait été sous-évaluée, sauf à perdre leur caractère « décarboné » : la solution simple, rapide et évidente dans un tel cas serait en effet le recours au... gaz fossile pour alimenter les cycles combinés au gaz (CCG) et turbines à combustion (TAC) qui existent déjà et/ou pourraient être rapidement construits en supplément si nécessaire... En oubliant le climat !

Ces mix sont donc doublement précaires, par leur faible capacité à augmenter leur production en cas de besoin compte tenu des investissements supplémentaires considérables à consentir et par leur impact climatique, la solution de secours (et de facilité !) étant le recours au gaz fossile pour des investissements très faibles...

RUBRIQUES ET MOYENS	Scénario Watt à 410 TWh de RTE (Référence)		Mix 1 à 410 TWh Sans gaz fossile Sans nucléaire		Mix 1 à 570 TWh Sans gaz fossile Sans nucléaire	
	Energie (TWh)	Puiss. Install. (GW)	Energie (TWh)	Puiss. Install. (GW)	Energie (TWh)	Puiss. Install. (GW)
<b>Demande y compris pertes réseau</b>	<b>410</b>		<b>410</b>		<b>570</b>	
Solde exportateur	18		0		0	
<b>Pompage</b>	<b>10</b>		<b>10</b>		<b>10</b>	
Energie déversée	3		0		0	
<b>Demande totale à satisfaire</b>	<b>441</b>		<b>420</b>		<b>580</b>	
<b>Energie totale à produire</b> (toutes pertes incluses) et <b>Puiss. Installée</b>	<b>441</b>		<b>1 055</b>	<b>470</b>	<b>1 175</b>	<b>551</b>
<b>Production Nucléaire</b>	<b>48</b>	<b>7,6</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Production thermique à flamme</b> (Cogénérations gaz + CCG + TAC) alimentés par :						
* <b>Gaz fossile carboné</b> (FC moyen ≈ 26,5 %)	<b>79</b>	<b>34</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
* <b>Méthane de synthèse</b> (FC moyen ≈ 34,5 %)	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>127</b>	<b>42</b>	<b>127</b>	<b>42</b>
<b>Production renouvelable pilotable</b> (hydraulique y.c. STEPs : Stations de transfert d'énergie par pompage + biomasse)	<b>86</b>	<b>32</b>	<b>86</b>	<b>32</b>	<b>86</b>	<b>32</b>
<b>Production renouvelable intermittente</b>	<b>228</b>	<b>118</b>	<b>842</b>	<b>396</b>	<b>1 002</b>	<b>477</b>
Eolien terrestre (FC moyen ≈ 25 %)	114	52	114	52	114	52
Eolien en mer (FC moyen ≈ 35,8 %)	47	15	500	160	600	191
PV (FC moyen ≈ 13,7 %)	58	48	219	181	279	231
Energies marines (FC moyen ≈ 33 %) } dont :	9	3	9	3	9	3
* Production directement utilisée	228		207		367	
* Production de méthane de synthèse « P2P » (127 x 5 = 635)	0		635		635	
<b>Pilotage de la demande</b> (effacements)		<b>6</b>		<b>6</b>		<b>6</b>
<b>Puissance pilotable maximum</b> (≈ 18 à 20 GW max pour hydraulique + autres moyens pilotables disponibles à 95 % lors des pointes)		<b>≈ 69</b>		<b>≈ 69</b>		<b>≈ 69</b>
<b>Puissance manœuvrable maximum</b> (≈ 15 GW max pour hydraulique + 34 GW de gaz (CCG et TAC, hors cogénérations))		<b>≈ 49</b>		<b>≈ 49</b>		<b>≈ 49</b>
Taux d'insertion directe d'électricité intermittente en moyenne annuelle	≈ 52 %		≈ 50 %		≈ 60 %	
Emissions de CO2 (Mt)	32		0		0	

*Tableau 1 : Caractéristiques comparées du scénario Watt et des mix décarbonés à 410 TWh et 570 TWh avec rendement « P2P » méthane actuel (≈ 20 %)*

➤ Extrapolation du scénario Watt à des mix « 100 % renouvelables » de 410 et 570 TWh/an avec un rendement « P2P » méthane amélioré

- Rendement maximum réaliste envisageable pour le « P2P méthane »

Le très faible rendement global de cette chaîne résulte du grand nombre de transformations physiques en série nécessaires tout au long de la chaîne [7] [8], qui comprend :

\* Trois transformations physico-chimiques principales : l'électrolyse, la méthanation, la transformation thermodynamique de l'énergie chimique du méthane en énergie mécanique puis électrique dans un CCG ou une TAC, chacune de ces transformations principales ayant un rendement unitaire limité (voir ci-dessous),



\* Un grand nombre de transformations annexes (fabrication de courant continu pour l'électrolyse, extraction et purification de CO2 pour alimenter la réaction de méthanation, compression des gaz hydrogène puis méthane pour permettre leur stockage, etc.) qui consomment également de l'énergie.

Au total, même avec des rendements de 90 % pour l'électrolyse et la méthanation [7] (difficiles à dépasser dans des installations industrielles soumises à des conditions opérationnelles variables qui dégradent les rendements optimaux de 10 à 15 %) et un peu plus de 60 % (62 %) pour les meilleurs CCG, et en tenant compte de toutes les pertes annexes (d'environ 17 %) [8], le rendement global de la chaîne plafonne vers 35 à 37 %. En retenant ce dernier chiffre cela impose encore de produire  $1/0,37 \approx 2,7$  kWh pour pouvoir en déstocker un seul. L'impact de cette amélioration de rendement est évalué dans le tableau 2 ci-dessous :

RUBRIQUES ET MOYENS	Scénario Watt à 410 TWh de RTE (Référence)		Mix 2 à 410 TWh Sans gaz fossile Sans nucléaire		Mix 2 à 570 TWh Sans gaz fossile Sans nucléaire	
	Energie (TWh)	Puiss. Install. (GW)	Energie (TWh)	Puiss. Install. (GW)	Energie (TWh)	Puiss. Install. (GW)
<b>Demande y compris pertes réseau</b>	<b>410</b>		<b>410</b>		<b>570</b>	
Solde exportateur	18		0		0	
<b>Pompage</b>	<b>10</b>		<b>10</b>		<b>10</b>	
Energie déversée	3		0		0	
<b>Demande totale à satisfaire</b>	<b>441</b>		<b>420</b>		<b>580</b>	
<b>Energie totale à produire (toutes pertes incluses) et Puiss. Installée</b>	<b>441</b>	<b>192</b>	<b>763</b>	<b>323</b>	<b>923</b>	<b>398</b>
<b>Production Nucléaire</b>	<b>48</b>	<b>7,6</b>	<b>0</b>		<b>0</b>	
<b>Production thermique à flamme</b> (Cogénérations gaz + CCG + TAC) alimentés par :						
* <b>Gaz fossile carboné</b> (FC moyen $\approx 26,5$ %)	<b>79</b>	<b>34</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
* <b>Méthane de synthèse</b> (FC moyen $\approx 34,5$ %)	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>127</b>	<b>42</b>	<b>127</b>	<b>42</b>
<b>Production renouvelable pilotable</b> (hydraulique y.c. STEPs : Stations de transfert d'énergie par pompage + biomasse)	<b>86</b>	<b>32</b>	<b>86</b>	<b>32</b>	<b>86</b>	<b>32</b>
<b>Production renouvelable intermittente</b>	<b>228</b>	<b>118</b>	<b>550</b>	<b>249</b>	<b>710</b>	<b>324</b>
Eolien terrestre (FC moyen $\approx 25$ %)	114	52	114	52	114	52
Eolien en mer (FC moyen $\approx 35,8$ %)	47	15	313	100	426	136
PV (FC moyen $\approx 13,7$ %)	58	48	114	94	161	133
Energies marines (FC moyen $\approx 33$ %) } dont :	9	3	9	3	9	3
* Production directement utilisée	228		207		367	
* Production de méthane de synthèse « P2P » ( $127 \times 2,7 \approx 343$ )	0		343		343	
<b>Pilotage de la demande</b> (effacements)		<b>6</b>		<b>6</b>		<b>6</b>
<b>Puissance pilotable maximum</b> ( $\approx 18$ à $20$ GW max pour hydraulique + autres moyens pilotables disponibles à 95 % lors des pointes)		<b><math>\approx 69</math></b>		<b><math>\approx 69</math></b>		<b><math>\approx 69</math></b>
<b>Puissance manœuvrable maximum</b> ( $\approx 15$ GW max pour hydraulique + 34 GW de gaz (CCG et TAC, hors cogénérations)		<b><math>\approx 49</math></b>		<b><math>\approx 49</math></b>		<b><math>\approx 49</math></b>
Taux d'insertion directe d'électricité intermittente en moyenne annuelle	$\approx 52$ %		$\approx 50$ %		$\approx 60$ %	
Emissions de CO2 (Mt)	32			0		0

Tableau 2 : Caractéristiques comparées du scénario Watt et des mix décarbonés à 410 TWh et 570 TWh avec rendement « P2P » maximum réaliste ( $\approx 37$  %)

- **Analyse des résultats obtenus**

Cette amélioration de rendement a un impact très significatif puisque la capacité des moyens intermittents est réduite de près de 90 GW pour le mix 2 à 410 TWh et de plus de 100 GW pour le mix 2 à 570 TWh. Malgré tout, ces moyens restent encore extrêmement importants en valeur absolue : en ordre de grandeur, environ 2,3 fois le parc allemand actuel dans le mix 2 à 410 TWh et 2,8 fois ce même parc dans le mix 2 à 570 TWh...

➤ **Bilan des capacités installées nécessaires aux différents mix décarbonés par la voie « P2P » méthane**

Les résultats ci-dessus ont été obtenus en respectant les fondamentaux du scénario Watt en matière de capacités et de productibles pilotables, ce qui garantit une performance conservée en matière de :

\* Stabilité du réseau, qui pourrait être facilement augmentée par l'adjonction de compensateurs synchrones (alternateurs qui apportent l'inertie de leur rotor sans apporter de puissance active au réseau), solution éprouvée, s'ils étaient nécessaires,

\* Puissance de pointe pilotable ( $\approx 69$  GW) même si elle reste faible face à de possibles pointes de consommation de l'ordre de 100 GW qui nécessiteraient des apports de l'ordre de 30 GW qui pourraient se composer de 20 GW d'importations et d'une dizaine de GW fournis par les sources renouvelables intermittentes, ces deux apports étant très loin d'offrir des garanties absolues,

\* Puissance manœuvrable ( $\approx 49$  GW) pour faire face aux très grandes variations du cumul [consommation + production d'électricité intermittente] atteignant des gradients pouvant aller fréquemment jusqu'à 20 à 30 GW par heure. Les mix étudiés seraient a priori capables de compenser ces variations grâce aux capacités fonctionnant au méthane de synthèse issu de la chaîne « P2P ». Sans cet apport crucial, la manœuvrabilité se réduirait en effet à celle de la seule hydraulique fortement modulable, soit environ 15 GW au mieux, déduction faite de l'hydraulique au fil de l'eau très peu modulable.

En résumé, les mix étudiés conservent donc globalement les mêmes performances fonctionnelles que le scénario Watt. Mais cette conservation des performances fonctionnelles se paie par une multiplication exorbitante de moyens intermittents, qui s'explique en très grande partie par le très faible rendement global de la chaîne de production de méthane de synthèse « P2P », qui implique en outre des capacités très importantes d'électrolyse. Des améliorations de ce rendement permettraient de réduire ces différents dimensionnements mais elles sont limitées par un plafonnement des rendements réalistes possibles et l'intermittence des alimentations en électricité en exploitation industrielle de la chaîne « P2P » méthane, conduisant à des dimensionnements qui resteraient très conséquents.

Ces dimensionnements en moyens intermittents, exprimés (i) en GW, (ii) en « équivalents du parc allemand actuel » d'environ 110 GW installés fin 2019, (iii) en « équivalents du parc français actuel » d'environ 26 GW installés à la même date et (iiii) en multiples de la puissance moyenne appelée de chaque mix ( $\approx 47$  GW pour mix à 410 TWh et  $\approx 65$  GW pour mix à 570 TWh) sont résumés dans le tableau 3 ci-dessous :

		Capacités nécessaires en moyens intermittents			
		En GW	En « équivalents du parc allemand actuel »	En « équivalents du parc français actuel »	En multiples de la puissance moyenne à satisfaire
Rendement global « P2P » méthane $\approx 20\%$	Mix 1 à 410 TWh/an	396	$\approx 3,6$	$\approx 15,2$	$\approx 8,4$
	Mix 1 à 570 TWh/an	477	$\approx 4,3$	$\approx 18,3$	$\approx 7,3$
Rendement global « P2P » méthane $\approx 37\%$	Mix 1 à 410 TWh/an	249	$\approx 2,3$	$\approx 9,6$	$\approx 5,3$
	Mix 1 à 570 TWh/an	324	$\approx 2,9$	$\approx 12,5$	$\approx 5,0$

*Tableau 3 : Résumé des estimations des capacités nécessaires en moyens intermittents de la chaîne « P2P » méthane*

Ces résultats montrent bien que les moyens de production intermittents nécessaires deviennent extrêmement importants dès que la consommation n'est pas cantonnée à des niveaux très faibles. Ainsi, pour un mix de 570 TWh qui n'a rien d'excessif (et est probablement significativement insuffisant dans l'optique d'une

substitution massive d'électricité aux sources d'énergie carbonées), les moyens intermittents nécessaires représenteraient plus de 4 fois la puissance actuellement installée en Allemagne sur la base du rendement actuel de la chaîne « P2P » méthane, et encore près de 3 fois cette même puissance installée si l'on parvient à atteindre un rendement amélioré maximum pour cette voie. Ou encore respectivement plus de 18 et 12 fois (!) la puissance actuellement installée en France ou enfin plus de 7 et 5 fois la puissance moyenne à satisfaire pour ce même mix, selon le rendement atteint. Ce qui donne une idée concrète des moyens intermittents considérables à déployer pour fournir des puissances moyennes qui restent modérées.

Il faut y ajouter des capacités d'électrolyse extrêmement importantes pour ne pas trop perdre de productible intermittent. Si l'on fixe un seuil d'écrêtement à 2/3 de la puissance installée des moyens intermittents, qui permet de traiter l'essentiel du productible disponible, on peut dresser le tableau 4 suivant en considérant que les productions de l'éolien à terre, de l'éolien en mer et du photovoltaïque sont non corrélées, ce qui est une approximation pour l'éolien à terre et l'éolien en mer qui peuvent être parfois et en partie corrélés, mais permet de les traiter comme indépendantes pour une estimation en premier ordre de grandeur :

		Capacité éolienne à terre x 2/3 (GW)	Capacité éolienne en mer x 2/3 (GW)	Capacité photovoltaïque x 2/3 (GW)	Capacité enveloppe d'électrolyse (GW)
Rendement « P2P » méthane ≈ 20 %	Mix 1 à 410 TWh/an	52 x 2/3 ≈ 35	160 x 2/3 ≈ 107	181 x 2/3 ≈ 121	≈ 121
	Mix 1 à 570 TWh/an	52 x 2/3 ≈ 35	191 x 2/3 ≈ 127	231 x 2/3 ≈ 154	≈ <b>154</b>
Rendement « P2P » méthane ≈ 37 %	Mix 2 à 410 TWh/an	52 x 2/3 ≈ 35	100 x 2/3 ≈ 67	94 x 2/3 ≈ 63	≈ 63
	Mix 2 à 570 TWh/an	52 x 2/3 ≈ 35	136 x 2/3 ≈ 90	133 x 2/3 ≈ 89	≈ <b>90</b>

*Tableau 4 : Estimation approximative des capacités d'électrolyse nécessaires de la chaîne « P2P » méthane*

Ces derniers résultats approximatifs valent seulement par leurs ordres de grandeur qui montrent qu'il faudrait installer des capacités d'électrolyse considérables, qui dépasseraient très largement les 100 GW avec le rendement actuel de la chaîne « P2P » méthane et seraient encore très conséquentes avec un rendement amélioré. Les investissements associés, qui s'ajouteraient à ceux des moyens de production intermittents, seraient également considérables et il faudrait en plus y ajouter ceux des renforcements et extensions de réseaux pour raccorder toutes les installations, de production et d'électrolyse...

En définitive, ces dimensionnements sont « le prix à payer », très élevé, pour :

\* D'une part la suppression d'un moyen de production pilotable non émetteur de CO<sub>2</sub>, le nucléaire, pourtant devenu modeste dans le scénario Watt (7,6 GW) mais qui jouait encore un rôle important par son productible élevé, son apport d'inertie également élevé, sa capacité de fourniture de pointe et sa manœuvrabilité,

\* D'autre part la décarbonation de la part d'électricité carbonée qui subsistait dans le scénario Watt par le remplacement du gaz fossile par du méthane de synthèse.

Or, sans même de parler de leurs coûts, nécessairement très élevés, de tels dimensionnements posent la question de leur impact physique sur les milieux (superficies occupées, consommation de matières premières rares et moins rares, etc.). En particulier, où mettrait-on de telles quantités d'éoliennes, y compris en mer, et de panneaux photovoltaïques, notamment massivement au sol, seule façon de ne pas faire exploser les coûts de ce type de production ? Sans parler des oppositions sociétales de plus en plus fortes ?

**NB : les estimations des capacités et productibles réalisées dans cette étude ont été confrontées aux résultats du modèle de simulation dénommé SimelSP élaboré par Henri Prévot [11], modèle qui équilibre heure par heure la fourniture et la consommation d'électricité. Bien que cette approche au pas horaire soit beaucoup plus fine et permette d'analyser beaucoup plus en profondeur les contributions des différents moyens mis en œuvre et leurs limites, elle conforte en ordre de grandeur les résultats de la présente étude. Cela n'est pas surprenant : le scénario Watt a été élaboré à partir d'un modèle au pas horaire utilisé par RTE bien répliqué par le modèle SimelSP d'Henri Prévot. Et les mix qui en sont déduits dans la présente étude sont fidèles aux fondamentaux du scénario Watt. Je remercie Henri Prévot pour ses évaluations indépendantes.**

### 3 – Recours direct au stockage/déstockage d'hydrogène

#### ➤ Freins à un usage massif de l'hydrogène pour produire de l'électricité

Ils sont importants. L'hydrogène présente en effet l'inconvénient d'être beaucoup moins facile à utiliser que le méthane, en particulier pour son stockage et son transport. Contrairement au méthane de synthèse qui se stocke sans limites dans les réseaux et stockages de gaz naturel existants, l'hydrogène ne pourrait y être incorporé que dans de faibles proportions (5 à 6 % actuellement, ce qui permet d'obtenir plus facilement un mélange homogène) sous réserve de validation et moyennant des modifications d'étanchéité de certaines parties (robinetterie en particulier) des réseaux de gaz, car la molécule d'hydrogène étant très petite, elle implique une étanchéité très poussée des circuits. Des essais sont en cours dans certains pays pour porter ce pourcentage jusqu'à environ 20 %, mais cela accroît l'hétérogénéité du mélange ce qui rend son utilisation délicate et accroît les difficultés d'étanchéité et ne semble pas pouvoir être utilisé dans tous les réseaux existants, ce qui constitue un handicap économique majeur car il serait trop coûteux de les rendre compatibles. Au-delà, il faut en tout état de cause recourir systématiquement à des réseaux et stockages dédiés.

Or, l'hydrogène ayant une très faible densité, il faut le comprimer à de très fortes pressions (350 à 700 bars) pour le stocker dans des volumes plus raisonnables. Mais même à ces pressions extrêmement élevées, il occupe encore des volumes très importants, ce qui le rend difficilement transportable, sauf via des réseaux dédiés qui n'existent à ce jour que très localement et seraient extrêmement coûteux à développer à grande échelle.

Ce qui conduit logiquement à concentrer en de mêmes lieux sa production, son stockage et son utilisation pour éviter à la fois réseaux et transports. Enfin, sa dangerosité (risques d'explosions) est très supérieure à celle du méthane.

#### ➤ Atouts énergétiques de la chaîne « P2P » hydrogène

La chaîne « P2P » hydrogène comportant une transformations énergétique principale en moins (la méthanation) avec ses pertes annexes associées (extraction, purification et compression du CO<sub>2</sub>) a de ce fait un rendement global supérieur. De plus, l'hydrogène peut toujours être utilisé dans des machines thermiques (CCG et TAC) moyennant des adaptations limitées (essentiellement aux chambres de combustion) mais aussi dans des piles à combustible (PAC) qui produisent directement du courant électrique sans être soumises aux limites du théorème de Carnot comme les machines thermiques. Ce qui ouvre de nouvelles possibilités, très porteuses sur le papier, pour ses usages en mobilité malgré le frein de son volume important. Il n'en va cependant pas de même pour son usage dans les réseaux électriques du fait de son couplage via des onduleurs de puissance, sujet abordé en détails plus loin.

Les performances énergétiques de la chaîne « P2P » hydrogène sont les suivantes [7] [9] [10] :

\* Avec les technologies d'électrolyse actuellement opérationnelles dans l'industrie et en utilisant l'hydrogène produit soit dans des cycles combinés ayant un rendement maximum de 60 % (62 % au mieux), soit dans des piles à combustible (PAC) ayant un rendement du même ordre, le rendement global opérationnel de la chaîne « P2P » hydrogène se situe entre 30 et 33 % environ. A comparer à la fourchette de rendements [20 % - 37 %] de la chaîne « P2P » méthane étudiée ci-dessus. Ce qui implique encore de produire 1/0,33  $\approx$  3 kWh d'électricité pour en récupérer un seul. C'est nettement mieux que le rendement de la chaîne « P2P » méthane actuelle, mais moins bien que celui de la chaîne « P2P » méthane supposée améliorée au maximum.

\* Pour aller plus loin, il faut miser sur les progrès de la R&D pour augmenter les rendements des deux principales transformations énergétiques, l'électrolyse et la retransformation de l'hydrogène produit en électricité. Pour ce qui concerne l'électrolyse, on supposera encore que le rendement opérationnel maximum réaliste en conditions industrielles est de 90 %. Pour la retransformation en électricité de l'hydrogène produit, deux possibilités se présentent :

° Soit utiliser des cycles combinés (CCG) brûlant de l'hydrogène, dont les rendements ont peu de chances d'augmenter sauf à la marge, car il s'agit de technologies matures qui ont beaucoup progressé depuis des décennies et sont par ailleurs soumises au théorème de Carnot. Seule une rupture technologique dans les matériaux qui permettrait d'élever significativement les températures de combustion dans les turbines, déjà très élevées actuellement, pourrait changer la donne. Ainsi, avec

un rendement plafonnant vers 62 % ou à peine plus, et en tenant compte des pertes énergétiques annexes (notamment pertes de compression pour stockage) on peut espérer obtenir un rendement global de la chaîne « P2P » hydrogène de l'ordre de 42 à 44 %. Cette dernière valeur conduisant à devoir produire environ 1/0,44 ≈ 2,3 kWh pour en récupérer un seul. Ce qui serait déjà un progrès non négligeable,

° Soit utiliser des piles à combustible (PAC), qui ont a priori des potentiels d'amélioration de leurs rendement plus importants. Il est difficile de chiffrer ces progrès de façon précise, sachant qu'ils dépendent d'une R&D en cours et qu'il n'y a donc pas encore de retours d'expérience industriels. En outre, des PAC destinées à produire de l'électricité dans un système électrique comportant une forte proportion de sources intermittentes seraient amenées à moduler fréquemment et fortement leur production, ce qui dégraderait significativement leurs rendements car elles travailleraient le plus souvent en transitoire, loin de leur régime optimal. Il n'est pas réaliste dans ces conditions d'envisager un rendement opérationnel en conditions industrielles supérieur à environ 75 % pour de telles PAC. Ce qui conduit, toujours sur la base d'un rendement maximal d'électrolyse de 90 % et de pertes annexes comme précédemment, à un rendement global de la chaîne « P2P » hydrogène de l'ordre de 52 %. Cette valeur conduisant à devoir produire environ 1/0,52 ≈ 1,9 kWh pour en récupérer un seul. Ce qui constituerait un gain supplémentaire par rapport à l'usage de cycles combinés.

➤ Bilan des capacités installées nécessaires pour différents mix décarbonés utilisant la chaîne « P2P » hydrogène

Sur la base de calculs similaires à ceux des tableaux 1 et 2 pour le méthane, non reproduits ici pour l'hydrogène, il est possible d'établir les capacités nécessaires en moyens intermittents qui seraient nécessaires en utilisant la chaîne « P2P » hydrogène. Elles sont résumées dans le tableau 5 ci-dessous :

		Capacités nécessaires en moyens intermittents			
		En GW	En « équivalents du parc allemand actuel »	En « équivalents du parc français actuel »	En multiples de la puissance moyenne à satisfaire
Rendement global « P2P » hydrogène ≈ 33 % avec CCG	Mix 3 à 410 TWh/an	267	≈ 2,4	≈ 10,3	≈ 5,7
	Mix 3 à 570 TWh/an	344	≈ <b>3,1</b>	≈ <b>13,2</b>	≈ <b>5,3</b>
Rendement global « P2P » hydrogène ≈ 44 % avec CCG	Mix 4 à 410 TWh/an	238	≈ 2,2	≈ 9,2	≈ 5,1
	Mix 4 à 570 TWh/an	296	≈ <b>2,7</b>	≈ <b>11,4</b>	≈ <b>4,6</b>
Rendement global « P2P » hydrogène ≈ 52 % avec PAC	Mix 5 à 410 TWh/an	206	≈ 1,9	≈ 7,9	≈ 4,4
	Mix 5 à 570 TWh/an	272	≈ <b>2,5</b>	≈ <b>10,5</b>	≈ <b>4,2</b>

*Tableau 5 : Résumé des capacités nécessaires en moyens intermittents de la chaîne « P2P » hydrogène*

On notera qu'avec les technologies actuelles, la chaîne « P2P » hydrogène demande à peine plus de moyens de production intermittents que la chaîne « P2P » méthane supposée améliorée au maximum. Quant aux améliorations potentielles des rendements de la chaîne « P2P » hydrogène, elles restent à concrétiser mais auraient un impact significatif sur les capacités nécessaires des moyens intermittents, même si ces dernières resteraient dans tous les cas très conséquentes en valeur absolue, ce qui réduirait mais ne résoudrait pas réellement la problématique fondamentale de ce type de stockages par gaz de synthèse.

Par ailleurs, de la même manière que précédemment et avec les mêmes hypothèses, il est possible d'estimer les capacités d'électrolyse nécessaires, récapitulées dans le tableau 6 ci-dessous, les capacités nécessaires d'électrolyse étant bien entendu également sensiblement réduites par rapport à celles de la chaîne « P2P » méthane :

		Capacité éolienne à terre x 2/3 (GW)	Capacité éolienne en mer x 2/3 (GW)	Capacité photovoltaïque x 2/3 (GW)	Capacité enveloppe d'électrolyse (GW)
Rendement « P2P » hydrogène ≈ 33 % avec CCG	Mix 3 à 410 TWh/an	52 x 2/3 ≈ 35	109 x 2/3 ≈ 73	103 x 2/3 ≈ 69	≈ 73
	Mix 3 à 570 TWh/an	52 x 2/3 ≈ 35	143 x 2/3 ≈ 95	146 x 2/3 ≈ 97	≈ <b>97</b>
Rendement « P2P » hydrogène ≈ 44 % avec CCG	Mix 4 à 410 TWh/an	52 x 2/3 ≈ 35	100 x 2/3 ≈ 67	83 x 2/3 ≈ 55	≈ 67
	Mix 4 à 570 TWh/an	52 x 2/3 ≈ 35	126 x 2/3 ≈ 84	115 x 2/3 ≈ 77	≈ <b>84</b>
Rendement « P2P » hydrogène ≈ 52 % avec PAC	Mix 5 à 410 TWh/an	52 x 2/3 ≈ 35	76 x 2/3 ≈ 51	75 x 2/3 ≈ 50	≈ 51
	Mix 5 à 570 TWh/an	52 x 2/3 ≈ 35	117 x 2/3 ≈ 78	100 x 2/3 ≈ 67	≈ <b>78</b>

*Tableau 6 : Estimation approximative des capacités d'électrolyse nécessaires de la chaîne « P2P » hydrogène*

➤ Turboalternateurs synchrones (CCG et TAC) ou piles à combustible (PAC) ? Un choix structurant pour le fonctionnement du réseau

Cette question est majeure pour le fonctionnement des réseaux car il existe une différence fondamentale entre ces deux moyens de production : les CCG et TAC sont couplés au réseau via leurs alternateurs alors que les PAC, qui produisent du courant continu, sont couplées au réseau via des onduleurs, tout comme les sources de production intermittentes, éoliennes et photovoltaïques. Contrairement aux CCG et TAC, elles n'apportent donc aucune inertie au système et augmentent par ailleurs le taux global de sources couplées avec des onduleurs, c'est-à-dire par électronique de puissance, ce qui soulève des problématiques nouvelles faisant actuellement l'objet d'une R&D intense en Europe et ailleurs dans le monde.

Ainsi, selon le choix retenu, les capacités installées couplées au réseau via des alternateurs, c'est-à-dire des machines synchrones à la base du fonctionnement des réseaux actuels depuis plus d'un siècle, serait en effet très différent comme résumé dans le tableau 7 ci-dessous :

Puissances pilotables <b>installées</b> (GW)	Usage de CCG et TAC	Usage de PAC
Puissance pilotable hydraulique et biomasse couplée par alternateurs	32	32
Puissance pilotable hydrogène couplée par alternateurs	42	0
Puissance pilotable hydrogène couplée par onduleurs	0	42
<b>Puissance pilotable totale couplée au réseau par alternateurs</b>	<b>74</b>	<b>32</b>

*Tableau 7 : Puissances pilotables installées selon le choix du moyen de transformation de l'hydrogène en électricité*

Il apparaît très clairement dans ce tableau que l'usage de PAC pour produire de l'électricité à partir d'hydrogène réduit de 74 à 32 GW la puissance installée des moyens couplés au réseau par les alternateurs, c'est-à-dire par des machines synchrones. Cet écart considérable aurait des répercussions majeures sur l'équilibre instantané, la sécurité d'alimentation et plus généralement le fonctionnement des réseaux.

Tous ces points sont explicités dans le § 4 ci-dessous.

4 – Pourra-t-on faire fonctionner les réseaux avec peu ou pas de machines synchrones ? R&D actuellement en cours...

➤ Objectifs et programmes de R&D actuellement en cours

La question principale posée à la R&D en cours peut se résumer par : pourra-t-on remplacer massivement les machines synchrones (MS en abrégé) c'est-à-dire concrètement les alternateurs entraînés par des turbines, par des moyens intermittents couplés aux réseaux via de l'électronique de puissance (EP en abrégé) c'est-à-dire concrètement par des onduleurs de puissance ? Et si oui, jusqu'à quel niveau ? Pourra-t-on notamment aller jusqu'à 100 % d'EP ? Ceci sans dégrader l'équilibre instantané des réseaux ni leur niveau de sécurité actuel, qui est très élevé, tout en restant dans des limites économiquement supportables ?

Sachant que l'objectif « 100 % renouvelable » doit être apprécié sous deux aspects :

- \* En énergie annuelle : environ  $\approx 80$  à  $85$  % [d'éolien + photovoltaïque] raccordés au réseau en électronique de puissance, [l'hydraulique + biomasse] raccordés au réseau par des machines synchrones continuant à représenter  $\approx 15$  à  $20$  % de l'énergie produite,
- \* En puissance instantanée : jusqu'à  $100$  % [d'éolien + photovoltaïque + hydraulique au fil de l'eau + biomasse marginale] à certaines périodes, soit jusqu'à  $95$  % ou plus de sources raccordées en électronique de puissance à certains moments.

Les moyens de production couplés par des machines synchrones ne disparaîtraient pas complètement mais deviendraient nettement minoritaires.

Des programmes européens de R&D ont été lancés, fédérant une large participation : ENTSO-E, plusieurs gestionnaires de réseaux (GRT) européens dont RTE, EDF R&D, Industriels du secteur, etc. dont les résultats sont attendus fin 2021. On citera en particulier [12] les projets :

° MIGRATE (R&D) et OSMOSE (expérimentations sur deux - petits - démonstrateurs « 100 % EP »)

° EU-SysFlex : études systémique d'intégration des technologies (flexibilité des productions et consommations, stockages/déstockages, stabilité et sûreté système, émissions de CO<sub>2</sub>, coûts, etc.) via le développement de « réseaux intelligents » complété par des expérimentations sur réseaux réels (Irlande, île peu connectée) donc plus critique en termes d'équilibre instantané. Les taux d'intermittence visés vont de  $\approx 52$  % en 2030 à  $\approx 66$  % en 2050 en énergie annuelle et jusqu'à  $\approx 100$  % en puissance instantanée à certaines périodes.

#### ➤ Principales conséquences de la généralisation de l'électronique de puissance dans les réseaux [12] [13]

L'électronique de puissance possède certaines applications intéressantes du fait de ses temps de réponse très courts, nettement inférieurs à ceux des machines synchrones. C'est par exemple le cas d'ensembles [batteries électrochimiques + onduleurs de puissance] qui permettent de faire du réglage primaire de puissance dans des délais très courts ( $< 1$  s à comparer à  $5$  à  $10$  s pour les machines synchrones) ce qui se révèle très efficace et peut permettre de fonctionner avec une inertie du réseau plus faible car les écarts de puissance sont corrigés avant que la fréquence ait eu le temps de changer significativement (mais le réseau devra néanmoins conserver une inertie suffisante pour que sa constante de temps globale reste toujours suffisamment supérieure à celle des moyens de réglage). Ces solutions sont d'ores et déjà utilisées et ont par exemple permis de sécuriser le réseau d'Australie du Sud, qui a subi il y a quelques années plusieurs blackouts plus ou moins étendus dus à une trop grande pénétration de sources intermittentes. Mais il s'agit là, avec quelques autres, d'applications ponctuelles.

La généralisation de sources intermittentes couplées aux réseaux via de l'électronique de puissance jusqu'à devenir dominantes soulève par contre un grand nombre de problématiques nouvelles explicitées dans les pages suivantes, dont :

- \* Certaines ont des solutions connues et éprouvées,
- \* D'autres ont des solutions en vue sous réserve de progrès de R&D qui ne semblent pas hors de portée, mais qui doivent faire la preuve de leur soutenabilité économique, ce qui peut constituer une condition sine qua non,
- \* D'autres enfin dont le bon aboutissement est très loin d'être actuellement acquis.

#### • Conséquences pour lesquelles des solutions existent ou sont en vue [12] [13]

On n'en citera ici que quelques-unes, parmi les plus caractéristiques, avec les solutions envisagées ou envisageables :

- \* L'absence d'inertie des sources raccordées par électronique de puissance. Il est possible de compenser cette absence grâce à des compensateurs synchrones qui apportent l'inertie de leur rotor et peuvent en outre contribuer efficacement aux réglages de la tension. C'est une solution éprouvée ponctuellement de longue date mais qui reste néanmoins à valider expérimentalement pour un déploiement à très grande échelle qui serait nécessaire mais n'a jamais été expérimenté. En effet,

pour des machines synchrones dépourvues de couple moteur installées en grand nombre sur des réseaux très étendus, on ne peut exclure l'apparition de phénomènes tels que pompages de fréquence ou autres phénomènes indésirables, que seules des expérimentations en vraie grandeur permettront d'identifier et traiter. De plus, ces compensateurs ont un coût et consomment un peu d'énergie pour compenser leurs pertes énergétiques mécaniques et électriques,

\* Les onduleurs de puissance fonctionnent par « hachage » de courants continus. Ils génèrent par conséquent des fronts raides de courants qui produisent des harmoniques de tension et de courant à haute fréquence (jusqu'à 150 kHz). Ces harmoniques perturbent le fonctionnement de nombreux appareils, en particulier des télécommunications (notamment celles qui utilisent les courants porteurs en ligne, mais pas seulement) et accélèrent le vieillissement des isolants. La solution, là encore connue, consiste à installer des filtres pour les éliminer. Mais leur efficacité n'est pas absolue et leur généralisation coûterait cher,

\* Les onduleurs ont de faibles puissances de court-circuit. L'électronique de puissance a en effet une très faible inertie thermique et supporte mal les surintensités mêmes transitoires supérieures à 10 à 50 % selon leur dimensionnement, contre 500 à 600 % pour les alternateurs ! Or, des puissances de court-circuit élevées sont indispensables pour assurer les démarrages des gros moteurs industriels et surtout, les courants élevés associés sont à la base de la détection des défauts des réseaux et permettent d'éliminer ceux qui sont fugitifs, les plus nombreux, sans déclencher inutilement les lignes d'alimentation. Des solutions palliatives devront donc être trouvées. Comme surdimensionner systématiquement tous les onduleurs pour assurer cette fonction serait beaucoup trop coûteux, il est envisagé d'utiliser là encore des batteries ou des compensateurs synchrones pour fournir les courants transitoires nécessaires. Ce qui générerait des surcoûts.

- Conséquences pour lesquelles les solutions restent à valider totalement en conditions réelles [13]

Le point clé est la possibilité physique de faire fonctionner les réseaux avec un nouveau type d'onduleurs qui remplacerait les machines synchrones. En effet, les réseaux actuels fonctionnent grâce aux machines synchrones qui fixent deux de leurs paramètres de base, la fréquence et la tension. Les onduleurs actuellement utilisés ont d'ailleurs impérativement besoin de ces deux références pour fonctionner : ils sont dits « suiveurs » (« grid following » en anglais) et se comportent en simples sources de courant pour injecter leur puissance à la fréquence et à la tension fixées par le réseau.

Avec la multiplication des sources raccordées au réseau via des onduleurs de puissance, ces derniers seraient amenés à remplacer en tout ou partie les machines synchrones pour « former » à leur tour la fréquence et la tension, à l'image des machines synchrones dont le nombre et les capacités deviendraient insuffisants pour assurer une onde de tension de référence suffisamment robuste indispensable aux onduleurs « grid-following ». Il s'agit d'un nouveau type d'onduleurs dit « formeurs » (« grid forming » en anglais) qui sont en cours d'expérimentation, notamment dans le cadre des projets MIGRATE et OSMOSE, et fonctionnent grâce à des algorithmes internes qui reproduisent les équations fondamentales des machines synchrones (MS). Ils sont aussi appelés pour cette raison « MS virtuels ».

Il subsiste cependant une différence fondamentale irréductible entre les alternateurs (MS réels) et ces nouveaux onduleurs « MS virtuels » :

\* Les rotors des alternateurs sont couplés au réseau via les forces électromagnétiques très puissantes générées par les courants forts échangés avec le réseau. Toute modification de fréquence de ce dernier, commune à l'ensemble des alternateurs raccordés, se répercute naturellement sur la vitesse de rotation de tous les rotors couplés, ce qui permet de bénéficier à la fois de leur inertie et de leur énergie cinétique emmagasinée pour stabiliser le réseau par un effet auto-régulant. De plus, cette variation de fréquence déclenche automatiquement la régulation primaire de puissance des turbines qui entraînent les alternateurs selon une action proportionnelle de la forme  $\Delta P = -k \times \Delta f$  qui a également un effet auto-régulant permettant de rétablir automatiquement la puissance P du réseau à sa valeur nominale suite à une variation de fréquence  $\Delta f$  ( $\Delta$  se lit « Delta »).

Toutes ces actions physiques auto-régulantes sont initiées et mises en œuvre localement au niveau de chaque alternateur par la fréquence des courants forts du réseau, qui génère elle-même les actions nécessaires sans intervention de systèmes de télécommunication ou de systèmes de contrôle commande autres que celui des régulateurs de puissance locaux. Ce qui confère au système une grande sécurité intrinsèque, notamment par construction une absence totale de cyber-vulnérabilité. Quant au réglage secondaire de puissance (initié par un signal distribué compris entre  $\pm 1$ ) et au suivi de charge (réalisé par les opérateurs des centrales à la demande du gestionnaire de réseau) ils utilisent des moyens de communication simples, très peu cyber-vulnérables.



\* Au contraire, les « MS virtuels » ne sont pas physiquement et directement commandées par les liaisons aux courants forts du réseau comme les alternateurs, mais par leurs algorithmes internes et leur contrôle-commande externe, qui fonctionnent tous à bas niveau d'énergie et sont donc sensibles aux parasites électromagnétiques. Mais surtout, même si la régulation primaire de puissance peut encore être réalisée localement à partir des mesures locales de fréquence, selon une équation identique à celle des alternateurs ( $\Delta P = -k \times \Delta f$ ) leur coordination et supervision, notamment leur réglage secondaire de puissance et leurs commandes de suivi de charge devront impérativement être réalisés par une couche supplémentaire informatisée de télécommunications compte tenu des très faibles constantes de temps nécessaires à leur pilotage en temps réel. Par rapport aux machines synchrones, on rajoute donc une couche supplémentaire informatisée de pilotage qui devra impérativement posséder une cyber-invulnérabilité quasi-absolue, ce qui constitue un enjeu crucial extrêmement ambitieux.

En outre, les « MS virtuels » ayant des puissances unitaires nettement plus faibles que celles des grands alternateurs actuels (nucléaires, hydrauliques, thermique à flamme) ils seraient plus nombreux : on passerait de moins d'une centaine de grands alternateurs qui « forment » actuellement le réseau français de façon robuste et sûre à plusieurs centaines voire plus d'un millier de « MS virtuels » à l'échelle de la France et beaucoup plus en Europe. Or, ce « défi de la multitude » soulève deux types de questions majeures :

° La stabilité du fonctionnement en parallèle d'un très grand nombre de « MS virtuels » à l'échelle de la France et plus largement de l'Europe. Cette stabilité ne semble en effet actuellement acquise que sur des mini-réseaux [14] comportant un très petit nombre de « MS virtuels » dont les fonctionnements peuvent entrer en conflit quand leur nombre augmente. C'est d'autant plus critique pour les grands réseaux européens qui seraient amenés à mettre en œuvre plusieurs milliers à dizaines de milliers de « MS virtuels ». D'autant plus qu'à cette échelle géographique, qui va de Lisbonne à Varsovie pour la plaque synchrone européenne et met en jeu des distances de l'ordre de 3 000 km, des écarts de temps de transit entre les courants forts transmis directement et les courants de la couche de contrôle-commande des « MS virtuels » qui inclura nécessairement des temps de calcul additionnels retardant les signaux, peuvent désynchroniser les deux malgré les vitesses de propagation des ondes électromagnétiques qui sont dans les deux cas de l'ordre des 2/3 de la vitesse de la lumière dans le vide. Ces problématiques potentielles sont extrêmement complexes et nouvelles, car elles n'existent pas actuellement avec les machines synchrones dans la mesure où les signaux de régulation sont les courants forts du réseau eux-mêmes, ce qui évite une couche de contrôle commande supplémentaire.

De plus, les réseaux seraient alors « formés » en fréquence et en tension par deux catégories différentes de machines : les alternateurs (« MS réels ») restants, qui continueraient à exister pour l'hydraulique et la biomasse, et les « MS virtuels » qui seraient systématiquement utilisés pour le déstockage d'énergie car ce dernier présente l'avantage majeur de procurer une puissance pilotable. Mais cela ne suffirait pas car le déstockage n'est pas permanent et il faudrait aussi raccorder les sources intermittentes de forte puissance (parcs éoliens en mer, fermes photovoltaïques au sol de grande superficie) qui devraient en outre comporter des moyens de stockage locaux propres pour fonctionner correctement, les autres sources intermittentes diffuses, de puissances moyennes à faibles continuant comme actuellement à être connectées via des onduleurs « suiveurs », qui devraient cependant être dotés de moyens d'interruption télécommandés pour pouvoir être déconnectés en cas d'afflux excédentaire d'électricité intermittente sur le réseau impossible à exporter ou à stocker. Ce qui conduirait à faire fonctionner les réseaux avec deux types de moyens « formeurs » ayant des moyens de contrôle très différents et dont les proportions relatives seraient variables selon l'état du réseau, auxquels s'ajouteraient des onduleurs « suiveurs », cette diversité de sources accroissant la complexité du pilotage global du système électrique,

° Au-delà de ces problématiques d'ordre physique, le défi de la coordination en temps réel de cet ensemble diversifié de sources très nombreuses à l'échelle de l'Europe entière (milliers jusqu'à dizaines de milliers ?) entraîne une hyper complexité informationnelle qui n'est accessible qu'à des algorithmes d'intelligence artificielle (« Smart grids » en anglais) très sophistiqués et complexes dont personne ne peut garantir à ce jour la totale, voire même possible, maîtrise en toute sécurité du fonctionnement, pourtant indispensable pour piloter des systèmes vitaux pour l'alimentation en électricité des pays concernés. Or, l'histoire récente a montré que des projets informatiques trop ambitieux pouvaient complètement échouer par excès de complexité non maîtrisée au point d'être purement et simplement abandonnés. Il est prématuré de conclure, mais on ne peut pas ne pas se poser ce genre de questions, cela doit impérativement faire partie de l'étude des risques de projets aussi complexes.

Enfin, il ne faut pas oublier deux autres conditions essentielles :

\* Des réseaux qui seraient majoritairement pourvus de « MS virtuels » devraient avoir un niveau de robustesse aux aléas, une fiabilité générale et une sécurité d'alimentation au moins égaux à ceux des réseaux actuels pour être socialement acceptés. Or, la marche à franchir est d'une hauteur considérable eu égard aux performances des réseaux actuels, que tout le monde trouve normales car habituelles...

\* Une telle révolution dans la conception et le fonctionnement des réseaux doit impérativement rester financièrement soutenable, l'électricité étant plus que jamais un bien de première nécessité dont le prix doit impérativement être maîtrisé.

➤ Conséquences sur les mix envisageables

À l'issue de ce tour d'horizon, il n'est pas exagéré de dire que faire fonctionner des réseaux majoritairement sinon quasi-exclusivement alimentés par des sources raccordées en électronique de puissance à certaines périodes est une véritable « révolution copernicienne » dans la conception et le fonctionnement de ces réseaux, dans la mesure où leur pilotage ne serait plus essentiellement fondé sur les lois de la physique mais sur des systèmes numérisés d'une très grande complexité qui reproduiraient artificiellement ces dernières et dont il est actuellement prématuré d'anticiper le bon fonctionnement en toute sécurité. Et même en cas de réussite, le processus serait nécessairement long car les solutions mises au point devront être soumises à l'épreuve de l'expérience en vraie grandeur sur des réseaux réels, seule façon incontestable de les valider. Sachant que ce faisant, il faudra continuer à assurer la continuité de la fourniture d'électricité en toute sécurité, ce qui imposera une très grande prudence... En l'état actuel des connaissances, il est donc impossible de fonder des scénarios crédibles sur ce qui n'est encore qu'une hypothèse de travail, seules les solutions éprouvées fondées sur les moyens pilotables utilisant des machines synchrones pouvant donner lieu à des projections réalistes à ce jour.

## 5 – Bilan des mix envisageables à ce jour sur la base du stockage via les gaz de synthèse

Compte tenu de ce qui précède, ces bilans ne sont retenus que :

\* Dans le cadre des technologies actuelles éprouvées (machines synchrones majoritaires) garantissant la sécurité de fonctionnement des réseaux, impliquant une capacité suffisante en moyens de production pilotables utilisant des alternateurs (42 + 32 = 72 GW de puissance installée ici),

\* Pour les scénarios à 570 TWh/an, les scénarios à 410 TWh/an étant bien trop limités pour être réalistes et n'ayant de fait servi qu'à expliciter la façon de transformer le scénario Watt en autres scénarios décarbonés,

Les résultats sont résumés ci-dessous dans les principales hypothèses examinées plus haut :

\* Sur la base des rendements de conversion actuels des chaînes « P2P » hydrogène et méthane :

Mix à 570 TWh avec rendements globaux « P2P » <b>actuels</b> utilisant des CCG et TAC	Capacités nécessaires en moyens intermittents		
	En GW	En « équivalents du parc allemand actuel »	Capacité d'électrolyse requise (GW)
Chaîne « P2P » méthane	477	≈ <b>4,3</b>	≈ <b>150</b>
Chaîne « P2P » hydrogène	344	≈ <b>3,1</b>	≈ <b>97</b>

*Tableau 8 : Synthèse des capacités nécessaires en moyens intermittents des chaînes « P2P » hydrogène et méthane avec les rendements actuels*

\* Sur la base des rendements de conversion maximaux réalistes des chaînes « P2P » hydrogène et méthane :

Mix à 570 TWh avec rendements globaux « P2P » <b>maximaux réalistes</b> utilisant des CCG et TAC	Capacités nécessaires en moyens intermittents		Capacité d'électrolyse requise (GW)
	En GW	En « équivalents du parc allemand actuel »	
Chaîne « P2P » méthane	324	≈ 2,9	≈ 90
Chaîne « P2P » hydrogène	296	≈ 2,7	≈ 84

*Tableau 9 : Synthèse des capacités nécessaires en moyens intermittents des chaînes « P2P » hydrogène et méthane avec des rendements améliorés*

Ces résultats montrent qu'avec les rendements de conversion actuels des chaînes « P2P », il faudrait construire plus de 4 fois le parc allemand éolien et photovoltaïque actuel si l'on stocke du méthane de synthèse et plus de 3 fois ce même parc si l'on utilise l'hydrogène. Et même en supposant que les rendements de ces chaînes puissent être améliorés autant qu'il est réaliste de le faire, il faudrait encore construire respectivement 2,9 et 2,7 fois ce même parc, ce qui resterait considérable.

Ceci sans compter :

\* Les capacités nécessaires en électrolyseurs associés, également considérables dans tous les cas,

\* Les renforcements et surtout les extensions de réseaux qui seraient nécessaires pour raccorder cette multitude de sources intermittentes et d'électrolyseurs, dont celles relatives aux éoliennes en mer qui sont particulièrement complexes et coûteuses car non seulement elles impliquent de construire des réseaux sous-marins mais également de nombreux nouveaux postes électriques à haute tension (225 000 volts) à proximité du littoral, qui suscitent également des oppositions sociétales fortes...

Or, ces résultats s'expliquent par une raison commune de fond : le stockage/déstockage d'énergie utilisant des gaz de synthèse est plombé par des pertes énergétiques extrêmement élevées qui doivent être compensées par des surplus de production d'électricité intermittente considérables, nécessitant des capacités en moyens intermittents qui le sont également. C'est un point faible majeur alors que par ailleurs ce mode de stockage/déstockage peut techniquement fonctionner sans limitations industrielles particulières jusqu'à des échelles très importantes et permet de stocker l'énergie à toutes les échéances de temps, y compris intersaisonniers.

Peut-on réduire cet inconvénient en lui substituant partiellement des moyens de stockage à plus petite échelle mais ayant un bien meilleur rendement ? C'est l'objet du paragraphe suivant.

## 6 – Apports possibles de moyens de stockage d'énergie à rendement élevé

Deux moyens de stockage de ce type ont une échelle suffisante pour être envisagés, les STEPs et les batteries des véhicules électriques utilisées en soutien du réseau.

### ➤ STEPs

Les STEPs françaises actuelles ont une puissance cumulée de l'ordre de 5 GW pour une capacité totale de stockage d'un peu moins de 0,1 TWh. Elles se subdivisent en 2,7 GW de STEPs infra hebdomadaires pour une durée moyenne pondérée de décharge d'environ 33 heures et 2,3 GW de STEPs infra-journalières pour une durée moyenne pondérée de décharge d'environ 5 heures. Elles offrent donc une grande souplesse d'exploitation à l'échelle de la semaine, des week-ends qui voient la

consommation baisser et de la journée. Leur contribution en puissance est non négligeable mais limitée, ainsi que leur capacité de stockage et les possibilités réalistes d'accroissement de ces paramètres sont également limitées aux alentours de 20 % en ordre de grandeur.

Leur contribution est fonctionnellement intégrée dans le scénario Watt : elles absorbent une énergie de pompage de 10 TWh/an et par conséquent, eu égard à leur rendement qui se situe entre 75 et 80 % et aux pertes en ligne, on peut estimer qu'elles restituent au réseau une énergie de l'ordre de 7,5 TWh/an. Compte tenu de leur capacité de stockage d'environ 0,1 TWh, cette énergie restituée correspondant donc à environ  $7,5/0,1 = 75$  restitutions annuelles en équivalent pleine capacité. Toutes ces caractéristiques sont implicitement reprises dans les scénarios étudiés ici.

#### ➤ Batteries de véhicules électriques (VE) utilisées en soutien du réseau

- Deux usages possibles mis en avant pour les futurs réseaux

\* Comme moyen de flexibilité de la consommation par effacement temporaire des recharges de VE lors des pointes de consommation, ce qui est par exemple efficace pour passer la pointe de 19h, puisqu'il y a ensuite toute une nuit pour recharger les batteries des VE, mais peut l'être beaucoup moins à d'autres heures de la journée. C'est cependant une solution pertinente et très facile à mettre en œuvre avec les compteurs communicants LINKY, sans modifications importantes des installations existantes,

\* Comme moyen de stockage/déstockage pour le réseau. On ne se contente plus ici d'effacer temporairement la charge des batteries mais on cherche au contraire à utiliser leurs réserves d'énergie pour réinjecter de l'électricité dans le réseau lors des situations de déficit de production. Ce qui constitue un usage à total contre-emploi... Mais c'est surtout une solution qui soulève de nombreuses questions à la fois techniques, opérationnelles et d'acceptation sociale.

- Des conséquences techniques coûteuses pour une généralisation de la solution

Rappelons que les bornes de recharge actuelles de VE sont de deux types en fonction de la puissance délivrée :

\* Les bornes de recharge en courant alternatif, limitées en puissance à 21 kW en courant triphasé et 7 kW en courant monophasé. Le courant monophasé étant la règle dans les habitations, c'est cette dernière puissance maximum (ou bien sûr une puissance moindre) qui est généralement utilisée dans l'habitat. Les bornes correspondantes sont simples et peu coûteuses, la transformation du courant alternatif en courant continu par des redresseurs se faisant dans le véhicule,

\* Les bornes de recharge en courant continu pour les puissances supérieures à 21 kW, allant de 50 (minimum pour des recharges rapides) à 150 voire 350 kW pour certaines bornes de recharge ultra-rapides. La batterie est dans ce cas directement rechargée en courant continu. Mais ces bornes n'ont de sens économique (et encore !) que dans les stations-services d'autoroute ou de voies principales de circulation pour permettre d'augmenter rapidement l'autonomie des VE et elles sont extrêmement coûteuses. Elles pourraient techniquement également exister pour les puissances beaucoup plus faibles des besoins domestiques, mais il n'y a pas pour l'instant de marché à cette échelle car elles sont 5 à 6 fois plus chères que les bornes en courant alternatif.

Notons que ces bornes de recharge rapides à très rapides n'ont pas vocation à devenir des sources d'énergie pour le réseau puisqu'elles servent à augmenter l'autonomie de véhicules qui en ont un besoin immédiat, cette conclusion étant extensible à une grande partie des bornes des réseaux publics des villes qui sont conçues pour une rotation rapide permettant à plusieurs clients de recharger leurs véhicules. Ne restent donc en lisse que les bornes individuelles domestiques, celles des flottes captives et une partie de celles des entreprises qui ont des parkings équipés pour leurs salariés, ce qui limite les capacités utilisables.

Ce rappel étant fait, réinjecter l'électricité de batteries dans le réseau implique d'utiliser de nouvelles bornes de recharge qui soient réversibles, c'est-à-dire qui fonctionnent en redresseur pour charger les batteries et en onduleur (de type « suiveur », cf. § 4) pour retransformer le courant continu des batteries en courant alternatif absorbable par le réseau. La technologie est bien connue et maîtrisée, mais cela aurait néanmoins des conséquences importantes pour les utilisateurs et les véhicules eux-mêmes. En effet, comme il semble exclu de rajouter un onduleur dans chaque véhicule pour des raisons d'encombrement et de poids (qui sont les

ennemis des faibles consommations énergétiques) tous les véhicules devraient très probablement être rechargés en courant continu, qu'elle que soit la puissance de recharge. Ce n'est pas un problème technique mais cela obligerait particuliers et entreprises à remplacer la totalité de leurs bornes actuelles par des bornes réversibles qui seraient nécessairement beaucoup plus chères car incluant la double fonction de redresseur et d'onduleur ainsi que des fonctionnalités de pilotage à partir du réseau. Les particuliers seront-ils prêts à investir des sommes importantes pour se rééquiper ou s'équiper en premier en bornes de ce type ? C'est une question majeure d'acceptabilité sociale donc de faisabilité, ou alors il faudra les subventionner...

- Des contraintes opérationnelles nombreuses et complexes et une acceptation sociale à conquérir...

Utiliser les batteries de VE pour soutenir le réseau se heurte par ailleurs à un certain nombre de conditions très concrètes, dont certaines sont évidentes, en particulier :

\* L'indispensable concomitance des besoins du réseau et de la disponibilité de VE qui soient d'une part... branchés au réseau (condition évidente mais qu'il convient de rappeler) et qui disposent d'autre part d'une charge suffisante pour assurer la fonction. Situation assez peu probable pour la pointe du matin qui se produit vers 9 h, une majorité de VE étant déjà sur les routes et pour la pointe de 19 h (qui débute vers 18 h), un grand nombre de VE n'étant pas encore branchés ou ayant des batteries peu chargées si elles sont branchées. Reste la pointe méridienne avec les VE branchés à domicile pour ceux qui ne s'en servent pas ou les VE branchés sur le lieu de travail, mais les bornes de recharge des entreprises sont généralement conçues pour une rotation des véhicules à recharger, ce qui fait qu'elles sont peu nombreuses, limitant les capacités connectées à un instant quelconque...

\* Les capacités réellement utilisables des batteries, qui sont limitées par deux facteurs. Le premier est une utilisation recommandée entre environ 80 % et 20 % pour préserver leur longévité, ce qui conduit à une capacité réellement utilisable de 60 % de la capacité nominale. Le second est qu'à un instant quelconque, la charge d'une batterie n'a que très peu de chances d'être à son maximum. Il est plus logique de considérer que, statistiquement, les batteries seront en moyenne chargées autour de 50 % quand le réseau en aura besoin, ce qui réduit en fait leur capacité disponible à  $(0,5 - 0,2) = 30\%$  de leur capacité nominale...

\* Le nombre de batteries utilisables par le réseau dépendra également de deux facteurs. Le premier sera l'acceptabilité sociale par les propriétaires de VE qui hésiteront à confier l'usage de leur batterie au réseau, car ils feront logiquement passer en priorité leurs besoins de mobilité, ce qui pourra se combiner à une crainte d'usure éventuellement plus rapide de leur batterie du fait de la multiplication des charges-décharges. Malgré une rémunération incitative à la clé, cela risque de limiter les bonnes volontés... Le second est qu'à un instant quelconque, tous les véhicules ne seront pas raccordés à une borne de recharge réversible capable de réalimenter le réseau,

\* Les batteries des VE ont vocation à être majoritairement utilisées en infra journalier, même si certains VE ayant des batteries de grande capacité ne sont pas rechargés tous les jours de la semaine en cas de déplacements limités au domicile-travail. Dans la majorité des cas, cependant, il est logique de considérer que les durées journalières de décharge ne peuvent excéder un certain nombre d'heures par jour (par exemple un quart à un tiers du temps) pour pouvoir être rechargées durant le reste de la journée,

\* Enfin, le recours aux batteries des VE n'a de sens que si les productions éoliennes et photovoltaïques de l'instant et prévisibles à très court terme (journée en cours et lendemain) sont suffisantes pour les recharger après les avoir utilisées pour passer les pointes du jour concerné...

En résumé, la généralisation de cette solution séduisante sur la papier se heurte à des contraintes opérationnelles et comportementales nombreuses qui viennent s'ajouter aux contraintes techniques et aux surcoûts explicités dans le § précédent. Il y a probablement loin de la coupe idéalisée aux lèvres de la dure réalité...

- Estimation des capacités qui pourraient être mises à disposition du réseau

Une telle estimation est à l'heure actuelle très difficile à faire. Dans son document [15] (Page 45) RTE a esquissé différents scénarios de capacités de VE mises à disposition du réseau à l'horizon 2035, en précisant toutefois que ces scénarios « ne tiennent pas compte des contraintes de connexion des véhicules au réseau ». Les

capacités concernées s'échelonnent de 600 à 1 100 GWh selon les scénarios. Peu de détails sont fournis dans le document mais les bases d'estimation communiquées lors des réunions des groupes de travail sur ce thème indiqueraient environ 10 millions de VE ayant une capacité de stockage unitaire de 100 kWh. Cette base semble cependant très optimiste à plusieurs égards et doit être modulée en fonction des facteurs évoqués ci-dessus :

\* 100 kWh unitaires de capacité sont relatifs à des VE haut de gamme, alors qu'une grande partie du parc de VE, probablement majoritaire, devrait être constituée de VE de tailles moyennes voire même petites pour assurer la mobilité en milieu urbain ou semi-urbain, avec des capacités unitaires limitées à 50 kWh en ordre de grandeur. Si l'on fait l'hypothèse que ces véhicules représenteront environ 70 % du parc, la moyenne pondérée des capacités se situerait plutôt vers 65 kWh unitaire,

\* Si l'on tient compte des limites pratiques d'utilisation entre environ 80 et 20 % de la capacité nominale, la capacité moyenne réellement utilisable tomberait à moins de 40 kWh. Et si l'on considère que la charge moyenne des batteries lors de leur sollicitation par le réseau est de l'ordre de 50 %, la capacité réelle utilisable se situerait en moyenne à  $65 \times (0,5 - 0,2) \approx 20$  kWh,

\* Enfin, si l'on fait l'hypothèse qu'un quart des consommateurs refuseront de mettre leur VE à disposition du réseau et qu'au moment où le réseau en aura besoin deux VE sur trois au maximum seront connectés sur des bornes de recharge réversibles, le nombre maximum possible de VE aptes à participer au soutien du réseau sera de  $\frac{3}{4} \times \frac{2}{3} = \frac{1}{2}$ , soit 5 millions sur les 10 en circulation, chacun apportant statistiquement 20 kWh en moyenne. Soit un apport total de capacité de l'ordre de 0,1 TWh, comparable à celui des STEPs actuelles.

Si maintenant on se projette en 2050 avec 40 millions de VE (domestiques et utilitaires) en circulation, la capacité disponible passerait à environ 0,4 TWh, toujours avec les mêmes hypothèses. Bien entendu, ces dernières peuvent et doivent être discutées, mais cette analyse montre déjà que la capacité totale des batteries de VE susceptibles d'être utilisables par le réseau est très loin de résulter de la simple multiplication élémentaire du nombre de véhicules par la capacité nominale unitaire de leur batterie...

- Des apports possibles des batteries de VE à analyser selon deux critères : en énergie annuelle et en puissance de pointe

\* Concernant l'apport en énergie annuelle, une analyse au pas horaire de l'équilibre production-consommation serait nécessaire pour disposer de résultats précis. On peut cependant s'en passer en première approximation, en faisant l'hypothèse que l'utilisation des batteries est similaire à celle des STEPs, ces deux modes de stockage/déstockage répondant approximativement aux mêmes besoins et ayant des rendements globaux du même ordre, soit 75 % pertes en lignes comprises.

Si l'on reprend les données d'utilisation du scénario Watt, avec une capacité totale de 0,1 TWh, les STEPs absorbent 10 TWh/an en pompage et restituent environ 7,5 TWh/an au réseau compte tenu de leur rendement d'environ 75 %. Ce qui représente 75 fois leur capacité de stockage. Si l'on conserve le même ratio, les 0,4 TWh de batteries pourraient donc fournir jusqu'à environ  $7,5 \times 4 = 30$  TWh/an, à la condition cependant que toute cette capacité disponible puisse être utilisée, ce que seule une analyse plus fine permettrait de confirmer, infirmer ou moduler.

Cette énergie étant pilotable, elle permettrait de réduire d'autant la contribution en énergie des moyens fonctionnant au gaz de synthèse qui passeraient ainsi de 127 à 97 TWh/an. Ce qui diminuerait les besoins nécessaires en productions intermittentes. Il faudrait cependant y ajouter ceux qui seraient nécessaires aux recharges des batteries, soit  $30/0,75 = 40$  TWh. Le gain net sur ces productions dépendrait alors du rendement des chaînes « P2P » selon le tableau suivant :

Chaîne « P2P » concernée et son rendement global (en %)	Méthane (20 %)	Hydrogène (33 %)	Méthane (37 %)	Hydrogène (44 %)
Consommation « P2P » sans batteries VE (TWh)	635	381	343	289
Consommation « P2P » avec batteries VE + Charge batteries (TWh)	$635 \times 97/127 + 40 \approx 525$	$381 \times 97/127 + 40 \approx 331$	$343 \times 97/127 + 40 \approx 302$	$289 \times 97/127 + 40 \approx 261$
Réduction associée des productions intermittentes totales (en %)	$110/1\ 002 \approx 11 \%$	$50/748 \approx 6,7 \%$	$41/710 \approx 5,8 \%$	$28/656 \approx 4,3 \%$

Tableau 10 : réductions des productions intermittentes qui pourraient être théoriquement permises par l'usage des batteries de VE

Sur la base de ces hypothèses, les réductions de productions intermittentes nécessaires seraient donc non négligeables en valeur absolue (jusqu'à 110 TWh/an avec la chaîne « P2P » méthane avec rendement de 20 %) mais resteraient néanmoins modestes en valeur relative puisqu'elles se situeraient entre 11 % et 4 % selon les cas, ce qui ne changerait pas fondamentalement les ordres de grandeur des dimensionnements globaux des mix « 100 % renouvelables ».

\* Concernant l'apport en puissance de pointe, on peut s'en faire une idée sous deux aspects complémentaires :

° La première consiste à supposer une durée maximale de consommation de pointe journalière, qui pourrait être de 2 h pour la pointe du matin, 3 h pour la pointe méridienne et 2 h pour la pointe du soir autour de 19 h, pour un total de 7 h de sollicitation des batteries, ce qui en laisserait 17 heures journalières pour leur usage en mobilité et recharge. Sur cette base et en supposant que la totalité des 0,4 TWh = 400 GWh soient utilisés, cela permettrait une puissance moyenne délivrée de l'ordre de  $400/7 = 57$  GW très largement supérieure aux besoins. Ce qui montre au passage qu'il est inutile de disposer d'un stockage supérieur sous cet aspect, le réseau n'ayant que très rarement besoin d'une telle puissance d'appoint.

° Si l'on prend comme hypothèse que les VE qui seront sollicités seront majoritairement branchés à domicile ou dans les entreprises disposant de bornes pour leurs salariés, et si l'on se fixe une puissance maximum unitaire de charge/décharge ne dépassant pas 7 kW pour ne pas remettre en cause les dimensionnements de l'immense majorité des installations électriques domestiques existantes, une puissance de déstockage de 57 GW mettrait à contribution un peu plus de 8 millions de VE. Ce qui est compatible avec un parc potentiel supposé de quelque 20 millions de VE statistiquement disponibles pour participer au soutien du réseau en 2050 comme indiqué plus haut. Et montre qu'en fait seule une partie du parc de VE devrait être sollicitée.

En résumé, le recours aux batteries des VE pour soutenir le réseau a du sens pour se substituer partiellement, à l'échelle infra journalière, aux stockages utilisant les gaz de synthèse. Il peut réduire le recours à ces derniers de façon intéressante, sans cependant remettre en cause les ordres de grandeur qui restent très importants pour ces derniers, seuls à pouvoir assurer des stockages massifs et de longue durée, y compris inter-saisonniers. L'apport le plus intéressant des batteries des VE est probablement la fourniture de puissance de pointe pour des durées limitées à quelques heures par jour, qui pourrait remplacer les moyens de pointe fonctionnant au gaz de synthèse (TAC essentiellement). À condition que les batteries puissent être rechargées à court terme après avoir joué leur rôle pour le réseau... Sinon, la priorité risque de devoir être donnée aux besoins de mobilité. C'est cependant une solution complexe à mettre en œuvre du fait de la dualité des finalités recherchées qui seront difficiles à concilier, de l'indispensable « intelligence artificielle » pour la gérer en temps réel et de sa nécessaire acceptabilité sociale. Elle devra être mise en balance économiquement avec les autres moyens de pointe.

## 7 – Pour conclure à ce stade des connaissances

**Le point clé de l'existence de scénarios « 100 % renouvelables » qui sont condamnés à utiliser massivement les énergies intermittentes éoliennes et photovoltaïques, seules à avoir le potentiel de développement important nécessaire, au moins sur le papier, est la disponibilité de systèmes de stockage d'énergie présentant trois qualités : un rendement élevé, une très grande capacité et une longue durée de stockage, y compris intersaisonniers. Aucun système connu à ce jour ne répond simultanément à ces trois critères : les gaz de synthèse satisfont les deux derniers mais pas le premier. Inversement, les STEPs répondent au premier mais pas aux deux autres. Elles se substituent utilement au gaz de synthèse à l'échelle infra journalière voire infra hebdomadaire, pour fournir de la puissance de pointe à condition de pouvoir être rechargées, mais les quantités stockées sont limitées. L'utilisation souvent envisagée pour le futur des batteries des véhicules électriques pour soutenir le réseau pourrait être utile pour apporter une puissance de pointe supplémentaire nettement supérieure à celle des STEPs, sans pour autant remettre en cause la nécessité des gaz de synthèse, dont les besoins ne seraient réduits que dans de faibles proportions.**

Tant qu'aucune autre solution de stockage ne sera disponible à un coût soutenable, il restera extrêmement difficile et très coûteux de se priver des énergies de stock. Sachant qu'une seule d'entre elles, l'énergie nucléaire, réunit trois qualités indispensables : elle est totalement décarbonée au stade de la production, possède la bonne échelle pour répondre à tous les besoins et est disponible en fonction de la demande, contrairement au vent ou au soleil. Les potentiels de développement de l'hydraulique et de la biomasse (toutes deux énergies de stock renouvelables annuellement) étant beaucoup trop faibles pour jouer ce rôle.

Par conséquent, sans même parler des coûts, qui seraient nécessairement très élevés comme le prouve déjà l'expérience allemande pourtant encore très loin du « 100 % renouvelable », ces résultats posent clairement la question des impacts physiques, sociétaux et environnementaux de telles installations : où installerait-on de telles capacités d'éoliennes à terre et en mer et de panneaux photovoltaïques ? Cela dans un contexte de très forte montée des oppositions sociétales à l'éolien terrestre qui se manifestent en France alors que moins de... 17 GW sont actuellement installés, avec un nombre d'éoliennes qui devrait à minima être multiplié par 3 malgré ces oppositions ! Et ne représenterait pourtant que moins de 20 % des capacités renouvelables nécessaires, les plus de 80 % restants devant être comblés par l'éolien en mer (actuellement inexistant...) et les grandes centrales photovoltaïques au sol (bien moins coûteuses que le photovoltaïque en toitures) qui suscitent également des oppositions sociétales croissantes...

Autre sujet crucial : l'impact sur les consommations de matières premières rares (terres rares) ou moins rares mais chères (cuivre en particulier) est-il soutenable dans la durée ? Il s'agit là de questions majeures qui mettent à mal la faisabilité de telles installations.

En définitive, les fondamentaux du « 100 % renouvelable » tels qu'ils existent à ce jour impliquent deux conséquences majeures :

\* Un sevrage en électricité pour l'économie, car la nécessité de stocker l'électricité intermittente en l'absence d'énergies de stock n'est physiquement (et économiquement) soutenable que pour des productibles très limités. Au-delà, les dimensionnements physiques et les coûts induits explosent rapidement...,

\* La non priorité de fait qui en résulte accordée à la lutte contre le réchauffement climatique, dans la mesure où ce sevrage en électricité :

° Limiterait les possibilités de substitution de ce vecteur aux énergies fossiles massivement utilisées dans les divers secteurs de l'économie : mobilité, habitat, industrie, etc. Ce qui rendrait impossible leur élimination, avec pour conséquence l'échec annoncé de la neutralité carbone,

° Provoquerait des pénuries d'électricité destructrices d'une vie sociale et économique normale, car les besoins en énergie, même réduits grâce aux progrès d'efficacité énergétique et de sobriété, ne pourront être satisfaits à un niveau suffisant que par une électricité abondante. Sa pénurie serait socialement inacceptable et conduirait, en l'absence de nucléaire, à un recours massif au gaz fossile, seule autre source encore abondante pour longtemps à des prix très inférieurs à ceux des gaz de synthèse ou du biométhane, malgré les coûts croissants de la tonne de CO<sub>2</sub>. Car l'opposition de l'opinion à une augmentation inconsidérée et insoutenable des coûts de l'électricité ferait le reste, l'électricité étant plus que jamais un bien de première nécessité.

En clair, l'illusion du « 100 % renouvelable » prépare l'avènement du gaz fossile en Europe comme solution réaliste de repli. Ce qui serait évidemment catastrophique pour le climat et mettrait le continent, qui n'aura bientôt plus de gaz, sous la dépendance du reste du monde. Certains pays européens semblent déjà l'avoir entériné, ce qui les regarde. La France veut-elle s'engager dans la même impasse physique, environnementale, sociale et financière ?

## Références

[1] Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France - ÉDITION 2017 - DOCUMENT DE RÉFÉRENCE - RTE

[2] Règles ENTSO-E - 01-01-14\_article\_4-1- \_v5 - Documentation Technique de Référence - RTE

[3] TECHNICAL AND ECONOMIC ANALYSIS OF THE EUROPEAN ELECTRICITY SYSTEM WITH 60% RES - Par Alain Burtin & Vera Silva - EDF R&D - 17 June 2015

[4] Peut-on s'accommoder de l'intermittence des énergies renouvelables ? Par François Poizat - 25 mars 2020 - [Site de Sauvons Le Climat](#)

[5] Energy Matters - The Institute for Energy Research - By Roger Andrews - November 15, 2017

[6] L'IMPACT DE LA CRISE SANITAIRE (COVID-19) SUR LE FONCTIONNEMENT DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE - RTE - Avril 2020

[7] Le stockage de l'électricité, réalités et perspectives : Opérationnel à petite et moyenne échelles, hors de portée à grande échelle... - Par Georges Sapy - 24 Septembre 2018 - [Site de Sauvons Le climat](#)



- [8] Pertes énergétiques du schéma « Power to gas + Gas to power » - Par Georges Sapy - 6 septembre 2015 - [Site de Sauvons Le climat](#)
- [9] RENDEMENT DE LA CHAÎNE HYDROGÈNE - CAS DU « POWER-TO-H2-TO-POWER » - ADEME - Janvier 2020
- [10] La transition vers un hydrogène bas carbone - Atouts et enjeux pour le système électrique à l'horizon 2030-2035 - RTE - JANVIER 2020
- [11] Modèle de simulation SimelSP qui équilibre heure par heure la fourniture et la consommation d'électricité élaboré par Henri Prévot - [www.hprevot.fr](http://www.hprevot.fr)
- [12] Conférence organisée par la SFEN le 13 décembre 2018 à Paris sur le thème : Sources de production centralisées et décentralisées : le fonctionnement du réseau électrique aujourd'hui et demain
- \* Les réseaux électriques : Comment ça marche... Dans le «vieux monde» ? (RTE)
  - \* Projets MIGRATE et OSMOSE - Assurer la stabilité d'un réseau avec une forte part d'EnR - Par M.S. Debry, G. Denis, T. Prevost (RTE)
  - \* EU-Sysflex - H2020 PROJECT PRESENTATION - Par Marie-Ann Evans (EDF R&D), Technical Manager of the Project
  - \* Impact des nouveaux moyens de production décentralisée sur les réseaux de transport et solutions smart grid - Par M.S. Debry, G. Denis, T. Prevost (RTE)
  - \* Les conséquences de l'introduction des moyens connectés en électronique de puissance - Par M.S. Debry, G. Denis, T. Prevost (RTE)
  - \* Insertion massive des ENR à Electronique de puissance sur les réseaux de distribution - Quelques enjeux prospectifs Par Pierre Lemerle (EDF R&D)
  - \* Les liaisons à courant continu et le renouvelable - Par Seddik BACHA Program scientific director, SGI - Professor Grenoble University - ResearchofficerG2Elab Grenoble
  - \* Le programme d'industrialisation des Smart Grids d'Enedis (ENEDIS)
  - \* EDF et les Systèmes électriques insulaires où Comment caractériser une île électrique ? (EDF SEI)
- [13] LES SYSTÈMES ÉLECTRIQUES DE DEMAIN - Un défi pour la transition énergétique - Editions Lavoisier - Juin 2018 - Travail collaboratif de 23 chercheurs d'EDF spécialistes du domaine
- [14] Etude du lien entre la fréquence et les puissances actives pour le dimensionnement d'un micro réseau alternatif îloté avec sources d'énergie renouvelables - Thèse de doctorat délivrée par l'INP (Institut National Polytechnique de Toulouse) - Présentée et soutenue par M. YANN GHANTY le jeudi 20 décembre 2018
- [15] Groupe de travail « scénarisation » - Les principes de construction des scénarios pour étudier le système électrique à l'horizon 2050 - RTE – 2019 (Document de travail)