

Quel mix électrique en 2050 : « l'impasse des réseaux électriques « 100 % renouvelables »

Une étude dont PNC-France recommande la lecture

Jean-Pierre Pervès

L'électricité n'est pas une commodité énergétique comme les autres. La sécurité de notre approvisionnement électrique est rendue particulièrement complexe en raison de ses caractéristiques propres : l'électricité ne se stocke ni en grandes quantités ni pour une durée de plusieurs semaines avec les technologies industrielles actuelles. Mais nous sommes tenus d'équilibrer très exactement la production et la consommation à tout instant.

Le blackout ibérique l'a bien démontré et le rapport d'analyse du groupe d'experts de l'ENTSO-E (Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité), qui a été publié en mars 2026, est très instructif. Il montre l'extrême complexité des événements qui ont conduit au blackout. Mais il reste décevant en ce sens qu'il a noyé le poisson en s'attachant à diluer les responsabilités, voire en masquant la responsabilité première du gouvernement espagnol dont la vision idéologique et la course folle vers un « tout renouvelable », dépendant essentiellement du solaire photovoltaïque et de l'éolien, a déstabilisé tout le système électrique.

Le débat sur ce sujet est vif en France entre un gouvernement adepte du tout en même temps (voir la PPE3), sans analyse d'impact sérieuse, et ceux qui se préoccupent de notre capacité à « piloter le réseau », seconde par seconde. Il est non moins conflictuel dans une Europe, dont la stratégie est proche de celle de l'Espagne et plus encore de l'Allemagne, qui s'acharne à poursuivre une politique suicidaire, en sous-estimant la difficulté à équilibrer le réseau tout en encourageant un marché de l'électricité qui se révèle d'une extraordinaire volatilité. Sans compter RTE, notre gestionnaire du réseau de transport, qui se sent tenu d'étudier des scénarios 2050 allant du tout renouvelable à un arrêt complet de l'éolien et du solaire. Sur ce sujet très complexe PNC-France propose ci-dessous un article très complet, qui décortique la question délicate de l'équilibrage du réseau, constitué de deux parties. `

La première partie, « **le « 100 % renouvelable » est-il techniquement viable selon les lois de la physique ?** », de **Georges Sapy** fait l'inventaire des moyens à mettre œuvre et de l'état de l'art en la matière. L'ensemble est complexe, plus ardu que les documents généralement publiés par PNC-France, mais il nous a semblé important que des lecteurs éclairés, mais non connaisseurs du domaine, puissent se rendre compte de la complexité de la gestion d'un ensemble progressivement dominé par des moyens de production éminemment variables et aléatoires. Cette évolution est accompagnée d'un développement technologique majeur reposant sur l'électronique de puissance et sur une numérisation massive pour compenser les déséquilibres induits par l'intermittence et gérer un réseau démultiplié en raison de l'extrême dispersion des sources de production « renouvelables ».

La seconde partie, « **analyse économique : le « 100 % renouvelables » est-il soutenable pour l'économie des pays européens ?** » de **Henri Prévôt**, présente l'analyse économique comparative d'un scénario « tout renouvelable » à celle d'un scénario avec nucléaire très dominant. S'appuyant sur des données économiques récentes, cette étude s'appuie sur un programme de simulation, développé par l'auteur, qui mobilise plusieurs chroniques horaires annuelles de consommation et de productions renouvelables. L'analyse des investissements comme des coûts d'exploitation, en cohérence avec l'analyse des besoins présentés par Georges Sapy, est sans appel : en tenant compte du coût des réseaux, du besoin d'hydrogène et des dépenses de stockage d'électricité et d'hydrogène, le « tout renouvelable », dont la faisabilité technique est encore incertaine, se révèle de extrêmement coûteux : plus du double de ce qu'il est dans le scénario « nucléaire dominant ».

Je remercie les deux auteurs de nous avoir autorisé à publier cet ensemble très complet et démonstratif, précédemment publié sur le site de « Sauvons le climat » (<https://www.sauvonsleclimat.org/fr/>), car nous tenons à en élargir la diffusion. Pour sa part, entre ces deux extrêmes, PNC-France estime le nucléaire, très bas-carbone et pilotable, devrait enfin bénéficier d'un soutien européen massif, et se maintenir en France en 2050 au moins au niveau actuel (70 à 75 % de la production), avec un ferme soutien de l'État à un secteur industriel de haute technologie et souverain.

L'impasse des réseaux électriques « 100 % renouvelables »

Georges Sapy - Henri Prévot

Résumé et conclusions

L'introduction dans les réseaux des sources d'électricité produites à partir des énergies du vent et du soleil a deux impacts techniques majeurs : d'une part, elle implique un changement radical du mode de couplage aux réseaux, qui devient électronique et constitue une véritable révolution technologique, d'autre part leur nature variable et intermittente perturbe très fortement l'indispensable équilibre à tout instant entre la production et la consommation d'électricité. Les déséquilibres générés dépassent largement les capacités des moyens habituellement utilisés pour rétablir l'équilibre et requièrent de nouveaux moyens d'équilibrage agissant à différentes échelles de temps, y compris beaucoup plus courtes.

Ces deux impacts modifient en profondeur la nature et le fonctionnement des réseaux d'électricité au point de soulever deux questions essentielles, l'une technique, l'autre économique lorsque le taux de sources variables et intermittentes augmente et se rapproche des 100 % du mix de production :

1) Un tel fonctionnement est-il physiquement et techniquement viable en termes de sécurité de fourniture d'électricité ? Interrogation d'autant plus cruciale que l'électricité décarbonée est appelée à devenir la source d'énergie très largement dominante en 2050. Or, aucune réponse certaine à cette question, validée par l'expérience en exploitation de réseaux réels, n'existe à l'heure actuelle, aucun grand réseau ne fonctionne de la sorte dans le monde. Des solutions sont certes imaginées pour parvenir à les faire fonctionner, fondées sur l'adjonction de « béquilles technologiques » qui ne sont pas toutes éprouvées. Elles réduisent l'incertitude sans cependant l'éliminer, des problématiques nouvelles étant susceptibles d'émerger du fait de la complexité technologique qui en résulte que seule l'expérience réelle en exploitation pourra lever. Miser sur ces solutions relève donc toujours d'un PARI, qui engage en outre des incertitudes fortes sur la sûreté de fonctionnement et clairement des risques accrus de black-out. Est-ce acceptable ? Ces points sont présentés et discutés dans la première partie de cette étude. Mais même si l'on parvient à faire fonctionner techniquement de tels réseaux, leur coût économique soulève une deuxième interrogation majeure, l'électricité étant un bien de première nécessité.

2) L'électricité produite aura-t-elle un coût soutenable pour l'économie et la société ? Question vitale pour un pays développé, d'autant plus que l'électricité est appelée à devenir l'énergie décarbonée dominante du futur, en remplacement des énergies fossiles. Or, de ce point de vue, la très grande complexité structurelle et fonctionnelle d'un système électrique « 100 % renouvelables » ne va pas dans le sens de l'économie. C'est ce que montre la deuxième partie de cette étude, qui compare sous l'aspect économique deux mix électriques alimentant une même consommation, l'un à base d'énergies « 100 % renouvelables » comportant environ $\approx 93\%$ de production éolienne et photovoltaïque en moyenne annuelle, l'autre les remplaçant par une production nucléaire.

Le résultat est sans ambiguïté : l'électricité produite par un mix « 100 % renouvelables » dont le taux de pénétration d'éolien et de photovoltaïque est très élevé ($\approx 93\%$ ici) est plus de deux fois plus coûteuse ($\approx 2,3$ fois) que celle produite par un mix majoritairement nucléaire, ce dernier étant chiffré sur la base du coût d'investissement actuel du nouveau nucléaire (celui des EPR2).

Ce résultat est cohérent avec celui de l'étude AEN-OCDE de 2019 [1] qui conclut que lorsque le taux de pénétration d'éolien et de photovoltaïque dans un mix électrique atteint $\approx 75\%$, le coût de l'électricité est multiplié par environ $\approx 1,9$.

On ajoutera que le mix « 100 % renouvelables » étudié ne peut fonctionner sans importations massives d'hydrogène décarboné, créant une dépendance géostratégique problématique dans un monde dangereux, alors que le mix nucléaire est autonome et peut au contraire en exporter.

3) En résumé, les résultats ci-dessus soulèvent des questions stratégiques majeures : aux incertitudes techniques subsistant à ce jour, éventuellement dépassables, le bilan économique d'un mix « 100 % renouvelables » conduit à un coût de l'électricité non soutenable pour des pays développés aux besoins énergétiques importants, en particulier pour l'industrie et le pouvoir d'achat des citoyens, dont la conséquence serait une décroissance subie aux impacts sociaux et sociétaux considérables. Cette conclusion vaut dans le contexte géographique et climatique tempéré et à saisons marquées avec hivers froids et peu ensoleillés de la plupart des pays européens.

La présente étude est-elle théorique ? Pas vraiment : un mix « 100 % renouvelables » en 2050 est toujours envisagé par l'Allemagne depuis la décision de ce pays de sortir du nucléaire. En dépit de la récente reconnaissance par ses dirigeants que ce choix a été une « erreur stratégique », un retour au nucléaire ne semble pas être d'actualité dans ce pays. L'Europe a également fait de ce choix son mantra. Même si la Présidente de la Commission a récemment reconnu à son tour cette même erreur stratégique, elle continue à préconiser des mix avec très peu (trop peu) de nucléaire en 2050.

Par ailleurs, grâce à l'outil d'analyse utilisé, le principe de la présente étude peut très facilement être étendu à n'importe quel taux de renouvelables variables et intermittents dans un mix électrique. Des taux inférieurs à 100 % conduiront certes à des surcoûts moindres que dans le cas présent, mais qui resteront une fonction fortement croissante de ces taux, comme l'a montré l'étude AEN précitée. Dit autrement : plus il y a de production nucléaire dans le mix, moins l'électricité est chère.

En revanche, les conclusions ci-dessus ne sont pas extrapolables sans précautions à des pays dont les conditions géographiques, climatiques et socio-économiques sont très différentes, par exemple en zone intertropicale, plus fortement ensoleillée et aux saisons beaucoup moins marquées.

Table des matières

L'impassé des réseaux électriques « 100 % renouvelables »	2
Résumé et conclusions	2
1 ^{ère} partie : Analyse technique. Le « 100% renouvelables » est-il techniquement viable selon les lois de la physique ?	4
Seules sources d'énergies primaires disponibles à grande échelle.....	4
Les alternateurs synchrones, base technologique des réseaux électriques en courant alternatif triphasé.....	4
La révolution technologique des moyens couplés électroniquement.....	5
La compensation de la variabilité et de l'intermittence des productions	8
2 ^{-ème} Partie : Analyse économique. Le « 100% renouvelables » est-il soutenable pour l'économie des pays européens ?.....	10
Bilan des surcoûts des réseaux « 100 % renouvelables »	10
Méthodologie de l'estimation des surcoûts	10
Synthèse commentée des résultats obtenus avec SimelSP3H	13
Pour résumer et aller plus loin.....	16
Références	17
Annexe 1 : caractéristiques détaillées comparées des deux mix étudiés	18
Annexe 2 : productions et stockages annuels comparés des deux mix étudiés avec le profil de 2019	19
Annexe 3 : dépenses annuelles comparées des deux mix étudiés pour le profil de 2019 et un taux d'actualisation de 4,5 %.....	19

1^{ère} partie : Analyse technique. Le « 100% renouvelables » est-il techniquement viable selon les lois de la physique ?

Seules sources d'énergies primaires disponibles à grande échelle

Rappelons d'abord qu'il n'existe que trois types d'énergies primaires renouvelables suffisamment abondantes pour produire à grande échelle l'électricité nécessaire aux grands réseaux modernes d'électricité : l'énergie de l'eau, passée des antiques moulins à eau aux turbines hydrauliques modernes de grande puissance ; l'énergie du vent, passée des célèbres moulins à vent de Don Quichotte aux éoliennes modernes ; l'énergie du soleil, de loin la plus abondante de toutes, essentiellement captée grâce à l'effet photovoltaïque découvert en 1839 par Edmond Becquerel, mais qui n'est exploitée que depuis très peu de temps pour produire de l'électricité à grande échelle.

Plusieurs autres sources d'énergies primaires renouvelables peuvent aussi servir à produire de l'électricité : la biomasse ; la géothermie profonde à température suffisamment élevée ; les énergies des mers (marées, courants marins, vagues, etc.) et quelques autres. Mais toutes ces énergies ont des potentiels de production limités, leurs ressources sont essentiellement locales (biomasse, géothermie profonde, mer) et certaines sont très coûteuses à exploiter (énergies des mers). La biomasse et la géothermie profonde ont par ailleurs des applications plus pertinentes pour produire directement de la chaleur (c'est également le cas du solaire utilisé directement pour la production d'eau chaude).

Revenons donc aux trois sources primaires principales d'énergies renouvelables utilisables pour produire de l'électricité. Leurs caractéristiques propres sont différentes et leurs conversions en énergie électrique mettent en œuvre différentes voies, mais on peut les classer en deux sous-catégories :

- * L'énergie hydraulique est une énergie de **stock** (celle des lacs d'altitude) ou de **flux** (débits des cours d'eau) mais ces derniers sont relativement constants à court terme. Elle est captée par des moyens classiques, turbines qui entraînent des alternateurs, directement couplés au réseau à 50 Hz. Cela rend majoritairement « **pilotable** », c'est-à-dire que l'on peut faire varier sa puissance à volonté en ouvrant plus ou moins les vannes d'admission d'eau. C'est une qualité extrêmement précieuse pour répondre à une demande d'électricité adaptée aux besoins humains.
- * Les énergies du soleil et du vent sont des énergies de **flux** très peu denses, et surtout qui varient dans des proportions élevées à l'échelle de la journée et parfois de l'heure : c'est une évidence pour le soleil avec l'alternance des jours et des nuits et c'est un résultat constaté pour le vent : quand il est trop faible (inférieur à 5 à 10 km/h) les éoliennes s'arrêtent ou tournent en ne produisant pratiquement rien. Quand il est trop fort, il faut les arrêter pour des raisons de sécurité. Ces énergies peuvent donc être qualifiées de « **variables et intermittentes** ».

On peut dans une certaine mesure anticiper leur puissance grâce aux données météorologiques de plus en plus précises, mais d'une part cette précision a des limites qui restent aléatoires, d'autre part et surtout on ne peut modifier leur puissance, sauf à la baisse en arrêtant les machines. Il s'agit donc d'énergies **majoritairement subies** qui complexifient beaucoup la gestion des réseaux d'électricité. C'est pourquoi elles sont qualifiées de « **non-pilotables** ».

Mais il y a une deuxième différence majeure avec l'hydraulique : ces productions ne sont pas couplées au réseau par des alternateurs, mais par des moyens électroniques (onduleurs électroniques de puissance) qui obéissent à des lois physiques très différentes de celles des alternateurs. C'est une nécessité pour les panneaux photovoltaïques qui produisent naturellement du courant continu qu'il faut transformer en courant alternatif à 50 Hz. C'est un choix pour les éoliennes modernes de grande puissance dont on fait varier la vitesse de rotation en fonction de la vitesse du vent, afin d'optimiser la captation de la puissance instantanée du vent. Le rotor de l'éolienne entraîne bien un alternateur, mais comme sa vitesse de rotation varie, il délivre une fréquence variable et ne peut donc être directement couplé au réseau à 50 Hz. Il faut par conséquent transformer ce courant alternatif à fréquence variable en courant continu, puis le retransformer à nouveau en courant alternatif, mais à 50 Hz cette fois, comme pour le photovoltaïque.

Or, ce remplacement des alternateurs par des moyens électroniques a plusieurs conséquences majeures sur le fonctionnement des réseaux, notamment sur leur stabilité et leur pilotage, et par conséquent sur leur sécurité d'approvisionnement en électricité, comme précisé plus loin.

Les alternateurs synchrones, base technologique des réseaux électriques en courant alternatif triphasé

Depuis la géniale invention de l'alternateur triphasé par Nikola Tesla en 1891, les réseaux en courant alternatif triphasé se sont répandus dans le monde entier. Jusqu'à la fin du siècle dernier, les alternateurs, qu'ils soient entraînés par des turbines (hydrauliques, à vapeur ou à gaz) ou par des groupes diesel, ont eu le monopole de l'alimentation en puissance de ces réseaux : ils ont en effet la capacité de pouvoir « **former** » ces réseaux **de façon résiliente et sûre**, à la fois en fréquence **f** et en tension **U**, et de maintenir ces deux paramètres critiques dans les étroites limites requises (pour fixer approximativement les idées, moins de $\pm 1\%$ pour la fréquence et moins de $\pm 5\%$ en très haute tension à moins de $\pm 10\%$ en basse tension).

Pour rappel, un alternateur comporte **deux champs magnétiques tournants synchrones** en régime stable, liés entre

eux par des couples électromagnétiques très puissants qui transmettent la puissance du rotor au stator :

- * Le champ tournant **inducteur du rotor**, perpendiculaire à l'axe de rotation du rotor, est créé par un bobinage intégré au rotor et alimenté en courant continu dont l'intensité est réglable à volonté.
- * Le champ tournant **induit du stator**, également perpendiculaire à l'axe de rotation du rotor, est créé par le passage du **champ inducteur du rotor** devant les bobinages du stator. Ce passage génère deux types de phénomènes physiques:
 1. Des tensions électromotrices dans les bobinages du stator, selon la loi de Lenz-Faraday. Ces tensions électromotrices génèrent à leur tour **la tension délivrée au stator de l'alternateur qui alimente directement le réseau**. Cette dernière est réglée en faisant varier l'intensité du courant de l'inducteur : si on l'augmente, la tension augmente et inversement. C'est le principal moyen de réglage de la tension des réseaux.
 2. Des forces électromagnétiques dites de Laplace entre le champ magnétique tournant du rotor et les courants qui circulent dans les bobines du stator, qui **couplent les champs tournants du stator et du rotor et permettent ainsi de transférer la puissance mécanique (apportée au rotor par la source d'énergie primaire utilisée) à la puissance électrique générée dans le stator**.

Ce couplage très puissant donne en outre aux alternateurs la capacité essentielle de **fonctionner ensemble de façon parfaitement synchrone et stable sur un même réseau** : ils sont tous solidement « accrochés » au réseau et une variation de fréquence de ce dernier se répercute immédiatement à l'ensemble des alternateurs couplés qui voient en conséquence leur vitesse de rotation varier de façon strictement proportionnelle à la fréquence du réseau, tout en restant parfaitement synchrones entre eux. Chaque déséquilibre entre production et consommation se traduit par une variation de la fréquence du réseau (à la hausse en cas d'excès de production, à la baisse en cas de déficit). Il est indispensable de rétablir rapidement l'équilibre pour éviter un effondrement du réseau, l'équilibrage de la puissance globale du réseau se répartissant entre tous les alternateurs couplés, ce qui permet de diminuer les contributions unitaires de chacun. Cette régulation est essentielle pour garantir la stabilité et la résilience aux aléas du réseau.

Les rotors des turbo-alternateurs apportent en outre au réseau leur **inertie mécanique** qui a deux effets stabilisateurs :

- Amortir les variations rapides de la fréquence du réseau.
- Constituer un stock d'énergie cinétique dont les variations, lors des variations de vitesse des rotors des alternateurs, c'est-à-dire lors des variations de fréquence du réseau, compensent naturellement les variations d'énergie électrique du réseau selon le principe de conservation de l'énergie : lorsque la fréquence baisse, la réduction d'énergie cinétique des rotors est transférée au réseau et soutient transitoirement son énergie électrique et donc sa fréquence.

Ces deux effets stabilisateurs laissent aux régulations de puissance des machines qui entraînent les alternateurs le temps de rétablir :

- Dans un premier temps, l'équilibre production-consommation en puissance instantanée.
- Dans un deuxième temps, la valeur nominale de la fréquence à 50 Hz.

Cela signifie que la **fréquence** des réseaux se règle par la **puissance** des turbines qui entraînent les alternateurs. C'est la raison pour laquelle on parle d'équilibre fréquence-puissance.

L'inertie joue donc un rôle irremplaçable : **aucun réseau en courant alternatif triphasé ne peut fonctionner sans disposer d'une inertie suffisante**. Cette inertie provient essentiellement (> 80 %) des moyens de production utilisant des alternateurs synchrones et accessoirement (< 20 %) des charges tournantes (moteurs électriques) alimentées par le réseau. Ces dernières ne peuvent en aucun cas être suffisantes, d'autant plus qu'elles ne fonctionnent pas en permanence selon leur usage, qui est en outre imprévisible vu du réseau.

La révolution technologique des moyens couplés électroniquement

Il s'agit bien d'une révolution dans la mesure où l'on passe des lois de l'électromagnétisme, de la mécanique rationnelle et de la thermodynamique, aux lois très différentes de l'électronique de puissance pilotée par des logiciels. La question de fond est donc de déterminer dans quelle mesure de nouveaux réseaux utilisant uniquement des moyens électroniques qui simulent le fonctionnement des machines synchrones sont viables, d'abord physiquement, ensuite économiquement.

Notons d'abord qu'aucun grand réseau opérationnel ne fonctionne actuellement dans le monde à base exclusive d'électronique de puissance. De plus, les onduleurs actuellement utilisés sont de type « **suiveur** » : ils ont impérativement besoin de réseaux déjà formés en fréquence **f** et en tension **U** pour injecter leur puissance, car ils n'ont pas la capacité de former eux-mêmes ces deux paramètres, d'où leur dénomination. Pour l'instant, les grands réseaux

restent donc tous « formés » par des alternateurs. Mais que se passera-t-il quand les alternateurs deviendront trop rares dans un réseau pour être capables de le « former » de façon suffisamment robuste ?

Pour répondre à cette question, qui se posera dans des réseaux ayant un taux très élevé de moyens éoliens et photovoltaïques, il est prévu d'utiliser des onduleurs dits « **formeurs** », capables de générer de façon autonome une fréquence et une tension comme le font les alternateurs. Leur technologie est connue et éprouvée et couramment utilisée pour piloter des moteurs synchrones à vitesse variable, mais on est là dans un cas simple : un seul onduleur « formeur » alimente un seul moteur.

Mais qu'en sera-t-il quand il s'agira de constituer de grands réseaux, impliquant d'utiliser un très grand nombre d'onduleurs « **formeurs** » fonctionnant de concert ? Seront-ils capables de fonctionner ainsi de façon stable et sûre, à l'instar des alternateurs ? La réponse à cette question n'est pas totalement acquise à ce jour, ni théoriquement, ni encore moins expérimentalement pour de grands réseaux réels en exploitation. Or, c'est une question stratégique majeure car elle conditionne la viabilité physique de futurs grands réseaux comportant des taux très élevés d'éolien et de photovoltaïque, dans des mix électriques pouvant comporter jusqu'à 100 % de moyens renouvelables, en y incluant une part très minoritaire d'hydraulique et de biomasse qui alimentent toujours quelques turbo-alternateurs, mais dont la contribution à la stabilisation du réseau devient alors très insuffisante.

Cela revient à poser la question du cas extrême d'un réseau ne comportant que des moyens éoliens et photovoltaïques couplés au réseau par un mix d'onduleurs « formeurs », théoriquement aptes à former le réseau et d'onduleurs « suiveurs » qui se contentent d'apporter de la puissance. Un tel réseau peut-il être physiquement viable ? Plusieurs éléments d'appréciation :

* A l'instar des alternateurs, les onduleurs « formeurs » ont certes la capacité théorique de créer des **systèmes d'ondes électriques triphasées** d'une fréquence f donnée et d'une tension U donnée. Mais leurs caractéristiques diffèrent profondément de celles créés dans les **stators** des alternateurs, compte tenu de **l'absence de couplage avec un champ tournant apportant de l'énergie mécanique et de l'inertie** (celle des rotors des alternateurs). Il en résulte plusieurs conséquences majeures :

1. Première différence avec les alternateurs : **les ondes électriques de tension n'ayant aucune inertie propre**, un réseau comportant uniquement des onduleurs **n'a pour seule inertie que celle des charges tournantes alimentées** (moteurs des industries en particulier). Mais, comme noté plus haut, cette seule inertie est très faible et de plus non constante, alors qu'aucun réseau en courant alternatif triphasé ne peut fonctionner de façon stable sans une inertie suffisante. La raison physique de cette affirmation est simple : en cas de perte d'un moyen de production qui rompt brutalement l'équilibre entre la production et la consommation, la fréquence d'un réseau à très faible inertie varie quasi-instantanément, en quelques fractions de seconde. Aucun moyen connu d'injection de puissance n'est assez rapide pour pallier cette perte : l'injection de puissance la plus rapide, à partir d'un ensemble [batterie + onduleur] requiert en effet environ une seconde. C'est déjà rapide, mais très supérieur au temps d'écroulement de la fréquence. Même chose pour le délestage ultra-rapide de puissances industrielles, autre moyen pour rétablir très rapidement l'équilibre en puissance. Mais il est soumis aux délais de réaction des relais de mesure de la fréquence, puis à ceux d'ouverture des disjoncteurs de coupure, également trop longs. Résultat : la fréquence du réseau s'écroule très rapidement et très profondément et peut alors dépasser les limites de sécurité admissibles conduisant à l'écroulement du réseau (black-out). Ce phénomène est quantifié par la valeur du **RoCoF** (Rate of Change of Frequency, soit taux initial de variation de la fréquence). Il est proportionnel à la puissance perdue et inversement proportionnel à l'inertie du réseau et s'exprime en Hz/s. L'ENTSO-E a démontré que ce paramètre devait impérativement **rester inférieur à 1 Hz/s** sur le réseau européen pour éviter un black-out (il a par exemple atteint 1,6 Hz/s sur le réseau espagnol lors du black-out de ce dernier le 28 avril 2025). Il existe cependant une solution efficace et bien connue pour apporter de l'inertie à un réseau : l'équiper d'un grand nombre de **compensateurs synchrones**, qui ne sont rien d'autre que des alternateurs couplés au réseau qui tournent à vide, c'est-à-dire sans apporter un couple moteur. Ils apportent cependant les mêmes services que les alternateurs de production en termes d'apport d'inertie et de réglage de la tension du réseau. **On revient ainsi de facto à un réseau formé par des machines synchrones, à ceci près que la puissance n'est plus apportée par des turbines mais par des onduleurs électroniques.** Cette conclusion vaut également pour des réseaux comportant des taux très élevés de productions éoliennes et/ou de photovoltaïques et très peu de turbo-alternateurs résiduels utilisant les énergies primaires renouvelables de l'hydraulique et/ou de la biomasse. L'inertie qu'ils apportent ne suffit pas et il faut impérativement y ajouter celle de compensateurs synchrones.
2. Deuxième différence avec les alternateurs : les onduleurs « formeurs » couplés au réseau ne sont pas solidement « accrochés » à la fréquence de ce dernier par de puissantes forces électromagnétiques comme le sont les alternateurs. Or, **il ne peut y avoir la moindre différence entre la fréquence délivrée par les**

onduleurs « formeurs » et celle du réseau. Cela implique que les onduleurs « formeurs » fonctionnent aussi en mode « suiveur de fréquence » du réseau, la fréquence ne se réglant pas directement mais par l'ajustement de l'équilibre **entre la puissance produite et la puissance consommée**. La capacité de ces onduleurs à « former » le réseau en fréquence passe donc par leur **capacité à moduler leur puissance à partir d'une référence interne de fréquence**, soit locale, soit télécommandée à distance, propriété que n'ont pas les onduleurs « suiveurs ». Cela ne suffit cependant toujours pas pour garantir avec certitude des variations de puissance à la hausse avec des onduleurs alimentés par des sources primaires d'énergie variables et intermittentes, dont les variations à la hausse ne sont pas garanties en permanence (par exemple, il peut y avoir une baisse de la vitesse du vent au moment où on demande à l'onduleur d'une éolienne d'augmenter sa puissance). C'est pourquoi il faut impérativement ajouter des onduleurs alimentés par des **batteries**, qui apportent une énergie de **stock** disponible à tout instant garantissent par conséquent les augmentations de puissance en cas de besoin, mais seulement pendant un temps limité (celui de leur décharge).

3. Troisième différence avec les alternateurs : le défi du nombre. Le réseau français actuel est principalement « formé » par moins d'une petite centaine de grands turbo-alternateurs nucléaires et hydrauliques. Or, les parcs éoliens et photovoltaïques susceptibles de piloter la puissance dans un réseau proche de 100 % de moyens renouvelables devraient être très nombreux du fait de leurs puissances unitaires plus faibles. Cela pose la question de la coordination du pilotage en puissance d'un grand nombre d'onduleurs « formeurs » répartis sur tout un vaste territoire et ayant des réponses différentes selon qu'ils sont alimentés par de l'éolien, du photovoltaïque ou des batteries. Deux types de risques peuvent être anticipés :
 - Sous l'angle fonctionnel du réseau, des risques d'oscillations de puissance entre onduleurs plus ou moins proches du fait d'une coordination globale insuffisante ou défailante.
 - Sous l'angle du pilotage à distance des onduleurs, une très grande complexité impliquant le recours à des logiciels très complexes et à l'IA compte tenu de la très grande rapidité d'action nécessaire.

Ces phénomènes sont extrêmement complexes et difficiles à anticiper et seule l'expérimentation sur des réseaux réels peut garantir leur maîtrise, avec les difficultés que cela pose sur des réseaux qui doivent continuer à assurer leur fonction principale d'alimentation des consommateurs.

4. Quatrième différence avec les alternateurs : la cyber-résilience. Un alternateur qui fonctionne à très haute énergie est intrinsèquement cyber-résilient. Au contraire, un onduleur dont le cœur du fonctionnement interne est informatisé est intrinsèquement cyber-vulnérable et sa protection est complexe, ce d'autant plus qu'il doit être piloté à distance, soit pour réguler sa puissance, soit pour surveiller son fonctionnement ou faire des mises à jour logicielles. De plus, leur nombre élevé sur de grands réseaux multiplie les points d'entrée possibles. Certes, des parades de cyber-protection existent, mais peut-on garantir leur efficacité de façon absolue ? Le doute est permis, sachant qu'une cyber-attaque réussie pourrait avoir des conséquences considérables, allant jusqu'à mettre dans le noir une région entière voire un ou plusieurs pays.

En résumé, hormis la question cruciale de l'inertie pour laquelle on dispose d'une solution connue, éprouvée et fonctionnellement efficace, à savoir les compensateurs synchrones, qui ont en outre la très précieuse capacité de pouvoir régler la tension, autre paramètre critique de la stabilité des réseaux, le recours à des onduleurs « formeurs » soulève de nombreuses questions nouvelles et très complexes qui sont encore à un stade de faisabilité théorique et sont donc loin d'avoir fait leurs preuves opérationnelles sur de grands réseaux réels. Cette situation relève donc à ce jour d'un PARI.

On peut cependant envisager une solution pour dépasser cette situation : « doubler » le réseau d'onduleurs, « formeurs » et « suiveurs » qui apportent l'énergie quand il y a du vent et/ou du soleil, par un deuxième réseau servant de « colonne vertébrale » au système électrique, comprenant d'une part de très nombreux compensateurs synchrones apportant l'inertie synchronisante stabilisant la fréquence, d'autre part de très nombreuses batteries apportant à tout instant la garantie d'une puissance instantanée disponible suffisante, ce que ne peuvent faire les énergies du vent ou du soleil. On aboutit ainsi à une solution d'une très grande complexité qui pourrait peut-être fonctionner grâce à un pilotage utilisant l'IA, indispensable pour gérer en temps réel cette complexité, avec cependant une interrogation forte concernant le niveau de sûreté atteint comparé à l'actuel, très élevé : plus un système est complexe, plus ses vulnérabilités sont nombreuses et les compenser rajoute encore de la complexité qui rajoute à son tour des vulnérabilités... On ne peut donc exclure une dégradation du niveau global de sûreté de fonctionnement, engageant un risque accru allant jusqu'au black-out.

Enfin, un autre aspect ne peut être négligé : une telle complexité est nécessairement très coûteuse en investissements

et accessoirement en exploitation, et se traduit in fine par un prix de l'électricité extrêmement élevé comme montré ci-après dans la deuxième partie de l'étude.

La compensation de la variabilité et de l'intermittence des productions

C'est la deuxième grande problématique posée par les productions éolienne et photovoltaïque. Elle se traduit concrètement soit par des **manques**, soit par des **excès** de ces productions, qui déséquilibrent les réseaux face à des consommations qui ne peuvent être rendues « flexibles », c'est-à-dire **partiellement adaptables** aux productions disponibles, que dans des proportions limitées comparées aux considérables variations d'amplitudes de ces productions dès que leur proportion dans un réseau devient significative (dès 10 à 15 % de la production totale pour fixer les idées).

● Compensations des manques de productions éoliennes et/ou photovoltaïques

Deux solutions de base complémentaires existent pour compenser la variabilité et l'intermittence de ces productions dans les situations de manques de production :

- Recourir à des moyens pilotables d'appoint-secours utilisant des **stocks** d'énergie primaire existants (moyens fonctionnant au gaz fossile essentiellement, du fait de leurs temps de réponse rapides ou moyens hydrauliques). Mais dans une optique de décarbonation de l'énergie, le gaz fossile devra laisser la place à l'hydrogène produit par électrolyse de l'eau sans émissions de CO₂.
- Recourir au **stockage/déstockage d'énergie** sachant que l'électricité n'est pas stockable en tant que telle (sauf en très petites quantités) et doit être transformée en une autre forme d'énergie qui soit stockable pour être ensuite retransformée en électricité en fonction des besoins. L'expression usitée « stockage d'électricité », physiquement impropre, décrit en réalité une chaîne de transformations physiques de la forme :

Électricité non pilotable → **Énergie stockable/déstockable** → Électricité pilotable

Quatre paramètres principaux caractérisent les moyens de stockage : le **rendement** global de la chaîne de transformations physique ci-dessus ; le **volume** global d'énergie stockable ; la **durée** de stockage physiquement possible ou économiquement acceptable ; les **temps de réponse** du déstockage pour produire à nouveau de l'électricité.

Les deux solutions de compensation citées ci-dessus sont indispensables pour pallier les baisses ou manques de productions éoliennes et/ou photovoltaïques à toutes les échelles de temps, allant de la **seconde** pour garantir l'équilibre du réseau en puissance instantanée, à la **journée** pour pallier l'intermittence entre le jour et la nuit du photovoltaïque, à **une à deux semaines** pour pallier un manque durable de vent (vent très faible, phénomène observé en Europe tous les ans, à des saisons qui peuvent varier, la période hivernale de forte consommation étant la plus redoutable).

Trois principaux moyens de stockage/déstockage d'énergie décarbonée sont à ce jour utilisés ou envisagés :

1. Le stockage d'énergie sous forme hydraulique dans des STEPs (Stations de Transfert d'Énergie par Pompage) moyen historique éprouvé depuis longtemps qui a un rendement global de l'ordre de 70 à 75 % et une capacité de stockage d'énergie importante mais difficilement extensible. Leur durée type de stockage va de quelques heures à quelques jours selon les caractéristiques de la STEP. Mais elles ne peuvent être construites que dans des sites géographiques adaptés, présentant des dénivelés suffisants et des possibilités de constructions de bassins hauts et bas de grandes capacités.
2. Le stockage d'énergie sous forme électrochimique dans des batteries. Il se développe à grande vitesse avec les progrès technologiques des batteries et de leur capacité de stockage facilement extensible. Leur rendement global est très élevé, de l'ordre de 85 à 90 % et leurs temps de réponse en décharge sont très courts. Mais compte tenu de leur coût d'investissement très élevé, elles doivent être chargées-déchargées très fréquemment, si possible plusieurs fois et au moins une fois par jour pour être économiquement rentabilisées. Il s'agit donc de durées types de stockage très courtes, de l'ordre de 1 à 4 heures pour fixer les idées.
3. Le stockage d'énergie sous forme de gaz combustibles, le plus performant d'entre-eux étant l'hydrogène, qui peut stocker durablement de très grandes quantités d'énergie. Mais ce type de stockage souffre d'un très mauvais rendement global de conversion, d'au mieux 35 %. Cela signifie concrètement que pour disposer de 1 MWh d'électricité pilotable déstockée il faut avoir préalablement consommé environ 3 MWh d'électricité non pilotable. C'est donc un mode de stockage à n'utiliser que lorsque les deux précédents ne suffisent pas. Il est aussi dénommé « power to gas to power » en anglais ou « P2G2P » en abrégé.

● Gestion des excès de productions éoliennes et/ou photovoltaïques

C'est la deuxième problématique posée aux réseaux d'électricité par ces sources d'électricité, sachant que

l'indispensable équilibre production-consommation doit être respecté dans tous les cas, des surplus de production faisant monter la fréquence au-dessus de ses limites admissibles et étant aussi inacceptables pour la sécurité des réseaux que les manques de production qui la font baisser.

Ces excès ont pour origine **les très grandes différences entre les puissances crête installées des panneaux photovoltaïques et des éoliennes et leurs puissances moyennes annuelles obtenues**. Ainsi, dans les conditions d'ensoleillement et météorologiques françaises :

- 1 kW de puissance photovoltaïque installée produit en moyenne annuelle environ 0,15 kW et entre 0,8 et 0,9 kW de puissance crête sous de forts ensoleillement l'été, au midi solaire \pm 3h, soit 5 à 6 fois plus que la puissance moyenne annuelle. C'est pire en Allemagne où la puissance moyenne annuelle n'est que de 0,1 kW alors que la puissance crête est toujours de 0,8 à 0,9 kW aux meilleures heures ensoleillées d'été.
- 1 kW de puissance éolienne installée produit en moyenne annuelle environ 0,24 kW à terre et 0,37 kW en mer et environ 0,75 kW en puissance crête, soit à peu près 3 fois plus que la puissance moyenne annuelle à terre et 2 fois plus en mer.

Par comparaison, 1 kW de puissance nucléaire installée produit en moyenne annuelle plus de 0,9 kW si l'installation fonctionne en base, et entre 0,7 et 0,75 kW si elle doit moduler sa puissance comme c'est actuellement le cas en France.

Ces chiffres montrent que pour produire une même puissance moyenne annuelle, c'est-à-dire une même énergie annuelle, il faut installer des puissances très élevées en éolien et surtout en photovoltaïque. Pour ce dernier, l'écart très important entre sa puissance moyenne annuelle et sa puissance crête possible (multiplication par 5 à 6 en France, voir ci-dessus) a pour conséquence majeure de générer des productions très élevées durant toute la période de forts ensoleillements, qui deviennent impossibles à absorber par le réseau par les seules consommations et/ou stockages et qui ne peuvent en général être exportées dans la mesure où les pays voisins sont la plupart du temps également fortement ensoleillés aux mêmes moments. Ces surplus devenus inutilisables ont deux conséquences négatives majeures en France :

- **Ils obligent les moyens pilotables, notamment nucléaires, à baisser fortement leur production.** Ce fonctionnement des unités de production nucléaires se heurte à deux types de limites : d'une part, celles imposées par le réseau, dans la mesure où ces unités sont **indispensables** pour garantir la stabilité en fréquence et en tension du système électrique, d'autre part, leurs propres limites technologiques en nombres journaliers et amplitudes de modulations de puissance, couramment de 20 à 25 GW en quelques heures actuellement.
- **Ils font baisser les prix du marché spot de l'électricité jusqu'à les rendre nuls ou négatifs.** Cela dérentabilise la production des moyens pilotables, notamment nucléaires, obligés de vendre leur électricité à perte sur ce marché car ils doivent rester couplés au réseau pour garantir sa stabilité comme rappelé ci-dessus. Cette obligation n'est par ailleurs pas financièrement compensée à sa juste valeur actuellement, situation non durable. En tout état de cause, ces baisses de production de moyens pilotables ne suffisent plus pour assurer l'équilibre production-consommation et il faut depuis 2024 écrêter de plus en plus souvent et profondément la production photovoltaïque autour des heures méridiennes. Le phénomène ne peut que s'amplifier si on continue à accroître inconsidérément les installations photovoltaïques, tant que la consommation n'augmentera pas.

Cette problématique vaut bien sûr aussi pour l'éolien, même si elle est un peu moins impactante, d'une part parce que les surplus éoliens sont moins excessifs (facteur 3 par rapport à la moyenne annuelle pour l'éolien terrestre et facteur 2 pour l'éolien en mer, voir plus haut) d'autre part parce que les surplus éoliens sont mieux répartis dans l'année, notamment en hiver, période de forte consommation, au lieu d'être concentrés dans la période d'ensoleillement maximum, période de plus faible consommation.

Pour conclure sur ce point, la multiplication des surplus d'électricité fatale photovoltaïque ou éolienne, inutilisables car ils ne peuvent être ni consommés, ni stockés, ni exportés et obligent donc à réduire fortement les productions pilotables, a non seulement des conséquences majeures sur la rentabilité de ces dernières, mais met en cause les modes de rémunération des productions éoliennes et photovoltaïques, sachant qu'actuellement les écrêtements de leurs productions sont largement rémunérés, ce qui accroît in fine le prix de l'électricité pour les consommateurs. Avec la multiplication de ces productions, ces compensations financières ne seront plus soutenables et une remise à plat de la rémunération globale de ces moyens s'impose. C'est une opération à forts enjeux financiers et contractuels qui doit être anticipée dès maintenant.

2^{-ème} Partie : Analyse économique. Le « 100% renouvelables » est-il soutenable pour l'économie des pays européens ?

Bilan des surcoûts des réseaux « 100 % renouvelables »

Ces surcoûts, évoqués dans la première partie, sont principalement de trois types :

- **Ceux des « béquilles technologiques » additionnelles** indispensables pour garantir la stabilité et la sécurité fonctionnelle des réseaux : compensateurs synchrones, batteries d'équilibrage instantané en puissance, gestion de la complexité utilisant l'IA, cybersécurité beaucoup plus difficile à garantir, etc.
- **Ceux des moyens destinés à compenser la variabilité et l'intermittence** des productions éoliennes et photovoltaïques, c'est-à-dire à garantir à tout instant une alimentation quantitativement suffisante et sûre en électricité. Ils se subdivisent en deux catégories principales :
 - a. Les moyens de stockage/déstockage d'énergie répondant à différentes quantités et durées de stockage : horaires et infra-journaliers (batteries, STEPs) ; infra-hebdomadaires (STEPS) ; saisonnières de longue durée, notamment de l'été à l'hiver (hydrogène). **On notera qu'un déstockage d'énergie équivaut à un moyen de production pilotable, mais seulement dans la limite de son stock disponible au moment où il est sollicité.** Cette limite est évidemment une contrainte forte.
 - b. Les moyens pilotables classiques à condition que leur puissance soit modulable. Dans un système proche du « 100 % renouvelables », il ne reste guère en général pour ce faire que l'hydraulique de lacs ou d'éclusée, fortement liée aux caractéristiques géographiques et à la pluviométrie du pays concerné. Encore faut-il que ces moyens soient quantitativement suffisants, ce qui reste l'exception (Norvège notamment). *Ici, ces surcoûts sont ceux de l'hydraulique et ne sont pas chiffrés car inconnus.*

Les surcoûts de gestion du système électrique consécutifs à l'introduction d'IA et des protections de cybersécurité renforcées beaucoup plus complexes. **Ces surcoûts ne sont pas non plus chiffrés dans la suite de cette analyse.**
- **Ceux des réseaux**, dus à la multiplication des lignes et postes électriques nécessaires pour raccorder les sources éoliennes et photovoltaïques, par nature diffuses dans l'espace. Qu'il s'agisse du très grand nombre d'installations de petites ou moyennes puissances à terre ou du raccordement des grands parcs éoliens en mer, les coûts des réseaux nécessaires à leurs raccordements sont très élevés.

Méthodologie de l'estimation des surcoûts

Elle s'articule selon le principe et les données et hypothèses suivants :

Le Principe : il consiste à **comparer deux mix de production différents** aptes à satisfaire une même consommation de l'ordre de ≈ 900 TWh/an, pertes réseau comprises, soit une puissance moyenne journalière de ≈ 103 GW, pouvant atteindre une valeur de pointe d'au moins 150 GW, voire 190 GW dans des circonstances exceptionnelles. Ces valeurs correspondent à peu près aux consommations estimées en Allemagne en 2045 selon la loi EEG 2023 [2] [3] et en France en 2050 (estimation maximale de RTE à ce jour).

Les deux mix comparés ont par ailleurs les caractéristiques globales suivantes (voir caractéristiques détaillées en annexe 1) :

- **Mix « 100 % renouvelables »** inspiré du mix allemand précité en 2045 selon la loi EEG 2023 [2], incluant une très faible part (≈ 7 %) de productions connectées par des alternateurs (hydraulique et biomasse) partiellement pilotables, le reste de la production (≈ 93 %) provenant d'éolien, à terre et en mer, et de photovoltaïque, non pilotables, dont les capacités installées s'élèvent au total à **630 GW**. On y trouve également des moyens de production fonctionnant à l'hydrogène décarboné (pour produire une électricité décarbonée) d'une capacité d'environ **150 GW**, destinés à satisfaire la pointe de la demande. Cependant, l'hydrogène produit en interne par ce système électrique renouvelable ne suffit pas et **d'importantes importations d'hydrogène sont explicitement prévues (les très importantes infrastructures liées à ces importations sont supposées exister en dehors du système électrique et sont donc exclues de la présente étude. La question est résolue par la prise en compte du prix du MWh d'hydrogène importé).**
- **Mix de comparaison à dominante nucléaire** ayant exactement la même part d'hydraulique et de biomasse que le précédent (≈ 7 % en production annuelle), mais sans éolien ni photovoltaïque. La part de production majoritaire (≈ 93 %) est apporté par le nucléaire, d'une capacité installée de **130 GW**. Ce mix requiert également un recours minimum à l'hydrogène décarboné pour garantir les pointes de consommation, mais

l'hypothèse est faite ici que cet **hydrogène est exclusivement produit en interne par le système électrique à base de nucléaire, excluant toute importation de l'extérieur pour des raisons de souveraineté. Il s'agit d'une hypothèse forte et structurante qui implique d'augmenter de quelques GW les capacités de production nucléaire.**

- Dans les deux cas, l'hydrogène est utilisé par des moyens de type CCG (Cycles combinés au gaz) et TAC (Turbines à combustion) dont les puissances installées sont adaptées à chaque mix et fonctionnent dans la chaîne de conversions énergétiques dite « power to gaz to power » en anglais ou « P2G2P ».
- Enfin, l'hypothèse est faite que ces mix fonctionnent en **autonomie électrique, sans importations, ni exportations d'électricité**. Il peut en résulter soit des surplus éventuellement utilisables pour produire de l'hydrogène décarboné **exporté hors du système électrique** (cas du mix à dominante nucléaire), soit des déficits qui sont alors traités par des **importations** d'hydrogène décarboné (cas du mix renouvelable).

Les données de rendements des stockage/déstockage d'énergie

Les systèmes de stockage/déstockage d'énergie sont indispensables dans tous les mix électriques. Leurs capacités nécessaires sont limitées dans les mix à forte composante nucléaire, mais deviennent très importantes et cruciales dans les mix à forts taux d'éolien et de photovoltaïque afin de compenser leurs très importantes variations temporelles de puissance. Les rendements de ces systèmes de stockage sont d'une importance capitale car ils ont pour contrepartie des pertes énergétiques qu'il faut **produire en plus** à partir des sources éoliennes et/ou photovoltaïques, ce qui augmente les capacités installées nécessaires de ces dernières. Trois types de moyens de stockage/déstockage principaux sont pris en compte ici, dont les caractéristiques sont résumées dans le tableau 1 suivant :

Moyen de stockage/déstockage d'énergie	Rendement global de stockage/déstockage	Durée possible ou optimale de stockage	Quantité d'énergie stockée possible
Batteries électrochimiques	~ 85 %	qq heures - < 1 jour	~ Importante
STEPS	~ 70 %	qq heures - qq jours	~ Importante
Hydrogène décarboné	~ 35 % (1)	qq jours - qq mois	Très importante

(1) Chaîne P2G2P des rendements : électrolyse ~ 60 % ; H2 utilisé dans un CCG ~ 60 % ; H2 utilisé dans une TAC ~ 40 % ; moyenne pondérée en énergie avec utilisation de 90 % de CCG et 10 % de TAC ~ 35 %

NB : les pertes énergétiques des batteries et de leur électronique (~ 15 %) et des STEPs (~ 30%) restent modérées et pèsent donc peu économiquement. Ce n'est pas le cas du stockage d'hydrogène qui requiert pratiquement d'avoir produit ~ 3 kWh d'électricité pour récupérer 1 kWh déstocké. **L'impact économique est alors majeur dans les mix à très fort taux d'éolien et de photovoltaïque.**

Les données de coût unitaires des moyens de production pour les deux mix

Elles sont résumées dans le tableau 2 suivant :

Moyens mis en œuvre pour la production d'électricité	CAPEX : coûts d'investissement (en €/kW installé)	OPEX : coûts d'exploitation annuels fixes (en €/kW/an)	OPEX : coûts d'exploitation annuels variables en €/MWh	Durée d'exploitation (années)
Nucléaire	7 750	103	9	60
Eolien en mer posé	4 010	118	0	25
Eolien à terre	1 672	39	0	25
Photovoltaïque au sol	1 076	22	0	25
Photovoltaïque en toitures	1 076	59	0	25
Batteries (1) (2)	243 €/kWh	10	0	12
Electrolyseurs (2)	2 000	50	0	20
Cycles combinés au gaz (CCG)	1 242	47	(3)	20
Turbines à combustion (TAC)	925	23	(3)	20
Stockage d'hydrogène (4)	0,8 €/MWh	-	-	-
Apport d'inertie (5)	500 M€/GVA x 5 s	15	-	60

NB : il faut ajouter à ce tableau le prix de l'hydrogène **importé**, retenu ici à 5 €/kg soit **150 €/MWh thermique**.

- (1) Pour les batteries, moyens de stockage d'énergie, les coûts d'investissement se basent sur leurs capacités de stockage exprimées en kWh, et non pas sur leurs puissances en kW comme pour les autres moyens de production
- (2) Pour les électrolyseurs et les batteries, les coûts incorporent les coûts de tous les équipements annexes qui leur permettent de fonctionner.
- (3) Valeur adaptée dans SimelSP3H en fonction de la part d'hydrogène **importé**.
- (4) Supposé réalisé à l'**extérieur** du système électrique en cavités salines souterraines (ou équivalent).

(5) Mesuré par l'énergie cinétique accumulée dans les rotors, qui s'exprime en GVA x secondes.

Les données et hypothèses de coûts des réseaux associés aux deux mix

Il s'agit ici des dépenses de raccordement aux réseaux des **moyens de productions** et non des dépenses totales de réseaux qui incluent aussi les raccordements des consommations et les rénovations.

° Réseau associé au mix « 100 % renouvelables »

Un mix « 100 % renouvelables » requiert des extensions de réseaux considérables pour raccorder les très nombreux moyens de production diffus, à la fois les réseaux de transport (parcs éoliens ou photovoltaïques de grande puissance) et surtout les réseaux de distribution (moyens diffus de petite à moyenne puissance) n'ayant plus aucune commune mesure avec les réseaux traditionnels utilisant un nombre restreint de moyens pilotables de grande puissance unitaire exclusivement raccordés sur les réseaux de transport. Plusieurs sources peuvent être citées :

- En France, RTE a montré dans son étude « *Futurs énergétiques 2050* » de 2021 [5], qu'un mix de type « 100 % renouvelables » requiert environ **5 fois plus d'extensions de réseaux** qu'un mix comportant à égalité 50 % de nucléaire et 50 % de renouvelables.
- En Allemagne, selon la Cour Fédérale des Comptes, les investissements dans les réseaux de transport et de distribution s'élèveront à **plus de 460 Md€ entre 2024 et 2040** selon les estimations provisoires de l'Agence Fédérale des Réseaux. D'autres institutions prévoient des montants encore plus élevés [2]. Et comme l'Allemagne va continuer à s'équiper en éolien et en photovoltaïque à un rythme soutenu entre 2040 et 2045, l'extrapolation à 2045 conduit à une dépense qui devrait dépasser 530 Mds€ à cette date. Il faut y ajouter les quelque 200 Mds€ déjà dépensés pour raccorder les capacités éoliennes et photovoltaïques très conséquentes mises en service avant 2024, pour un total **d'environ 730 Mds€ en 2045**. Ces coûts concernent très majoritairement les **raccordements des moyens de production éoliens et photovoltaïques** sur les réseaux de transport ET de distribution.

° Réseau associé au mix à dominante nucléaire

Avec ce type de mix, le réseau de **distribution n'est pas concerné** dans la mesure où aucun moyen éolien ou photovoltaïque n'y est raccordé, pas plus d'ailleurs qu'au réseau de **transport**. Ce dernier n'est concerné que par les **raccordements de moyens nucléaires de grande puissance**. De plus, dans un pays comme la France comportant déjà de nombreux sites nucléaires existants déjà raccordés au réseau de transport et disposant de superficies disponibles, il s'agit majoritairement de renforcements de postes et de lignes THT et HT et de quelques postes et lignes nouvelles pour raccorder de nouveaux sites. En retenant un coût unitaire moyen de raccordement **enveloppe** de 500 M€/GW, le coût total des raccordements resterait largement **inférieur à 65 Mds€**. C'est en ordre de grandeur 10 fois moins que dans le cas précédent.

Le choix du taux d'actualisation

Dans les mix électriques impliquant majoritairement des moyens de production très capitalistiques, ce qui est le cas des deux mix étudiés, le coût du MWh produit dépend beaucoup du taux d'actualisation choisi.

Comme il s'agit ici de comparer deux possibilités de parc de production d'électricité, et comme la fourniture d'électricité est un service public, le taux d'actualisation peut être celui qui a été retenu par le Plan. Conformément au rapport Guesnerie de 2021, ce taux est de 3,21 %.

Dans sa réflexion sur les futurs énergétiques, RTE envisage de faire les calculs en retenant la valeur moyenne de taux d'intérêt des prêts ou emprunts. Il évoque un taux de 6 % ou davantage.

Les calculs de base sont faits ici avec un taux de 4,5 %. Mais la simulation permet également de calculer les coûts avec les valeurs précitées de 3,21 % et 6 %.

* **L'Outil d'analyse économique de ces mix** : il s'agit du logiciel de simulation **SimelSP3H**, mis au point par Henri Prévot [4] et qui est publié, ce qui est essentiel pour un débat sur les résultats sans a priori. Ce logiciel équilibre heure par heure les productions et les consommations sur la base de chroniques historiques réelles de productions et consommations annuelles observées durant plusieurs années, afin de tenir compte des variabilités annuelles des consommations et plus encore des productions éoliennes et photovoltaïques beaucoup plus variables que les consommations. Ce logiciel permet de quantifier les résultats des hypothèses que l'on peut faire sur la composition de différents mix de production et d'en déduire *in fine* les dépenses annuelles de production, de transport et de distribution d'électricité, puis le coût moyen de production de l'électricité qui en résulte, en **€/MWh**.

La simulation calcule notamment deux services rendus par les batteries, les STEPs, la flexibilité de la consommation et la flexibilité de la production hydraulique : (i) un « service courant » que ces moyens rendent ensemble au système électrique et qui consiste à stocker les possibilités éoliennes et photovoltaïques qui dépassent la demande et à les remettre sur le réseau électrique lorsque ces possibilités sont insuffisantes ; les quantités ainsi mises en stock et ensuite déchargées en fonction des besoins se mesurent en TWh/an ; et (ii) un « service de pointe » qui permet de diminuer le besoin en capacités de production à partir de gaz, ici hydrogène décarboné ; ce service se mesure en GW et

n'est effectif que pendant un petit nombre d'heures par an. Dans la suite, on appellera « stockage » cet ensemble de moyens permettant de satisfaire ces deux services essentiels.

SimelSP3H est utilisé ici, d'une part pour répliquer le système « 100 % renouvelables », d'autre part pour construire un système à dominante nucléaire qui satisfait la même consommation d'électricité.

Plusieurs chroniques horaires annuelles de consommation et de productions renouvelables ont été examinées : celles des années 2012, 2013, 2016, 2019 et 2024 en France, mais il est facile d'en introduire d'autres si nécessaire. SimelSP3H a en outre montré que l'année 2012, dont l'hiver a été très rude, a été la plus contraignante et que l'année 2019 reflète plutôt la moyenne des années récentes comportant des hivers nettement plus doux.

Par précaution, un parc de production et de stockage d'électricité doit être conçu de façon à répondre aux situations les plus défavorables - ici, celles de l'année 2012. La réplique par SimelSP3H du parc inspiré des projections allemandes montre qu'il en est bien ainsi, celui-ci comportant une très forte capacité de production à partir d'hydrogène. Il doit donc en être de même pour le parc à dominante nucléaire construit à l'aide de SimelSP3H, ce qui conduit à le dimensionner en **puissance installée nécessaire** sur la base de la chronique de l'année **2012**.

En revanche, les **dépenses annuelles** des deux parcs ainsi dimensionnés avec leurs puissances installées respectives, sont ensuite calculées sur la base des deux chroniques annuelles de 2012 et 2019.

Synthèse commentée des résultats obtenus avec SimelSP3H

NB : les coûts ci-après intègrent à la fois les dépenses globales de **production et de stockage de l'électricité** et les dépenses de **raccordement des seuls moyens de production aux réseaux** ; les coûts qui en résultent, exprimés en €/MWh, sont ensuite calculés sur la base de la **consommation finale pertes réseau déduites**, soit **842 TWh/an**.

Le mix à dominante nucléaire, calibré pour répondre à la demande sans apport d'hydrogène extérieur, même en situation exceptionnelle, pourra généralement produire plus l'hydrogène que ce dont le système électrique a besoin. Les coûts indiqués ci-dessous tiennent compte de la valorisation de cet excédent de production d'hydrogène, à hauteur de 150 €/MWh (MWh thermiques du gaz).

- **Les coûts de production comparés de l'électricité des deux mix de production en fonction du taux d'actualisation (en €/MWh).**

Ils sont résumés dans les **tableaux 3a et 3b** ci-dessous pour deux chroniques représentatives :

* Avec la chronique de **2012** à forte pointe de consommation hivernale :

	Taux d'actualisation	2,3 %	4,5%	6 %
Mix «100% renouvelables »		220,1	261,2	292,1
Mix nucléaire dominant		86,8	112,3	131,7
Surcoût «100% renouvelables » / Nucléaire		x 2,54	x 2,33	x 2,22

* Avec la chronique de consommation moyenne de **2019**, représentative d'hivers récents plus doux :

	Taux d'actualisation	2,3 %	4,5%	6 %
Mix «100% renouvelables »		213,1	254,2	285,2
Mix nucléaire dominant		81,1	106,6	126,0
Surcoût «100% renouvelables » / Nucléaire		x 2,63	x 2,38	x 2,26

Commentaires : ces résultats mettent en évidence deux effets bien connus :

- L'importance majeure du taux d'actualisation (ou intérêt moyen de financement) sur le coût du MWh** pour les moyens de production fortement capitalistiques qui sont concernés ici. Cet effet est en outre plus élevé pour le nucléaire que pour l'éolien et le photovoltaïque du fait d'un investissement initial nécessaire très important.
- L'impact de la variabilité annuelle de la consommation sur le coût du MWh produit. Cet effet est cependant de moindre amplitude que le précédent.

Ces résultats montrent que dans tous les cas, un mix « 100 % renouvelables » produit une **électricité plus de deux fois plus chère qu'un mix à dominante nucléaire**.

● **Les causes profondes du surcoût d'un mix « 100 % renouvelables »**

Ces surcoûts sont analysés à partir des dépenses annuelles comparées des deux mix étudiés pour le profil de 2019, avec un taux d'actualisation de 4,5 %. Ils sont calculés à partir des données détaillées de l'**annexe 3** regroupées par origines principales dans le **tableau 4** ci-dessous :

Origine principale des surcoûts d'un mix « 100 % renouvelables »	Montants des surcoûts en M€/an
Productions éoliennes + photovoltaïques / Production nucléaire	+ 27 895 (≈ 22 %)
Stockages/déstockages d'énergie par STEPs et batteries	+ 9 968 (≈ 8 %)
Hydrogène importé et produit par électrolyse, production à partir d'hydrogène, stockage d'hydrogène	+ 45 455 (≈ 37 %)
Biomasse	+ 1 702 (≈ 1 %)
Apport d'inertie pour stabiliser et sécuriser le réseau	+ 3 199 (≈ 3 %)
Réseaux d'électricité	+ 36 087 (≈ 29 %)
TOTAL	+ 124 306 (100 %)
Surcoût par MWh consommé (en €/MWh)	+ 147,6

Commentaires : si l'on classe les surcoûts dans l'ordre décroissant, les trois plus importants d'entre eux en représentent ≈ 88 % et ont les causes suivantes :

- ≈ 37 % du surcoût est dû à l'indispensable recours au **stockage/déstockage d'hydrogène** pour faire face aux manques très importants et/ou durables de vent et/ou de soleil, que les STEPs et les batteries ne peuvent en aucun cas combler car leurs capacités sont insuffisantes en volume. **La raison profonde de l'importance de ce surcoût résulte du rendement global très faible (≈ 35 %) de la voie P2G2P** déjà souligné plus haut :
 - Il faut en effet produire environ trois MWh pour en récupérer un seul lors du déstockage. Deux MWh transformés en chaleur sont donc perdus au passage.
 - Et il a fallu, soit les produire par des surplus éoliens et/ou photovoltaïques qui requièrent alors des investissements supplémentaires, soit les importer au prix fort.
- ≈ 29 % du surcoût résulte de l'**extension considérable des réseaux de transport et de distribution** nécessaire pour **raccorder les moyens de production éoliens et photovoltaïques**, comme explicité plus haut.
- ≈ 22 % du surcoût résulte des productions éoliennes et photovoltaïques qui **coûtent plus cher que la production nucléaire**. Cela peut paraître contre-intuitif eu égard au coût d'investissement initial très élevé du nucléaire. L'explication réside dans le très faible facteur de charge moyen du mix « 100 % renouvelables » étudié : compte tenu de sa capacité dominante en photovoltaïque, le facteur de charge pondéré moyen de ce mix n'est en effet que de ≈ 16,6 %, valeur extrêmement faible. Il en résulte que **les investissements réalisés dans ce mix sont très peu productifs en TWh/an**.

Par comparaison, **l'investissement dans le mix nucléaire est beaucoup plus productif**, avec un facteur de charge de ≈ 78,8 %, soit 4,7 fois plus élevé.

● **L'impact de la chronique annuelle de consommation sur le recours au P2G2P**

C'est un aspect non négligeable dans la mesure où il s'agit du **premier poste de surcoûts** comme montré ci-dessus. Ainsi, si l'on compare **les besoins en hydrogène** exprimés en TWh thermiques/an (TWh_t/an) pour produire de l'électricité par P2G2P pour les chroniques de 2012 et de 2019, ils sont très différents comme indiqué dans le **tableau 5** ci-dessous :

	Mix « 100 % renouvelables »	Mix nucléaire dominant
Chronique de 2012	Besoin de ≈ 203 TWh _t /an dont : ≈ 79 TWh _t produits par le système électrique ≈ 124 TWh_t importés	Besoin de ≈ 44 TWh _t /an produits par le système électrique Pas de surplus disponibles
Chronique de 2019	Besoin de 149 TWh _t /an dont : ≈ 67 TWh _t produits par le système électrique ≈ 82 TWh_t importés	Besoin de ≈ 11 TWh _t /an produits par le système électrique ≈ 31 TWh_t de surplus disponibles
Ecart 2019/2012	Réduction des importations de ≈ 42 TWh _t	Exportations possibles ≈ 31 TWh _t (1)
Valorisation (2)	Réduction du coût annuel de 6 300 M€	Recette de 4 880 M€

(1) A l'extérieur du système électrique, notamment pour les besoins industriels. (2) Sur la base de 150 €/MWh_t.

Commentaires : les besoins en hydrogène du mix nucléaire dominant ne servent qu'à compenser les variations de la **consommation**. Ceux du mix « 100 % renouvelables » doivent compenser **en outre** la variabilité des **productions éoliennes et photovoltaïques**. L'écart entre les deux permet d'estimer la variabilité de ces dernières, qui est beaucoup plus importante que celle de la seule consommation.

- **Les besoins en stockage d'hydrogène**

Ce point est essentiel dans la mesure où les besoins de production d'électricité par la voie P2G2P sont très variables selon les années en fonction des variations de la demande, mais surtout de celles des productions éoliennes et photovoltaïques, d'amplitudes et de vitesses de variations beaucoup plus importantes. Cela implique de disposer de moyens de stockage d'hydrogène, notamment pour l'hydrogène importé dont le flux d'apport peut être relativement constant alors que son utilisation est à la fois aléatoire, très variable et surtout concentrée sur des périodes de temps particulières. Ces besoins en capacités de stockage, calculés par SimelSP3H, sont résumées dans le tableau 6 ci-dessous pour les chroniques de 2012 et de 2019 :

	Mix « 100 % renouvelables »	Mix nucléaire dominant
Chronique de 2012	Besoin de stockage de 114 TWh/an	Besoin de stockage de 42 TWh/an
Chronique de 2019	Besoin de stockage de 79 TWh/an	Besoin de stockage de 18 TWh/an

NB : par prudence, sont retenus ici des besoins en capacité de stockage de 130 TWh pour le mix « 100 % renouvelables » et de 50 TWh pour le mix nucléaire dominant.

Commentaires : les besoins de stockage pour le mix « 100 % renouvelables » doivent également tenir compte de situations critiques caractérisées par la concomitance de vents très faibles et d'absence totale de production photovoltaïque la nuit, telles qu'observées en Allemagne. L'épisode le plus critique dénommé *Dunkelflaute* s'est produit le 6 novembre 2024 en soirée, période durant laquelle les très importantes capacités installées éoliennes et photovoltaïques allemandes n'ont produit que... 0,072 GW alors que la consommation atteignait 66 GW ! Sans le recours massif aux moyens au charbon et au gaz et à des importations massives à partir des pays voisins, l'Allemagne se serait retrouvée dans le noir.

Plus généralement, des épisodes de vent et d'ensoleillement très faibles, de durées d'une à deux semaines ont été régulièrement observés en Allemagne et plus largement en Europe de l'Ouest. Durant ces périodes, ni les STEPs ni les batteries ne peuvent être rechargées et un recours à grande échelle au P2G2P est la seule solution avec un mix « 100 % renouvelables ». Pour une consommation de 900 TWh/an, le besoin de déstockage d'électricité moyen pour couvrir une telle période est de l'ordre de 35 TWh, imposant un déstockage d'hydrogène d'environ 60 TWh. Ce besoin est cependant couvert par les capacités de stockage déterminées ci-dessus, mais il est extrêmement coûteux.

- **Robustesse des résultats comparatifs obtenus**

Cette interrogation est légitime et importante. Pour y répondre, on notera que le coût du mix « 100 % renouvelables » étudié **ne tient pas compte de plusieurs coûts supplémentaires**, soit parce qu'ils ne peuvent être évalués à ce stade faute de références existantes, soit parce qu'ils ont été volontairement exclus. Il s'agit notamment :

* Des coûts de pilotage en temps réel d'un tel mix électrique, qui implique le recours obligatoire à une IA complexe, indispensable pour gérer avec de très faibles constantes de temps les variations très rapides et non prévisibles des productions éoliennes et photovoltaïques. Ce type d'IA reste à ce jour à mettre au point et à fiabiliser pour un coût indéterminé, en l'absence de références industrielles.

* Des coûts des cyber-protections rendues extrêmement complexes pour trois raisons qui cumulent leurs effets : (i) la généralisation du recours à l'électronique de puissance et aux logiciels informatiques associés, intrinsèquement cyber-vulnérables ; (ii) le très grand nombre de ces composants répartis sur un grand réseau, qui constituent autant de points d'entrée pour des cyber-attaques du système électrique ; (iii) l'introduction d'IA pour piloter globalement le système qui, selon tous les experts du domaine, complexifie fortement les protections de cybersécurité.

Il s'agit là de deux sujets majeurs qui conditionnent la sécurité d'alimentation en électricité d'un pays, les risques ultimes étant ceux de black-out plus fréquents, qui ne sont pas une fiction (voir le black-out du 28 avril 2025 en Espagne, qui a cependant des causes très différentes). Là encore, il n'existe pas à ce jour de références opérationnelles crédibles concernant les coûts associés à ces évolutions.

* Des coûts de l'éolien en mer flottant, extrêmement onéreux (> 6 000 €/kW installé). Ils n'ont pas été pris en compte ici volontairement, dans la mesure où les perspectives d'installation de cette technologie sont incertaines. Son introduction dans le mix renchérirait de façon importante le coût de production global.

* Du coût du stockage d'hydrogène. L'existence d'un réseau d'hydrogène ayant de grandes capacités de stockage en cavités souterraines salines ou similaires (condition pour disposer d'un stockage à bas coût) est postulée ici. Comme noté plus haut, ce coût de stockage est supposé être externalisé par simplification et pris en compte sous forme d'une simple redevance. Or, de tels réseaux d'hydrogène n'existent pas à ce jour et restent hypothétiques. C'est une autre incertitude stratégique. Si le système électrique devait investir pour stocker son hydrogène, ce serait vraisemblablement dans des réservoirs à haute pression, dont le coût d'investissement de la capacité stockable est beaucoup plus élevé, de l'ordre de 20 à 30 €/kWh, selon différentes références existantes. Le coût du stockage d'hydrogène deviendrait alors exorbitant pour le mix « 100 % renouvelables » étudié. **Cela signifie en creux que ce dernier a absolument besoin pour fonctionner d'un réseau d'hydrogène extérieur comportant des stockages en cavités souterraines, qui accueillerait en outre les indispensables importations. C'est une contrainte stratégique supplémentaire majeure.**

Au total, on peut donc affirmer que **les coûts du mix « 100 % renouvelables » étudié ici sont sous-évalués d'un montant qui reste à préciser, mais qui conforte le fait que le coût du MWh de ce mix est plus de deux fois supérieur à celui du MWh du mix de comparaison à base de nucléaire dominant.**

Pour résumer et aller plus loin

Un mix électrique « 100 % renouvelables » soulève en résumé plusieurs questions majeures :

* D'abord, une question de faisabilité technique concernant la viabilité, la fiabilité et la sécurité de son fonctionnement, caractéristiques indispensables pour alimenter un grand pays développé. La preuve expérimentale de l'atteinte de cet objectif sur de grands réseaux en exploitation, seule à même d'apporter une certitude face à un système aussi complexe, n'est pas acquise à ce jour. Un tel mix relève donc actuellement d'un saut dans l'inconnu. Est-ce acceptable pour un système aussi vital pour le fonctionnement d'un pays, d'autant plus que l'électricité est amenée à constituer la part majoritaire de l'énergie décarbonée qui sera disponible à l'horizon 2050 ?

* Ensuite, une question économique. On parviendra peut-être à faire fonctionner un tel système, en lui ajoutant toutes les « béquilles technologiques » nécessaires. Mais l'analyse économique montre que le coût du MWh produit par un tel mix est plus de deux fois supérieur à celui d'un mix basé sur le nucléaire, ce qui apparaît réhibitore pour une électricité qui constituera le bien énergétique de première nécessité dominant du futur et conditionnera les capacités industrielles des pays européens et le niveau de vie de leurs habitants. C'est cette conclusion qui a de fait conduit au titre de l'étude.

Sans aller jusqu'à 100 % d'énergies renouvelables, cette étude peut également être étendue à des réseaux comportant simplement des taux très élevés de productions variables et intermittentes. Le surcoût sera alors moindre, mais restera d'autant plus conséquent que le taux de ces énergies sera élevé. C'est d'ailleurs ce que confirme l'étude AEN précitée [1] qui indique qu'il n'y a pas de taux de ces énergies qui conduise à un optimum de coût. **Dit autrement : plus il y a de production nucléaire dans le mix, moins l'électricité est chère.** Ceci alors que le coût d'investissement initial très élevé du nucléaire est critiqué par ses opposants. Paradoxe ? Non. Comme le montre la présente étude (voir tableau 4), l'explication est simple : le nucléaire n'a besoin d'aucun moyen de compensation pour fonctionner de façon autonome et pilotable, avec un facteur de charge élevé pendant une très longue durée (jusqu'à 80 ans) qui permet d'amortir le coût d'investissement sur un nombre considérable de MWh produits ; au contraire, l'éolien et le photovoltaïque ont impérativement besoin de « béquilles » pour fonctionner, notamment de moyens de stockage/déstockage d'énergie, ont un facteur de charge moyen beaucoup plus faible et une durée de fonctionnement beaucoup plus courte (≈ 25 ans). Leur amortissement économique se fait donc sur un nombre beaucoup plus faible de MWh produits qui, de ce fait, sont beaucoup plus coûteux.

Ces facteurs expliquent ≈ 70 % de l'écart de coût de production entre les deux mix de production.

* Par ailleurs, un mix « 100 % renouvelables » a impérativement besoin d'un réseau de transport et de stockage de masse d'hydrogène disponible dans le pays, sans lequel il ne peut fonctionner, ce d'autant plus que d'indispensables importations d'hydrogène sont requises. Cela implique que le pays concerné ait préalablement consenti les considérables investissements nécessaires.

* Une autre contrainte concerne la disponibilité des matériaux et métaux rares, abondamment utilisés dans les technologies des éoliennes et des panneaux photovoltaïques. C'est un sujet géopolitique crucial, non traité ici car il requiert des développements à part entière. Même des métaux moins rares comme le cuivre posent question, car il en faut beaucoup plus par MWh produit d'électricité par ces technologies que par les installations nucléaires.

On terminera par deux remarques :

* Sous l'angle climatique, si les deux mix étudiés sont décarbonés lors de leur fonctionnement, ils ne le sont pas également pour leurs émissions « grises » résultant notamment de leur construction. Sur la base [6] de $\approx 4\text{g/kWh}$ pour le nucléaire, $\approx 14\text{g/kWh}$ pour l'éolien et $\approx 44\text{g/kWh}$ pour le photovoltaïque, le mix « 100 % renouvelables » émet près de 20 Mt/an de CO₂ de plus que le mix nucléaire dominant. Sans être considérable, cet écart d'émissions représente en ordre de grandeur près de la moitié du puits de carbone des forêts françaises.

* Les conclusions économiques de cette étude, établies dans le contexte géographique, climatique et de niveau de développement de l'Europe, ne peuvent être étendues à des contextes différents. Par exemple à une grande partie de la zone inter-tropicale dans laquelle les conditions d'ensoleillement sont à la fois plus élevées et plus constantes dans l'année, avec des saisons peu ou pas marquées. Cela favorise grandement le recours au photovoltaïque associé à des moyens de stockage de courte durée comme les batteries, évitant le recours au stockage par la voie hydrogène, extrêmement coûteux.

Copyright © 2026 Association Sauvons Le Climat

Références

[1] The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables - NEA No. 7335 - OECD 2019

[2] Allemagne Energies – Blog d'Hartmut Lauer

[3] https://www.energy-charts.info/charts/remod_installed_power/chart.htm?l=fr&c=DE&source=conv_power_plants

[4] Logiciel SimelSP3H, mis au point par Henri Prévot permettant d'équilibrer heure par heure les productions et les consommations, selon divers profils horaires annuels constatés. Voir explications complémentaires sur : www.hprevot.fr/Etude-GS-HP-allem-avec-sans-nucl

[5] « Futurs énergétiques 2050 » publié en octobre 2021 (plusieurs documents selon les thèmes traités, disponibles sur le site de RTE)

[6] Valeurs arrondies figurant dans les références bibliographiques (NB : panneaux photovoltaïques chinois)

Annexes

Annexe 1 : caractéristiques détaillées comparées des deux mix étudiés

(NB : ces deux mix sont dimensionnés en **puissance installée** pour satisfaire les conditions les plus sévères, celles de la chronique annuelle de 2012).

Hypothèses pour les deux mix de production et de stockage sans émissions de CO₂		
<p>* Le « 100 % renouvelables » est <i>une réplique</i> aussi fidèle que possible de la prospective allemande ; celle-ci permet de répondre à la demande d'électricité même dans des conditions défavorables (avec des profils horaires de consommation et d'activité éolienne semblables à celles de l'année 2012) ; la simulation permet de calculer le besoin de capacité de stockage d'hydrogène dans ces conditions défavorables. Le scénario « nucléaire dominant » est un scénario d'école ; il a été construit pour répondre avec le minimum de dépenses à la même consommation d'électricité, dans les mêmes conditions défavorables, avec les mêmes possibilités de production hydraulique et venant de la biomasse, mais <i>sans éolien ni photovoltaïque ni apport extérieur d'hydrogène</i>.</p> <p>* L'usage du biométhane n'est pas retenu pour cause de rareté et de concurrence avec d'autres usages. Seul l'hydrogène décarboné est pris en compte ; celui-ci est produit à partir d'électricité du système électrique ou, seulement dans le cas « 100 % renouvelable », apporté de l'extérieur au système électrique.</p>		
	Puissances installées / Possibilités de production en TWh/an Capacités des flexibilités et des stockages en GWh	
Mix de production	« 100 % renouvelables »	« Nucléaire dominant »
	≈ Issu prospective allemande	
Moyens de production autres que thermiques		
Hydraulique hors STEPs	6 GW / 50 TWh/an	6 GW / 50 TWh/an
Biomasse et déchets renouvelables	9 GW / 20 TWh/an	9 GW / 20 TWh/an
Nucléaire	0 GW	130 GW / 897 TWh/an**
Eolien terrestre (facteur de charge : 24 %)	160 GW / 336 TWh/an	0 GW
Eolien en mer (facteur de charge : 37 %)	70 GW / 227 TWh/an	0 GW
Solaire photovoltaïque (facteur de charge : 10 %)	400 GW / 350 TWh/an	0 GW
Total éolien et photovoltaïque	630 GW / 913 TWh/an	0 GW
Flexibilités et stockage		
STEPS : puissance de déstockage / capacité / rendement	10 GW / 37 GWh / 70 %*	10 GW / 37 GWh / 70 %*
Flexibilité hydraulique, équivalente à une STEP	2 GW* / 26 GWh* / 70 %*	2 GW / 26 GWh / 70 %*
STEPS et flexibilité hydraulique	12 GW / 63 GWh / 70 %*	12 GW / 63 GWh / 70 %*
Moyens de stockage par batteries (1)	452 GWh / 200 GW* / 85 %*	180 GWh / 85 %*
Moyens de production thermiques		
Dont CCG Dont TAC	151 GW 63 GW rendement de 60 %* 88 GW rendement de 40 %*	50 GW 20 GW rendement de 60 %* 30 GW rendement de 40 %*
Voie P2G2P : production d'hydrogène pour produire de l'hydrogène stockée puis à nouveau de l'électricité Electrolyseurs : capacité / rendement	90 GW / 60 %*	19,6 GW / 60 %*
Rendement de la voie P2G2P*	35 %*	35 %*
La stabilité du réseau		
Compensateurs synchrones apportant l'inertie pour assurer la stabilité dynamique du réseau	70 GVA x 5 sec*	0
Besoin de capacité de stockage d'hydrogène	130 TWh thermiques**	50 TWh thermiques**
* ces valeurs ne sont pas spécifiées dans la prospective allemande.		
** évalué en utilisant SimelSP3H		
(1) La prospective allemande distingue les batteries stationnaires (178 GWh) et les batteries mobiles (274 GWh). La simulation tient compte seulement de l'ensemble des batteries : 452 GWh		

Annexe 2 : productions et stockages annuels comparés des deux mix étudiés avec le profil de 2019

(NB : les productions annuelles sont calculées sur la base des investissements en moyens cités en annexe 1 et de la chronique annuelle de 2019, plus représentative de la moyenne)

Mix électrique		« 100 % renouvelables »	« Nucléaire Dominant »
Consommation finale, avant pertes en ligne	TWhe	900,9	900,9
Consommation pour entretenir l'inertie	TWhe	9,2	0,0
Livraison directe d'électricité			
- Hydraulique et à partir de biomasse	TWhe	70,0	70,0
- Eolien et photovoltaïque	TWhe	666,3	0,0
- Nucléaire	TWhe	0,0	816,5
Décharge de stockages et flexibilités (STEPS + batteries)	TWhe	84,8	7,7
Electricité produite à partir de PTGTP	TWhe	39,5	6,73
Importation d'hydrogène	TWht	82	0
Consommation d'hydrogène pour électricité	TWht	149	11,2
Production d'hydrogène excédentaire	TWht	0	31,3
Possibilité de production électricité excédentaire	TWhe	34	13,9

(TWhe : TWh d'électricité – TWht : TWh thermiques de l'hydrogène)

Annexe 3 : dépenses annuelles comparées des deux mix étudiés pour le profil de 2019 et un taux d'actualisation de 4,5 %

(NB : les dépenses annuelles sont calculées sur la base des coûts unitaires du tableau 2, des dimensionnements de l'annexe 1 et des productions annuelles de l'annexe 2)

Mix électrique		« 100 % renouvelables »	« Nucléaire Dominant »
Productions et stockages/déstockages	Unités		
Nucléaire	M€/an	0	70 282
Eolien	M€/an	51 471	0
Photovoltaïque	M€/an	46 706	0
Biomasse*	M€/an	3 925	2 223
Production à partir d'hydrogène	M€/an	29 438	6 157
Dont : investissements et frais fixes	M€/an	17 258	6157
Apports extérieur d'hydrogène	M€/an	12 180	0
Electrolyse pour P2G2P	M€/an	18 338	3 769
Flexibilité STEPS + Hydro + Batteries	M€/an	16 565	6 597
Apport d'inertie	M€/an	3 199	0
Total production	M€/an	169 643	89 028
Stockage d'hydrogène	M€/an	4 823	1 855
Réseaux	M€/an	39 612	3 525
Dépenses totales	M€/an	214 077	94 408
Coût du MWh mis sur le réseau	€/MWh	237,6	104,8
Valorisation de l'hydrogène excédentaire	M€/an	0	- 4 880
Dépenses nettes	M€/an	214 077	89 758
Par MWh mis sur le réseau (1)	€/MWh	237,6	99,58
Par MWh consommé (2)	€/MWh	254,2	106,6
* Pour produire de l'électricité à partir d'une certaine quantité fixée a priori de biomasse, la capacité du moyen de production, exprimée en GW, est moindre si le moyen de production utilisé travaille en base (cas du mix « nucléaire dominant ») que s'il travaille partiellement de façon pilotable comme dans le cas du mix « 100% renouvelables ».			

(1) Avant pertes en ligne

(2) Après pertes en ligne