

Le stockage de l'électricité, réalités et perspectives : Opérationnel à petite et moyenne échelles, hors de portée à grande échelle...

Résumé et conclusions

Ce document comporte trois parties, dont les niveaux de lecture sont de technicité croissante :

- * Le présent résumé qui inclut les conclusions essentielles de l'étude,
- * Le texte principal qui dresse un panorama synthétique des principales problématiques générales du stockage de l'électricité, et identifie les paramètres physiques et économiques qui gouvernent les performances et les coûts des moyens de stockage. Sur la base des besoins de stockage à différentes échelles de quantité et de durée, les technologies disponibles ou envisagées sont mises en regard et évaluées,
- * Des annexes techniques dédiées à l'analyse et aux estimations justificatives, techniques et économiques, des technologies de stockage envisagées mais non encore matures.

Les principales conclusions sont les suivantes : le stockage de l'électricité recouvre des situations extrêmement diverses en termes d'ÉCHELLE des besoins, de technologies aptes à y répondre et de maturité et performances physiques et économiques de ces dernières. Il est donc impossible de conclure de façon générale. En fonction de besoins croissants :

- * Le stockage de l'électricité à petite/moyenne échelles pour des durées très courtes (typiquement stockages journaliers pour les usages domestiques et tertiaires) est d'ores et déjà opérationnel tout en conservant des marges de progrès complémentaires. Les batteries électrochimiques apparaissent de plus en plus comme la technologie de référence pour répondre à ces applications, d'autant plus qu'une recherche active dans ce domaine devrait faire émerger de nouvelles solutions en sus de l'amélioration rapide des solutions connues,
- * Le stockage de l'électricité à moyenne/grande échelle pour des durées courtes à moyennes (typiquement stockage de quelques heures à quelques jours pour les besoins d'équilibrages partiels des réseaux d'électricité) est également opérationnel et performant. Les STEPs (Stations de transfert d'énergie par pompage) qui ont des rendements élevés et sont exploitées depuis des décennies constituent la technologie de référence pour les puissances/capacités les plus importantes. Mais nécessitent des sites adaptés. Pour les puissances moyennes, les batteries de grande capacité commencent également à être utilisées dans certains cas, compte tenu de leurs performances et de la baisse de leurs coûts, car elles ne nécessitent pas d'espaces géographiques spécifiques,
- * Par contre, le stockage de l'électricité à très grande échelle (stockage de MASSE) et pour des durées pouvant être très longues (stockage INTER-SAISONNIER) n'a ACTUELLEMENT AUCUNE SOLUTION PHYSIQUEMENT OU ÉCONOMIQUEMENT VIABLE. Ce type de stockage est pourtant indispensable dans la perspective d'une forte pénétration d'électricité intermittente éolienne ou photovoltaïque pour pallier leurs manques DURABLES (absence totale de vent et/ou de soleil pouvant durer jusqu'à plusieurs jours consécutifs lors de conditions anticycloniques hivernales). Les besoins en énergie sont en effet tellement importants dans ces circonstances qu'aucune solution connue ou envisagée n'est pour l'instant capable de les satisfaire pour différentes raisons :

- Les STEPs actuellement installées en métropole sont très loin du compte malgré leurs puissances/capacités respectables : il faudrait multiplier ces dernières par... 18 pour stocker la consommation d'une seule journée froide d'hiver ! Évidemment hors de toute réalité... Alors que leur capacité d'extension ne dépasse pas 20 %...
- Le stockage d'air comprimé dans des cavités souterraines de très grandes dimensions ne répond pas mieux à la question : outre que cette technologie est nettement moins mature que celle des STEPs et a un rendement inférieur, les capacités souterraines qui devraient être mises en œuvre seraient hors de proportion : toujours pour stocker la consommation d'une journée froide d'hiver, il faudrait utiliser des stockages souterrains ayant

les caractéristiques de résistance et d'étanchéité requises... 6 fois plus importants que les stockages souterrains actuellement utilisés pour le gaz naturel ! Également hors de toute réalité...

- L'impossibilité de ces deux technologies à assurer du stockage de masse résulte des lois de la physique et tient au fait que l'énergie hydraulique de chute et l'énergie mécanique de pression ont de faibles concentrations volumiques, qui ne peuvent par conséquent être compensées que par des volumes mis en œuvre extrêmement importants, concrètement hors de portée. C'est une raison de fond, qui relève des LIMITES de la PHYSIQUE, et est par conséquent non dépassable par les progrès technologiques,

- La SEULE solution permettant le stockage de MASSE INTER-SAISONNIER est le recours au stockage chimique, en l'occurrence sous la forme de gaz combustibles que sont l'hydrogène ou le méthane de synthèse. C'est la solution dite « Power to gas to power » en anglais, qui comprend la voie hydrogène (ce dernier étant produit par électrolyse de l'eau à partir d'électricité renouvelable intermittente) et la voie méthanation qui prolonge la précédente afin d'obtenir du méthane de synthèse par combinaison d'hydrogène avec du CO₂. La physique indique ici que l'énergie transformable en électricité d'un m³ de méthane comprimé à 70 bars est à peu près 260 fois plus importante que celle d'un m³ d'air comprimé à la même pression. Et pour l'hydrogène, le rapport est de 70. On retrouve là les ordres de grandeur des densités énergétiques des énergies fossiles carbonées.

Malheureusement, ces modes de stockage souffrent d'un handicap majeur : leurs chaînes de transformations physiques et chimiques sont complexes et longues, ce qui entraîne des pertes énergétiques très importantes, conduisant à des rendements globaux très faibles « du réseau au réseau ». Typiquement, ces derniers sont actuellement de l'ordre de 30 % pour la voie hydrogène et 20 % pour la voie méthanation. Ce qui signifie concrètement que pour pouvoir déstocker 1 kWh d'électricité, il faut en avoir « consommé » plus de 3 avec la voie hydrogène et 5 avec la voie méthanation !

Ces rendements très faibles ont d'autres conséquences : ils impliquent de surdimensionner les installations d'électrolyse qui voient passer près de 3 à 5 kWh (selon le cas) pour que la chaîne puisse produire 1 kWh en sortie. De plus, ces installations ne peuvent fonctionner plus longtemps que les sources éoliennes et/ou photovoltaïques qui les alimentent, c'est-à-dire moins de 3 000 heures/an en temps équivalent à pleine puissance. Voire moins de 900 heures/an si seuls les surplus inutilisables de ces sources servent au stockage. Résultat : les coûts d'amortissement (CAPEX en anglais) sont extrêmement élevés !

En résumé, le modèle économique de ce type de stockage cumule les conditions défavorables, ce qui conduit à des coûts de l'électricité déstockée... 5 à 10 fois supérieurs aux prix de marché actuels ! Rendant impossible l'émergence d'un MODÈLE ÉCONOMIQUE VIABLE dans les conditions actuelles. Ceci sans même tenir compte des charges amont supplémentaires induites pour le système électrique : il faut en effet produire un surcroît d'électricité très important rien que pour compenser les pertes subies lors des conversions énergétiques. Ce qui implique des investissements supplémentaires très élevés, des occupations d'espace, etc. Sauf si on se limite à la récupération des seuls surplus. Mais alors les capacités de stockage/déstockage sont très limitées.

Quelles sont les futures marges d'amélioration possibles ? Deux voies de progrès doivent être combinées, outre une baisse des prix de l'électricité « consommée » lors du stockage :

- Augmenter les rendements. Mais malgré les progrès de la R&D et des technologies, les rendements globaux devraient plafonner (cf. justifications en annexe 3) vers 43 % environ pour l'hydrogène et vers 36 % environ pour la méthanation. Encore bien peu...

- Réduire les coûts d'investissement. Par rapport à la situation actuelle, ils devraient être divisés par... 3 voire 4 pour que l'électricité déstockée trouve preneur, et encore lorsque les prix de marché sont élevés...

En conclusion, la SEULE filière physiquement apte à faire du stockage de masse, y compris inter-saisonnier, est non seulement économiquement non viable actuellement, mais les progrès qui seraient nécessaires pour la rendre viable seront extrêmement difficiles à concrétiser. Ce qui les rend très incertains. Et conduit à conclure que le stockage de masse inter-saisonnier n'a pour l'instant et probablement pour longtemps pas de solution... En attendant, il est donc IMPOSSIBLE DE SE PASSER DES ÉNERGIES DE STOCK : nucléaire et/ou gaz naturel.

Sommaire

1 – Pourquoi stocker l'électricité ? (p.4)

2 – Quelques rappels de physique pour éclairer la suite... (p.4)

3 – La question cruciale de l'ÉCHELLE des besoins de stockage (p.5)

- Capacité de stockage nécessaire pour satisfaire les besoins d'une journée de consommation moyenne en électricité spécifique d'un logement moyen
- Capacités de stockage nécessaires pour les besoins d'un réseau isolé des îles des DOM
- Capacités de stockage nécessaires pour les besoins du réseau métropolitain français

4 – Panorama des principales solutions de stockage connues ou envisagées (p.6)

- Panorama général des solutions classées par ordre de capacités croissantes de stockage
- Stockage d'énergie sous forme d'air comprimé (CAES : Compressed Air Energy Storage en anglais)
- Stockage d'énergie sous forme de gaz de synthèse (« Power to gas to power » en anglais)

Références (p.10)

Annexe 1 : Coût estimé des batteries lithium-ion en \$/kWh (p.11)

Annexe 2 : Stockage d'énergie sous forme d'air comprimé (CAES : Compressed Air Energy Storage en anglais) (p.11)

- CAES gaz
- CAES adiabatique
- CAES isotherme
- Existe-t-il un potentiel d'extension vers du stockage de masse avec la technologie CAES ?
- Références industrielles existantes et projets envisagés

Annexe 3 : Stockage d'énergie sous forme de gaz de synthèse (« Power to gas to power » en anglais) (p.14)

- Le rendement, point faible majeur de ce type de stockage
- Les lourdes conséquences économiques de rendements très faibles
- Le très difficile amortissement d'installations alimentées par des sources à faible facteur de charge (FC)
- Synthèse technico-économique sur les bases actuelles
- Quelles perspectives de réduction des coûts de l'électricité déstockée ?

Note sur les unités de puissance et d'énergie utilisées dans le document

Afin de faciliter la lecture, les unités utilisées sont adaptées aux ordres de grandeur, pour éviter d'avoir à manipuler des chiffres importants. Toutes sont des multiples du kW pour les puissances et du kWh pour les énergies.

Unités de puissance utilisées :

kW ; MW (1 MW = 1 000 kW) ; **GW** (1 GW = 1 000 MW) ; **TW** (1 TW = 1 000 GW)

Unités d'énergie utilisées :

kWh ; MWh (1 MWh = 1 000 kWh) ; **GWh** (1 GWh = 1 000 MWh) ; **TWh** (1 TWh = 1 000 GWh)

1 – Pourquoi stocker l'électricité ?

L'accroissement des besoins de stockage de l'électricité est une conséquence directe de l'émergence de sources d'électricité renouvelables intermittentes, éoliennes et photovoltaïques. C'est en effet le **seul moyen** de faire coïncider ces **productions aléatoires et intermittentes** et les besoins de **consommation, largement décorrélés**.

Un stockage de **MASSE** est en outre **indispensable** pour faire face aux épisodes météorologiques durant lesquels le vent et/ou le soleil peuvent manquer à peu près totalement **durant plusieurs jours consécutifs** (jusqu'à dix jours observés en Allemagne durant l'hiver 2016/2017). Comme il est impossible de reconstituer les stocks lors de tels épisodes, le stockage de masse doit donc être en outre **INTER-SAISONNIER**, d'autant plus que le solaire PV est 4 fois moins productible l'hiver que l'été, c'est-à-dire quand on en a le plus besoin...

Tous ces stockages n'ont en outre de sens environnemental que s'ils permettent d'éviter le fonctionnement de moyens de production d'appoint/secours utilisant des **sources fossiles carbonées émettrices de CO₂**.

2 – Quelques rappels de physique pour éclairer la suite...

L'expression « **stockage d'électricité** » est un raccourci de langage qui ne reflète que très imparfaitement la réalité. Car l'électricité **en tant que telle** (c'est-à-dire la mise en œuvre d'électrons dans des conducteurs) **ne peut se stocker qu'à très petite échelle** dans des **condensateurs**, qualifiés de **supercondensateurs** pour ceux qui ont les capacités de stockage les plus élevées, mais restent dans tous les cas **très modestes** (quelques dizaines de kWh au plus).

Dans **tous les autres cas**, il faut **transformer l'électricité en une autre forme d'énergie que l'on peut cette fois stocker de façon beaucoup plus importante**, pour ensuite la **retransformer en électricité** lorsqu'on en a besoin. Or, **toute** transformation physique, chimique, électrochimique, etc. d'une forme d'énergie en une autre forme d'énergie **s'accompagne toujours de pertes énergétiques**, en général sous forme de chaleur. Ces transformations successives se traduisent donc **toujours** par un rendement inférieur à 1. C'est un point crucial car « **stocker** » **1 kWh d'électricité conduit à n'en récupérer qu'une partie, qui se situe actuellement entre près de 0,9 kWh dans le meilleur des cas et à peine 0,2 kWh** (cf. plus loin) selon la nature des conversions énergétiques mises en œuvre.

Il est alors facile de comprendre que ce **rendement de stockage/déstockage** est un déterminant majeur du **coût de l'électricité déstockée**. Les autres déterminants étant essentiellement l'amortissement des **investissements réalisés dans les installations de stockage/déstockage** mises en œuvre et le **taux d'utilisation** (ou **facteur de charge**) de ces dernières.

Il est ainsi possible de déterminer les caractéristiques d'un système de stockage « **idéal** », qui devrait notamment cumuler :

- * Un **rendement** élevé,
- * Un faible coût **d'investissement** et **d'usage**, associés à une **longue durée de vie** des installations,
- * Un faible impact sur **l'environnement**, de la construction au démantèlement, en passant par l'exploitation : absence d'émissions de **GES** et autres polluants, utilisation limitée de l'espace naturel, nuisances (sonores, visuelles, etc.) limitées pour le voisinage, non destruction des paysages, non concurrence avec d'autres activités économiques, etc.
- * Pour le **stockage de masse**, en particulier **inter-saisonnier**, une **densité énergétique suffisamment élevée** du média de stockage pour limiter le volume requis, condition **nécessaire** d'un déploiement à **grande échelle**,
- * Pour les applications **mobiles** et dans une moindre mesure **domestiques**, un faible poids et/ou un faible volume, donc également une **forte densité énergétique massique et/ou volumique**, mais à **petite échelle**.

Existe-t-il **actuellement** des technologies de stockage répondant **simultanément** à tous ces critères ? La réponse négative n'étonnera personne... Or, elle risque fort de le rester, car elle dépend des **lois fondamentales de la science dont les limites ne peuvent être dépassées : la science ne peut pas tout...** Il faut donc se résoudre à adopter les meilleures solutions prenant en compte les **compromis optimaux** (selon les cas) entre les paramètres ci-dessus et une **contrainte** supplémentaire essentielle : **l'échelle des besoins de stockage**, qui varie dans des **proportions considérables** selon les **besoins à satisfaire**. Ce qui conduit à des solutions technologiques le plus souvent très différentes pour y répondre.

3 – La question cruciale de l'ÉCHELLE des besoins de stockage

Le plus simple est d'aborder cette question par des **exemples concrets** et d'examiner ensuite quelles sont les **technologies** disponibles ou envisagées capables de les satisfaire. Plusieurs exemples peuvent être cités :

- **Capacité de stockage nécessaire pour satisfaire les besoins d'une journée de consommation moyenne en électricité spécifique d'un logement moyen**

La consommation moyenne d'un logement en **électricité spécifique** (celle qui est exclusivement dédiée aux applications qui ne peuvent être satisfaites par une autre forme d'énergie (éclairage, appareils électroménagers, audio-visuel, informatique, etc. hors usages thermiques, donc) est actuellement de l'ordre de 2 400 kWh/an, soit environ 6,6 kWh/jour.

Si l'on veut stocker une journée de consommation avec une **batterie** dont le rendement de stockage/déstockage (électronique de conversion du réseau au réseau comprise) est de l'ordre de 85 %, il faut donc que la capacité **opérationnelle** de la batterie soit d'au moins $6,6/0,85 \approx 8$ kWh environ en valeur arrondie. Si l'on veut stocker 2 jours de consommation, il faut doubler cette capacité, etc.

NB : à titre indicatif et de comparaison, les voitures électriques les plus récentes de **moyenne gamme** ont des batteries dont les capacités sont de l'ordre de 40 à 50 kWh environ, permettant des autonomies de l'ordre de 250 à 350 km selon les conditions de circulation et de température. Les voitures électriques **haut de gamme** et beaucoup plus chères utilisent des batteries dont les capacités peuvent atteindre le double.

- **Capacités de stockage nécessaires pour les besoins d'un réseau isolé des îles des DOM**

Si l'on prend l'exemple de la **Martinique** et de la **Guadeloupe**, leurs consommations journalières moyennes sont de l'ordre de **4 et 5 GWh/Jour**, respectivement. Peut-on stocker de telles quantités d'énergie ? Si l'on se réfère aux deux technologies industriellement les plus matures à ce jour, à savoir les **STEPs (Stations de transfert d'énergie par pompage)** seule technologie de stockage à grande échelle actuellement disponible et les **batteries** :

* Un stockage par **STEPs** serait à la bonne échelle (on dispose en France métropolitaine de STEPs ayant la taille nécessaire). À ceci près que la géographie de ces deux îles ne permet en aucun cas d'installer les bassins hauts nécessaires, en utilisant la mer comme bassin bas. L'impossibilité est ici **liée au manque physique d'espaces disponibles adaptés** et au fait que **l'énergie hydraulique est très peu concentrée** : il faut **4 tonnes d'eau** chutant de **100 m** (dénivelé conséquent pour une STEP bord de mer) pour récupérer **1 kWh** en incluant le rendement de la turbine hydraulique. De plus, compte tenu des risques d'infiltration, stocker de l'eau salée en altitude peut, en cas de fuites, polluer les nappes phréatiques et causer des dommages majeurs au système naturel d'alimentation en eau potable de ces petits territoires.

* Un stockage par **batteries Lithium-ion** (les plus performantes actuellement) serait théoriquement possible, mais coûterait très cher ! Aux prix actuels de ces batteries (≈ 200 €/kWh minimum pour des batteries industrielles de très grande capacité, cf. annexe 1) et en tenant compte d'un rendement de stockage/déstockage global de 0,85, le dimensionnement de la batterie conduirait à une facture **de l'ordre du Md€** (respectivement 0,95 et 1,2 en chiffres ronds).

On voit donc que **dès ces niveaux de consommation très modestes** (300 fois inférieurs à la consommation métropolitaine moyenne en ordre de grandeur) on se heurte à des **limites physiques** ou **économiques**. Tout cela pour stocker **une seule journée** de consommation moyenne.

- **Capacités de stockage nécessaires pour les besoins du réseau métropolitain français**

On change là totalement d'échelle, d'autant plus que la France se situant en zone tempérée, la consommation hivernale est très supérieure à la consommation moyenne (au contraire des îles précitées où la consommation varie très peu tout au long de l'année). Il faut donc considérer ces **consommations hivernales** pour **dimensionner les capacités de stockage**. Ainsi, si l'on prend l'exemple d'une journée d'hiver très froide, la consommation journalière atteint couramment **1 800 GWh/Jour**, soit **400 fois plus** en ordre de grandeur que la moyenne des besoins des îles précitées... Peut-on stocker une telle quantité d'énergie ? Là encore, le recours aux solutions de stockage actuellement disponibles permet de prendre conscience de l'ampleur des limites :

* La capacité totale des **6 STEP**s installées en France métropolitaine, pourtant de puissances / capacités unitaires de stockage très conséquentes, ne permet de stocker au mieux qu'environ... **100 GWh**. Ce qui correspond à... **1h 20mn** seulement de consommation d'une journée très froide ! Il faudrait donc multiplier par au moins **18** la capacité actuelle de ces STEP, ce qui est **physiquement hors de portée**, la quasi-totalité des sites géographiques adaptés étant équipés (tout au plus pourrait-on gagner environ 20 %, soit **20 GWh** : pas du tout à l'échelle du problème !).

* Le recours aux **batteries** n'est pas davantage réaliste. En effet, installer 1 800 GWh de batteries Lithium-ion coûterait la bagatelle de... **360 Mds€** aux prix actuels ! Tout cela pour une durée de vie de l'ordre de 10 ans, qu'il faudrait renouveler ensuite. Et même en **supposant** (selon les projections actuelles, cf. annexe 1, qui ne sont qu'une extrapolation, pas une garantie) que le prix de ces batteries soit effectivement **divisé par 4** (à 50 €/kWh) d'ici 2030, la facture s'élèverait encore à **90 Mds €** ! Sans parler des limites des ressources en Lithium et autres métaux rares entrant dans la fabrication de ces batteries, ni du traitement problématique de leurs déchets.

On se heurte ici à des **limites** à la fois **physiques** et **économiques**. Tout cela pour satisfaire les besoins de stockage... **d'une seule journée froide de consommation ! En tout état de cause très insuffisante, dans la mesure où une absence de vent et de soleil peut dépasser 5 à 7 jours... Voire plus !**

Par contre, des **stockages/déstockages partiels, limités à la fois en quantité et en durée, sont réalistes pour le réseau métropolitain**. Un cas courant étant l'apport d'énergie déstockée lors des **pointes de consommation**, très coûteuses à gérer avec des moyens de pointe dédiés dont les coûts de production sont très élevés.

À titre d'exemple, les STEP actuelles, avec des bassins hauts suffisamment remplis, permettent de fournir jusqu'à 5 GW de puissance à la pointe de 19 h, entre 18 h et 20 h, en déstockant environ 7 à 8 GWh seulement. Dans le même ordre d'idées, on pourrait également envisager à l'avenir d'utiliser les batteries d'un parc important de voitures électriques, rechargées en journée sur le lieu de travail de leur propriétaire. Mais il s'agira toujours de quantités limitées et d'un déstockage sur une plage réduite à quelques heures, les batteries des véhicules devant être rechargées à plein pour le lendemain dans tous les cas...

En résumé, la question du stockage de **masse à l'échelle journalière** ou a fortiori **pluri-journalière** **reste sans solution**. Existe-t-il **d'autres solutions connues ou envisagées susceptibles de répondre à la question ?** C'est l'objet du § suivant, après un bref tour d'horizon des différentes solutions possibles de stockage.

4 – Panorama des principales solutions de stockage connues ou envisagées

- **Panorama général des solutions classées par ordre de capacités croissantes de stockage**

* **Faibles capacités de stockage** (de quelques kWh à plusieurs dizaines de kWh, voire à quelques centaines de kWh).

On trouve dans cette catégorie :

- Les **supercondensateurs**, limités à quelques dizaines de kWh pour des applications très précises, nécessitant des puissances instantanées de décharge très élevées. Par exemple le « biberonnage » des bus électriques de ville se rechargeant partiellement en moins d'une minute à chaque arrêt,

- Les **volants d'inertie**, limités à quelques dizaines de kWh en général, car ils accumulent peu d'énergie malgré des masses importantes et des vitesses de rotation très élevées. Atteindre des capacités supérieures nécessitant alors de multiplier le nombre de machines, mais leur compétitivité économique se heurte de plus en plus à celle des batteries électrochimiques,

- Les **batteries électrochimiques**, les plus facilement adaptables à différentes capacités et qui ont fait de gros progrès (non terminés) en termes de rapport capacité/coûts, ce qui en fait **les systèmes de stockage les plus usités dans cette gamme de capacités**.

* **Capacités de stockage moyennes** (de plusieurs centaines de kWh à quelques MWh).

On trouve essentiellement dans cette catégorie :

- À nouveau les **batteries électrochimiques**, dont les coûts de plus en plus compétitifs, soutenus par une R&D très active, permettent d'envisager des applications possédant un modèle économique viable dans cette gamme de capacités,

- Le **stockage d'air comprimé** en réservoirs terrestres, encore très peu développé, car limité et coûteux,

- Les **STEPs** petites et moyennes, solution industrielle éprouvée, au modèle économique compétitif.

* **Capacités de stockage élevées à très élevées** (de quelques GWh à plusieurs dizaines ou centaines de GWh voire de plusieurs TWh).

On entre ici **dans un tout autre domaine**, à la fois en termes de **limites physiques pour ce qui concerne les capacités les plus élevées** (stockage de masse) et de **nouvelles applications potentielles** concernant le **stockage inter-saisonnier**, inaccessible aux catégories précédentes.

On trouve dans cette catégorie :

- Les **STEPs de grande puissance et capacité**, déjà citées plus haut, mais dont les capacités sont **très loin de pouvoir satisfaire** les besoins en **stockage de masse inter-saisonnier** (cf. plus haut),

- Le **stockage d'air comprimé** en **cavités souterraines** de très grands volumes,

- Le **stockage sous forme chimique** : gaz combustibles, **hydrogène** ou **méthane de synthèse**.

Ces deux derniers moyens de stockage, au stade de **quelques rares réalisations industrielles** pour le premier, de **démonstrateurs de petite taille** pour le second, font l'objet des § suivants car certains y voient des solutions d'avenir. Qu'en est-il exactement ?

- **Stockage d'énergie sous forme d'air comprimé (CAES : Compressed Air Energy Storage en anglais)**

Le stockage d'énergie par air comprimé consiste à comprimer de l'air en utilisant de l'électricité en période creuse de consommation et/ou de surplus de production inutilisés, à stocker cet air comprimé dans de très grandes cavités souterraines (pour des raisons de quantité et de coût), puis à détendre cet air comprimé dans des turbines pour produire à nouveau de l'électricité lorsqu'on en a besoin.

Trois variantes de technologie CAES sont possibles, elles sont explicitées en annexe 2. Très peu d'installations utilisant cette technologie existent cependant à ce jour, **aucune** ne dépassant les performances de **STEPs de taille très moyenne** en termes de **puissance/capacité de stockage** et de **rendement**, ce dernier ne dépassant pas **70 %** pour la variante la plus performante (mais... non construite à ce jour) à comparer à **75 – 80 %** pour les STEP.

Pour aller plus loin et essayer d'en tirer des conséquences plus globales sur **le potentiel de cette filière**, une **comparaison** avec les **stockages de gaz souterrains existants** permet de montrer que **pour stocker une seule journée de forte consommation hivernale** il faudrait disposer de cavités souterraines à peu près... **6 fois plus volumineuses** que celles (pourtant déjà considérables) permettant de stocker 3 mois de consommation de gaz naturel. Ce qui se situe au-delà **de toute réalité...** Et cantonne la filière **CAES** aux **stockages de capacités faibles à moyennes**, sous réserve de compétitivité économique comparée à celle d'autres filières.

On touche là du doigt les **limites de la physique** et le fait que **l'énergie mécanique de pression** est très **peu concentrée**. Beaucoup moins que l'énergie **chimique** (ici, celle du gaz naturel) qui est capable de fournir près de **400 fois plus d'énergie électrique que l'air comprimé à iso-volume de stockage**. Raison pour laquelle l'énergie **chimique** sous forme de combustibles est **la seule** qui permette **physiquement** un **stockage de masse**, y compris inter-saisonnier (cf. « Power to gas to power » ci-dessous et annexe 3).

- **Stockage d'énergie sous forme de gaz de synthèse (« Power to gas to power » en anglais)**

Le stockage d'énergie sous forme de gaz de synthèse est basé sur la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau, majoritairement réalisée à partir **d'électricité renouvelable intermittente**, la seule qui ne soit pas **pilotable** (avec des moyens **pilotables**, qui peuvent par définition s'adapter en permanence à la demande, les besoins en stockage sont beaucoup plus faibles et il est inutile de recourir aux gaz de synthèse). Cet hydrogène, qui n'est qu'un vecteur énergétique, peut être alors utilisé à différentes fins :

* Propulsion de véhicules zéro émission, la combustion de l'hydrogène ne produisant que de l'eau,

* Stockage intermédiaire et réutilisation pour produire à nouveau de l'électricité, ce stockage pouvant se faire de différentes manières : dans le réseau de transport et de distribution de gaz existant (à concurrence de 6 % moyennant quelques adaptations mineures, mais on manque de recul, d'environ 20 % sous réserve d'analyses et de validations complémentaires qui restent à faire) ou sinon dans des stockages dédiés spécifiques,

* Transformation en **méthane de synthèse** par combinaison avec du **CO2**. C'est l'opération de **méthanation** (à ne pas confondre avec la **méthanisation**, qui est l'obtention de **bio-méthane** par un processus de **transformation biologique** de déchets végétaux ou animaux). Le méthane ainsi obtenu peut alors être directement injecté sans limite dans le réseau de transport et de distribution de gaz naturel (qui est lui-même composé de 90 % ou plus de méthane) et réutilisé soit comme combustible, soit pour produire à nouveau de l'électricité (il faut cependant éviter absolument les fuites, le méthane ayant un pouvoir de réchauffement climatique très supérieur à celui du CO2).

En résumé, le « **Power to gas to power** » recouvre deux séries de transformations possibles, qui ont en commun un début de processus identique :

Électricité → Hydrogène → Électricité (filiale ou voie hydrogène)

Électricité → Hydrogène → Méthane → Électricité (filiale ou voie méthanation)

La filière **méthanation** est présentée par certains comme **LA solution**. Il est exact qu'elle bénéficie de deux atouts majeurs indéniables : comme il vient d'être dit, la possibilité de stockage direct dans le réseau de gaz **existant**, si nécessaire pendant plusieurs mois (**stockage inter-saisonnier**) ce qui est un avantage économique certain. Et la possibilité tout aussi importante d'atteindre des **tailles industrielles** qui lui confèrent la **capacité physique** de répondre aux besoins de **stockage de masse**. Mais est-ce suffisant ?

Ces deux filières souffrent malheureusement d'un **handicap majeur** : un **rendement global de conversion très faible**, qui ne dépasse pas **actuellement** environ **30 %** pour la **voie hydrogène** et **20 %** pour la **voie méthanation** « **du réseau au réseau** » (cf. annexe 3). **Ce qui signifie concrètement que pour pouvoir déstocker 1 kWh d'électricité, il faut en avoir « consommé » plus de 3 dans la filière hydrogène et 5 dans la filière méthanation !**

On se heurte à nouveau aux **limites de la physique** mais aussi ici **de la chimie**, contrairement aux filières n'utilisant que des transformations **mécaniques**, qu'elles soient hydrauliques ou pneumatiques. Ces limites sont

celles des **rendements** des transformations physiques et chimiques nécessaires à ces filières, qui comportent à la fois des transformations principales dont les rendements sont **limités** et plusieurs transformations **annexes** dont les rendements unitaires peuvent être élevés, mais dont la multiplication pèse sur le rendement **global**.

Il faut y ajouter un phénomène propre aux transformations **chimiques** ou **physico-chimiques**, qui n'existe pas au même degré pour les transformations **mécaniques**, hydrauliques ou de pression : le fait qu'elles **s'accommodent très mal des régimes transitoires très fluctuants** inhérents à une alimentation par des **sources d'électricité intermittente**, éoliennes ou photovoltaïques. Ce qui les éloigne de leur fonctionnement au rendement **optimal** et **accentue** les pertes de rendement globales de conversion. C'est notamment le cas pour **l'électrolyse** de l'eau.

Or, ce faible rendement a **un impact économique majeur** pour deux raisons qui additionnent leurs effets négatifs car il impose :

* De **surdimensionner les installations**, les quelque **3 à 5 kWh d'électricité entrante** nécessaires pour pouvoir déstocker **1 kWh d'électricité sortante** devant être utilisés **quand ils sont disponibles**, compte tenu de leur caractère **fatal** car issu de sources éoliennes ou photovoltaïques non maîtrisables,

* **D'acheter ces 3 à 5 kWh d'électricité entrante pour en revendre 1 seul, dont le prix de vente devra supporter le coût de ces achats.**

Si l'on ajoute que les sources éoliennes ou photovoltaïques ne fonctionnent qu'une **très faible partie du temps en équivalent de leur pleine puissance** (environ 23 % pour l'éolien et 13 % pour le photovoltaïque) il en sera **de même** pour les installations **d'électrolyse** notamment. Elles seront par conséquent d'autant plus difficiles à **amortir**, d'autant plus que leur **durée de vie** risque d'être abrégée par leur fonctionnement discontinu. Ce qui renchérit à nouveau fortement les coûts.

Dans les conditions actuelles de **rendement**, de **coûts d'investissement** et de **prix d'achat de l'électricité** supposée issue d'éoliennes (de l'ordre de 70 €/MWh minimum) et eu égard aux faibles durées d'utilisation des installations (< 3 000 heures/an), les coûts de l'électricité **déstockée** se situent **très approximativement en ordre de grandeur** vers :

* **≈ 300 €/MWh** environ pour la voie **hydrogène**,

* **≈ 500 €/MWh** environ pour la voie **méthanation**.

On notera que dans l'hypothèse de l'utilisation des **seuls surplus d'électricité intermittente**, supposée **gratuits**, les coûts sont du même ordre de grandeur car les installations fonctionnent alors **encore moins de temps dans l'année** (< 900 heures/an pour fixer les idées) ce qui fait exploser les coûts d'amortissement.

Inutile de souligner que ces coûts sont **exorbitants** : ils sont grosso modo **5 à 10 fois supérieurs aux prix moyens du marché spot de l'électricité** qui oscillent fréquemment entre **45 et 60 €/MWh en cet hiver 2018**. Ce qui signifie **qu'AUCUN MODÈLE ÉCONOMIQUE VIABLE** ne peut exister actuellement (et sans doute pour longtemps, cf. ci-dessous) pour ce type de stockage.

Il faut **ajouter** à ce bilan très défavorable les **conséquences systémiques négatives** des pertes énergétiques très élevées de ces systèmes : en effet, ces dernières doivent être compensées par des **productions d'électricité amont supplémentaires**, à raison, **pour chaque kWh déstocké**, de $3 - 1 = 2$ kWh pour la voie hydrogène et $5 - 1 = 4$ kWh pour la voie méthanation. Si les **coûts** de ces productions sont déjà pris en compte dans les coûts globaux ci-dessus, il n'en va pas de même des effets systémiques collatéraux : il faut en effet **multiplier les moyens de production**, ce qui implique des **investissements supplémentaires** extrêmement importants pour la collectivité. Sans parler des impacts négatifs de ces moyens sur l'environnement, les paysages, etc.

Quelles sont les marges d'amélioration ? Elles résident dans la combinaison **d'augmentations de rendement** et de **baisses très importantes des coûts d'investissement**. Sur la base des estimations citées en annexe 3 :

* Les rendements maximum possibles que l'on peut raisonnablement espérer sont de l'ordre de 43 % pour la voie hydrogène et 36 % pour la voie méthanation. C'est mieux qu'actuellement, mais encore faible...

* Il faudrait en outre que les coûts d'investissement actuels des installations soient divisés par 3 voire 4 pour que les coûts de l'électricité déstockée se rapprochent des prix de marché lorsqu'ils sont élevés, lors de périodes de forte consommation. Est-ce réaliste ?

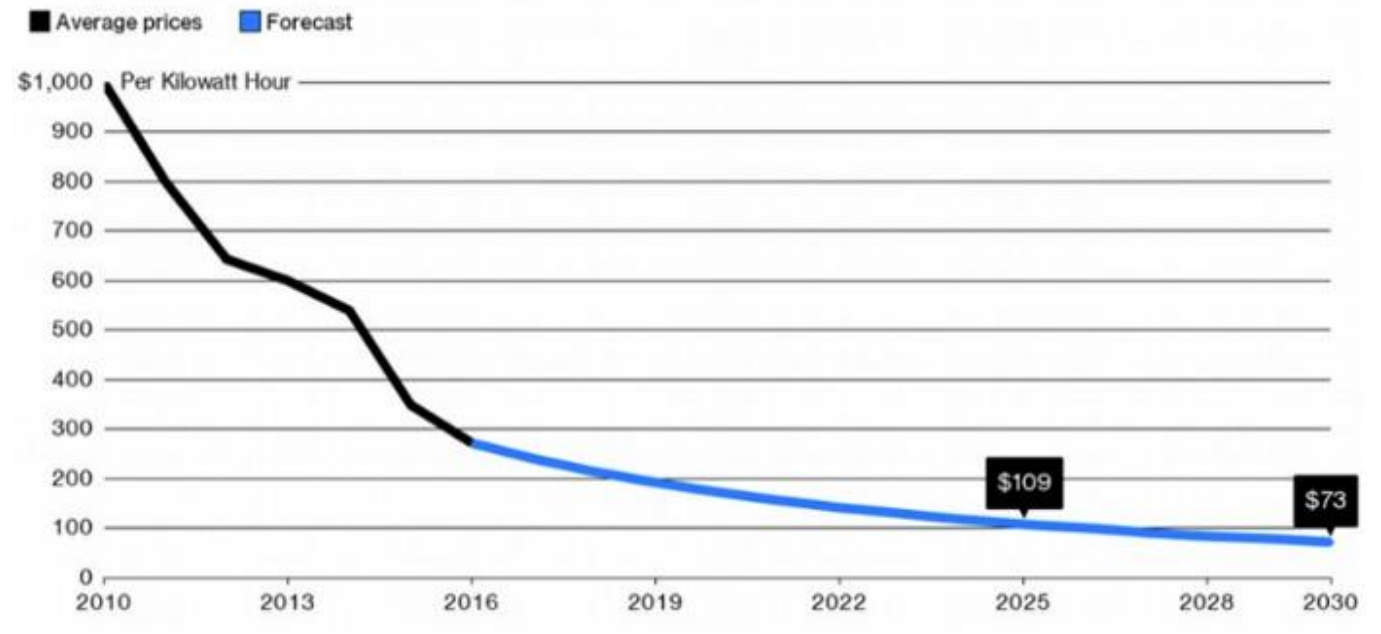
En résumé, ces estimations amènent non seulement à conclure à la non viabilité actuelle du modèle économique de ce type de stockage, mais rendent également extrêmement incertaines les possibilités d'atteinte d'un modèle économique futur viable, qui soit en outre économiquement soutenable pour les consommateurs d'électricité, domestiques et professionnels. En attendant, il est donc IMPOSSIBLE DE SE PASSER DES ÉNERGIES DE STOCK : nucléaire, dont le fonctionnement n'émet pas de CO₂ et/ou gaz naturel qui, bien qu'étant le combustible fossile le moins émetteur de CO₂, ferait remonter massivement les émissions de ce gaz et n'est en tout état de cause pas une solution durable, car en outre économiquement ruineuse pour la balance commerciale du pays, le gaz naturel étant intégralement importé.

Références

- [1] **LE STOCKAGE DE L'ÉLECTRICITE - Un défi pour la transition énergétique** - Ouvrage collectif de 16 chercheurs d'EDF/R&D spécialistes du domaine - Lavoisier, Juin 2017
- [2] **Pertes énergétiques du schéma « Power to gas + Gas to power »** - Georges Sapy - Site de Sauvons Le Climat - Septembre 2015
- [3] **Estimations de l'Institut Fraunhofer concernant les rendements globaux « électricité → hydrogène ou méthane → électricité »** - Selon source V. Boulanger dans : Stockage d'électricité. Énergie et Climat n° 45 - 1er Mai 2012
- [4] **Y a-t-il place pour l'hydrogène dans la transition énergétique ?** Etienne Beeker - France Stratégie - Août 2014
- [5] **Infrastructures gazières - Description générale** - Commission de régulation de l'énergie (CRE)
- [6] **Panorama du stockage souterrain de l'énergie** - Patrick de Laguérie - Ecole des Ponts / ParisTech - 25 novembre 2014
- [7] **Le stockage massif de l'énergie – Panorama 2013 – IFP Energies nouvelles Energies nouvelles**

Annexes

Annexe 1 : Coût estimé des batteries lithium-ion en \$/kWh



(Source : Bloomberg New Energy - Juillet 2017)

Coûts approximatifs estimés selon courbe ci-dessus et comparaison à autre source d'information :

* En 2017 (courbe ci-dessus) : ≈ 230 \$/kWh ≈ 200 €/kWh

* Fin 2017, batteries fournies par Elon Musk pour le réseau d'Australie du Sud (129 MWh pour 30 M\$) ≈ 233 \$/kWh ≈ 200 €/kWh

* En 2030 (courbe ci-dessus) : 73 \$/kWh ≈ 50 €/kWh

Annexe 2 : Stockage d'énergie sous forme d'air comprimé (CAES : Compressed Air Energy Storage en anglais)

On distingue **trois variantes de technologie CAES** :

- **CAES gaz**

Lors de la détente (qui produit naturellement du froid) l'air est réchauffé par la combustion de gaz (le plus souvent, d'où la dénomination CAES gaz) afin d'obtenir davantage d'énergie. **Mais ce n'est pas une solution durable si on utilise du gaz fossile** (utiliser du gaz renouvelable obtenu par **méthanisation biologique** ou par **méthanation de synthèse** n'étant par ailleurs pas nécessairement le meilleur usage que l'on puisse faire de ces gaz, dont les quantités seront limitées).

Il faut donc envisager **d'autres variantes CAES** (ci-après), sachant cependant que le CAES gaz est actuellement la variante la plus mature et la seule qui ait donné lieu à ce jour à des applications industrielles opérationnelles ou à des projets de taille industrielle (cf. § références industrielles existantes et projets envisagés, ci-après). On notera également que des CAES gaz de deuxième génération sont en cours d'étude, mais leur avenir économique semble incertain.

En termes de performances **puissance/capacité de stockage**, les CAES gaz existants ou en projet sont de la taille de **STEPS petites à moyennes**. Ils ne sont donc en aucun cas aptes à faire du stockage de masse, encore moins inter-saisonnier. Quant à leur **rendement**, il est au mieux de l'ordre de **55 %**.

- **CAES adiabatique**

La structure globale du système est à peu près la même, à ceci près que **l'usage d'un combustible d'appoint est supprimé** et remplacé par **un système de stockage de la chaleur récupérant la chaleur naturellement produite** lors de la **compression** et la **restituant** lors de la **détente**, afin de réchauffer l'air admis dans les turbines.

En termes de **performances**, on peut donc en attendre un **meilleur rendement** (jusque vers **65 %** environ, en principe) mais il faut noter qu'aucun système de ce type n'est encore opérationnel à échelle industrielle. Sous l'angle **puissance/capacité de stockage**, des tailles équivalentes à celles de grandes STEPS sont envisageables. Mais cela ne correspond toujours pas à des besoins de masse, encore moins inter-saisonniers puisqu'il serait coûteux de stocker la chaleur émise lors de la compression durant de longs mois. Enfin, il semblerait que la R&D sur ce type de CAES soit pour l'instant ralentie par les incertitudes sur leur modèle économique.

- **CAES isotherme**

La structure globale du système est encore à peu près la même, mais on cherche ici à **extraire la chaleur au fur et à mesure de la compression** (et **non en fin de compression** comme dans le cas du CAES adiabatique) ce qui permet de **réduire l'énergie de compression** et donc d'augmenter le rendement. De la même manière, lors de la détente, le **refroidissement de l'air est limité** par l'apport de chaleur provenant du stockage réalisé lors de la compression ou du milieu extérieur, **au fur et à mesure** de la détente.

En termes de **performances**, le **rendement** attendu est **élevé** (supérieur à celui du CAES adiabatique, soit **70 %** environ) mais **la gamme de puissances envisagée pour ce type de CAES est très inférieure à celle des CAES gaz ou adiabatiques** (quelques MW maximum pour des durées de stockage de quelques heures) pour des raisons technologiques : il est en effet difficile pratiquement de se rapprocher des évolutions isothermes théoriques, qui impliquent **d'évacuer en continu** la chaleur produite dans les compresseurs ou de **réchauffer en continu** l'air qui se détend dans une turbine. Des solutions sont à l'étude à **petite échelle**, mais semblent difficiles à extrapoler à grande échelle, c'est-à-dire à des débits très importants. Le CAES isotherme n'est donc absolument pas adapté au stockage massif d'énergie...

- **Existe-t-il un potentiel d'extension vers du stockage de masse avec la technologie CAES ?**

C'est la question qui vient naturellement à l'esprit à l'issue de ce panorama succinct des différentes variantes de CAES. En effet, **l'usage de cavités souterraines de grandes dimensions** peut laisser espérer des solutions de stockage de masse malgré les contraintes géologiques et la rareté potentielle de telles cavités adaptées au besoin. Mais est-ce bien le cas ?

Une façon indirecte de se faire une idée des possibles est de se référer **aux stockages géologiques de gaz naturel en exploitation**. Il existe actuellement en France une quinzaine de stockages souterrains de gaz dont le **volume global utile** est de **11,7 milliards de Nm³** (normaux m³ définis à : 0° C ; 1 bar absolu) et dont les pressions de stockage **maximales** (fonction des résistances mécaniques et contraintes d'étanchéité des cavités géologiques) s'échelonnent d'un peu moins de 50 à 140 bars, nombre d'entre eux se situant dans la gamme 60 – 70 bars. Cette capacité globale permet de stocker environ **132 TWh** de gaz naturel.

Or, il est facile **d'estimer très approximativement l'énergie mécanique potentielle** qui serait obtenue par la **compression de 11,7 milliards de Nm³ d'air à une pression maximale de 70 bars** (pression représentative des possibilités moyennes des cavités souterraines) qui serait stockés dans des cavités de **même volume global** que celles du gaz naturel. Cette énergie maximale s'exprime par :

$$W_p = P \times V \times \ln P_2/P_1 \text{ avec } P_1 = 1 \text{ bar et } P_2 = 70 \text{ bars}$$

On obtient tous calculs faits avec $\ln 70 \approx 4,25$: **W ≈ 1,38 TWh**

Cependant, cette énergie **potentielle** n'est **pas récupérable en totalité** pour deux raisons qui cumulent leurs effets :

* **Il n'est pas possible de vider complètement le stockage** : en effet, une turbine fonctionnant par la détente d'air comprimé ne peut fournir une puissance suffisante que si sa pression amont est elle-même suffisante. On fera ici **l'hypothèse** réaliste que la pression minimum de fonctionnement est de l'ordre de **20 bars**. **L'énergie récupérable maximale est donc celle qui existe dans le stockage lorsque la pression interne passe de 70 à 20 bars**. Or, l'énergie résiduelle à 20 bars de pression interne est égale à :

$$W_r = P \times V \times \ln P_2/P_1 \text{ avec } P_1 = 1 \text{ bar et } P_2 = 20 \text{ bars}$$

On obtient tous calculs faits avec $\ln 20 \approx 3$: **W ≈ 0,98 TWh**

L'énergie **réellement récupérable** compte tenu de cette contrainte technologique n'est donc que de :

$$1,38 - 0,98 = \mathbf{0,4 \text{ TWh}}$$

* L'énergie récupérée dépend ensuite du **type de détente**, **avec** ou **sans** récupération de **chaleur** :

- Avec une détente adiabatique incluant une **récupération supposée intégrale de chaleur**, très proche d'une détente **isotherme** théorique, on admettra pour simplifier qu'on récupère la totalité des **0,4 TWh** ci-dessus,

- Avec une détente adiabatique **sans aucune récupération de chaleur**, très **éloignée** d'une détente isotherme, la **part d'énergie récupérable** peut être **très approximativement** estimée par la formule simplifiée :

$$W_a \approx \mathbf{2,5 \times P \times V} \text{ (le coefficient 2,5 étant applicable aux gaz diatomiques qui composent l'air)}$$

Si l'on rapproche de manière **très simplifiée** le coefficient 2,5 ci-dessus de la moyenne des coefficients de détente isotherme ci-dessus soit $(4,25 + 3) / 2 \approx 3,62$ on obtient un rapport de l'ordre de $2,5 / 3,62 \approx \mathbf{0,7}$ ce qui signifie qu'avec ce type de détente on ne récupère que : $0,4 \times 0,7 = \mathbf{0,28 \text{ TWh}}$.

* Les deux estimations ci-dessus sont des valeurs **thermodynamiques théoriques, haute et basse**. Pour tenir compte de la **réalité industrielle** :

- Comme il est industriellement difficile de récupérer la **totalité de la chaleur**, la récupération réelle de chaleur se situe à une valeur intermédiaire et on fera **l'hypothèse simplificatrice** que l'énergie récupérée est égale à la moyenne des deux estimations haute et basse ci-dessus, soit **0,34 TWh**.

- Il faut en outre tenir compte des **rendements des machines** : **mécanique** pour la turbine ($\approx 90\%$) et **électrique** pour l'alternateur ($\approx 98\%$) ce qui conduit à un **rendement électromécanique** de $0,90 \times 0,98 \approx \mathbf{0,88 \text{ environ}}$.

L'énergie électrique finalement **injectée dans le réseau** n'est donc plus que de $0,34 \times 0,88 \approx \mathbf{0,3 \text{ TWh}}$

Plusieurs remarques peuvent être faites à propos de ces résultats :

* Il est d'abord essentiel de rappeler et souligner que ces résultats sont **très approximatifs**, car obtenus par des méthodes très simplifiées. Leur finalité est de mettre en évidence des **ordres de grandeur**, pas des valeurs précises. Ces ordres de grandeur permettent néanmoins de formuler des conclusions claires,

* **Utiliser un volume de stockage d'air globalement équivalent à celui des capacités souterraines actuelles de stockage de gaz naturel, pourtant considérables, ne permettrait de stocker qu'environ $0,3/1,8 = 1/6^{\text{ème}}$ de la consommation d'une seule journée de forte consommation hivernale (1,8 TWh, cf. plus haut) ! On est donc très loin du compte ce qui permet de conclure que le stockage d'air comprimé ne permet pas de faire du stockage de masse, encore moins inter-saisonnier.**

* Pourquoi un tel résultat ? Il est essentiel d'en comprendre l'origine : il résulte du fait que **l'énergie mécanique de pression n'est pas assez concentrée pour jouer ce rôle**. C'est une **raison de fond**, qui relève des **LIMITES de la PHYSIQUE**, et est par conséquent **non dépassable par les progrès technologiques**.

NB : pour bien le comprendre, il suffit de comparer les énergies obtenues par un **même volume stocké**, en l'occurrence celui des stockages souterrains de gaz, avec de l'air comprimé et avec du gaz naturel :

- L'air comprimé permet de produire **0,3 TWh** d'électricité (ci-dessus),

- Les 132 TWh de gaz permettent de produire, en supposant qu'ils soient intégralement brûlés dans des cycles combinés ayant des rendements de 60 % environ $132 \times 0,6 \approx 79$ TWh d'électricité.

Le rapport entre les deux est donc de $79 / 0,3 \approx 260$ environ, ce qui est considérable et montre que l'énergie **chimique** (celle du gaz naturel en l'occurrence) est beaucoup plus concentrée que celle de l'air comprimé. Plus généralement, si l'on classe les moyens de stockage dans **l'ordre croissant des concentrations énergétiques volumiques**, on obtient les résultats approximatifs suivants, en **kWh d'électricité produite** tenant compte des rendements **industriels** de conversion en **électricité** :

- **STEP** : 1 m^3 d'eau chutant de 400 m entraînant une turbine hydraulique : ≈ 1 kWh

- **CAES** : 1 m^3 d'air comprimé à 70 bars et détendu jusqu'à 20 bars dans une turbine à air : $\approx 1,8$ kWh

- **Hydrogène** : 1 m^3 d'hydrogène comprimé à 70 bars brûlé dans un cycle combiné : ≈ 125 kWh

- **Gaz naturel** : 1 m^3 de gaz naturel comprimé à 70 bars brûlé dans un cycle combiné : ≈ 475 kWh

Cette hiérarchie des concentrations énergétiques permet de classer les différentes solutions selon leur capacité à **faire du stockage de masse**. Et de comprendre la raison profonde des **limites des STEPs** et du **CAES**, **seul le stockage chimique** sous forme de gaz combustibles ayant des capacités de **stockage de masse**, sujet traité ci-après en annexe 3.

- **Références industrielles existantes et projets envisagés**

Il existe actuellement dans le monde une dizaine de CAES, appartenant **tous** à la variante **CAES Gaz**, dont **deux** seulement sont en **production depuis longtemps**, les autres étant **en projet**, abandonnés pour certains. Parmi les plus importants :

* **Huntorf** (Allemagne - **1979**) : 290 MW – 3 h de stockage – Pression de stockage de 45 à 70 bars

* **McIntosh** (États-Unis - **1991**) : 110 MW – 26 h de stockage – Pression de stockage de 45 à 75 bars

* **Projet PG&E** (États-Unis - vers 2020/2021) : 300 MW – 10 h de stockage

* **Projet APEX** (États-Unis - vers 2020/2021) : 317 MW

* **Projet Norton** (États-Unis) : 2 700 MW – 16 h de stockage – Pression de stockage de 55 à 110 bars – Abandonné pour cause de rentabilité non garantie...

Comme on le voit, le retour d'expérience industriel est très limité et les installations opérationnelles ou en projet restent de tailles assez modestes (la plus importante ayant été abandonnée pour l'instant). En tout cas pas à l'échelle des besoins de stockage de masse...

Annexe 3 : Stockage d'énergie sous forme de gaz de synthèse (« Power to gas to power » en anglais)

Comme il résulte de ce qui précède (cf. ci-dessus) le stockage chimique sous forme de gaz combustibles apparaît comme **le seul candidat apte à répondre aux besoins du stockage de masse, inter-saisonnier par la même occasion**. Mais cela suffit-il pour en faire un candidat idéal ?

- **Le rendement, point faible majeur de ce type de stockage**

En dépit des avantages rappelés dans le texte principal, les deux voies du « Power to gas to power » souffrent d'un point faible commun **majeur** : **le très grand nombre de transformations physiques et chimiques mises en œuvre dans leurs processus, plus important encore pour la voie méthanation** comme il ressort de ce qui suit :

* **Voie hydrogène** : **7 transformations nécessaires** : **RÉSEAU** → Abaissement de la tension → Redressement du courant pour l'électrolyse → Electrolyse de l'eau → Compression de l'hydrogène pour stockage → Combustion de l'hydrogène dans un cycle combiné → Elévation de tension → **RÉSEAU**

* **Voie méthanation** : **11 transformations nécessaires** : **RÉSEAU** → Abaissement de la tension → Redressement du courant pour l'électrolyse → Electrolyse de l'eau → Compression de l'hydrogène pour stockage → Extraction de CO₂ de fumées industrielles → Compression du CO₂ → Réaction chimique hydrogène + CO₂ de méthanation → Compression du méthane pour stockage dans le réseau gazier → Combustion du méthane dans un cycle combiné → Elévation de tension → **RÉSEAU**

Bien entendu, certaines de ces transformations ont des rendements unitaires élevés, voire même très élevés, mais ils se **cumulent** et viennent **s'ajouter** aux **pertes de rendement les plus importantes provenant des transformations principales** : électrolyse de l'eau, extraction de CO₂, réaction chimique de méthanation et combustion de l'hydrogène ou du méthane : **plus il y a de transformations énergétiques, plus le rendement global est faible, c'est aussi une loi fondamentale de la physique !** On est bien dans ce cas, le « Power to gas to power » cumulant beaucoup plus de transformations énergétiques que les **autres moyens de stockage**.

Il faut y ajouter un facteur important : les électrolyseurs étant alimentés par **une électricité** fournie par des éoliennes et/ou du photovoltaïque, donc **intermittente et fortement variable quand elle ne disparaît pas complètement**, ils subissent **un nombre élevé de transitoires** et fonctionnent en moyenne **loin de leur régime de rendement optimal**. Ce qui dégrade un peu plus le rendement global de la chaîne de transformations. Cet effet est loin d'être négligeable et **peut faire perdre au moins 10 à 15 points supplémentaires de rendement, voire davantage**.

Au total donc, le rendement global de ces transformations « **du réseau au réseau** » est très faible et peut être estimé aux valeurs résumées dans le tableau suivant, qui sont issues de deux études citées en références [2] et [3] et prennent en compte deux échéances : la situation actuelle et une situation future difficile à caler avec précision dans le temps, mais qui pourrait se situer à l'horizon 2030-2035.

En effet, de nouveaux procédés plus performants d'électrolyse : voie **alcaline améliorée**, voie **PEM** et voie **SOFC**, sont en cours de développement, les plus innovants (derniers cités) étant encore au stade de la R&D et/ou de démonstrateurs de très petite taille. Il faudra donc beaucoup de temps pour qu'ils parviennent, s'ils confirment leur intérêt, au stade de **solutions industrielles éprouvées**.

Par ailleurs, le rendement de la réaction de méthanation proprement dite devrait lui aussi pouvoir être amélioré. Mais cette transformation implique de disposer d'une source de CO₂ suffisamment concentrée pour minimiser les dépenses énergétiques d'extraction, qui restent dans tous les cas extrêmement élevées, auxquelles il faut ajouter les énergies de purification et de stockage intermédiaire, moins importantes mais sensibles.

Concernant l'étude en référence [2] les **rendements élémentaires des transformations principales** pris en compte sont les suivants :

- Situation actuelle : rendement de l'électrolyse par la **voie alcaline classique** : **65 %** ; rendement de la réaction de **méthanation** : **60 à 70 %** ; rendement du cycle combiné produisant à nouveau l'électricité à partir du gaz de synthèse : **60 %**. De plus, des pertes énergétiques supplémentaires de **10 à 15 %** ont été globalement prises en compte pour tenir compte du nombre élevé de transitoires qui éloignent les installations de leur régimes de fonctionnement au rendement optimal,

- Situation future postulée, prenant en compte des améliorations de l'électrolyse, par **voie alcaline améliorée ou autre voie** permettant d'atteindre un rendement de **80 à 90 %** ; rendement également amélioré de la réaction de

méthanation pour atteindre **80 %** ; rendement inchangé du cycle combiné produisant à nouveau l'électricité à partir du gaz de synthèse à **60 %**,

- Etude en référence [3] : elle porte également sur les futurs rendements globaux de ces filières, les rendements élémentaires n'étant pas cités, à l'exception de celui du cycle combiné utilisé (**60 %** également),

- Estimation des rendements globaux maximum que l'on pourrait espérer obtenir en tenant compte de la réalité industrielle : il est possible de s'en faire une idée en reprenant la méthodologie de l'étude en référence [2] et portant les **rendements élémentaires des transformations principales** à leurs limites vraisemblables d'un point de vue industriel : rendements de **l'électrolyse** et de la réaction de **méthanation** portés à **90 %** ; rendement du cycle combiné porté à **62 %** (ce qui constitue un record mondial actuel en régime optimal établi, sachant qu'il s'agit d'une technologie largement mature dont les progrès possibles en termes de rendement ne sont plus qu'asymptotiques).

Sur ces bases, il est possible de dresser le tableau suivant récapitulant les rendements globaux :

Transformations Rendement	Voie hydrogène	Voie méthanation
Rendements opérationnels obtenus dans étude Réf. [2]	Actuels : 29 – 31 % Futurs : 36 – 43 %	Actuels : 17 – 20 % Futurs : 27 – 32 %
Rendements obtenus par l' Institut Fraunhofer cités dans Réf. [3]	Futurs : 34 – 44 %	Futurs : 30 – 38 %
Moyennes arrondies des rendements obtenus en [2] et [3]	Actuels : ≈ 30 % Futurs : ≈ 40 %	Actuels : ≈ 20 % Futurs : ≈ 32 %
Estimation des rendements opérationnels maximum	Futurs : 42 – 44 %	Futurs : 35 – 37 %
Moyennes des rendements opérationnels maximum	Futurs : ≈ 43 %	Futurs : ≈ 36 %

Les deux séries d'estimations [2] et [3] sont globalement cohérentes et suffisamment proches pour que l'on puisse en tirer des **moyennes** correctement représentatives des **ordres de grandeur**. Les valeurs ainsi obtenues étant très proches des valeurs **maximales** réalistes que l'on peut raisonnablement espérer, à savoir **environ 43 % pour la voie hydrogène** et **environ 36 % pour la voie méthanation**. Ce qui reste globalement **très peu performant car pour pouvoir déstocker 1 kWh d'électricité, il faudra encore en « consommer » environ 2,3 dans la voie hydrogène et 2,8 dans la voie méthanation**. C'est mieux qu'actuellement, mais le gaspillage d'énergie reste toujours très important, ce qui n'est pas sans conséquences économiques.

- **Les lourdes conséquences économiques de rendements très faibles**

D'un point de vue économique, des rendements de conversion énergétique très faibles ont deux types de conséquences négatives majeures qui potentialisent leurs effets :

* Première conséquence : elle a déjà été soulignée à plusieurs reprises, il faut « **consommer** » **beaucoup plus d'électricité lors du stockage qu'on pourra en récupérer lors du déstockage**. Ainsi, **pour pouvoir déstocker 1 kWh il faut en avoir consommé** :

- **Pour la voie hydrogène** : plus de **3** actuellement, encore **2,3** dans le futur, dans le meilleur des cas,

- Pour la voie méthanation : environ 5 actuellement, encore 2,8 dans le futur, dans le meilleur des cas.

Le prix de l'électricité ainsi consommée, **multiplié par les facteurs** ci-dessus, s'ajoute évidemment aux **coûts internes** des installations de déstockage pour constituer le **coût final de déstockage**.

* Deuxième conséquence : il faut **surdimensionner fortement les installations de stockage/déstockage**. En effet, si l'on prend l'exemple de la voie méthanation actuelle, **pour récupérer 1 KWh d'électricité lors du déstockage, il faut en avoir électrolysé pratiquement 5 !** Or, comme il faut être prêt à utiliser l'électricité éolienne ou photovoltaïque quand elle se présente, il faut **disposer de capacités d'électrolyse 5 fois plus grandes que la capacité de déstockage pour alimenter la chaîne !** Ce qui accroît très fortement les investissements nécessaires, qui ne peuvent en outre être amortis que sur la vente d'électricité déstockée, c'est-à-dire sur une quantité 5 fois inférieure...

- **Le très difficile amortissement d'installations alimentées par des sources à faible facteur de charge (FC)**

Les installations de stockage/déstockage concernées étant **par principe** exclusivement alimentées par des sources renouvelables éoliennes et/ou photovoltaïques, leur **facteur de charge** ne peut excéder celui des sources qui les alimentent. Deux cas principaux se présentent alors :

* Premier cas : les installations de stockage/déstockage sont alimentées par des moyens éoliens et/ou solaires PV **dédiés**. Les facteurs de charge respectifs étant en moyenne de 22 % pour l'éolien et de 13 % pour le PV, le facteur de charge global des installations de stockage/déstockage **plafonne nécessairement** à $22 + 13 = 35\%$ **dans le meilleur des cas**, soit environ 3 000 heures/an (1/3 de l'année) en temps équivalent à pleine puissance. Dans ce schéma, l'électricité utilisée doit bien sûr être achetée au **prix de vente des moyens dédiés** mis en œuvre,

* Deuxième cas : les installations de stockage/déstockage sont alimentées par les **surplus** de production éolienne et/ou solaire PV, qui ne trouvent pas preneur en consommation immédiate ou exportations. Dans ce cas, on peut estimer de façon réaliste, au vu des retours d'expérience de pays fortement dotés en éolien ou PV, que ces surplus ne sont disponibles que **pendant environ 10 % du temps au maximum**, soit pendant moins de 900 heures/an en équivalent pleine puissance. On peut en outre faire l'hypothèse simplificatrice que ces surplus ont un **prix d'achat pratiquement nul**.

Ces deux cas montrent qu'il n'y a pas de bonne solution : soit les installations fonctionnent plus longtemps, ce qui favorise leur amortissement, mais il faut alors payer l'électricité destinée au stockage, soit cette dernière peut être obtenue gratuitement mais l'amortissement doit se faire sur un temps beaucoup plus court, ce qui renchérit énormément son coût. En tout état de cause, un amortissement d'installations industrielles sur 3 000 heures maximum dans le meilleur des cas est déjà très coûteux !

- **Synthèse technico-économique sur les bases actuelles**

Sur la base des rendements et coûts d'investissement actuels, ce type de stockage cumule des désavantages économiques extrêmement importants : il faut en effet acheter beaucoup plus d'électricité qu'on ne pourra en déstocker, surdimensionner fortement les installations qu'il sera ensuite très difficile d'amortir sur des durées de fonctionnement très courtes, voire extrêmement courtes, ce qui porte mécaniquement les coûts fixes à des niveaux très élevés qui, ajoutés aux achats d'électricité amont, rendent l'électricité déstockée extrêmement chère, donc invendable en dehors de quelques heures d'ultra-pointe dans l'année : LE MODÈLE ÉCONOMIQUE N'EST DONC PAS VIABLE !

NB : pour être concret, dans les conditions actuelles de rendement et de durée d'utilisation des installations (cf. plus haut), ainsi que de prix de l'électricité éolienne (de l'ordre de 70 €/MWh) les coûts de l'électricité **déstockée** se situent **très approximativement en ordre de grandeur** vers :

* $\approx 300 \text{ €/MWh}$ environ pour la voie hydrogène,

* $\approx 500 \text{ €/MWh}$ environ pour la voie méthanation.

Ceci dans les deux cas examinés plus haut : électricité achetée à 70 €/MWh et installations fonctionnant 3 000 heures/an ou électricité provenant de surplus gratuits mais installations ne fonctionnant que 900 heures/an. Ce qui au passage montre le poids financier très important d'amortissements insuffisants des installations.

- **Quelles perspectives de réduction des coûts de l'électricité déstockée ?**

Réduire les coûts de l'électricité déstockée implique à la fois d'augmenter les **rendements** et de réduire les **coûts d'investissement** des installations. Que peut-on espérer ?

* Concernant les **rendements futurs**, en faisant **l'hypothèse** (optimiste...) qu'il soit **possible** d'atteindre les rendements maximum **estimés** ci-dessus, on passerait d'environ **30 à 43 %** (facteur de gain $\approx 1,43$) pour la voie **hydrogène** et d'environ **20 à 36 %** (facteur de gain = **1,8**) pour la voie **méthanation**.

* Concernant les **coûts d'investissement** des installations à un horizon lointain, les projections sont beaucoup plus difficiles à faire et très aléatoires. On ne peut donc faire que des **scénarios**, qui permettent **d'estimer les facteurs de réduction des coûts qui seraient nécessaires** pour rendre ces filières viables, en mettant en regard les **coûts de l'électricité déstockée** (en €/MWh arrondis dans le tableau ci-dessous) :

Facteur de réduction des coûts d'investissement (Hypothèses)	Facteur 2	Facteur 3	Facteur 4
Coût de l'électricité déstockée selon voie			
Hydrogène	$300 / (1,43 \times 2)$ ≈ 105	$300 / (1,43 \times 3)$ ≈ 70	$300 / (1,43 \times 4)$ ≈ 52
Méthanation	$500 / (1,8 \times 2)$ ≈ 140	$500 / (1,8 \times 3)$ ≈ 93	$500 / (1,8 \times 4)$ ≈ 70

Cette simulation très simplifiée montre qu'il faudrait **diviser par au moins 3, sinon 4 les coûts d'investissement actuels pour simplement obtenir des coûts d'électricité déstockée se rapprochant de prix de marché lorsqu'ils sont élevés, lors de périodes de forte consommation.**

De plus, réduire les coûts d'investissement dans de telles proportions est-il réaliste ? Répondre à cette question est d'autant plus difficile que les coûts actuels des installations **industrielles** d'électrolyse ne sont à peu près connus que pour la voie **alcaline actuelle**. On peut sans doute en extrapoler approximativement ceux de la voie **alcaline améliorée, mais qu'en est-il des voies PEM et SOFC qui ne sont pas sorties des laboratoires ?** D'autant plus que de nombreux points durs technologiques restent à solutionner et que par exemple la voie **PEM** utilise des métaux rares (et donc chers !) comme le platine et l'iridium. Et qu'en matière de coûts d'investissement, seule **l'expérience industrielle** est réellement fiable... et permet d'investir sur des bases solides.