

RENDEMENT DE LA CHAÎNE HYDROGÈNE

CAS DU « POWER-TO-H₂-TO-POWER »

Janvier 2020

Auteurs : Luc BODINEAU et Pierre SACHER

Ce qu'il faut retenir

Le vecteur hydrogène est l'une des solutions de stockage et d'utilisation de l'énergie envisagée pour accompagner la transition énergétique, et tout particulièrement le déploiement d'un modèle énergétique décentralisée, intégrant plus largement des ressources renouvelables. Parmi les déclinaisons possibles, **on dénomme « Power-to-H₂-to-Power » le fait de recourir à l'hydrogène pour stocker momentanément de l'électricité lors de la production, pour en restituer en phase d'usage.**

Or, la question de l'efficacité intrinsèque de cette chaîne est régulièrement posée, la production puis l'utilisation de l'hydrogène supposant en effet une succession de transformations et donc des pertes énergétiques. Cette question du rendement est parfois même posée comme controversée, dans un débat opposant frontalement le stockage par batterie - réputé avoir un meilleur rendement - au vecteur hydrogène, jusqu'à la disqualification de celui-ci. **L'objectif de cette note est d'apporter des éléments de réflexion et d'analyse sur cette question du rendement, en deux temps :**

- La première partie apporte des éclaircissements sur le rendement de la chaîne de l'hydrogène produit par électrolyse, de la source à son usage en pile à combustible : définition, valeurs et, in fine, ordres de grandeur sur l'ensemble de la chaîne.

Les références bibliographiques disponibles nous permettent ainsi d'estimer **le rendement de la chaîne hydrogène à 25% environ**, valeur qui peut varier selon la nécessité ou non de comprimer pour son usage. **L'efficacité du stockage par batterie, qui présente un rendement de conversion de l'ordre de 70% doit ainsi conduire à privilégier ce type de stockage, lorsque cela est techniquement et économiquement envisageable, c'est-à-dire ajusté aux conditions d'usage souhaité (durée de stockage, dimensionnement, temps de recharge...).**

- **Les méthodes d'analyse d'impact environnemental incitent à considérer l'impact d'un service rendu, et pas uniquement de tout ou d'une partie d'un système technique.** La seconde partie propose donc une analyse non focalisée sur la chaîne mais élargie au périmètre des systèmes dans lesquels elle peut être utilisée. Elle s'appuie sur des exemples concrets qui illustrent les limites du raisonnement limité à la seule question du rendement de conversion entre une batterie et l'hydrogène.

Les cas présentés conduisent aux observations suivantes :

- **Le choix d'une solution tout batterie peut conduire à un surdimensionnement (production, réseau ou équipements) et donc à des surcoûts** en investissement et/ou en exploitation d'un système. La recherche du rendement énergétique maximal ne correspond pas nécessairement à l'optimum technique et économique.
- **Plus que concurrentes, les solutions de stockage batterie et hydrogène sont complémentaires** et leur hybridation peut apporter de la flexibilité.
- **Pour les systèmes électriques isolés, l'insertion de la chaîne hydrogène dans un système électrique peut même améliorer son rendement vis-à-vis d'un système tout batterie.** Cela traduit le fait que le stockage batterie présente des limites en terme de capacité de stockage, et que l'introduction d'une chaîne hydrogène permet d'éviter une perte conséquente d'énergie primaire.
- **Au-delà de la question du rendement, la chaîne hydrogène peut desserrer des contraintes et générer des externalités positives** pour l'insertion d'une solution dans son environnement : raccordement au réseau électrique, surface au sol par exemple.

Ainsi, l'appréciation de l'intérêt ou de la chaîne « Power-to-H₂-to-Power » pour un service ou un usage visé ne peut se réduire à la seule comparaison des rendements énergétiques. La recherche de l'optimum technique, économique et énergétique est à considérer à l'échelle du système global et du service rendu par celui-ci.

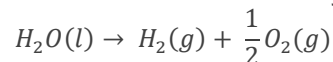
TABLE DES MATIERES

Ce qu'il faut retenir	1
1. Le rendement de la chaîne « Power-to-H ₂ -to-Power »	3
1.1. Définition	3
1.2. État de l'art.....	3
1.2.1. Électrolyse	3
1.2.2. Compresseur	4
1.2.3. Pile à combustible (PAC)	4
1.3. Estimation du rendement de la chaîne globale.....	5
1.3.1. Chaîne hydrogène.....	5
1.3.2. Chaîne batterie	6
1.4. Conclusion	7
2. Rendement et optimum à l'échelle d'un système	7
2.1. Exemple 1 : Transport collectif par bus électrique à Pau	7
2.2. Exemple 2 : Service de stockage de données 100% EnR à Avignon	8
2.3. Exemple 3 : Alimentation autonome des Îles Froan en Norvège	10
2.4. Exemple 4 : Navette maritime électrique au Port de Toulon	12
2.5. Conclusion	14
Pour aller plus loin	14
Références.....	15

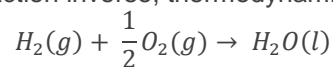
1. Le rendement de la chaîne « Power-to-H₂-to-Power »

1.1. Définition

La production d'hydrogène par électrolyse de l'eau et son utilisation au sein d'une pile à combustible reposent sur la même équation électrochimique, l'électrolyse allant dans le sens thermodynamiquement défavorisé :



Tandis que la pile à combustible utilise la réaction inverse, thermodynamiquement favorisée :



Pour définir un rendement, l'énergie consommée ou produite est comparée à l'énergie théorique que libérerait la combustion de l'hydrogène, communément appelé pouvoir calorifique. Le premier terme définit la performance du système et est évaluée par sa consommation électrique (pour un électrolyseur) ou par l'énergie électrique produite (pour une pile à combustible). La valeur du deuxième terme dépend du périmètre de la réaction. En effet, il existe deux types de pouvoir calorifique :

- Pouvoir Calorifique Inférieur (PCI) : Energie produite lors de la combustion, l'eau restant sous forme vapeur. Le PCI de l'hydrogène s'élève à 3.00 kWh/Nm³, soit¹ 33.33 kWh/kg d'hydrogène^[1].
- Pouvoir Calorifique Supérieur (PCS) : Energie produite lors de la combustion à laquelle on ajoute l'énergie de condensation de la vapeur d'eau (chaleur latente de vaporisation de l'eau). Le PCS de l'hydrogène s'élève à 3.55 kWh/Nm³, soit 39.41 kWh/kg d'hydrogène.

Dans la littérature scientifique, le PCI est usuellement plus utilisé que le PCS pour estimer le rendement des systèmes mais en pratique, ces deux définitions introduisent de la confusion dans la communication des performances des systèmes. En effet, il est fréquent de voir des rendements communiqués sans précision de la référence PCI ou PCS du calcul, sachant qu'un calcul en PCI déprécie le rendement de l'électrolyseur tout en rehaussant le rendement de la pile à combustible et réciproquement.

C'est pourquoi une manière plus précise et plus universelle de définir le rendement d'un système hydrogène est de parler en consommation/production électrique, en kWh_e/kgH₂. **Cette unité s'affranchit de la référence PCI ou PCS et permet ainsi de ne pas perdre l'information.** Le choix du kilogramme d'hydrogène comme référence, et non du norme mètre cube d'hydrogène qui est aussi utilisé par les équipementiers, s'explique par le fait que cette unité est plus commune.

1.2. État de l'art

1.2.1. Électrolyse

La consommation énergétique d'un électrolyseur dépend fortement du périmètre considéré (stack, système...) ainsi que de la puissance de l'installation. A faible puissance, le rendement moyen d'un électrolyseur est plus faible qu'à plus large échelle^[2]. Les équipements annexes au stack (purificateur, compression interne, onduleur...) consomment de l'ordre^[3] de 4,5 à 9 kWh_e/kgH₂ supplémentaires. On préférera parler de rendement système qui est une valeur plus fonctionnelle.

Pour l'électrolyse alcaline, les valeurs oscillent^[4] entre 51 kWh_e/kgH₂ et 62 kWh_e/kgH₂, avec une majorité de données en dessous de 56 kWh_e/kgH₂. Les électrolyseurs de forte puissance peuvent atteindre de meilleurs rendements, comme chiffré par le FCH-JU^[5], avec une consommation de 50,5 kWh_e/kgH₂ pour 20MW.

¹ 1 Nm³ = 0.08988 kgH₂

L'électrolyse PEM (membrane à échange de protons) atteint actuellement des performances légèrement inférieures à l'électrolyse alcaline mais présente une marge de progression plus importante. La technologie progresse vite, ainsi même si les revues^{[2][3]} estiment la consommation entre 53 kWh_e/kgH₂ et 67 kWh_e/kgH₂, les valeurs pour les systèmes de l'ordre du MW sont proches^{[6][7]} de la borne basse : 56 kWh_e/kgH₂.

Pour un système moyen, une valeur de 56 kWh_e/kgH₂ peut donc être utilisé pour une électrolyse PEM ou alcaline.

1.2.2. Compresseur

Si l'hydrogène produit n'est pas directement utilisé ou qu'il n'est pas destiné à être consommé sur place (export, usage en mobilité), ce vecteur énergétique doit² être compressé à plus haut niveau que sa pression de sortie de l'électrolyseur, qui est typiquement de 30 bars. A noter que la technologie alcaline fonctionnait à des pressions plus basses jusqu'il y a quelques années tandis que la technologie PEM est plus à même d'opérer à des pressions plus importantes, des projets visant des pressions de 350 bars en sortie d'unité^[8]. Si la compression à 200 bars pour le transport est la norme actuelle, la transition à 500 bars qui est en cours permet d'augmenter le poids d'hydrogène transporté par trajet, le volume étant le facteur limitant.

La pression de stockage étant nécessairement supérieure à celle d'usage, considérer un compresseur de 500 bars pour cette note permet de couvrir à la fois des stations 350 bars de production in-situ et les stations livrées par rack de 500 bars. **La consommation énergétique d'un tel compresseur, avec 30 bars en sortie d'électrolyse, est estimée^[5] à 2,7 kWh_e/kgH₂. Les applications 700 bars requièrent une compression jusqu'à 900 bars, estimée^[2] à 4,9 kWh_e/kgH₂.**

1.2.3. Pile à combustible (PAC)

De même que pour les électrolyseurs, la production électrique (en kWh_e/kgH₂) des PAC dépend de la puissance appelée et du système considéré (véhicule, stationnaire, groupe frigorifique...). Concernant les applications de mobilité, comme le montre le graphique suivant, l'efficacité diminue avec la sollicitation de puissance pour la PAC à partir d'environ 15% de la capacité^[9]. Ainsi, en fonction du régime utilisé, une PAC peut fournir^{[10][11]} entre 19 kWh_e/kgH₂ et 15 kWh_e/kgH₂.

² Dans le cas d'un transport par réseau gazier, une compression additionnelle n'est pas nécessairement utile : les réseaux français de distribution n'opèrent pas au-delà de 8 bars. Les réseaux français de transport, eux, n'excèdent pas 80 bars, ils nécessitent une compression de l'hydrogène plus modérée que pour le transport routier.

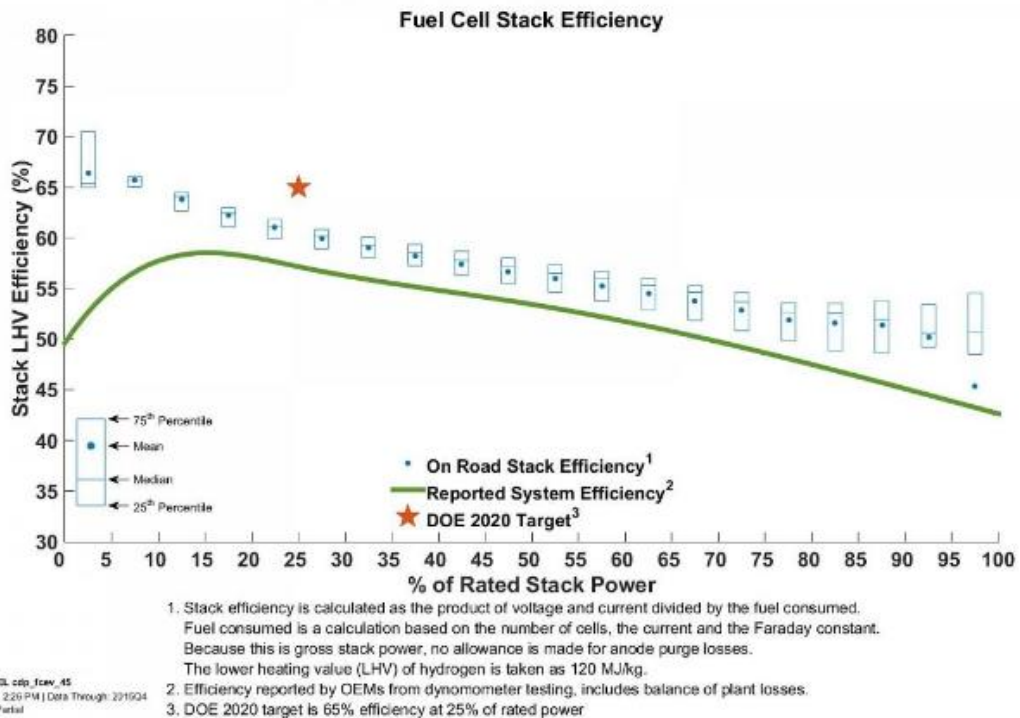


Figure 1 : Performance d'une pile à combustible en fonction de la puissance appelée, en application mobilité [9]

En ce qui concerne les systèmes stationnaires, les performances sont semblables, avec des systèmes apportant des productions pouvant atteindre aussi bien [12] 18 kWh_e/kgH₂ que [13] 14 kWh_e/kgH₂. **Par simplification, une valeur moyenne de 16 kWh_e/kgH₂ est sélectionnée pour les calculs suivants.**

1.3. Estimation du rendement de la chaîne globale

Dans les parties précédentes, la notion de consommation/production énergétique a été préférée à celle du rendement car il était question d'une conversion de vecteur : gaz/électricité. Pour les systèmes étudiés ci-après, on parle de power-to-gas-to-power, un rendement électrique peut ainsi être défini.

On notera que les données présentées ci-après s'entendent en aval de la distribution électrique et ne prennent donc pas en compte les pertes amont (ex : pertes sur les lignes électriques).

1.3.1. Chaîne hydrogène

Dans la majorité des utilisations actuelles de l'hydrogène comme vecteur énergétique, le système est couplé avec une batterie (prolongateur d'autonomie, power-to-gas-to-power). La nécessaire compatibilité du bus DC avec le voltage des deux équipements demande l'utilisation d'un convertisseur DC/DC. A la sortie de la PAC, un convertisseur a un rendement d'environ 98%, auquel s'ajoutent un onduleur et un transformateur, d'un rendement de 95%.

$$\eta_{PtGtP} = \frac{E_{PAC} * \eta_{DC} * \eta_{DC}}{E_{Electrolyseur}} \approx 27\%$$

Pour les applications de mobilité³ (réservoir 350 bars), la transmission de puissance s'effectue par un moteur électrique classique, d'un rendement de 90%.

$$\eta_{\text{Mobilité } 350b} = \frac{E_{PAC} * \eta_{DC} * \eta_{DC} * \eta_{Moteur}}{E_{\text{Electrolyseur}} + E_{\text{Comp500b}}} \approx 23\%$$

Pour les applications 700 bars, on atteint un rendement de $\eta_{\text{Mobilité } 700b} \approx 22\%$. La pression d'utilisation n'a donc pas une importance prédominante sur le rendement.

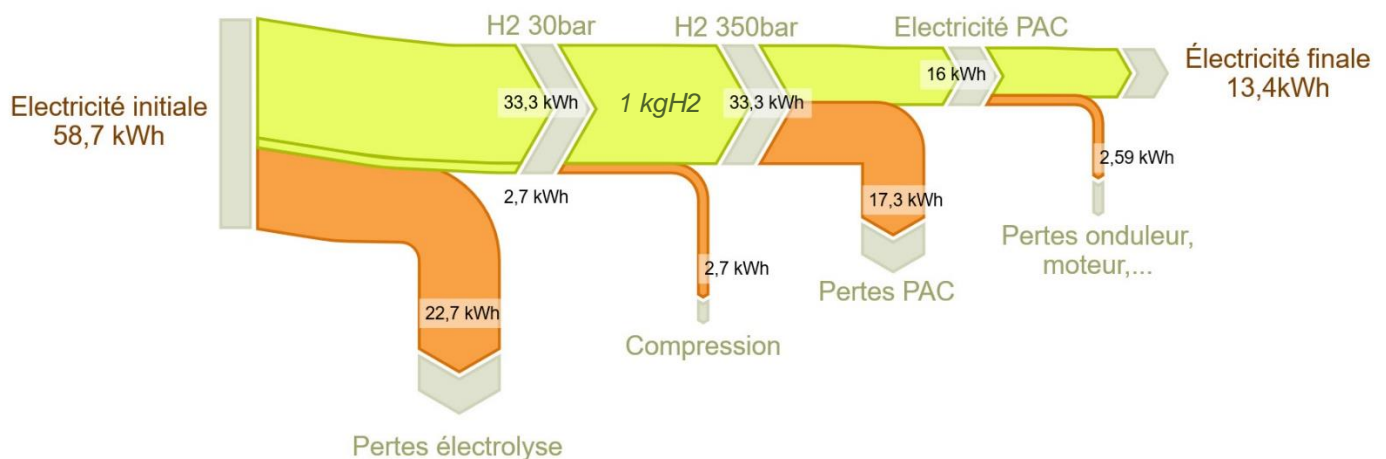


Figure 2 : Diagramme de Sankey, exprimant l'énergie nécessaire pour produire un kg d'hydrogène, ainsi que l'énergie électrique résultante.

Ces chiffres soulignent l'importance de prendre en compte l'ensemble des équipements lors de la définition du rendement d'une chaîne. Les valeurs moyenne choisies ont été volontairement prudentes afin de pouvoir correspondre à un système moyen. Ainsi, des valeurs plus optimistes permettent d'atteindre 30% de rendement pour une application 700 bars. Les progrès technologiques attendus sur les électrolyseurs et piles à combustibles permettront d'améliorer ces valeurs. Ce rendement électrique peut être majoré en prenant en compte l'utilisation des pertes calorifiques de la pile à combustible dans diverses applications, notamment en mobilité pour chauffer l'habitacle et la batterie du véhicule. Sur des électrolyseurs de forte puissance, la récupération de chaleur basse température peut également être profitable.

1.3.2. Chaîne batterie

Dans une optique de comparaison des rendements énergétiques de la chaîne hydrogène et batterie pour une application véhicule par exemple, on peut s'appuyer sur les éléments suivants : le rendement de charge d'une batterie de véhicule est de l'ordre de 88%, le rendement de décharge étant estimée à 93% [14]. En considérant un onduleur et un transformateur entre la sortie batterie et le moteur électrique, on obtient ainsi le rendement système global :

$$\eta_{VEB} = \eta_{\text{Charge}} * \eta_{\text{Décharge}} * \eta_{DC} * \eta_{\text{Moteur}} \approx 70\%$$

³ Hypothèse d'une production d'hydrogène au point d'avitaillement du véhicule, donc n'incluant pas une étape de transport de l'hydrogène.

1.4. Conclusion

L'hydrogène n'étant qu'un vecteur, son emploi énergétique suppose qu'il soit produit, conditionné et converti in fine pour être utilisé au point d'usage. Cette cascade de transformations se traduit, comme on a pu le voir, par une dégradation du potentiel énergétique, et **un rendement de la source électrique à l'usage de l'ordre de 25%**, voire 30% avec les meilleurs équipements actuels.

Dans le domaine du stockage de l'électricité, d'autres chaînes technologiques, de la source à l'usage, présentent de meilleurs rendements, c'est le cas du stockage électrochimique par accumulateurs ou batteries avec un rendement de 70%. Aussi, lorsque cela est techniquement et économiquement envisageable au regard de l'usage, et dans un souci d'efficacité énergétique, ces chaînes sont à privilégier.

Par exemple, dans le domaine de la mobilité, les véhicules légers à batterie seule répondent parfaitement à certains types de déplacement : distance à parcourir inférieure à 300 km, temps de charge de plusieurs heures acceptable compte tenu de la disponibilité souhaitée du véhicule, etc. Dans ces configurations, le stockage de l'électricité par batterie est une solution optimum. Pour d'autres configurations en revanche – autonomie plus longue, encombrement et poids du véhicule, contraintes à la recharge – la solution batterie seule ne répond pas nécessairement à l'usage et le recours à la chaîne hydrogène peut présenter un intérêt technique, malgré un rendement énergétique moins bon.

Au-delà de la notion de rendement énergétique, c'est en effet l'usage et ses contraintes qui conditionnent le dimensionnement de la solution technique. La partie 2 aborde, par des exemples, cette notion d'usage, et illustre que c'est bien au niveau du système global que s'apprécie la pertinence de la solution de stockage électrique et l'éventuel recours à la chaîne hydrogène.

2. Rendement et optimum à l'échelle d'un système

Cette seconde partie présente quelques exemples de situations où des maîtres d'ouvrage ont opté, au regard de leur projet et de leur besoin, pour une solution technique mettant en œuvre une chaîne hydrogène. Pour chacune des situations, l'adéquation d'une solution tout batterie, a priori plus favorable en terme de rendement énergétique, est envisagée et comparée à la solution choisie, sur un plan technique comme économique. Dans chaque cas, cela suppose de partir du besoin ou de l'usage recherché et de comparer à iso-service les solutions.

2.1.Exemple 1 : Transport collectif par bus électrique à Pau

La Communauté d'agglomération de Pau-Béarn-Pyrénées porte depuis 2016 un Plan Climat Air Energie Territoire qui s'appuie sur différentes actions structurantes : maîtrise de l'énergie, développement des énergies renouvelables, amélioration de la qualité de l'air, développement des mobilités alternatives. Dans ce cadre, elle a souhaité renforcer l'offre de transport public en mettant en œuvre une ligne de bus à haut niveau de service (BHNS) avec des performances environnementales poussées.



Figure 3 : Bus articulé Van Hool de 18m à hydrogène, modèle déployé à Pau

Sur la base de ses besoins et des conditions d'exploitation envisagées, le Syndicat Mixte des Transports Urbains (SMTU) a mené une analyse de différentes solutions techniques globales pour cette ligne de bus. A l'issue du dialogue compétitif établi notamment entre les solutions « zéro émission » électrique à batterie et hydrogène, cette dernière a été choisie au regard notamment des éléments suivants :

- Le dépôt des bus et le terminus de la ligne sont distants de cinq kilomètres : cette contrainte nécessite une autonomie suffisante pour les bus pour assurer la journée de service sans recharge au dépôt, de l'ordre de 230 km.
- La solution électrique à batterie par captation, c'est-à-dire avec une recharge des batteries par pantographe en bout de ligne, a été étudiée mais nécessitait l'investissement de deux stations de recharge au lieu d'une seule : en effet, le tracé de ligne BHNS est prévu pour être évolutif et les terminus sont variables dans l'année, pour prendre en compte certains événements et manifestations (Zénith, Palais des Sports, gare).
- Pour la même fréquence de passage des bus, les solutions électriques présentaient un coût global équivalent à la solution hydrogène, en investissement et en exploitation. Ce coût global intègre notamment des charges d'exploitation du parc de matériel roulant. Or, 10 bus électrique à batterie avec biberonnage ou 14 bus électriques en mode autonome auraient été nécessaires pour assurer le service contre 8 bus pour la solution hydrogène.

La comparaison des solutions de mobilité ne se limite pas aux seules performances énergétiques entre un véhicule et un autre, mais bien sur la base d'une analyse globale sur un périmètre élargi, incluant les contraintes d'exploitation, les infrastructures, le niveau de service attendu, etc. **L'optimum en terme de rendement énergétique, favorable aux bus batterie, aurait conduit dans le cas de ce projet, à un surdimensionnement du parc de véhicules (+25 à 75%) pour des coûts globaux équivalents.**

2.2. Exemple 2 : Service de stockage de données 100% EnR à Avignon

A Avignon, le projet ECOBIOH₂ s'inscrit dans un projet immobilier qui consiste à construire un bâtiment résidentiel-tertiaire à haute performance environnementale. Celui-ci s'appuie en particulier sur une conception bioclimatique une architecture biosourcée, une production solaire intégrée au bâti, une gestion optimisée de l'ensemble des flux, une intégration végétale sur différentes surfaces. L'une des innovations de ce projet est l'intégration en son sein, d'un micro data center, associé à un système de stockage de l'électricité assurant une continuité de la fourniture de la production EnR locale : ce système permet ainsi de proposer, localement, une offre d'hébergement numérique par serveur alimentés 100% en énergie photovoltaïque.

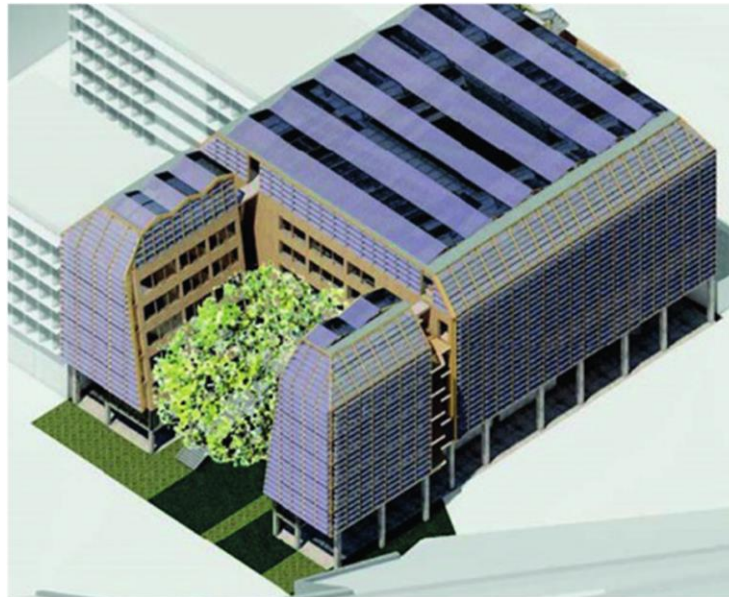


Figure 4 : Maquette du bâtiment prévu dans le cadre du projet ECOBIOH₂.

La chaîne de stockage d'électricité est hybride, elle est constituée :

- D'un stockage par batterie, dit « de court-terme », de 650 kWh, qui assure les cycles réguliers de stockage / déstockage d'électricité pour alimenter les serveurs
- D'un stockage par hydrogène, composé d'un électrolyseur de 10 kW, d'un stockage d'hydrogène comprimé de 30 kg, d'un système piles hydrogène de 10 kW. Cette chaîne apporte le complément nécessaire aux batteries lorsqu'elles ne suffisent plus, stockant de l'électricité photovoltaïque des semaines ensoleillées aux semaines hivernales. C'est un stockage dit « de long terme ».

Le principe d'hybridation permet de tirer profit des avantages de l'une et l'autre des technologies. Les études préalables ont montré que, pour le même service rendu c'est-à-dire pour rendre le système autonome sur l'année, le stockage batterie Li-ion aurait été dimensionné à 1 100 kWh. Les frais de maintenance sont principalement liés au remplacement périodique des batteries, leur durée de vie dépendant des cycles de charge / décharge. L'analyse économique, en coût global et en coût d'exploitation, montre que le système hybride devient plus rentable que le système basé 100% batterie au-delà d'une certaine durée, typiquement de l'ordre de 5 ans de fonctionnement. Au-delà, les surcoûts représentés par l'hybridation sont compensés par des frais de maintenance plus faibles.

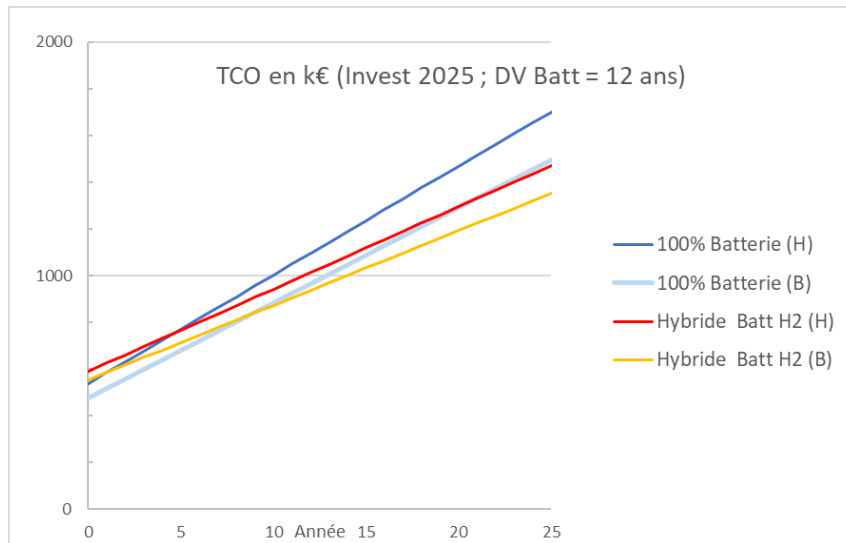


Figure 5 : Analyse économique des systèmes de stockage, mettant en évidence la compétitivité de l'hybridation, que ce soit en hypothèse de prix haute (H) ou basse (B).

Sur un plan énergétique, le rendement global du système est le rapport entre l'énergie solaire capté par les panneaux et l'énergie utile consommée au niveau du data center. Il s'apprécie sur l'année, en fonction du profil de consommation du data center, des courbes de production solaire, des temps de fonctionnement des stockages. Les premières estimations évaluent ce rendement système à 73% dans le cas du système hybridé, contre 74% pour le système équipé de batteries seules.

La solution hybridée n'est pas ici l'optimum énergétique strict, mais la dégradation du rendement au niveau du système, de l'ordre de 1%, peut se justifier par la réduction du dimensionnement des batteries (-70%) et un modèle économique plus équilibré à long terme (> 5 ans).

2.3. Exemple 3 : Alimentation autonome des Îles Froan en Norvège

L'archipel de Froan, situé au nord-ouest de la côte norvégienne, est composée de quatre îles principales qui abritent 20 foyers permanents, 50 habitations le week-end, une ferme piscicole et deux ports de pêche. Ces îles sont actuellement interconnectées et reliées au continent par un câble électrique devenu obsolète et que l'exploitant électrique TrønderEnergi souhaite remplacer par une production électrique autonome sur site, envisagée comme moins coûteuse.



Figure 6 : Archipel des îles Froan.



L'opérateur électricien étudie différentes solutions qui sont l'objet du projet REMOTE, auquel participent plusieurs partenaires académiques et équipementiers dont l'entreprise française POWIDIAN, et qui est soutenu⁴ par l'Union Européenne via la FCH-JU attaché au programme Horizon 2020. Les solutions étudiées s'appuient sur un couplage :

- D'une production d'électricité renouvelable disponibles sur site : éolien et panneaux solaires photovoltaïques ;
- D'une solution de stockage d'électricité, constituée soit d'une batterie seule, soit d'un dispositif hybride associant une batterie de plus faible taille et d'une chaîne hydrogène en Power-to-Power (électrolyseur, stockage d'hydrogène sous pression, pile). Dans ce cas, le principe d'hybridation repose sur les mêmes principes qu'exposé précédemment : la batterie assure un premier niveau de stockage dit « court-terme » et la chaîne hydrogène un complément dit « long terme ».
- D'un éventuel groupe électrogène (moteur Diesel), qui potentiellement permet de couvrir les pics de demande électrique, quelques heures sur l'année.

Les analyses confirment la pertinence technico-économiques des solutions autonomes pour l'alimentation électrique du micro-réseau des 4 îles versus le remplacement du câble électrique. Parmi les différentes solutions étudiées, le recours à un système de stockage hybride batterie / chaîne hydrogène apparaît intéressant lorsque l'on souhaite une autonomie valorisant exclusivement (100%) ou quasi-exclusivement (97%) les ressources renouvelables du site. Dans le cas d'une autonomie à 97% de renouvelables, le groupe électrogène fournit les 3% d'énergie résiduelle, pour passer les quelques heures de pointe électrique dans l'année, ce qui apparaît aujourd'hui comme l'optimum économique.

Dans cette configuration (autonomie à 97% de renouvelables), le stockage sous forme d'hydrogène d'une partie de l'électricité produite lors de périodes de fort ensoleillement ou de vent, permet de dimensionner au plus juste l'installation, dont la production d'électricité renouvelable à 925 kW. Ainsi, pour le même service rendu, c'est-à-dire couvrir 544 MWh de besoins électriques du site sur l'année, une solution « tout batterie » engendrerait le surdimensionnement suivant :

- Une puissance installée du parc éolien + photovoltaïque supérieure de 54%
- Une capacité de batterie Lithium installée multipliée par 2 : 1 100 kWh de batterie contre un système hybride composé d'une batterie de 550 kWh et d'un stockage H₂ de 100 kg.

⁴ This project has received funding from the Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking under the European Union's Horizon 2020 research and innovation programme under grant agreement No 779541

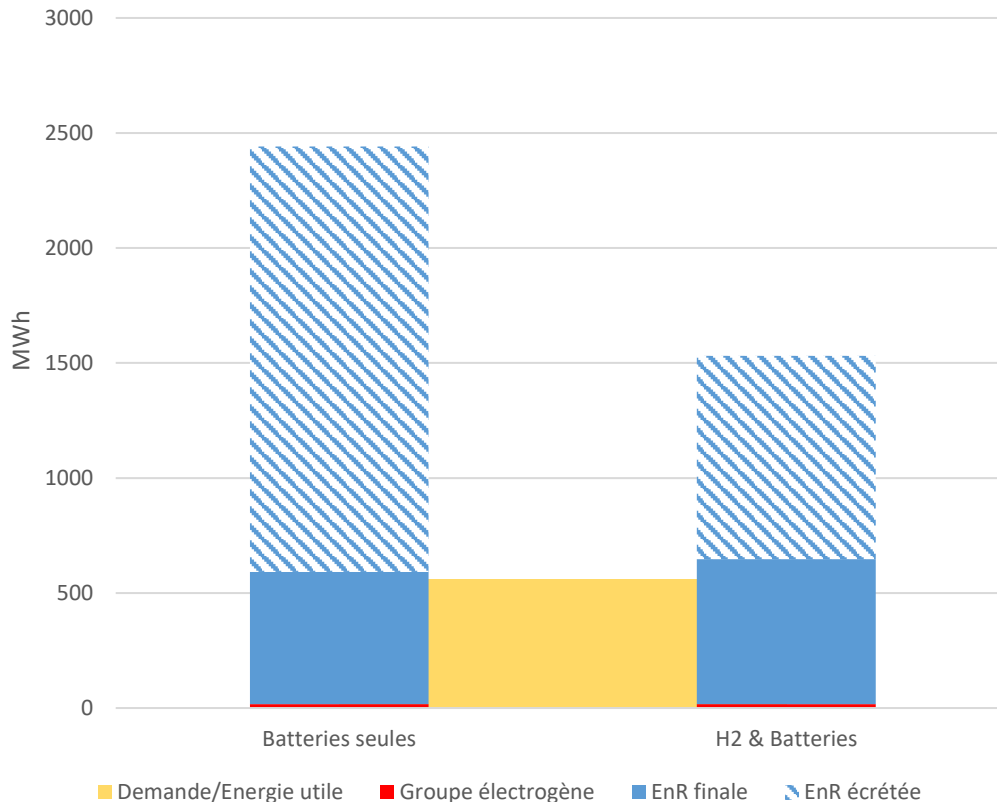


Figure 7 : Comparatif des systèmes à 97% EnR répondant à la même demande énergétique. L'EnR finale correspond à l'énergie non écartée, injectée dans le réseau ou dans le système de stockage.

Le rendement énergétique du système global s'en trouverait par ailleurs amoindri. En effet, dans le cas d'un stockage batterie, le surdimensionnement induit une perte d'énergie primaire, puisque les installations vont surproduire de l'électricité qui ne sera pas valorisée : le rendement global du système hors groupe électrogène est donc seulement de 22%. Dans le cas du stockage hybride, les installations sont de plus petite taille et le productible mieux valorisé sur l'année : le rendement, hors groupe électrogène, atteint 36%. **Ainsi, même si le passage au vecteur hydrogène se traduit, pour une partie du flux, par une dégradation du rendement énergétique, le rendement du système lui-même est le double par rapport à un système tout batterie.**

La phase de test des installations, prévue sur le continent à Rye en Norvège, débutera fin 2019, avant l'installation définitive du micro-grid sur les îles de Froan. Cette étape est nécessaire pour valider les performances et la fiabilité du système, compte tenu des conditions climatiques et marines du site. Au-delà du rendement énergétique, le dimensionnement d'ensemble du système, comprenant la capacité de production d'énergie renouvelable à installer pour l'objectif d'autonomie souhaitée, sera un facteur de décision clé.

2.4. Exemple 4 : Navette maritime électrique au Port de Toulon

Les Bateliers de la Côte d'Azur assurent des liaisons maritimes touristiques autour de la rade de Toulon, sur la base de quatre navettes maritimes de 200 passagers équipées de moteurs Diesel. Dans l'objectif de réduire les impacts environnementaux liés à leur activité, l'entreprise a étudié la conversion d'une des navettes en propulsion électrique, c'est-à-dire en mode « zéro émission » lors de leur exploitation. Cette réflexion a donné lieu au projet plus vaste, nommé HYNORVAR,

en cours de développement, associant les acteurs locaux dont la Chambre de Commerce et d'Industrie, le réseau de transport public Toulon Provence Méditerranée et l'entreprise ENGIE.



Figure 8 : Modèle de navette maritime visé dans le cadre d'HYNOVAR pour la motorisation électrique hydrogène

Dans le cadre des études de faisabilité, les deux solutions électriques ont été envisagées : l'une basée sur une navette équipée de batterie uniquement, l'autre d'un réservoir et d'une pile hydrogène. Le cahier des charges d'exploitation de la navette reposait sur les conditions suivantes :

- Une vitesse minimale de 12 nœuds et une autonomie de 10 heures pour permettre 5 cycles de manœuvre à la journée ;
- Un temps d'immobilisation à quai pour la recharge limitée à 2 heures, pour des questions de sécurité qui impose aux navires d'être manœuvrables le plus longtemps possible.

La chaîne de traction hydrogène a été préférée pour des raisons technico-économiques :

- Le poids du navire aurait été supérieur de 36% dans le cas d'une navette équipée de batterie au lithium : 28 tonnes de batterie pour une coque de 40 tonnes. Dans le cas de batterie nickel hydrure, ce surpoids se serait élevé à 88%. Ce surpoids pénalise la manœuvrabilité et engendre une surconsommation énergétique du bateau.
- La puissance souscrite au réseau électrique à quai aurait été de 2,2 MW, générant des coûts de raccordement et des charges d'exploitation proportionnels. Dans le cas de la solution hydrogène, bien que celle-ci nécessite des investissements supplémentaires dans un système électrolyseur et une station, elle représente une moindre capacité appelée au réseau, de l'ordre de 0,6 MW, engageant moins de frais de raccordement.

Ce cas illustre les limites d'une solution 100% batterie embarquée pour de la mobilité lourde comme la navigation maritime ou fluviale, malgré un meilleur rendement de stockage de l'électricité. **A l'échelle du système global, des contraintes relatives au temps de recharge des batteries peuvent également se traduire, comme ici, par des puissances appelées sur le réseau électrique qui engendrent des surdimensionnements du raccordement.**

2.5. Conclusion

Les quatre cas présentés ici montrent, qu'à l'échelle d'un système énergétique, pour un même service rendu :

- **Le choix d'une solution tout batterie peut conduire à un surdimensionnement (production, réseau ou équipements) et donc à des surcoûts**

Dans le cas de la navette maritime, ce surdimensionnement concerne le bateau lui-même, mais également le raccordement au réseau électrique à quai. A l'échelle du parc des bus de Pau, la solution bus batterie conduirait à un nombre accru de véhicules et nécessiterait deux stations de recharge au lieu d'une. Pour l'alimentation des îles de Froan, c'est le parc de production d'électricité qui devrait être dimensionné à la hausse.

Ce surdimensionnement engendre des surcoûts, en investissement et/ou en exploitation de la solution, et l'optimum énergétique ne correspond pas à l'optimum technique et économique.

- **Plus que concurrentes, les solutions de stockage batterie et hydrogène sont complémentaires, et leur hybridation peut apporter de la flexibilité**

En effet, une chaîne de stockage basée sur la complémentarité d'un stockage court-terme par batterie et d'un stockage long-terme par la chaîne hydrogène, peut permettre d'optimiser le dimensionnement. Dans le cas du bâtiment ECOBIOH₂, cela permet en particulier de contenir le dimensionnement des batteries et ainsi faciliter leur intégration dans le bâtiment et limiter leur coût d'exploitation.

- **L'insertion de la chaîne hydrogène dans un système électrique non interconnecté peut même améliorer son rendement énergétique, en réduisant l'énergie écartée**

L'alimentation autonome des îles de Froan montre, de manière contre-intuitive, que l'introduction d'un stockage intersaisonnier de type hydrogène améliore le rendement énergétique global du système, ce rendement est même doublé par rapport à une solution tout batterie. Cela traduit le fait que le stockage batterie présente des limites en terme de capacité de stockage, et que l'introduction d'une chaîne hydrogène permet d'éviter une perte conséquente d'énergie primaire.

- **Au-delà de la question du rendement, la chaîne hydrogène peut desserrer des contraintes et générer des externalités positives**

Les cas exposés illustrent également que la chaîne hydrogène peut éviter un renforcement des conditions de raccordement au réseau électrique, ou économiser de la surface au sol dans une configuration d'autonomie énergétique. Elle apporte de la souplesse et de la flexibilité dans la mise en œuvre du système dans son environnement proche.

Pour aller plus loin

Cette note a pour ambition de présenter l'état des lieux de la technologie afin d'avoir une référence actuelle de la performance des systèmes hydrogène. Des travaux complémentaires mériteraient d'être engagés afin d'approfondir et consolider l'analyse :

- Comparer par une analyse de cycle de vie les impacts d'un système batterie seule et d'un système hybride batterie hydrogène, à **service rendu équivalent** et dans plusieurs domaines (mobilité lourde, stockage stationnaire). Cette considération est essentielle afin d'évaluer les conséquences matière et énergie des surdimensionnements des systèmes batteries identifiés dans cette note.
- Préciser les performances des systèmes hydrogène avec les retours d'expériences des projets engagés. La mutualisation des éléments quantitatifs venant des équipements en fonctionnement réel permettrait de confirmer la pertinence de la chaîne hydrogène dans les secteurs identifiés.

Références

- [1] AFHYPAC, «Données physico-chimiques de base sur l'hydrogène,» Février 2018.
- [2] «Power to Gas, Roadmap for Flanders,» Octobre 2016.
- [3] A. Buttler et H. Spliethoff, «Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquid : A review,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2018.
- [4] M. David et al, «Advances in alkaline water electrolysis : A review,» *Journal of Energy storage*, 2019.
- [5] FCH-JU, «Study on early business cases for H2 in energy storage and more broadly power to H2 applications,» 2017.
- [6] L. Allidières et al, «On the ability of pem water electrolyzers to provide power grid services,» *International journal of hydrogen energy*, vol. 44, pp. 9690-9700, 2019.
- [7] J. Koponen et al, «Control and energy efficiency of PEM water electrolyzers in renewable energy systems,» *International journal of hydrogen energy*, vol. 42, pp. 29648-29660, 2017.
- [8] AFHYPAC, «Production d'hydrogène par électrolyse de l'eau,» Janvier 2017.
- [9] J. Kurtz et al, «Fuel cell electric vehicle durability and fuel cell performance,» National Renewable Energy Laboratory, 2019.
- [10] V. Oldenbroek et al, «Fuel cell electric vehicle-to-grid, experimental feasibility and operational performance as balancing power plant,» *Fuel Cells*, vol. 18, pp. 649-662, 2018.
- [11] U. Eberle, B. Müller et R. von Helmolt, «Fuel cell electric vehicles and hydrogen infrastructure: status 2012,» *Energy & Environmental Science*, vol. 5, pp. 8780-8798, 2012.
- [12] G. Guandalini et al, «Simulation of a 2 MW PEM fuel cell plant for hydrogen recovery from chlor-alkali industry,» *Energy Procedia*, vol. 105, pp. 1839-1846, 2017.
- [13] P. Piela et J. Mitzel, «Polymer electrolyte membrane fuel cell efficiency at the stack level,» *Journal of power sources*, vol. 292, pp. 95-103, 2015.
- [14] CONSOVEx, «Étude de l'influence des conditions d'utilisation sur la consommation d'énergie de véhicules particuliers électriques et hybrides rechargeables,» 2013.

L'ADEME EN BREF

À l'ADEME - l'Agence de la transition écologique -, nous sommes résolument engagés dans la lutte contre le réchauffement climatique et la dégradation des ressources. Sur tous les fronts, nous mobilisons les citoyens, les acteurs économiques et les territoires, leur donnons les moyens de progresser vers une société économe en ressources, plus sobre en carbone, plus juste et harmonieuse.

Dans tous les domaines - énergie, air, économie circulaire, gaspillage alimentaire, déchets, sols... - nous conseillons, facilitons et aidons au financement de nombreux projets, de la recherche jusqu'au partage des solutions. À tous les niveaux, nous mettons nos capacités d'expertise et de prospective au service des politiques publiques.

L'ADEME est un établissement public sous la tutelle du ministère de la Transition écologique et solidaire et du ministère de l'Enseignement supérieur, de la Recherche et de l'Innovation.

www.ademe.fr



ADEME
20, avenue du Grésillé
BP 90406 | 49004 Angers Cedex 01