

Stockage thermique pour le couplage entre récupération de chaleur fatale et production d'hydrogène dans un électrolyseur à oxyde solide : étude énergétique et technico-économique.

Thermal storage for coupling waste heat recovery and hydrogen production in a solid oxide electrolyzer: energy and technico-economic study.

Titouan FABIANI^{1,2,3}, Patrice TOCHON¹, Nolwenn LE PIERRES^{2*}, Pierre DUMOULIN³

¹GENVIA SAS, Plaine Saint Pierre, 34500 Béziers, France

²Université Savoie Mont-Blanc, CNRS, LOCIE, 73370 Le Bourget-du-Lac, France

³LITEN, DTCH, SSETI, LCST, CEA, 38000 Grenoble, France

**(auteur correspondant : nolwenn.le-pierres@univ-smb.fr)*

Résumé - Les électrolyseurs à oxyde solide ont besoin d'un apport continu et stable de vapeur. Le système thermique proposé produit cette vapeur à partir de la chaleur de gaz industriels. Il comprend un échangeur récupérateur, une boucle d'huile thermique, un évaporateur à plaques et un système de stockage thermique de type thermocline dual-media. La réponse du système à des fluctuations de l'apport thermique est simulée de manière dynamique et permet d'obtenir la consommation électrique ainsi que le coût de production de la vapeur. Finalement, l'usage de cette solution sur un cas applicatif permet de réduire la consommation électrique totale de la production d'hydrogène de 14,3 % et le coût de production de la vapeur de 65%.

Abstract - Solid oxide electrolyzers require a continuous and stable supply of steam. The proposed thermal system generates this steam from the heat of industrial gases. It comprises a recuperator, a thermal oil loop, a plate evaporator and a dual-media thermocline thermal storage system. The system's response to fluctuations in thermal input is dynamically simulated, yielding the power consumption and steam production cost. In the end, the application of this solution on a study case reduces the total electricity consumption for hydrogen production by 14,3% and the steam production costs by 65%.

1. Introduction

Pour la production d'hydrogène, la technologie SOEC (Cellule d'Electrolyse à Oxyde Solide) est une solution intéressante grâce à un meilleur rendement électrique que les technologies d'électrolyse à membrane échangeuse de protons et alcaline [1]. Cet avantage s'accompagne de la complexité de faire fonctionner un appareil à une haute température de cellule $T_{cell} \in [700^\circ\text{C} ; 900^\circ\text{C}]$. En effet, pendant son fonctionnement, le stack SOEC doit être maintenu à T_{cell} et l'eau entrante doit être, en amont, évaporée et chauffée jusqu'à T_{cell} . L'énergie nécessaire pour produire la vapeur à basse température représente 18% de l'énergie électrique totale consommée [2]. Produire cette vapeur sans électricité permettrait donc de baisser fortement le coût énergétique et économique de production d'hydrogène.

Dans ce travail, un couplage thermique entre un système SOEC et une récupération de chaleur fatale (WHR pour Waste Heat Recovery) est étudié pour la production de vapeur d'eau.

La récupération de chaleur fatale se fait sur des rejets industriels qui peuvent fortement varier en température comme en débit. Au contraire, le fonctionnement du système SOEC exige un débit de vapeur constant à une pression et une température constante. Un système de stockage thermique ainsi qu'une résistance électrique sont installés pour faire correspondre ressource et demande.

Les systèmes de stockage d'énergie thermique (TES pour Thermal Energy Storage) sont utilisés pour éviter la perte de chaleur excédentaire en la stockant pour plus tard [3-4]. Ils offrent des solutions pour les baisses de production thermique en fournissant l'énergie stockée en amont. Comme le présente la Figure 1, l'intégration d'un TES dans un système de production de vapeur à partir de WHR est étudiée dans ce travail. Le TES est un stockage thermocline composé d'un lit de roches dans lequel de l'huile thermique s'écoule. Dans ce système, les gaz industriels arrivent au récupérateur pour chauffer une boucle intermédiaire d'huile thermique. L'huile thermique chaude est ensuite envoyée dans un générateur de vapeur (GV) pour évaporer l'eau nécessaire à la SOEC. Des échangeurs de chaleur à haute température permettent ensuite de récupérer la chaleur issue des fluides chaud sortant de l'électrolyseur. Enfin, les débits d'eau et d'air entrant dans les cellules sont chauffés électriquement pour entrer à T_{cell} .

Le stockage thermocline et une résistance électrique sont installés sur la boucle d'huile. Le système thermique est contrôlé grâce à plusieurs pompes au sein de la boucle d'huile et à une vanne contrôlant le débit de gaz industriel. L'objectif principal est de générer un débit de vapeur constant \dot{m}_w^{GV} à la pression $P_{cell} = 1,55$ bar dans le GV. Un objectif secondaire est de maintenir une température constante $T_{w,out}^{GV}$ de la vapeur à la sortie du GV pour éviter une surconsommation d'électricité dans les chauffes électriques haute température.

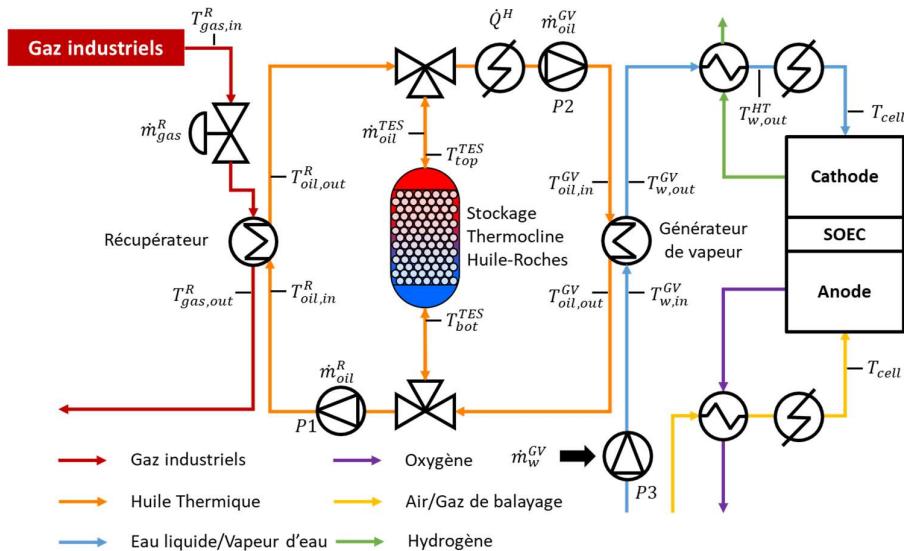


Figure 1 : Schéma du système thermique proposé pour le couplage entre récupération de chaleur fatale industrielle, stockage thermique et génération de vapeur pour un système SOEC.

Dans un précédent travail [5], l'influence de l'installation d'un tel système thermique sur la consommation finale d'électricité a été étudiée pour un cas d'étude représentant un site industriel. Pour ce site, un jeu de données représentant les variations en température et débit des rejets de gaz industriel a été utilisé. La réponse du système thermique à ces variations a été simulée dynamiquement à l'aide du logiciel Dymola [6]. Cette simulation dynamique a permis d'estimer la consommation finale d'électricité du système de production d'hydrogène. L'installation du système thermique implique un coût d'investissement pour les différents

composants thermiques et fluidiques. Il y a un compromis à trouver entre une augmentation du prix des équipements installés et une réduction du coût de l'électricité consommée. L'objectif de ce travail est d'estimer le coût final de la vapeur produite pour le système SOEC et d'évaluer l'influence de l'installation du système thermique proposé sur ce coût.

2. Etude énergétique du système thermique

L'ensemble du système SOEC peut être divisé en deux sous-systèmes : le sous-système WHR-GV et le sous-système SOEC. Le sous-système WHR-GV représente les composants thermiques situés à gauche du GV sur la Figure 1. Ce sous-système a un comportement fortement dynamique en raison des variations importantes de la puissance thermique disponible dans les gaz industriels. Par conséquent, ce sous-système a été modélisé à l'aide du logiciel Dymola. Le sous-système SOEC est composé de la SOEC ainsi que des échangeurs et des chauffes en aval du GV. Il est, dans la mesure du possible, exploité en mode stationnaire et est modélisé comme une boîte noire transformant de l'eau en hydrogène avec une consommation électrique typique de $39 \text{ kWh/kg}_{\text{H}_2}$ comme donnée par le rapport SRIA 2021-2027 publié en 2022 [7]. La modélisation et la simulation sont réalisées avec Python.

L'étude approfondie du sous-système WHR-GV a été abordée dans un article [5] et est résumée ici. Le dimensionnement et la stratégie de pilotage du système ont été conçus sur la base d'un jeu de données représentant les variations, durant 13 jours, de la température et du débit des rejets de gaz d'un site industriel, pris comme cas d'étude type. Sur cet ensemble de données, l'installation industrielle fonctionne en continu.

2.1. Dimensionnement du système

Pour 80% des 13 jours de données, la température d'entrée du gaz est supérieure à 200°C . Lors du dimensionnement, une étape importante réside dans le choix des températures chaudes $T_{\text{oil},ho}$ et froide $T_{\text{oil},cold}$ de la boucle thermique. Pour obtenir un échange thermique efficace entre les gaz industriels et l'huile thermique, la température chaude retenue est $T_{\text{oil},hot} = T_{\text{oil},out}^R = T_{\text{oil},in}^{GV} = 185^{\circ}\text{C}$. Pour conserver un échange thermique efficace entre l'huile thermique et l'eau, la température froide retenue est $T_{\text{oil},cold} = T_{\text{oil},in}^R = T_{\text{oil},out}^{GV} = 120^{\circ}\text{C}$. L'évaporateur ainsi que le récupérateur sont dimensionnés sur la base de ces températures chaudes et froides du côté de l'huile. Le récupérateur est dimensionné sur la base des valeurs moyennes de débit massique et de température des gaz industriels.

Pour le stockage thermique, lorsque la vitesse d'écoulement à l'intérieur du TES est inférieure à 3 mm/s [8], l'écoulement se comporte comme un écoulement piston et il y a peu d'écoulements de recirculation. En respectant cette contrainte, le choix de la section de passage détermine le débit pouvant sortir ou entrer dans le stockage. Il résulte donc d'un dimensionnement en puissance thermique du système. Dans notre cas, nous choisissons le débit maximal pour qu'il corresponde à la décharge de la puissance échangée au niveau de l'évaporateur. Ainsi, la décharge du stockage permet de compenser une récupération thermique nulle. Le choix de la hauteur du stockage et donc de son volume résulte d'un dimensionnement en énergie. Le premier dimensionnement considéré permet de stocker au sein du stockage l'équivalent en énergie de 3,2 heures de production de vapeur. Dans l'étude, plusieurs autres dimensionnements en énergie ont été étudiés.

2.2. Stratégie de contrôle

Les débit d'eau \dot{m}_w^{GV} et d'huile \dot{m}_{oil}^{GV} envoyés dans le GV étant maintenus constants, l'objectif de la stratégie de contrôle est de fournir en permanence un débit massique d'huile \dot{m}_{oil}^{GV} à $T_{oil,hot}$ à l'entrée du GV avec une consommation d'électricité la plus faible possible. La résistance électrique sur la boucle d'huile garantit que $T_{oil,in}^{GV}$ est toujours supérieure à 180°C. Elle est donc utilisée soit pour compenser les variations de température de $T_{oil,in}^{GV}$, soit pour chauffer le débit d'huile lorsqu'aucune chaleur n'est disponible ni au récupérateur ni dans le TES. Les débits sont eux pilotés de sorte à s'adapter à la puissance thermique disponible au récupérateur. Ce pilotage se fait à l'aide de la pompe P_1 et de la vanne pour lesquelles des boucles PID sont installées. Lorsque la puissance échangée au récupérateur est supérieure à celle échangée à l'évaporateur, on charge le stockage. Dans le cas contraire, on décharge le stockage.

3. Résultats du modèle énergétique

La simulation du sous-système WHR-GV permet d'estimer les économies d'énergie électrique. Les consommations d'énergie électrique (CEE) de trois architectures sont comparées en Figure 2.a). Ces architectures sont les suivantes : A) la vapeur est uniquement produite grâce à une résistance électrique (sans WHR), B) un sous-système WHR-GV sans TES est utilisé et C) un sous-système WHR-GV avec TES est utilisé. La CEE du système A) est d'environ 46 kWh_e/kg_{H₂,proa}. La CEE des systèmes B) et C) est respectivement de 87,2 % et 85,7 % de la CEE du système A). Pour le système C), le système TES thermocline considéré est suffisamment grand pour générer de la vapeur sans WHR pendant 3,2 heures.

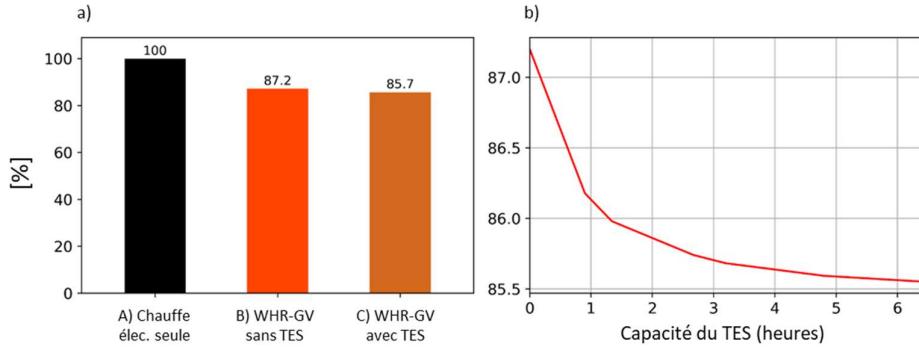


Figure 2 : Consommation d'électricité de l'ensemble du système SOEC en pourcentage de la consommation d'électricité du système de référence (A) : a) Comparaison entre trois architectures différentes ; b) Consommation du système en fonction de la capacité du TES.

La Figure 2.b) montre l'évolution de la consommation d'énergie électrique du système en fonction de la capacité énergétique du TES. Avec une capacité de stockage de 3 heures, la CEE du système est déjà réduite de 1,5 % par rapport à un scénario sans TES. Au fur et à mesure que la taille du TES croît, le taux de réduction de la CEE diminue. En effet, avec une capacité de 6 heures, la CEE n'est réduite que de 0,2 % supplémentaire par rapport au système comprenant une capacité de stockage de 3 heures. La forme de la courbe suggère qu'un compromis économique peut être trouvé entre les OPEX et les CAPEX.

4. Modèle technico-économique

Pour mettre en évidence ce compromis économique, nous avons mis au point un outil permettant de calculer le coût actualisé de production de la vapeur. Dans ce travail, nous

présentons seulement des résultats d'estimation du coût de production de la vapeur et non du coût d'hydrogène final. Le coût actualisé de la chaleur suit la relation suivante :

$$LCO_{chale} = \frac{f_{AN} * CAPEX + OPEX}{E_{th,prod}} \quad \text{et } f_{AN} = \frac{i * (1 + i)^{n+1}}{(1 + i)^{n+1} - 1}$$

Le terme *CAPEX* représente les dépenses d'investissement pour la mise en place du système. Les termes *OPEX* et *E_{th,prod}* représentent une estimation des moyennes annuelles, respectivement des dépenses de fonctionnement du système et de la chaleur produite. La variable *i* est le taux d'actualisation annuel et *n* est le nombre d'années de fonctionnement de notre système. Le terme *f_{AN}* est appelé facteur d'annualisation. Dans le cas de notre système thermique, on prend *i* = 8% et *n* = 25 ans comme proposé par Seitz et al [9] pour un système thermique similaire. Il convient ensuite d'estimer le prix des équipements de notre système thermique soit le *CAPEX* ainsi que les valeurs moyennes *OPEX* et *E_{th,prod}*. Dans ce travail, on fait l'hypothèse que, sur une année, l'électrolyseur et le système thermique fonctionnent en continu pendant 8000h. *E_{th,prod}* est donc obtenu à partir de la production de chaleur obtenue par les simulations dynamiques sous Dymola.

4.1. Estimation du CAPEX

L'estimation du CAPEX se fait à l'aide de la méthode Pré-Estime proposée dans le Manuel d'évaluation économique des procédés (MEEP) [10]. Pour calculer le coût total du système thermique, on somme le coût individuel de ses différents composants. Pour chaque composant thermique, on se réfère à un abaque du MEEP pour obtenir un prix de base en fonction d'une dimension géométrique du composant (surface, volume...). Ce prix de base est ensuite éventuellement modifié en le multipliant par des facteurs correctifs *f_{corr}* prenant en compte, par exemple, l'épaisseur des tubes, la pression ou le matériau utilisé. Cela nous donne un prix réel du composant thermique. En parallèle, c'est à partir du prix de base qu'on obtient le prix de l'équipement secondaire (tuyaux, instrumentation, équipements électriques...) ainsi que les coûts d'installation pour chaque équipement à l'aide d'un coefficient *f_g*. Le prix total du composant thermique avec installation est ensuite obtenu par la somme du prix réel et de ces coûts supplémentaires. Un dernier facteur *f_c* prenant en compte les effets d'échelles dans le cas d'une grande installation permet enfin d'obtenir le prix final d'un composant thermique. La dernière édition du MEEP ayant été publiée en 2001, elle permet de déterminer le prix des composants thermiques en euros pour une production au milieu de l'année 2000. Pour obtenir une estimation du prix final en 2025, il convient de multiplier cette valeur par un coefficient prenant en compte l'évolution du prix de production de chaque composant entre 2000 et 2025. Dans ce travail, l'indice Chemical Engineering Plant Cost Index (CEPCI) a été utilisé [11].

4.2. Estimation de l'OPEX

Le calcul des dépenses de fonctionnement se sépare en deux parties. D'un côté, on compte des dépenses annuelles fixes. Elles sont généralement définies par un pourcentage du CAPEX payé chaque année. Pour les systèmes de chauffes électriques, un rapport de 2024 de l'Agence Danoise de l'Energie [12] propose des dépenses d'opération et de maintenance équivalentes à 0,71% du CAPEX. Pour la maintenance des systèmes de stockage MCP, Seitz et al [9] proposent de choisir la valeur de 0,3 % du CAPEX à payer chaque année. Notre système thermique est constitué de composants ayant à peu près la même maturité technologique que ces systèmes de stockage. On choisit donc de prendre la même valeur de 0,3% du CAPEX payé chaque année pour la maintenance de chaque système thermique installé autre que les chauffes électriques.

Par ailleurs, les dépenses opérationnelles correspondent aux dépenses d'achat d'électricité et de chaleur. Pour l'électricité, en se basant sur les prix de l'électricité en France pour les plus gros consommateurs industriels sur la période 2019-2024 selon Eurostat [13], on choisit la valeur de 85 €/MWh_e comme valeur référence de prix de l'électricité. En considérant des variations possibles de $\pm 50\%$, on observe finalement des prix de l'électricité entre 42,5 €/MWh_e et 127,5 €/MWh_e.

Pour la chaleur, deux hypothèses sont possibles et sont considérées dans cette étude. Dans le premier cas, la chaleur fatale récupérée ne peut pas être réutilisée par l'usine donc on peut considérer un prix de la chaleur nul. La seconde hypothèse consiste à considérer que la chaleur récupérée pourrait être revendue pour un autre besoin comme un réseau de chaleur ou utilisée pour produire de l'électricité avec un certain rendement. Dans notre étude on considère un rendement de 20% de conversion de la chaleur vers l'électricité. Dans ce cas, la chaleur s'achète à 20% du prix de l'électricité soit à 17 €/MWh_{th} dans le cas de référence et entre 8,5 et 25,5 €/MWh_{th} si on considère une électricité coûtant entre 42,5 et 127,5 €/MWh_e.

5. Résultats technico-économiques

Grâce aux modèles technico-économiques développés, on obtient des estimations du coût actualisé de production de la chaleur. La Figure 3 présente ces estimations pour une chaleur considérée payante ou gratuite et pour 4 configurations différentes. La contribution au coût de chacun des éléments du calcul technico-économique est également présentée. La première configuration correspond à une production de chaleur réalisée électriquement sans récupération de chaleur fatale. Le second cas correspond à une récupération de chaleur fatale sans stockage. Les deux cas suivants présentent des systèmes avec des stockages correspondant à respectivement 0,9 et 3,2h de production de vapeur. La première indication de ces résultats est que la récupération de chaleur fatale se révèle très intéressante économiquement puisqu'elle permet de diminuer le coût de production de la vapeur de 65% en passant de 89,6 €/MWh_{th} à 32,1 €/MWh_{th} entre les cas 1 et 3. Sans récupération de chaleur fatale, l'électricité représente 95% du coût final de la chaleur. Comme montré précédemment (Figure 2), même un système sans stockage thermique permet de grandes économies d'énergie électrique avec un impact direct sur le prix de production de la vapeur. Le poids de l'électricité diminue au fur et à mesure que la taille du stockage augmente.

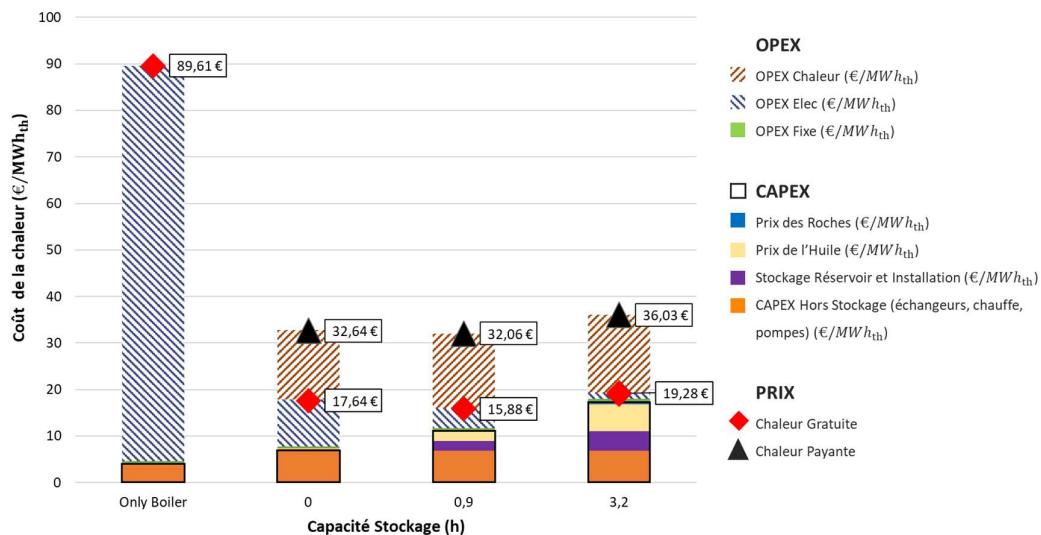


Figure 3 : Coût actualisé de la chaleur avec contribution de chaque composante au prix final.

Entre le cas 2 et 3, l'énergie électrique consommée pour la production de chaleur est divisée par 2,4 en passant de 0,12 à 0,05 MWh_e pour 1 MWh_{th} produit. Dans le même temps, les dépenses d'investissements augmentent lentement et ne représentent toujours que 38% du prix dans le cas n°3. Le coût de la chaleur diminue donc entre les cas 2 et 3. Entre les cas 3 et 4, la taille plus importante du stockage augmente rapidement le poids du CAPEX tandis que le coût final de l'électricité est réduit très lentement. Le coût final de la chaleur augmente donc. Un optimum est donc obtenu pour un stockage de petite capacité représentant 0,9h de production de vapeur. Pour le cas 4, le CAPEX du stockage représente 60% du CAPEX total. Le prix de l'huile thermique représente plus de la moitié du CAPEX du stockage. Dans le cas d'un fluide caloporteur moins coûteux comme de l'eau pressurisée, l'augmentation de la taille du stockage pourrait se révéler plus intéressante économiquement. Enfin, pour les trois systèmes 2, 3 et 4, le prix de la chaleur fatale représente entre 46 et 50% du coût final de la vapeur. L'influence des OPEX (électricité et chaleur) reste le poids le plus important dans le coût final. La Figure 4 présente le cas des systèmes avec récupération, selon l'évolution du coût de la chaleur en fonction de la taille du stockage et pour plusieurs prix de l'électricité. Les deux cas d'étude considérés sont représentés : chaleur gratuite et chaleur payante à 20% du prix de l'électricité.

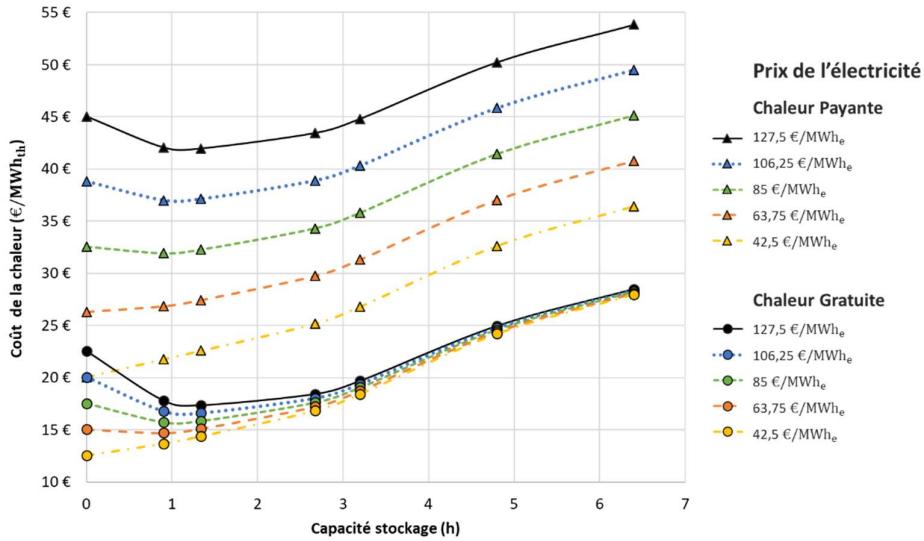


Figure 4 : Coût actualisé de la chaleur en fonction de la taille du stockage et du prix de l'électricité pour deux hypothèses : chaleur gratuite et chaleur payante.

Les systèmes les plus intéressants restent généralement les 3 systèmes à 0, 0,9 et 1,34 h de stockage. Le fait de passer d'une chaleur gratuite à payante rend évidemment l'installation d'un stockage moins intéressante mais la récupération de chaleur reste intéressante. À bas prix de l'électricité, c'est le système sans stockage qui est le moins cher mais quand l'électricité devient plus chère, c'est le système à 0,9h de stockage qui le devient. Dans cette étude, cela arrive pour un prix de l'électricité de 85 €/MWh_e pour le cas où la chaleur récupérée est payante et à partir de 63,75 €/MWh_e pour le cas de la chaleur gratuite. Enfin, on note que pour un prix de l'électricité élevé de 127,5 €/MWh_e, les stockages de plus grosse taille deviennent plus intéressants que le système sans stockage et c'est le système avec un stockage de 1,34h qui devient le système le plus intéressant économiquement.

6. Conclusion

Pour son bon fonctionnement, une SOEC a besoin d'un apport de chaleur conséquent sous forme de vapeur surchauffée. Le développement futur de la technologie SOEC doit

nécessairement s'accompagner de la mise en place de systèmes de production de vapeur écologiques et peu coûteux. Dans ce travail, le couplage entre une SOEC et un apport de chaleur par récupération de chaleur fatale industrielle est étudié. Le sous-système WHR-GV mis au point comprend une boucle d'huile thermique intermédiaire permettant de faire le lien entre la fonction WHR et la fonction GV. Une résistance électrique est installée en base pour pallier à tout déficit thermique et un TES thermocline est ajouté en option. Ces deux systèmes permettent d'assurer un apport de vapeur constant vers la SOEC malgré les variations importantes en température et en débit de l'apport de chaleur industrielle.

L'étude énergétique du cas d'étude proposé montre que la récupération de chaleur fatale sans TES permet d'économiser 12,8% de CEE par rapport à un système de référence où la vapeur est produite électriquement. L'ajout d'un TES permet d'économiser jusqu'à 1,5% de CEE de plus. Le coût de production de la vapeur du système proposé est également estimé grâce à une étude technico-économique. L'installation d'un système WHR permet de réduire le coût de production de la vapeur de 65%. Dans le cas d'un prix de l'électricité supérieur à 85 €/MWh_e, l'ajout d'un TES de petite taille est plus intéressant qu'un système sans TES. Pour des TES plus grands, le prix du stockage, et notamment le prix de l'huile thermique, font augmenter le coût de production.

Les développements futurs incluront une étude d'un système à eau pressurisée permettant de réduire le prix du stockage. Également, une étude sur des données avec des profils de rejets thermiques différents en débit et température permettra de montrer l'influence de ce paramètre sur les résultats finaux. L'estimation des émissions de CO₂ provoquées par l'installation et l'exploitation des systèmes thermiques étudiées dans ce travail serait également pertinente.

Références

- [1] S. A. Grigoriev et al., *Int J of Hy En*, 45, 49, 26036–26058, (2020)
- [2] F. Petipas et al., *Int J of Hy En*, 39, 11, 5505–5513 (2014)
- [3] G. Alva et al., *Energy*, 144, 341–378 (2018)
- [4] A. Gil et al., *Renewable and Sustainable Energy Review*, 14, 1, 31–55 (2010)
- [5] T. Fabiani et al., MATEC Web Conf., 407 (2025) 06002
- [6] Dassault Systèmes, “DYMOLA Systems Engineering.”
<https://www.3ds.com/fr/products/catia/dymola>
- [7] Clean Hydrogen JU, (2022) https://www.clean-hydrogen.europa.eu/about-us/key-documents/strategic-research-and-innovation-agenda_en
- [8] T. Esence et al., *Renewable Energy*, 133, 190–204 (2019)
- [9] M. Seitz et al., *Int J of Hy En*, 42, 42, 26192–26202 (2017)
- [10]A. Chauvel et al., *Manuel d'évaluation économique des procédés*, Editions TECHNIP (2001)
- [11]Chemical Engineering, <https://www.chemengonline.com/pci-home/>
- [12]Danish Energy Agency, ISBN 978-87-94447-08-9, (2024) <https://ens.dk/en/analyses-and-statistics/technology-data-generation-electricity-and-district-heating>
- [13]Eurostat, “Electricity prices for non-household consumers.”
<https://ec.europa.eu/eurostat/web/main/home>