

Analyse de l'impact de la définition de la fonction de coût sur l'optimisation de la gestion d'énergie d'un train hybride à pile à hydrogène

Thomas Maugis^{1,2}, Samuel Hibon², Didier Chamagne¹, David Bouquain¹

¹Université Marie et Louis Pasteur, CNRS, institut FEMTO-ST, FCLAB, F-90000 Belfort, France

² Alstom, Saint Ouen, France

Thomas.maugis@alstomgroup.com, Samuel.hibon@alstomgroup.com, Didier.chamagne@univ-fcomte.fr, David.bouquain@univ-fcomte.fr

RESUME – La gestion optimale de l'énergie dans les chaînes de traction hybrides dépend directement de la fonction de coût utilisée. La littérature présente de nombreuses définitions variées à cet égard. Dans cet article, nous examinerons une chaîne de traction hybride issue du secteur ferroviaire, intégrant à la fois une pile à hydrogène et une batterie. Nous comparerons l'impact de différentes fonctions de coût sur les profils de puissance optimaux. Cette analyse portera également sur l'influence du prix du vieillissement/remplacement des sources d'énergie.

Mots-clés—gestion d'énergie, pile à combustible, batterie, fonction de coût, programmation dynamique, coût total de possession.

1. INTRODUCTION

Les systèmes hybrides intégrant des piles à hydrogène et des batteries lithium-ion présentent des coûts significativement élevés. L'analyse de [1] présente le coût total de possession (en anglais Total cost of ownership : TCO) d'un train à hydrogène comparé à celui d'un train à batterie et d'un train diesel aux États-Unis. Le coût du train à hydrogène (et pile à combustible) serait de 11,2 €/km (20,51 \$/mi), contre 9,85 €/km (18,06 \$/mi) pour le train à batterie et 9,82 €/km (18,01 \$/mi) pour le train diesel. Ainsi, le train à hydrogène serait 13 % plus cher, en tenant compte d'hypothèses favorables à l'hydrogène, notamment un prix des piles estimé à 193 \$/kW (seulement pour les modules de pile). Selon Sjölin et al. [2], échangeuse de protons (PEMFC) est estimé à environ 1500 €/kW (pour le système complet) en 2019. La littérature [3], [4] anticipe des réductions de prix.

L'exemple de la Californie, relevé par [5], montre une augmentation rapide et importante du prix de l'hydrogène à la pompe, passant de 13,5 €/kg (15,3 \$/kg) en septembre 2021 à 29,5 €/kg (33,49 \$/kg) en octobre 2024. Cette augmentation intervient après la réduction substantielle des crédits bas carbone de l'État californien, ainsi que les fluctuations des prix du gaz naturel. Dans le même temps, en Chine, le prix de l'hydrogène est en diminution, passant de 5,4 €/kg (45 Yuan/kg) en 2020 à 3,6 €/kg en 2025 (30 Yuan/kg), avec une prévision de baisse à 2,7 €/kg (22,5 Yuan/kg) en 2030, grâce à l'utilisation massive du reformage et à la baisse continue du coût des énergies renouvelables [6]. En Europe, d'après [3], le prix pourrait varier entre 2.6 €/kg (3 \$/kg) et 10.6 €/kg (12 \$/kg) en fonction de la demande d'ici 2030. Actuellement, il est évalué à environ 7 €/kg pour les véhicules légers en France, avec une perspective de baisse à 5 €/kg.

Cette variabilité des prix complique l'optimisation de la gestion de l'énergie dans le but de réduire les coûts d'exploitation. Cet article se propose d'examiner l'impact de différents scénarios de prix pour les piles et l'hydrogène, ainsi que les lois de vieillissement. Cette étude visera à comprendre l'évolution du profil de puissance optimal en fonction de la définition de la fonction de coût.

2. METHODOLOGIE D'OPTIMISATION

2.1. Modélisation

La chaîne de traction est composée de piles à hydrogène PEM qui ont une puissance maximale totale de 420 kW et de batteries d'une capacité énergétique de 840 kWh. Un schéma représentant cette chaîne de traction est présenté dans la Figure 1.

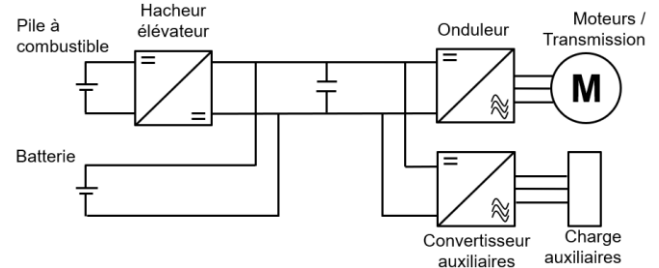


Fig. 1. Représentation de la chaîne de traction.

Le calcul de performance est réalisé à l'aide d'un outil interne d'Alstom. Selon la mission à accomplir (dépendant des horaires, du nombre de passagers, etc.), la configuration de la voie (inclinaisons, courbures, etc.) et les caractéristiques du train, les profils de puissance de traction, de freinage et des auxiliaires sont déterminés.

Dans le simulateur, les modèles hybrides sont représentés par des modèles équivalents électriques. Lors des phases de traction, le besoin en puissance est limité par la puissance maximale délivrable par la somme de toutes les sources.

$$P_{tr}(t) \leq P_{max,dch}(t) + P_{FC}(t) - P_{aux}(t) \quad (1)$$

Où P_{tr} est la puissance de traction, $P_{max,dch}$ est la puissance maximum de décharge de la batterie, P_{FC} est la puissance de la pile à combustible et P_{aux} est la puissance totale des auxiliaires.

De même, lors des phases de freinage, la capacité de la recharge batterie est estimée et le surplus de puissance est dissipé en frein mécanique :

$$P_{méca}(t) = P_{br}(t) + P_{FC}(t) - P_{max,ch}(t) - P_{aux}(t) \quad (2)$$

Où $P_{méca}$ est la puissance de frein mécanique, P_{br} est la puissance de frein régénératif possible, $P_{max,ch}$ est la puissance maximum de charge de la batterie.

2.2. Optimisation

Pour déterminer le contrôle optimal de la puissance de la pile à hydrogène, nous utilisons un algorithme de programmation dynamique (en anglais : Dynamic Programming, DP) [7], [8] et [9]. Nos variables d'état incluent les paramètres classiques applicables à la DP dans les systèmes hybrides : la puissance de la pile et l'état de charge (SOC) de la batterie. L'objectif de cette méthode est de déterminer le profil de puissance optimal de la pile afin de minimiser la fonction objective, tout en respectant des contraintes clairement définies dans [7], que nous résumons par les équations (3) à (7) et dont les paramètres sont résumés dans le tableau 1:

$$P_{FC,min} \leq P_{FC}(t) \leq P_{FC,max} \quad (3)$$

$$\frac{(P_{FC,min} - P_{FC,max})}{dt_{descente}} \leq \frac{dP_{FC}(t)}{dt} \leq \frac{(P_{FC,max} - P_{FC,min})}{dt_{montée}} \quad (4)$$

$$SOC_{min} \leq SOC(t) \leq SOC_{max} \quad (5)$$

$$I_{max,ch}(t) \leq I_{bat}(t) \leq I_{max,dch}(t) \quad (6)$$

$$P_{FC}(t) + P_{bat}(t) = P_{aux}(t) + P_{tr/br} \quad (7)$$

Tableau 1. Contraintes de la programmation dynamique (DP)

Contraintes piles	Valeurs	Contraintes batterie	Valeurs
$P_{FC,min}$	100 kW	SOC_{min}	30%
$P_{FC,max}$	430 kW	SOC_{max}	85%
$dt_{montée}$	15 s	$I_{max,ch}$	1.6 C
$dt_{descente}$	1 s	$I_{max,dch}$	1.7 C

Avec $P_{FC}(t)$ la puissance de la pile à l'instant t et $P_{FC,min}$ et $P_{FC,max}$ les puissances respectivement minimale et maximale de la pile. Les temps autorisés de montée et descente en puissance (de la puissance minimale à maximale) sont définis par $dt_{montée}$ et $dt_{descente}$. $SOC(t)$, SOC_{min} et SOC_{max} représentent les états de charge (en anglais State Of Charge) de la batterie respectivement à l'instant t et ses valeurs minimale et maximale. $I_{bat}(t)$ représente le courant de la batterie à l'instant t et $I_{max,ch}(t)$ et $I_{max,dch}(t)$ représentent les courants maximaux respectivement de charge et décharge en C (capacité de la batterie). Enfin, $P_{FC}(t)$, $P_{bat}(t)$, $P_{aux}(t)$ et $P_{tr/br}$ représentent respectivement les puissances à l'instant t de la pile, la batterie, les auxiliaires et la traction / le freinage.

Cependant, le résultat de l'optimisation diffère légèrement des références classiques. En effet, en raison de contraintes opérationnelles, la consigne de puissance de la pile à hydrogène ne peut être modifiée qu'une fois la prochaine gare atteinte. De

ce fait, nous contraignons l'algorithme à trouver une solution utilisant des puissances par segments, où la pile maintient une consigne constante pour chaque tronçon entre les gares. Une seconde contrainte, liée à la nuisance sonore des souffleurs d'air, impose que la pile maintienne sa puissance à son niveau minimal lorsque le train est en gare. Ces deux contraintes ont tendance à réduire les gains admissibles par optimisation. Des méthodes de contournement de ces contraintes sont investiguées mais ne font pas l'objet de cet article.

3. OPTIMISATION DE LA CONSOMMATION D'HYDROGENE

3.1. Le cas de référence

Le cas d'étude sera basé sur une mission réelle d'un train à hydrogène. Cette voie est une voie de montagne avec un dénivelé important. Elle commence à une altitude d'environ 150 m pour atteindre une altitude de 700 m après 100 km. Cette mission effectuera un aller-retour afin d'éviter les phénomènes de stockage d'énergie potentielle. La comparaison se fera entre une loi de gestion d'énergie, très commune, appelée correcteur proportionnel [7], [10], et l'optimisation par DP présentée dans cet article.

Une particularité de cette mission est le temps relativement long en terminus (1h30) où le train reste allumé. Cette contrainte est assez courante dans le ferroviaire. En effet le train reste en fonctionnement pour rester prêt, maintenir la température interne du train, refroidir les composants de traction, recharger la batterie si nécessaire, etc.

Pour cette première analyse, nous allons nous concentrer sur la fonction de coût réduite à la consommation d'hydrogène seule. Sa minimisation ne nécessite pas la définition d'un prix spécifique, nous minimiserons donc la masse d'hydrogène. Pour cette minimisation, nous utiliserons le rendement de la pile donné dans la figure 2.

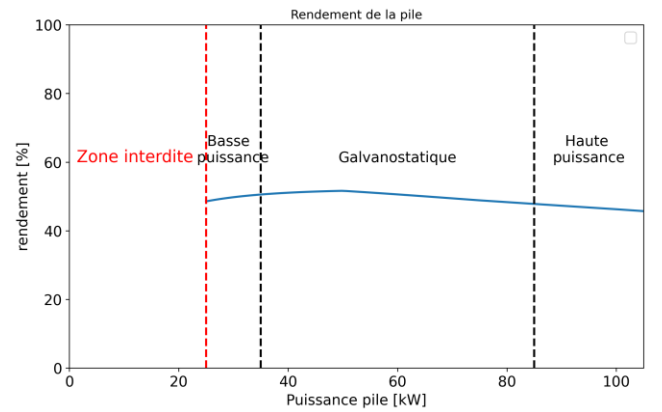


Fig. 2. Rendement de la pile à combustible.

Nous pouvons observer que cette courbe de rendement, assez classique, atteint son meilleur rendement au début de la partie galvanostatique, tandis que le pire rendement se situe à haute puissance. Enfin, la basse puissance présente un rendement élevé.

3.2. Les résultats

La consommation d'hydrogène a été corrigée pour compenser l'écart entre le SOC initial et le SOC final, selon la formule ci-dessous :

$$m_{H2,corr} = m_{H2} + \frac{(E_{bat,fin} - E_{bat,init})}{PCI_{H2} \times \eta_{FC+hacheur}} \quad (8)$$

Avec m_{H_2} représentant la masse d'hydrogène consommée pendant la mission et $E_{bat\,fin}$ et $E_{bat\,init}$ désignant les énergies dans la batterie respectivement en fin de mission et au début de la mission. Le rendement $\eta_{FC+hacheur}$ est choisi pour pénaliser les écarts par rapport à la valeur initiale (cible). En cas de surplus d'énergie, le rendement est maximal et en cas de manque, le rendement est considéré comme minimal. Cette correction ne compense jamais un écart significatif ($< 3\%$), cet écart étant lié à la modélisation simplifiée de l'algorithme d'optimisation par DP. Enfin le PCI_{H_2} représente le pouvoir calorifique du dihydrogène, qui est de 120MJ/kg.

Sur la figure 3, on peut observer les résultats sur la mission définie pour 2 gestions d'énergie : la correcteur proportionnel et l'optimisation hors ligne par DP. La loi proportionnelle oscille beaucoup en raison des accélérations et des phases de freinage. Nous constatons que la puissance de la pile est réduite par l'optimisation par DP dans la zone galvanostatique, ce qui impacte le SOC, qui descend drastiquement mais reste dans la zone admissible ($>30\%$). Finalement, le profil optimisé procure un gain de 9,1 % de consommation d'hydrogène sur cette mission par rapport à la gestion d'énergie précédemment utilisée.

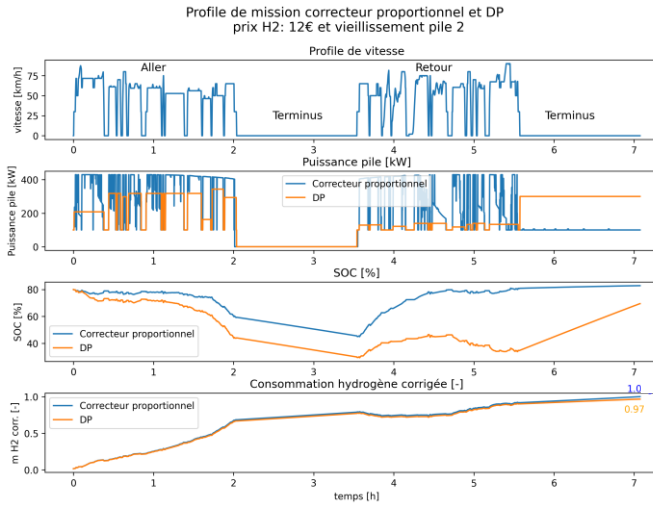


Fig. 3. Résultats de l'optimisation de la consommation d'hydrogène.

On constate que l'optimisation ne propose pas d'arrêt-démarrage de la pile. En effet, l'arrêt-démarrage de la pile entraîne une consommation additionnelle d'hydrogène, notamment due à la purge du système. À ce phénomène s'ajoute le profil exigeant, ce qui signifie que l'arrêt de la pile nécessitera de compenser plus tard l'énergie non fournie durant ce temps, et cela à un rendement moindre.

4. DEFINITION DE LA FONCTION OBJECTIVE

La fonction objective se compose de trois principales composantes : le coût de l'hydrogène, le coût de la pile et le coût de la batterie. La première composante représente un élément clé d'optimisation pour les applications hybrides, tandis que la deuxième a été démontrée comme essentielle pour l'optimisation des systèmes équipés de piles à combustible, comme l'indiquent plusieurs travaux de recherche [7], [11], [12] et [13]. Enfin le dernier élément, est le coût de la batterie non négligeable dans l'optimisation.

Pour pouvoir comparer les différentes fonctions ainsi que les divers facteurs au sein de la fonction objective, nous définirons celle-ci en euros. On fait souvent référence au TCO (en anglais : Total Cost of Ownership).

$$TCO [\text{€}] = J_{H_2} + J_{pile} + J_{Batterie} \quad (9)$$

Avec J_{H_2} le coût d'hydrogène de la mission, J_{pile} le coût en dégradation de la pile lors de la mission et $J_{Batterie}$ le coût de dégradation de la batterie lors de la mission.

4.1. Coût hydrogène

Les prix de l'hydrogène étant très variables, nous allons tester le prix de l'hydrogène sur une plage assez large avec plusieurs valeurs intermédiaires pour déterminer un potentiel point d'inflexion. Le prix le plus bas sera aux alentours du prix le plus bas trouvé dans la littérature pour 2030, estimé à environ 3 € selon [3] et [6]. Le prix le plus élevé est celui de la Californie, qui est actuellement d'environ 30 €/kg. Cependant, ce coût à la pompe est très dépendant du marché automobile, ce qui fait que le prix de la station de recharge pour le ferroviaire devrait être plus stable. Nous constatons également que le prix le plus élevé en Europe est autour de 12 €/kg. Nous considérerons également le cas de 15 €/kg pour vérifier l'impact d'une augmentation du coût. La plage de coûts d'hydrogène considérée est donc définie dans la table suivante :

Tableau 2. Coût d'hydrogène considéré pour la variation paramétrique

3€	6€	9€	12€	15€
----	----	----	-----	-----

4.2. Coût de la pile

Dans cette étude, nous allons uniquement considérer le coût de la dégradation de la pile J_{pile} :

$$J_{pile}[\text{€}] = \left(\int_{trip} \frac{\Delta V_{FC}(t)}{(V_{BOL} - V_{EOL})} + nb\ stops \right) \cdot P_{pile} \quad (10)$$

Nous notons V_{BOL} et V_{EOL} comme les tensions en début de vie et en fin de vie de la partie linéaire de la courbe de polarisation. La dégradation de la pile $\Delta V_{FC}(t)$ à l'instant t par rapport au point de fonctionnement de la pile sera également prise en compte. Enfin, P_{pile} représente le prix d'achat du système pile à hydrogène. Nous allons examiner l'impact de ces deux derniers paramètres sur l'évolution de l'optimum et le coût final.

Concernant la dégradation de la pile, nous allons comparer deux modèles de vieillissement. Le premier modèle provient de [7]. Dans cette étude, l'auteur a compilé une dizaine d'articles fournissant des valeurs de vieillissement pour les piles PEM, et, par une moyenne, en a déduit un modèle que nous appellerons « loi de vieillissement 1 ». Le deuxième modèle provient d'une étude antérieure que nous avons réalisée sur notre pile et qui est documentée dans [11]; nous l'appellerons « loi de vieillissement 2 ». Les deux modèles sont assez différents, comme le montre le graphique présenté en figure 4 :

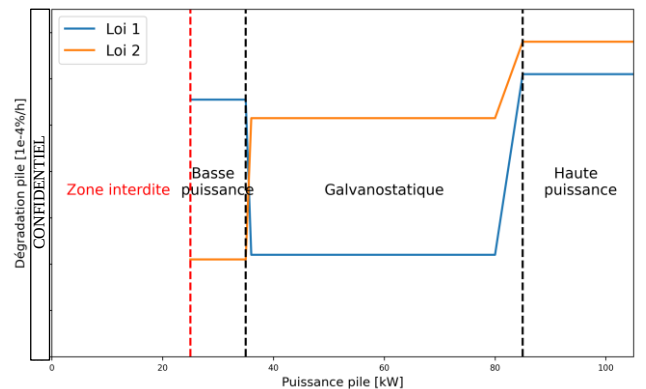


Fig. 4. Lois de vieillissement de la pile

Une des raisons de cette différence est que la pile utilisée est une PEM avec compresseur basse pression, ce qui est rare dans la littérature et peut entraîner un vieillissement distinct.

Il est établi dans la littérature que la variation de puissance endommage la pile. Cependant, dans notre cas d'application, la puissance doit rester constante entre les stations. Ainsi, les variations de la pile sont imposées et ne constituent pas des facteurs différenciants. Pour cette raison, ces variations ne seront pas prises en compte dans la fonction objective.

Le deuxième paramètre à étudier sera le coût de la pile. Nous allons considérer comme prix de référence qu'une pile neuve coûte 1 500 €/kW, comme estimé dans [2]. Selon [3] et [4], le prix des PEMFC devrait diminuer avec le temps. D'après ces études, une baisse comprise entre 11 % et 17 % serait à prévoir d'ici 2030 pour les applications de transport de passagers. Nous considérerons donc une baisse de 20 % sur le prix de référence donné par [1] afin d'observer la tendance. Nous testerons également le cas d'une augmentation de 20 % pour anticiper tout risque d'augmentation inattendue du prix des piles.

Tableau 3. Coût de la pile considéré pour la variation paramétrique

1200€/kW	1500 €/kW	1800€/kW
----------	-----------	----------

4.3. Coût de la batterie

Pour le prix de la pile nous considérerons un prix de 600 €/kWh, ce qui est assez élevé mais permet de discriminer la batterie. En effet si l'impact de la batterie est négligeable avec cette valeur alors avec un prix plus faible, les résultats ne changeront pas.

5. IMPACT DE LA FONCTION OBJECTIVE SUR L'OPTIMISATION

Nous allons étudier l'impact de différents paramètres dans la fonction objective dans cette partie, par le biais de 3 facteurs : le coût d'hydrogène, la loi de vieillissement pile et le coût de la pile.

5.1. Loi de vieillissement 1 et variation du coût H2

La loi de vieillissement 1, basée sur les travaux de [7], sera utilisée pour cette première étude. Pour cette loi, le prix de l'hydrogène variera.

Après optimisation, nous obtenons le même profil que celui obtenu en optimisant uniquement la consommation d'hydrogène, colonne de droite et gauche sont identiques. De plus, ce profil reste identique, quel que soit le prix de l'hydrogène, la représentation est donnée sur la figure 5. Le profil optimisé pour l'hydrogène seul se situait déjà entièrement dans la plage galvanostatique où les dommages sont les plus faibles selon la loi de vieillissement 1.

Sur la figure 6, on peut observer l'impact sur le coût de la mission pour différents coûts d'hydrogène avec trois gestions d'énergies : optimisation du coût total (DP H₂+FC), correcteur proportionnel et optimisation du coût de H₂ seul (DP H₂).

Nous observons que le coût de la pile est six fois supérieur à celui de la batterie en moyenne dans le cas du correcteur proportionnel, ce qui explique que l'optimisation favorise la réduction du coût de la pile au détriment de la batterie, avec une plus grande profondeur de décharge. L'optimisation entraîne donc une augmentation de 1-2 % de la dégradation de la batterie sur le coût total, contre un gain entre 18 et 36 % de la dégradation de la pile sur le coût total, par l'utilisation de la pile exclusivement dans le régime galvanostatique et en évitant tout arrêt-démarrage très pénalisant avec cette loi. Ce régime étant

aussi le régime de meilleur rendement, le gain en consommation est également direct et atteint entre 3 et 6 % du coût total. Le gain total sur le TCO est donc compris entre 23 et 37 % après optimisation.

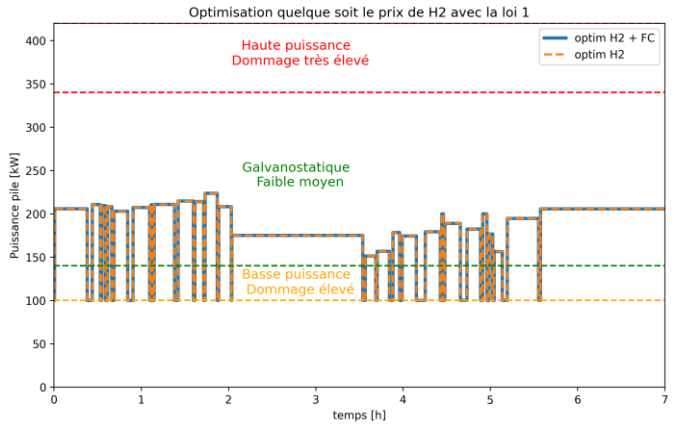


Fig. 5. Optimisation avec la loi de vieillissement 1.

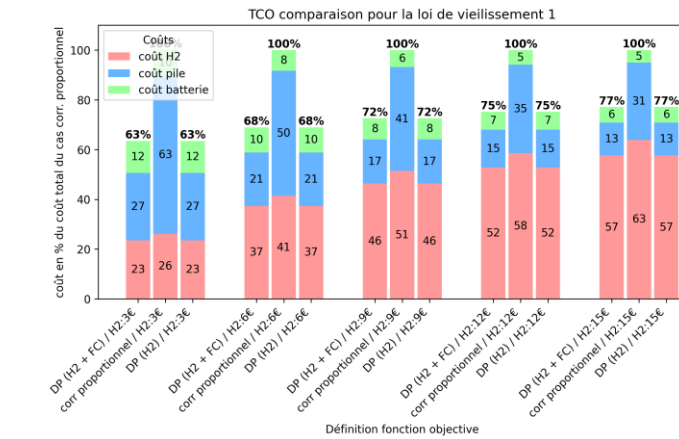


Fig. 6. Coûts après optimisation selon la loi 1 pour différents prix de H₂.

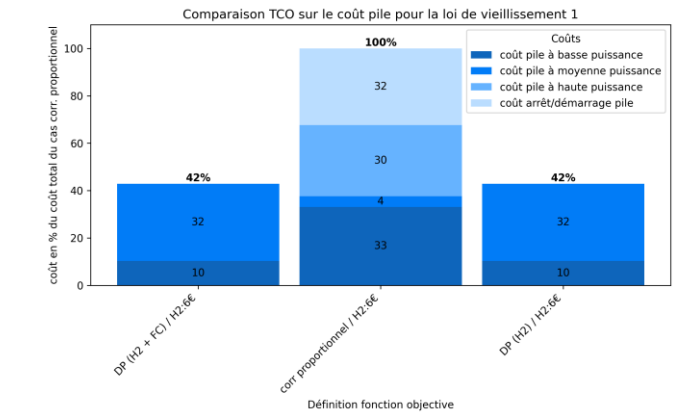


Fig. 7. Coûts pile après optimisation avec la loi de vieillissement 1.

Sur la figure 7, la dégradation de la pile est détaillée. Et nous constatons qu'avec la loi de vieillissement 1, l'arrêt-démarrage représente 32 % du coût. Cela implique que l'optimisation ne propose pas d'arrêts durant l'intégralité de la mission, même aux terminus de 1h30. Le second poste de gain est la non-utilisation de la plage de haute puissance, qui correspondait à 30 % de la dégradation et qui a été répercutée dans la zone galvanostatique, trois fois moins dégradante.

5.2. Loi de vieillissement 2 et variation du coût H2

La loi de vieillissement 2 est basée sur des travaux précédents [11], cherchant à déterminer expérimentalement les coefficients de vieillissement de la pile utilisée dans le train simulé. Comme dans la partie précédente, le prix de l'hydrogène variera également. On peut observer les profils optimisés pour la loi 2 sur la figure 8.

De manière similaire à la loi de vieillissement 1, la solution est la même, quel que soit le prix de l'hydrogène. Cependant, à l'instar de la première loi, l'optimum est très différent de l'optimisation de l'hydrogène. En effet, avec cette loi, la plage galvanostatique, qui offrait le meilleur rendement pour l'optimisation de l'hydrogène, est devenue bien plus dégradante, multiplié par 2. La plage optimale pour le vieillissement se situe donc à basse puissance. Le nouvel optimum va ainsi dégrader la consommation d'hydrogène pour se positionner sur le trajet en descente avec la puissance la plus basse, tandis que le trajet en montée, le régime galvanostatique sera utilisé, moins dégradant que le régime de haute puissance mais plus dégradant que le régime de basse puissance. La loi que nous avons déterminée expérimentalement estime une dégradation minimale liée aux arrêts-démarrages. Ce constat entraîne un arrêt lors du terminus intermédiaire.

Sur la figure 9, on peut observer l'impact sur le coût de la mission pour différents coûts d'hydrogène avec 3 gestions d'énergies : optimisation coût total (DP H₂+FC), correcteur proportionnel et optimisation du coût de H₂ seul (DP H₂).

Nous observons qu'avec cette loi, l'optimisation de l'hydrogène seul entraîne un surcoût par rapport à la simple loi proportionnelle. En effet, la partie basse puissance n'est presque pas utilisée, tout comme l'arrêt.

À l'instar de la loi de vieillissement, les gains par rapport à la loi proportionnelle sont réduits. On remarque que, pour le cas avec H₂ à 3 €/kg, l'optimisation de l'hydrogène seul entraîne un surcoût de 118 %. Avec l'augmentation du coût de l'hydrogène, la part du coût associé augmente, entraînant un surcoût de seulement 1 % pour le cas à 15 €/kg. L'optimisation du coût complet se maintient aux alentours de 3-4 % pour toute la gamme de prix d'hydrogène, car l'optimisation réussit à faire un compromis entre la réduction du coût de la consommation et la dégradation de la pile.

Sur la figure 10, la dégradation de la pile est détaillée. Et nous pouvons constater qu'avec la loi de vieillissement 2, les arrêts-démarrages sont très peu dégradants, représentant environ 2 % des dommages subis par la pile. Cependant, la mission étant très exigeante, si la pile est éteinte, elle devra augmenter sa puissance à d'autres moments pour compenser énergétiquement le temps d'arrêt. C'est pourquoi seule une interruption est proposée par l'optimisation.

5.3. Variation du coût de la pile.

Faire varier le prix de la pile dans la gamme définie entraîne, tout comme pour le prix de l'hydrogène, des modifications par rapport au profil optimal déterminé précédemment dans le cas des deux lois de vieillissement sélectionnées.

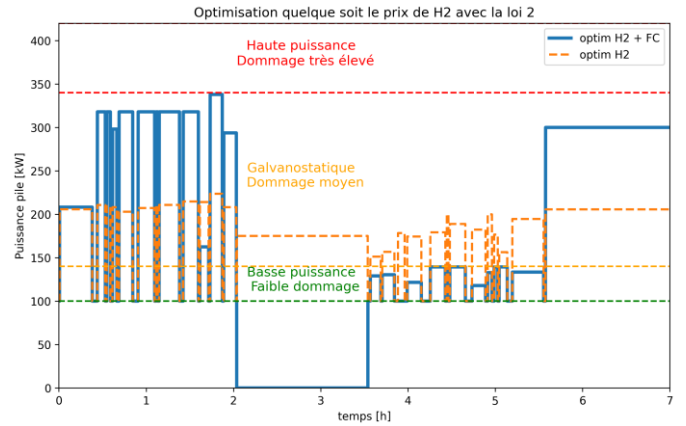


Fig. 8. Optimisation avec la loi de vieillissement 2.

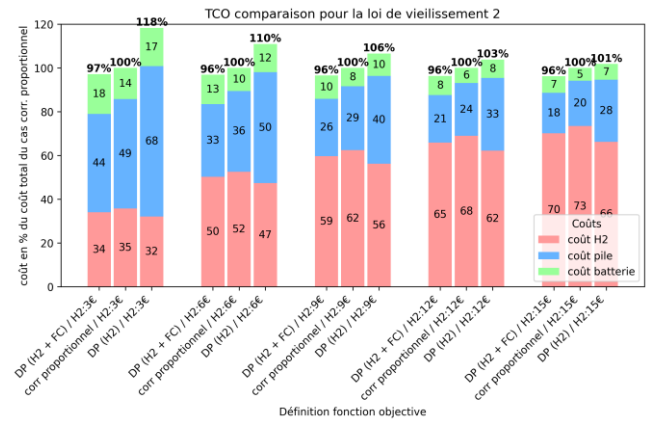


Fig. 9. Coûts après optimisation selon la loi 2 pour différents prix de H₂

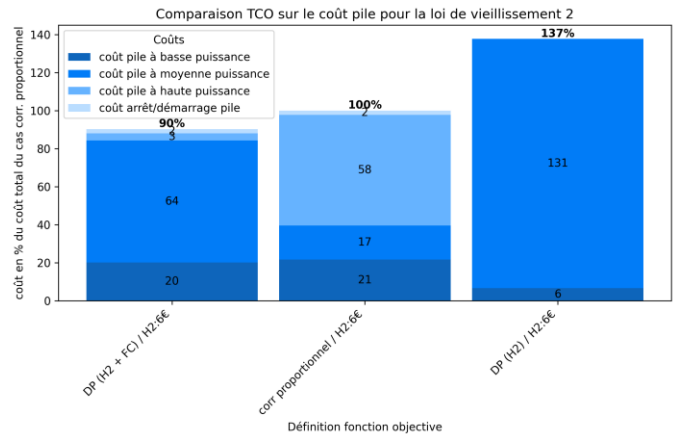


Fig. 10. Coûts pile après optimisation avec la loi de vieillissement 2.

6. CONCLUSIONS

Dans cet article, nous présentons une étude de variations paramétriques sur la fonction objective d'une optimisation par programmation dynamique dans le cadre d'une mission prédéfinie. Nous remarquons tout d'abord que, pour les deux lois de vieillissement dans notre cas d'application, la variation du coût de l'hydrogène ne modifie pas l'optimum, tout comme le coût de la pile. Cependant, l'optimum entre ces deux lois de vieillissement est très différent.

La première loi, dérivée d'une moyenne de la littérature, entraîne un comportement optimal identique à celui de la consommation, car notre profil présente une puissance moyenne se situant dans la zone galvanostatique. Cette zone est estimée comme étant la moins dégradante dans la littérature. En revanche, la deuxième loi, basée sur des mesures expérimentales

avec la pile utilisée dans le train, produit des résultats différents en raison de son design, qui diffère également des PEMFC de la littérature. Elle donne des résultats négatifs lorsqu'on optimise uniquement l'hydrogène et trouve un compromis entre le vieillissement de la pile et la consommation d'hydrogène. Dans les deux cas, l'optimisation se fait au détriment d'un léger surcoût de la batterie (vieillesse accélérée). Enfin, nous notons que la loi proportionnelle, dans le cadre de la deuxième loi, est assez proche de l'optimum.

7. REMERCIEMENTS

Le développement des travaux présentés dans cet article a été financé par l'Etat dans le cadre de France 2030, dans le cadre du Plan de Relance et par l'Union Européenne – NextGenerationEU.

Ce travail a été soutenu par l'École Universitaire de Recherche EIPHI (contrat ANR-17-EURE-0002) et la Région Bourgogne Franche-Comté.

Nous remercions Mathis Lemaire et Sylvain Bony pour leur aide précieuse avec l'algorithme de programmation dynamique, ainsi que Loïc Henri, Cloé Bigaux et Enora Carre et pour leur assistance dans le développement de l'outil de simulation.

8. REFERENCES

- [1] R. K. Ahluwalia, J-K Peng, F. Cetinbas, D. D. Papadimas, X. Wang, J. Kopasz, and T. Krause, "2021 DOE Hydrogen Program Annual Merit Review and Peer Evaluation Virtual Meeting", June 7 - 11, 2021. https://www.hydrogen.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/review21/ta034_ahluwalia_2021_o-pdf.pdf
- [2] K. Sjölin and E. Holmgren, "A proton exchange membrane & solid oxide fuel cell comparison," Bachelor thesis, Chalmers University of Technology, 2019
- [3] Hydrogen Council, "Path to hydrogen competitiveness : A cost perspective", www.hydrogencouncil.com, 2020.
- [4] Afhypac, "Un plan national hydrogène ambitieux et cohérent pour faire de la France un des pays leaders de l'hydrogène renouvelable et bas-carbone." <https://www.afhypac.org/presse/un-plan-national-hydrogene-ambitieux-et-coherent-pour-faire-de-la-france-un-des-pays-leaders-de-l-hydrogene-renouvelable-et-bas-carbone-2446/>, Juillet 2020.
- [5] S&P Global, "California hydrogen pump prices for light-duty vehicles reach new highs", <https://www.spglobal.com/commodity-insights/en/news-research/latest-news/energy-transition/100124-california-hydrogen-pump-prices-for-light-duty-vehicles-reach-new-highs>, octobre 2024.
- [6] Can Yin, Lifu Jin, "Estimating Hydrogen Price Based on Combined Machine Learning Models by 2060: Especially Comparing Regional Variations in China", MDPI, 2025.
- [7] C. Lorenzo, " Méthodologie et outils pour l'optimisation multicritères d'une architecture de train hybride à hydrogène", PHD Thesis, University of Bourgogne Franche-Comté, thèse CIFRE de l'entreprise Alstom et Université de Bourgogne Franche-Comté, nov. 2021.
- [8] M. Poline, Contribution aux méthodes de conception et de gestion des systèmes énergétiques multi-sources par optimisation systémique : application aux trains hybrides électrique autonomes. PhD thesis, Grenoble Alpes, 2018.
- [9] D. Fares, R. Chedid, F. Panik, S. Karaki, and R. Jabr, "Dynamic programming technique for optimizing fuel cell hybrid vehicles," International Journal of Hydrogen Energy, vol. 40, no. 24, pp. 7777–7790, 2015.
- [10] H. Peng, J. Li, A. Thul, K. Deng, C. Ünlübayir, L. Löwenstein, and K. Hameyer, "A scalable, causal, adaptive rule-based energy management for fuel cell hybrid railway vehicles learned from results of dynamic programming," eTransportation, vol. 4, p. 100057, 2020.
- [11] M. Yue, S. Jemei, R. Gouriveau and N. Zerhouni, "Developing a Health-Conscious Energy Management Strategy Based on Prognostics for a Battery/Fuel Cell Hybrid Electric Vehicle," 2018 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC), Chicago, IL, USA, 2018, pp. 1-6, doi: 10.1109/VPPC.2018.860498
- [12] M. Yue, S. Jemei, N. Zerhouni, et R. Gouriveau, « Towards the Energy Management of a Fuel Cell/Battery Vehicle Considering Degradation », in 2017 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC), Belfort: IEEE, déc. 2017, p. 1-6. doi: 10.1109/VPPC.2017.8330983.
- [13] T. Maugis, S. Hibon, D. Chamagne et D. Bouquain, « Methodology for characterizing the aging of a PEMFC based on a real-life usage database », IEEE Vehicle and Propulsion Conference (VPPC), Washington, doi: 10.1109/VPPC63154.2024.10755356, nov.2024.