



HAL
open science

Optimisation du dimensionnement de micro-réseaux isolés avec stockage saisonnier d'hydrogène

Jean Fruchthieu Nikiema, Pierre Haessig, Nabil Sadou, Hervé Gueguen

► **To cite this version:**

Jean Fruchthieu Nikiema, Pierre Haessig, Nabil Sadou, Hervé Gueguen. Optimisation du dimensionnement de micro-réseaux isolés avec stockage saisonnier d'hydrogène. Jeunes Chercheurs en Génie Électrique (JCGE24), <https://seeds-jcge24.sciencesconf.org/>, Jun 2024, Le croisic, France. hal-04622788

HAL Id: hal-04622788

<https://hal.science/hal-04622788v1>

Submitted on 24 Jun 2024

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.



Distributed under a Creative Commons Attribution 4.0 International License

Optimisation du dimensionnement de micro-réseaux isolés avec stockage saisonnier d'hydrogène

Jean Fruchthieu NIKIEMA, Pierre HAESSIG, Nabil SADOU, Hervé GUEGUEN

IETR – Centrale Supélec,
Avenue de la Boulaie, 35510, Cesson-Sévigné, France
{jean.nikiema, pierre.haessig, nabil.sadou, herve.gueguen}@centralesupelec.fr

RESUME – Le passage à un mix énergétique 100% ENR représente un véritable défi pour les microgrids isolés qui sont habituellement équipés de groupes électrogènes afin d'assurer la fiabilité de la fourniture d'électricité. L'introduction d'un stockage de l'énergie sous forme d'hydrogène sur le long terme, couplé au stockage batterie court terme, représente un moyen d'assurer la qualité et la fiabilité de la fourniture, tout en réduisant le coût du stockage. Dans cet article, nous nous intéressons au problème d'optimisation du dimensionnement de ces microgrids (avec la solution H₂), mais aussi à la stratégie de gestion de l'énergie (EMS) à appliquer afin de minimiser les coûts et maximiser la qualité de service. Nous comparons différentes stratégies de gestion qui s'appuient sur un ensemble de règles de priorité. Nous dressons un bilan comparatif des résultats des différentes stratégies de gestion.

ABSTRACT – Reaching the 100% REN is a real challenge for isolated microgrids which are usually equipped with diesel generators to ensure the reliability of the electricity supply. The introduction of long-term seasonal hydrogen energy storage, coupled with short-term battery storage, represents a solution to ensure the quality and reliability of supply, while limiting the cost of storage. In this paper, we focus on the sizing problem of these microgrids (with H₂), but also on the energy management strategy (EMS) to be applied in order to minimize costs and maximize quality of service. We compare the results of the different management strategies.

MOTS-CLÉS – Microgrid, hydrogène, optimisation boîte noire, stockage saisonnier, gestion de l'énergie.

1. Introduction

Dans la perspective de limiter les émissions de gaz à effet de serre, il est nécessaire d'augmenter le taux de pénétration des énergies renouvelables pour la production d'énergie électrique. Pour les sites isolés et déconnectés des réseaux continentaux, atteindre un mix énergétique 100% renouvelable est un véritable défi car ils sont très souvent équipés de générateurs diesel, qui permettent d'assurer la sécurité de l'approvisionnement en électricité. Afin de se passer de ces générateurs il faudrait remédier à l'intermittence des énergies renouvelables, ce qui implique de pouvoir les stocker efficacement lorsqu'elles sont disponibles. Le stockage par batterie demeurant onéreux, l'une des solutions envisagées est de coupler ce moyen de stockage à court terme, avec un moyen de stockage saisonnier de l'énergie sous forme d'hydrogène [1], [2]. Ces microgrids à système de stockage hybride étant relativement nouveau, leur dimensionnement et leur gestion posent de nombreux défis. La stratégie de gestion de l'énergie (EMS) étant le processus au cours duquel les commandes de puissances des éléments contrôlables sont calculées, le dimensionnement optimal dépend aussi de la stratégie choisie. Nous proposons 2 stratégies de gestion basées sur des règles de priorité, dont des versions antérieures plus simplistes ont déjà été étudiées par la littérature [1], [3]. Le but de notre étude est de faire une comparaison technico-économique de ces deux stratégies et d'effectuer une analyse de sensibilité vis-à-vis des coûts de la chaîne d'hydrogène pour le dimensionnement d'un microgrid.

D'abord, nous présenterons le cas d'étude dans la section 2. Ensuite, la section 3 portera sur les 2 stratégies de gestion de l'énergie que nous avons utilisées et de l'approche d'optimisation du dimensionnement du microgrid. Pour finir, la section 4 présentera la synthèse des résultats obtenus.

2. Description du Microgrid

Notre cas d'étude est l'île de Ouessant, dont le réseau électrique est déconnecté du réseau métropolitain. Le microgrid étudié est équipé de sources de production photovoltaïque et éolienne, de batterie lithium-ion ainsi que d'un électrolyseur qui produira de l'hydrogène stocké dans un réservoir dédié. L'hydrogène ainsi obtenu pourra être réutilisé sous forme d'électricité par le réseau, par le biais d'une pile à combustible. Pour la chaîne power-gaz-power nous partons sur l'hypothèse d'électrolyseur et de pile à combustible à membrane polymère échangeuse de protons (PEM). En effet, les électrolyseurs PEM présentent des temps de réponse et

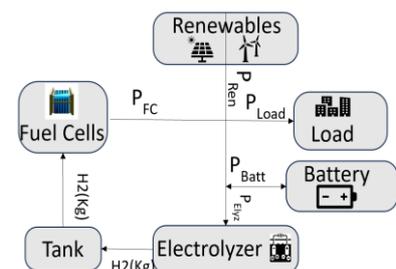


Figure 1 : Description du microgrid

de démarrage bien en dessous de ceux proposés par les électrolyseurs alcalins. Bien que l'industrialisation de la technologie pour de grandes puissances soit toujours en cours, il y a plusieurs exemples d'électrolyseur PEM allant au-dessus du MW de puissance [4]. La situation est analogue pour les piles à combustible PEM qui sont mieux adaptées au couplage avec les ENRs et qui présentent un niveau de maturation technologique acceptable [5]. L'hydrogène produit sera stocké sous forme de gaz comprimé à 30 bars [6]. Les pressions de fonctionnement de l'électrolyseur et de la pile à combustible seront également prises égales à 30 bars, ce qui explique l'absence de compresseur.

Nous disposons de la consommation électrique de l'île de Ouessant sur l'année 2016. Les données météorologiques telles que la vitesse du vent et l'irradiation sont issues de PVGIS. Notons que sur l'île de Ouessant, l'installation d'éoliennes est limitée par certaines contraintes. Nous avons donc limité la capacité d'éolienne installable à 1800 kW.

2.1 Modélisation des composants

Photovoltaïque : La production photovoltaïque a été calculée sur la base des données de production spécifique horaire pour un panneau orienté plein sud et incliné de 40° fourni par PVGIS.

Éolien : La courbe de puissance utilisée pour évaluer la puissance instantanée fournie par les turbines éoliennes est celle du modèle EWT DW52-900kW.

Pour la partie hydrogène nous utilisons un modèle simple :

Pile à Combustible : La quantité d'hydrogène consommée par la pile à combustible peut être calculée par la formule [1]:

$$P_{fc}(t) = \eta_{fc} \cdot \dot{m}_{H_2}^{cons} \quad (1)$$

Où $\dot{m}_{H_2}^{cons}$ la consommation d'hydrogène en kg/h ; η_{fc} la production spécifique de la pile à combustible en kWh/kg [9] et P_{fc} la puissance instantanée produite par la pile à combustible en kW.

Electrolyseur : À l'instar de la pile à combustible, il est possible d'exprimer la production d'hydrogène d'un électrolyseur en fonction de la puissance électrique consommée [1], [7]. Nous écrivons donc :

$$P_{el}(t) = \eta_{el} \cdot \dot{m}_{H_2}^{prod} \quad (2)$$

Avec $\dot{m}_{H_2}^{prod}$ est la production d'hydrogène en kg/h ; η_{el} la consommation spécifique de l'électrolyseur en kWh/kg [3], [8], [9] et $P_{el}(t)$ la puissance instantanée consommée par l'électrolyseur en kW.

Le réservoir : Le niveau d'hydrogène du réservoir (LoH) à chaque instant est régi par la formule suivante :

$$LoH(t + \Delta t) = LoH(t) - \dot{m}_{H_2}^{cons} \cdot \Delta t + \dot{m}_{H_2}^{prod} \cdot \Delta t \quad (3)$$

La batterie : L'énergie disponible dans la batterie suit la relation suivante :

$$E_{batt}(t + \Delta t) = E_{batt}(t) - (P_{batt}(t) + P_{loss}(t)) \cdot \Delta t \quad (4)$$

Avec E_{batt} L'énergie disponible dans la batterie en kWh ; P_{batt} la puissance instantanée fournie par la batterie, négative en cas de charge et positive en cas de décharge en kW, et $P_{loss}(t)$ la puissance instantanée perdue par la batterie en kW, régie par l'équation : $P_{loss}(t) = \alpha \cdot |P_{batt}(t)|$, α étant le facteur de perte.

2.2 Données d'entrée

La durée de vie considérée pour le projet est de 25 ans avec un taux d'actualisation de 5%. Les principales données considérées sont présentées dans le Tableau 1. Les durées de vie (DdV) de la pile à combustible et de l'électrolyseur [8], [9], leur puissance minimale de fonctionnement (P_{min}) [10], ainsi que les caractéristiques économiques utilisées, cest à dire les coûts d'investissement (Capex) et d'opération et de maintenance (O&M) [6], [9], [11], [12] y figurent.

Tableau 1: Données d'entrée du microgrid

	PV	Eolien	Batteries	PEM _{el}	PEM _{fc}	H2Tank
Capex	1200 €/kW	3500€/kW	350 €/kWh	1600 €/kW	1600 €/kW	400 €/kg
O&M	20 €/kW/an	100 €/kW/an	10 €/kWh/an	44 €/kW/an	45 €/kW/an	4€/kg/an
Efficacité	-	-	0,95	56 kWh/kg	16 kWh/kg	1
DdV (ans/h/cycles)	25 /-/-	25/-/-	15/-/3000	20/45000 h/-	15/45000 h/-	25/-/-
Pmin (%)	-	-	0%	5%	5	-

3. Dimensionnement du microgrid

3.1 Méthode d'optimisation

Pour nos travaux, nous avons adapté notre outil de dimensionnement open source Microgrids.jl avec l'intégration de la chaîne hydrogène [13]. L'outil est basé sur une optimisation du type « boîte noire » avec une simulation sur une année à pas horaire à partir des données d'entrée fournies dans la section 2. Les résultats ainsi obtenus sont ensuite extrapolés sur une période de 25 ans, avec à la clef les principales statistiques technico-économiques du microgrid. Le simulateur est ensuite utilisé à l'intérieur d'une boucle d'optimisation comme on peut le voir sur la Figure 2.

Les paramètres du microgrid à optimiser sont la taille de la batterie, la puissance photovoltaïque, la puissance éolienne, la puissance de l'électrolyseur, la puissance de la pile à combustible et la taille du réservoir d'hydrogène, pour un total de 6 variables d'optimisation. Nous avons ici considéré 2 critères qui sont le coût actualisé de l'énergie (LCOE) et le taux de délestage (T_{shed}). Ces deux critères sont agrégés en une seule fonction « objectif » à minimiser. Nous nous retrouvons donc dans un cas d'optimisation mono objectif.

$$f(X) = LCOE(X) + \lambda \cdot \max\left((T_{shed}(X) - T_{shed_max}), 0\right) \quad (5)$$

Avec f la fonction à optimiser ; T_{shed_max} le taux maximal de délestage autorisé ; λ un coefficient de pondération réel. Nous avons choisi de façon empirique $\lambda = 10^5$ ce qui assurera le respect du seuil de délestage ($T_{shed} \leq T_{shed_max}$).

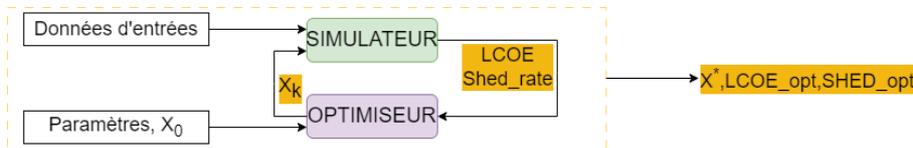


Figure 2 : Processus d'optimisation

3.2 Stratégies de gestion utilisées

Les EMS à base de règles simples comme celles que nous proposons sont généralement sous optimales, cependant elles ont l'avantage d'être simples et rapides à mettre en œuvre. Nous avons évalué les performances de ces 2 stratégies afin de déterminer la plus avantageuse. La stratégie 1 (figure 4) utilise en priorité les batteries pour stocker l'énergie ou pour alimenter le réseau tandis que la stratégie 2 donne la priorité à la chaîne power-H₂-power. À partir de la différence entre la charge et la puissance instantanée fournie par les sources de production renouvelables P_{nl_req} , les stratégies détermineront les puissances instantanées de la batterie, de l'électrolyseur, de la pile à combustible ainsi que la puissance écartée P_{spill} ou non servie P_{shed} . Bien sûr, tout cela en respectant les puissances maximales de charge et décharge de la batterie, P_{batt}^{cmax} et P_{batt}^{dmax} qui dépendent du niveau de la batterie, des limites maximales de l'électrolyseur et de la pile, P_{el}^{max} et P_{fc}^{max} , qui dépendent du niveau du réservoir, et de la puissance minimale de ces derniers, P_{el}^{min} et P_{fc}^{min} qui sont des constantes.

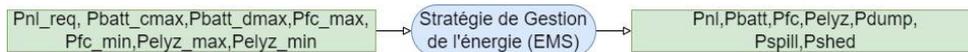


Figure 3 : Schéma synoptique du dispatch

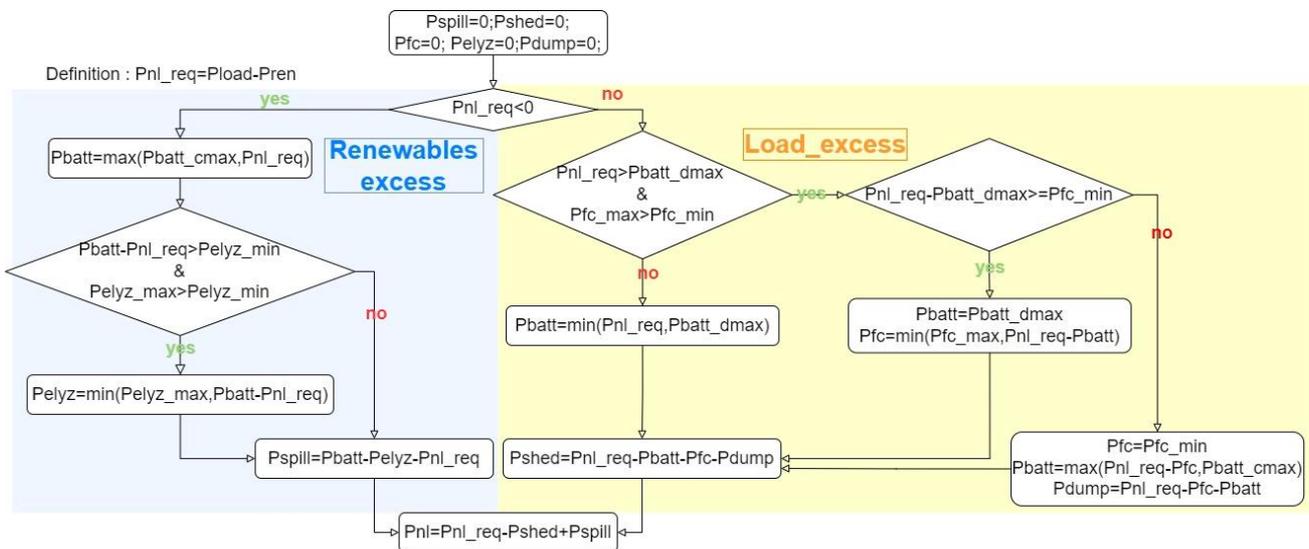


Figure 4: Stratégie 1 « priorité batterie »

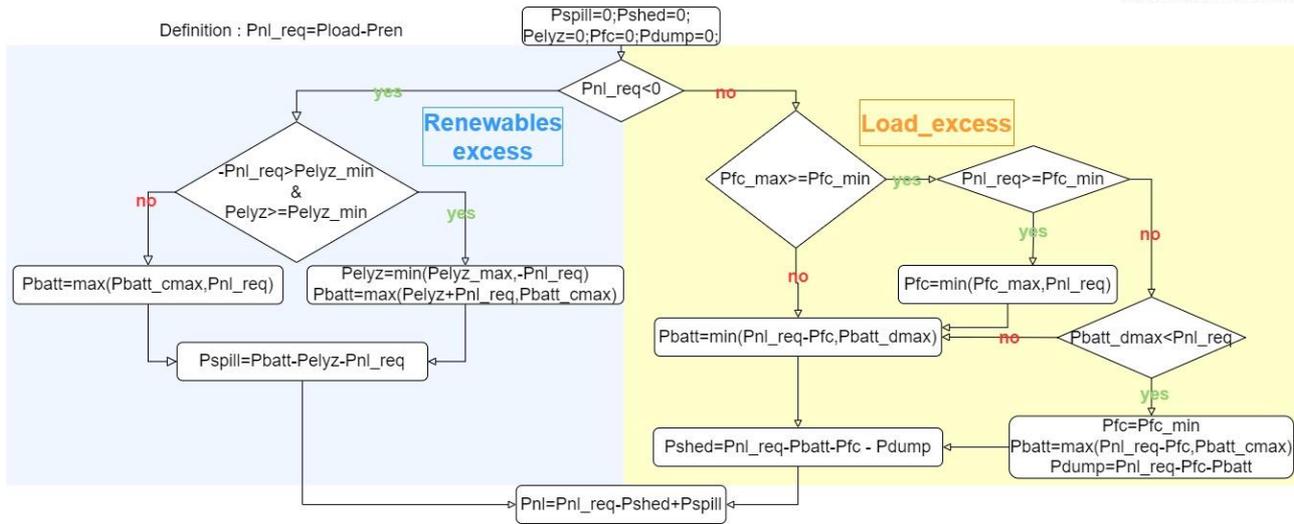


Figure 5 : Stratégie 2 « priorité H₂ »

4. Résultats et discussion

L'algorithme d'optimisation utilisé dans notre processus est le GN_CRS2_LM (Controlled Random Search with Local Mutation) [14] de la bibliothèque Nlopt.jl [15]. Nous avons utilisé un critère d'arrêt portant sur la tolérance relative sur x , $x_{tol_rel} = 10^{-8}$. Pour chacune des configurations (une stratégie donnée pour un T_{shed} donné) l'évaluation de la solution optimale a été réalisée 10 fois, avec des graines aléatoires différentes, afin de s'assurer de la consistance de la convergence. Le temps moyen mis pour effectuer une simulation est de l'ordre de 0.5 ms avec 21 000 évaluations de la fonction coût (et donc du simulateur) en moyenne. Le temps moyen mis par notre boucle d'optimisation était de 24s. Les calculs ont été réalisés sur un ordinateur portable équipé d'un processeur Intel Core i7-13800H disposant de 32 GB de RAM. Tous les résultats de notre étude ainsi que les fichiers sources sont disponibles en accès libre [16].

4.1 Comparaison des stratégies de gestion

Les dimensionnements optimaux obtenus pour les différentes stratégies de gestion sont consignés dans le tableau 2. En premier lieu, on remarque, comme attendu, que le LCOE diminue à mesure qu'on autorise plus de délestage. Pour ce qui est du choix de la stratégie de gestion qui est au cœur de notre étude, on observe que la stratégie 1 (priorité batterie) est plus compétitive que la stratégie 2 (priorité H₂) en termes de coût. En effet, le LCOE obtenu avec la stratégie 1, pour un taux de délestage donné est en moyenne plus bas de 13% à 14% et croît avec l'augmentation de T_{shed} .

L'utilisation de la stratégie 2 conduit à l'installation d'une plus grande capacité de sources renouvelables (en l'occurrence photovoltaïque, comme l'éolien est limité). En effet, étant donné le faible rendement de la chaîne power-H₂-power il est nécessaire d'avoir une production plus importante. Subséquemment, l'électrolyseur est aussi d'une taille plus importante afin de pouvoir transformer l'excédent d'énergie produite en hydrogène.

Les ressources en vent de l'île de Ouessant sont très favorables, il serait donc possible d'obtenir des LCOE plus bas si la capacité éolienne installable n'était pas limitée.

Tableau 2 : résultats d'optimisation

EMS	T_{shed}	C_{pv} (kWp)	C_{wind} (kW)	C_{batt} (kWh)	C_{el} (kW)	C_{fc} (kW)	C_{h2tank} (kg)	LCOE (\$/kWh)
1	0%	4 001	1 800	5 489	866	1 537	16 270	0,3592
2	0%	6 681	1 800	262	1 901	1 423	17 000	0,4136
1	0,01%	4 001	1 800	5 492	864	1 435	16 238	0,3559
2	0,01%	6 649	1 800	198	1 911	1 389	16 990	0,4121
1	0,10%	4 033	1 800	5 406	863	1 240	15 923	0,3485
2	0,10%	6 546	1 800	132	1 935	1 241	16 805	0,4057

Les données opérationnelles sont quant à elles présentées dans le Tableau 3. Nous constatons que la différence de coût entre les deux stratégies n'est pas seulement liée aux coûts d'investissement supplémentaires engendrés par un dimensionnement plus important des sources de production et de l'électrolyseur. En effet, la stratégie 2 induit une

utilisation plus intensive de l'électrolyseur et de la pile à combustible, ce qui entraîne une usure plus rapide de ces composants. En revanche, le nombre de cycle de la batterie est plus élevé avec la stratégie 1. Cependant les coûts, d'entretien et les coûts de remplacement de la chaîne power-H₂-power (2 remplacements de l'électrolyseur contre 1 dans ce cas précis) font que le coût opérationnel « Opex » (remplacement + O&M) obtenu avec l'utilisation de la stratégie 2 est plus élevé que celui obtenu avec la stratégie 1.

Tableau 3: Données opérationnelles

EMS	T _{shed}	Capex (k\$)	Opex (k\$)	FC _{hours} (h/an)	El _{hours} (h/an)	FC _{on/off} (n/an)	El _{on/off} (n/an)	Batt_cycles (n/an)	Ini_H ₂ (%)
1	0%	25 005	9 725	1 200	3 583	125	233	161,9	1,40%
2	0%	28 231	11 789	2 897	4 820	309	350	39,7	1,33%
1	0,01%	24 823	9 578	1 198	3 583	125	233	161,8	1,40%
2	0,01%	28 127	11 734	2 911	4 818	313	350	48,3	1,34%
1	0,1%	24 360	9 266	1 212	3 578	128	236	163,2	1,37%
2	0,1%	27 688	11 513	2 948	4 802	316	351	57,7	1,30%

Il faut noter que le niveau initial du réservoir d'hydrogène a un impact prépondérant sur les résultats de l'optimisation, surtout lorsque l'on souhaite obtenir un taux de délestage très faible ou nul. En effet, dans le cas où les conditions météorologiques (irradiation et vitesse du vent) seraient peu favorables et les niveaux initiaux de la batterie et du réservoir d'hydrogène nuls, la seule option pour l'optimiseur de respecter le taux de délestage imposé serait un surdimensionnement excessif des capacités photovoltaïque et éolienne. Pour surmonter cette difficulté, la simulation a été effectuée sur deux années qui se suivent (et non plus sur une année). L'état initial considéré pour les différents stockages correspond ainsi à l'état final de la première année ce qui permet d'assurer la cyclicité de l'état du stock (état initial = état final). Il s'avère que la cyclicité est obtenue dès la 2^e année de simulation. Une autre approche serait d'utiliser une méthode d'optimisation supportant les contraintes d'égalité.

4.2 Etude de sensibilité

Étant donné que l'industrialisation de la fabrication des électrolyseurs et des piles à combustible PEM de grande puissance est en évolution, nous avons mené une étude de sensibilité sur les prix d'investissement de ces composants en considérant deux cas de figures différents du cas de base décrit dans la section 2.2. D'abord en considérant l'objectif de réduction de prix affiché par le « Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking (FCH 2 JU) » [17], à l'horizon 2030 dénommé « cas 1 ». Pour ce scénario les prix d'investissement de l'électrolyseur et de la pile à combustible seront respectivement de 500€/kW et de 1000€/kW. Ensuite, nous avons envisagé un scénario dans lequel les prix de l'électrolyseur et de la pile à combustible seraient plus élevés pour des raisons conjoncturelles « cas 2 », respectivement 2200€/kW et 2500€/kW.

Les résultats obtenus pour T_{shed} = 0% sont présentés dans le Tableau 4. Comme nous pouvions nous y attendre, la stratégie la plus sensible à ces variations de coûts est la stratégie 2 car elle implique l'installation d'un électrolyseur d'une taille (+2 fois) plus importante que la stratégie 1. Ainsi la compétitivité de la stratégie 2 augmente fortement avec la baisse des prix de ces composants. En effet, le LCOE obtenu avec la stratégie 1 dans le premier scénario n'est plus bas que de 7,1% quand on le compare à celui obtenu avec la stratégie 2 ; alors qu'il est plus bas de 13,1% dans le cas de base et de 14,9% pour le cas 2.

Tableau 4: Résultats de l'étude de sensibilité

	EMS	LCOE (€/kWh)	ΔLCOE	C _{pv} (kWp)	C _{wind} (kW)	C _{batt} (kWh)	C _{el} (kW)	C _{fc} (kW)	C _{h2tank} (kg)
Cas 1	1	0,3332	-7,24%	4 009	1 800	4 421	1 124	1 537	16 501
	2	0,3587	-13,2%	5 696	1 800	148	2 297	1 489	17 727
Base case	1	0,3592	-	4 001	1 800	5 489	866	1 537	16 270
	2	0,4136	-	6 681	1 800	262	1 901	1 423	17 000
Cas 2	1	0,3871	+7,7%	4 158	1 800	5 936	764	1 537	15 980
	2	0,4551	+10%	6 793	1 800	489	1 870	1 389	16 898

5. Conclusion

Cet article propose deux stratégies de gestion à base de règles simples pour la gestion d'un microgrid comportant un moyen de stockage saisonnier sous forme d'hydrogène. Elles présentent l'avantage d'être peu coûteuses et simples à mettre en œuvre. La comparaison de leurs performances révèle que le faible rendement de la chaîne power-H₂-power limite la compétitivité de la stratégie 2 (priorité H₂) par rapport à la stratégie 1 (priorité batterie). Ces résultats ont ensuite été confirmés par l'étude de sensibilité. Cependant, le seul critère évalué est le prix d'investissement. En effet, il est attendu que l'industrialisation des piles à combustibles et des électrolyseurs PEM de grande puissance réduisent sensiblement les coûts, mais pas uniquement. Une amélioration des rendements et de la durée de vie de ces composants est aussi attendue. Ce qui aurait assurément un impact sur la compétitivité de ces 2 stratégies, et cela reste à évaluer. Ceci dit, ces stratégies à base de règles certes simples à mettre en œuvre ne sont sûrement pas les meilleures. Pour nos prochains travaux, nous étudierons des stratégies de gestion plus sophistiquée, à base de commande prédictive ou de programmation dynamique qui permettraient d'améliorer les coûts et les performances du microgrid.

Références

- [1] B. Li, « Sizing and Operation of Multi-Energy Hydrogen-Based Microgrids », PhD thesis, Université Bourgogne Franche-Comté, 2018. <https://theses.hal.science/tel-02077668>
- [2] F. K/bidi, « Développements et tests de stratégies de gestion de l'énergie à l'échelle de micro réseaux avec stockage et production d'hydrogène », PhD thesis, Université de la Réunion, 2019. <https://theses.hal.science/tel-02650719>
- [3] A. Monforti Ferrario, F. J. Vivas, F. Segura Manzano, J. M. Andújar, E. Bocci, et L. Martirano, « Hydrogen vs. Battery in the Long-term Operation. A Comparative Between Energy Management Strategies for Hybrid Renewable Microgrids », *Electronics*, vol. 9, n° 4, Art. n° 4, avr. 2020, doi: 10.3390/electronics9040698.
- [4] T. Alleau, « 3.2.1 Production d'hydrogène par électrolyse de l'eau », France Hydrogène. <https://www.france-hydrogene.org/technical-sheet/3-2-1-production-dhydrogene-par-electrolyse-de-leau/>
- [5] U. Department of Energy, « Comparison of Fuel Cell Technologies ». <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/comparison-fuel-cell-technologies>
- [6] M. Santos, R. Rodriguez, S. Garcia, S. Daman, et U. Jonhansen, « Techno-economic analysis of wind-H₂ integration – Haeolus ». <https://haeolus.eu/>
- [7] C. Rozain, « Développement de nouveaux matériaux d'électrodes pour la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau », PhD thesis, Université Paris Sud - Paris XI, 2013. <https://theses.hal.science/tel-00923169>
- [8] A. Chan, D. Hart, F. Lehner, B. Madden, E. Standen, et L. Bertuccioli, « Development of water electrolysis in the european union », *Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (2014)*.
- [9] V. CIGOLOTTI et M. GENOVESE, « Stationary Fuel Cell Applications », *IEA Technology Collaboration programme, Advanced fuel cells (2021)*.
- [10] S. Germe, F. Fouda-Onana, et S. Rosini, « Les systèmes d'électrolyse de l'eau à membrane échangeuse de protons », *Société Chimique de France (SCF)*, p. 20. <https://new.societechimiquedefrance.fr/numero/les-systemes-delectrolyse-de-leau-a-membrane-echangeuse-de-protons-p20-n466/>
- [11] J. Gorre, F. Ruoss, H. Karjunen, J. Schaffert, et T. Tynjälä, « Cost benefits of optimizing hydrogen storage and methanation capacities for Power-to-Gas plants in dynamic operation », *Applied Energy*, vol. 257, p. 113967, janv. 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.113967.
- [12] J. Sampson, « Hydrogen Insights 2023 December Update », Hydrogen Council. <https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-insights-2023-december-update/>
- [13] J. Nikiema, P. Haessig, « Microgrids.jl with h2 ». <https://github.com/nikiema-fruc/Microgrids.jl/tree/h2>
- [14] P. Kaelo et M. Ali, « Some Variants of the Controlled Random Search Algorithm for Global Optimization », *J Optim Theory Appl*, vol. 130, n° 2, p. 253-264, août 2006, doi: 10.1007/s10957-006-9101-0.
- [15] S. G. Johnson, The NLOpt nonlinear-optimization package, <http://github.com/stevengj/nlopt>
- [16] J. Nikiema, Operation_strategy_comparison_Microgrid_H2. https://github.com/nikiema-fruc/Operation_strategy_comparison_Microgrid_H2
- [17] FUEL CELLS and HYDROGEN 2 JOINT UNDERTAKING, « Addendum to the Multi - Annual Work Plan 2014 - 2020 (2018) », Clean Hydrogen Patnership. <https://www.clean-hydrogen.europa.eu/>