

Rapport de stage

Gabriel Ammour

Table des matières

1	Production d'hydrogène pour une demande de transport	2
1.1	Demande d'hydrogène pour transport terrestre	3
1.2	La ferme éolienne	4
1.3	L'électrolyseur	6
1.3.1	La production d'hydrogène	7
1.4	Le stockage d'hydrogène	7
1.5	Les pertes d'énergies éoliennes	10
1.6	Le modèle d'optimisation linéaire	10
1.7	Résultats	11
1.7.1	Analyse de sensibilité	12
1.7.1.1	Sensibilité à la demande totale	12
1.7.1.2	Sensibilité au prix de la ferme, du stockage, l'électrolyseur et du coût d'opportunité des pertes	13
1.7.1.3	Sensibilité à l'efficacité de l'électrolyseur	19
1.8	Conclusion	22
2	Couplage avec le marché de l'électricité	23
2.1	La vente de l'énergie éolienne	23
2.1.1	Le marché spot de l'électricité	23
2.1.2	Le marché de l'hydrogène	24
2.2	Les coûts de production	25
2.3	La ferme éolienne, l'électrolyseur et le stockage d'hydrogène	25
2.4	Le modèle d'optimisation linéaire	25

2.5	Résultats	26
2.5.1	Analyse de sensibilité	27
2.5.1.1	Sensibilité au prix de l'hydrogène	27
2.5.1.2	Sensibilité au prix de l'électricité	29
2.5.1.3	Sensibilité aux coûts de productions	32
2.5.2	Production empilée par heure	36
2.5.3	Monotone de charge	37
2.5.4	L'électrolyseur comme variable endogène	39
2.6	L'ajout d'une demande d'hydrogène	42
2.6.1	Le modèle	42
2.6.2	Résultats	44
2.6.3	Modification du modèle	44
2.6.3.1	Le stockage est désormais limité	45
2.6.3.2	Le modèle n'est plus contraint par la demande	46
2.6.3.2.1	Sensibilité au prix de l'hydrogène	47
2.7	Conclusion	49
3	Lexique	50
	Bibliographie	50

1 Production d'hydrogène pour une demande de transport

L'hydrogène vert, obtenu à partir de sources d'énergie renouvelables, est souvent considéré comme un élément clé pour atteindre une neutralité carbone à l'échelle mondiale. À mesure que les économies s'orientent vers une décarbonation croissante, le besoin d'identifier des sources d'énergie renouvelables efficaces et durables pour la production d'hydrogène devient primordial. En parallèle, la production d'énergie éolienne offshore a connu une croissance significative, suscitant un intérêt pour son potentiel d'exploitation dans la production d'hydrogène vert. Cependant, le déploiement d'un tel système requiert une planification minutieuse et une optimisation à divers niveaux pour assurer son efficacité.

Cette première partie du document vise à explorer la conception optimale d'un système de production d'hydrogène basé sur l'énergie éolienne. Il modélise la demande d'hydrogène, la production d'électricité par une ferme éolienne, la conversion de cette électricité en hydrogène par un électrolyseur, le stockage de l'hydrogène et finalement, l'optimisation de la taille de ces différents éléments pour minimiser les pertes d'énergie et les coûts de stockage.

1.1 Demande d'hydrogène pour transport terrestre

La demande d'hydrogène dédiée aux transports dans notre modèle est représentée par un profil quotidien qui se répète tout au long de l'année. Ce profil de demande, qui s'étend de 6 heures du matin à 20 heures, a été déterminé de manière arbitraire pour refléter la demande d'hydrogène dans le secteur des transports. Il convient de noter qu'en dehors de cette période, la demande d'hydrogène est considérée comme nulle. Pour simplifier l'analyse, nous avons supposé que la demande est homogène durant chaque heure de la période d'activité. Ce profil de demande a été calibré pour atteindre une consommation totale de 7,67 tonnes d'hydrogène par jour, soit 255 MWh répartis sur une période de 14 heures. Ce volume correspond aux objectifs fixés par la région des Pays de la Loire pour 2030 en matière de demande d'hydrogène pour les usages terrestres, comme mentionné dans leur [feuille de route](#) (Pays de la Loire (2020)). Le profil de la demande quotidienne est illustré à par la Figure 1.

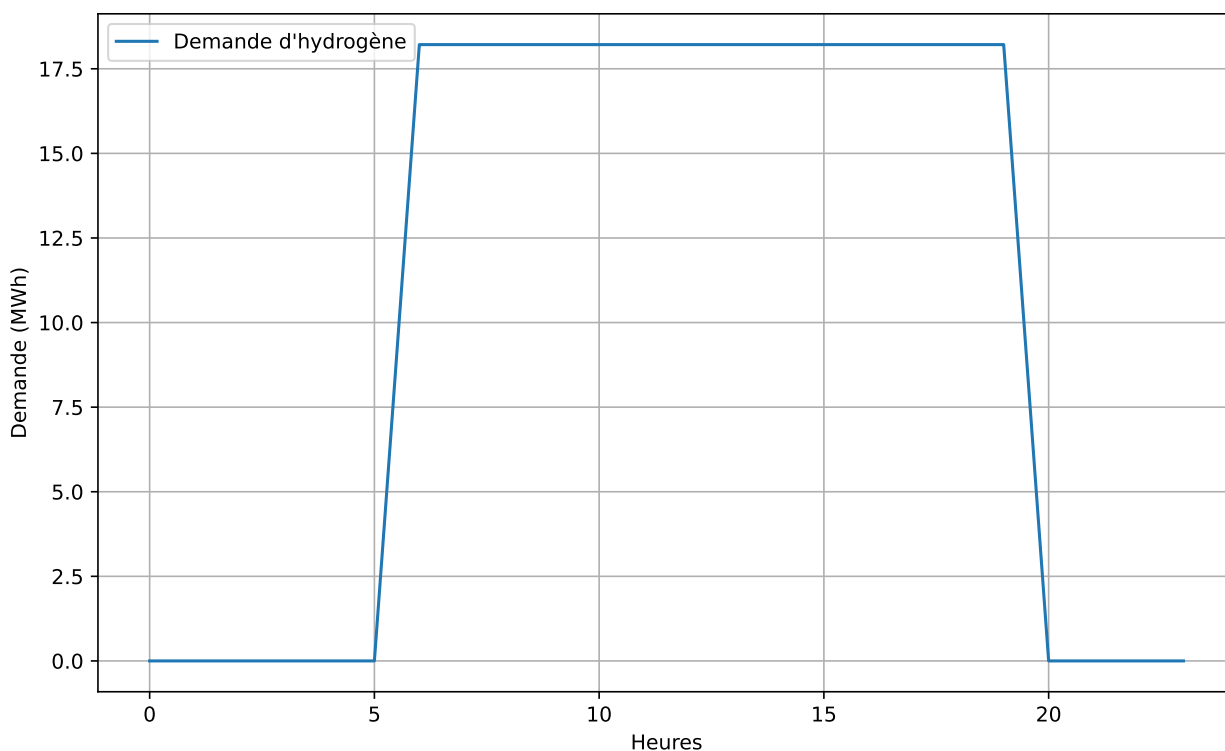


Figure 1: Chronique journalière de la demande d'hydrogène

1.2 La ferme éolienne

Pour satisfaire la demande en hydrogène, une production d'électricité, exprimée en MWh, par une ferme éolienne est nécessaire. Cette production dépend à la fois de la capacité de la ferme éolienne, exprimée en MW, et du facteur de charge spécifique à chaque heure. Le facteur de charge représente un ratio variant entre 0 et 1, qui indique la fraction de la capacité totale de la ferme qui peut être exploitée à un instant donné. A titre d'exemple, un ratio de 0.5 à un instant t pour une ferme dont la puissance installée est de 100 MW signifie que la puissance produite par cette ferme à cet instant sera de 50 MW (soit une énergie produite de 50 MWh pour une période d'une heure). Sur l'ensemble de la période étudiée, le facteur de charge moyen s'établit à 49%. Ce facteur de charge est illustré sur la Figure 2. Quant à la taille de la ferme éolienne, elle est déterminée directement par le modèle pour répondre à la demande d'hydrogène. L'installation d'une ferme éolienne a un cout. Pour rendre notre modèle plus réaliste, nous avons décidé d'intégrer ces couts dans notre modèle. Pour la ferme éolienne, nous avons décidé d'utiliser le CAPEX. Le CAPEX représente l'investissement initial nécessaire pour le déploiement de l'infrastructure. Pour notre ferme éolienne, nous avons choisi un CAPEX de 2 750 000 €/MW.

Une fois que notre modèle a déterminé la taille de la ferme éolienne, la production d'énergie électrique peut être calculée à l'aide de la formule suivante :

$$E_t = CF_t^{farm} \times S^{farm} \quad (1)$$

```
vent == facteur_charge_eolien * taille_ferme
```

Notre ferme éolienne et son fonctionnement sont soumises à certaines contraintes techniques. Premièrement, il faut que la taille de la ferme soit positive :

$$S^{farm} \geq 0 \quad (2)$$

```
taille_ferme >= 0
```

Ensuite, il faut s'assurer que l'énergie éolienne utilisée pour produire de l'hydrogène est inférieure à l'énergie éolienne totale pour tout instant :

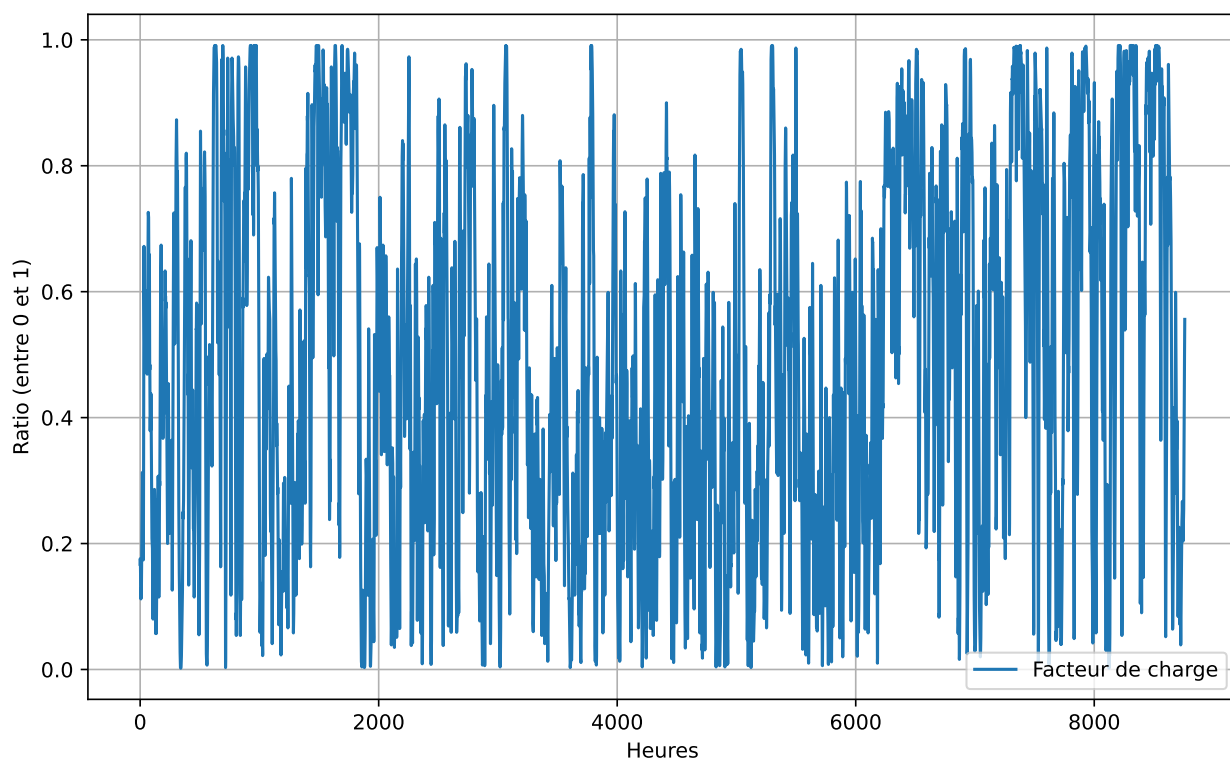


Figure 2: Facteur de charge de la ferme éolienne

$$E_t^{H2} \leq E_t \quad (3)$$

```
vent_H2 <= vent
```

1.3 L'électrolyseur

Une fois l'électricité générée par la ferme éolienne, le modèle est chargé de déterminer la portion qui sera allouée à la production d'hydrogène. Cette électricité est alors acheminée vers un électrolyseur pour produire de l'hydrogène. La production d'hydrogène, quantifiée en MWh, dépend de la capacité de l'électrolyseur (exprimée en MW) ainsi que de son rendement. Ce rendement, désigné par `eff_El`, représente un ratio variant entre 0 et 1, qui illustre la fraction de l'électricité pouvant être convertie en hydrogène à chaque instant, en fonction de la taille de l'électrolyseur. Par exemple, si ce ratio est de 0,5 à un instant t pour un électrolyseur d'une capacité de 100 MW, cela signifie que l'électrolyseur peut générer 50 MW d'hydrogène à cet instant précis (soit une énergie produite de 50 MWh pour une période d'une heure). Dans ce scénario, nous avons établi un rendement de 70%, correspondant à des pertes d'énergie de l'ordre de 30% dues à la conversion. De la même manière que pour la ferme éolienne, le modèle déterminera la taille de l'électrolyseur nécessaire pour répondre à la demande en hydrogène. Comme pour la ferme éolienne, nous utiliserons le CAPEX pour avoir une estimation des coûts liés à l'électrolyseur. Pour un électrolyseur, nous avons choisi un CAPEX de 950 000 €/MW.

Dans le cadre de ce scénario, nous supposons que l'électricité est transportée vers le continent par l'intermédiaire d'un câble sous-marin, où l'électrolyseur est situé. Il est à noter que les coûts associés au transport de l'électricité et à l'installation du câble ne sont pas pris en compte dans cette analyse.

Comme pour la ferme éolienne, notre électrolyseur est soumis à des contraintes techniques. Premièrement, le modèle doit s'assurer que la taille de l'électrolyseur est positive :

$$S^{electrolyzer} \geq 0 \quad (4)$$

```
taille_electrolyseur >= 0
```

Enfin, le modèle doit s'assurer que l'énergie éolienne utilisée pour produire de l'hydrogène est inférieure à la taille de l'électrolyseur pour tout instant :

$$E_t^{H2} \leq S^{electrolyzer}, \quad \text{for } t \in [1, T] \quad (5)$$

```
for t in range(1, T):
    constraints += [vent_H2[t] <= taille_electrolyseur]
```

1.3.1 La production d'hydrogène

Une fois que l'électricité est acheminée vers l'électrolyseur, la production d'hydrogène peut être calculée à l'aide de la formule suivante :

$$P_t^{H2} = E_t^{H2} \times \eta_t^{electrolyzer} \quad (6)$$

```
production_H2 == vent_H2 * eff_El
```

Cette production d'hydrogène est soumise à des contraintes puisque cette dernière doit être positive :

$$P_t^{H2} \geq 0 \quad (7)$$

```
production_H2 >= 0
```

1.4 Le stockage d'hydrogène

L'hydrogène généré par l'électrolyseur est stocké dans un réservoir terrestre pour un usage ultérieur en réponse à la demande. Lorsque la production d'hydrogène dépasse la demande, l'excédent est conservé dans le réservoir. Inversement, si la demande dépasse la production, le déficit est comblé par l'hydrogène stocké, faisant ainsi du réservoir un stockage d'énergie.

Dans ce scénario, nous supposons que toute l'électricité non utilisée pour la production d'hydrogène est perdue. Par conséquent, notre objectif principal est de minimiser les pertes d'énergie éolienne. Pour y parvenir, le modèle cherche à optimiser la taille de la ferme éolienne, de l'électrolyseur, ainsi que de la capacité de stockage nécessaire.

Cependant, sans restriction sur le coût du stockage, le modèle pourrait opter pour une production massive d'hydrogène pour une utilisation ultérieure, ce qui n'est pas souhaitable. Nous imposons donc une contrainte sur le coût du stockage (représenté par `prix_stockage`). En conséquence, l'objectif du modèle est de minimiser les pertes d'énergie éolienne tout en limitant les coûts de stockage.

Nous avons établi le coût du stockage à 600 €/kg, soit 18000 €/MWh. Cette valeur est alignée sur les estimations faites par Horizon Europe pour l'année 2030, tel que mentionné dans leur [étude sur les réservoirs de stockage d'hydrogène](#) (HORIZON-JTI-CLEANH2-2023-1 (2023)).

Comme pour les infrastructures précédentes, le stockage d'hydrogène est soumis à des contraintes techniques. Premièrement, nous avons des contraintes dites statiques, liées à la taille du réservoir. Ainsi, la taille du réservoir d'hydrogène doit être positif :

$$S^{storage} \geq 0 \quad (8)$$

```
taille_stockage >= 0
```

Le modèle doit également s'assurer que la taille du stockage initial est égale à 0 :

$$S_{t=0}^{storage} = 0 \quad (9)$$

```
stockage_initial == 0
```

Nous avons des contraintes dynamiques, liées à l'état de charge du stockage aux différents pas horaires. Tout d'abord, l'état de charge initial du stockage d'hydrogène doit être égal à la taille initiale du stockage d'hydrogène plus la production d'hydrogène moins la demande d'hydrogène :

$$SoC_{t=0} = S_{t=0}^{storage} + P_{t=0}^{H2} - D_{t=0}^{H2} \quad (10)$$


```
etat_charge_stockage[0] == stockage_initial + production_H2[0] -
↪ H2_demand[0]
```

Ensuite, l'état de charge du stockage d'hydrogène à chaque instant doit être égal à l'état de charge du stockage d'hydrogène à l'heure précédente plus la production d'hydrogène moins la demande d'hydrogène :

$$SoC_t = SoC_{t=t-1} + P_t^{H2} - D_t^{H2}, \quad \text{for } t \in [1, T] \quad (11)$$

```
for t in range(1, T):
    constraints += [etat_charge_stockage[t] ==
↪ etat_charge_stockage[t-1] + production_H2[t] - H2_demand[t]]
```

Pour chaque instant, l'état de charge du stockage doit être positif et inférieur à la taille du stockage :

$$SoC_t \geq 0, \quad \text{for } t \in [1, T] \quad (12)$$

$$SoC_t \leq S^{storage}, \quad \text{for } t \in [1, T] \quad (13)$$

```
for t in range(1, T):
    constraints += [etat_charge_stockage[t] >= 0]
```

```
for t in range(1, T):
    constraints += [etat_charge_stockage[t] <= taille_stockage]
```

Enfin, l'état du stockage en T-1, c'est à dire à la dernière heure, doit être égal à 0, donc doit être vide :

$$SoC_{t=T-1} = 0 \quad (14)$$

```
etat_charge_stockage[T-1] == 0
```

1.5 Les pertes d'énergies éoliennes

Dans ce modèle assez simpliste, l'énergie qui n'est pas utilisée est considérée comme perdue. Ainsi, les pertes d'énergies éoliennes sont calculées comme la différence entre la production d'énergie éolienne et la production d'hydrogène.

$$L_t = E_t - E_t^{H2} \quad (15)$$

```
pertes == vent - vent_H2
```

Pour quantifier la perte financière associée à ces pertes d'énergies, nous proposons de définir un coût d'opportunité, équivalent au tarif auquel cette énergie aurait pu être commercialisée sur le marché de l'hydrogène. Ce coût a été fixé à 105 €/MWh, en adéquation avec un prix de l'hydrogène estimé à 5 €/kg.

1.6 Le modèle d'optimisation linéaire

Afin d'atteindre ces objectifs, nous recourons à un modèle d'optimisation linéaire. Ce dernier nous permet de déterminer les dimensions optimales pour la ferme éolienne (`taille_ferme`), l'électrolyseur (`taille_electrolyseur`), et le réservoir de stockage d'hydrogène (`taille_stockage`). Cela permet de minimiser simultanément les pertes d'énergie éolienne et les coûts associés à la production et au stockage de l'hydrogène.

La fonction objective proposée s'articule autour de la minimisation conjointe des pertes d'énergie provenant de la source éolienne et des coûts associés à la production d'hydrogène et son stockage.

$$\text{Min} \sum_t L_t^{pertes} \times C^{pertes} + S^{storage} \times C^{storage} + \quad (16)$$

$$S^{electrolyzer} \times C^{electrolyzer} + S^{farm} \times C^{farm} \quad (17)$$

```
objective = cp.Minimize(cp.sum(pertes)*prix_pertes +  
    ↪ taille_stockage*prix_stockage + taille_ferme*prix_ferme +  
    ↪ taille_electrolyseur*prix_electrolyseur)
```

1.7 Résultats

Les résultats de notre modèle d'optimisation linéaire donnés par la Table 1 offrent une perspective détaillée de la configuration optimale d'un système de production d'hydrogène à partir d'une ferme éolienne offshore. Les paramètres clés, y compris les tailles de la ferme éolienne, de l'électrolyseur et du réservoir de stockage, ont été calculés pour minimiser les pertes d'énergie tout en répondant à la demande totale d'hydrogène.

Notre modèle a réussi à produire un total de 93 075 MWh d'hydrogène, satisfaisant ainsi la demande. C'est à noter que le modèle prévoit des pertes d'énergie significatives, estimées à 276 884 MWh. Ces pertes sont principalement dues à la simplification de notre modèle, dans lequel toute l'électricité produite qui n'est pas directement utilisée pour la production d'hydrogène est considérée comme perdue. En réalité, dans un système de gestion d'énergie plus sophistiqué, cette énergie pourrait être redirigée vers d'autres utilisations ou stockée pour une utilisation ultérieure.

En ce qui concerne la taille de la ferme éolienne, le modèle suggère une capacité de 90.76 MW. Il s'agit de la capacité optimale pour fournir l'énergie nécessaire à la production d'hydrogène tout en minimisant les pertes d'énergie dans le cadre de notre modèle simplifié. De même, la taille de l'électrolyseur a été optimisée pour être de 21.43 MW, afin de maximiser la production d'hydrogène dans les conditions de notre modèle.

Enfin, la taille optimale du réservoir de stockage d'hydrogène est déterminée à 352.24 MWh. Cette taille permet de gérer efficacement les fluctuations de la production d'hydrogène et de la demande, garantissant que l'offre d'hydrogène est toujours suffisante pour répondre à la demande.

Table 1: Résultats de l'optimisation

Indicateur	Valeur
Taille de la ferme éolienne (MW)	110.21
Taille de l'électrolyseur (MW)	26.02
Taille du réservoir de stockage d'H2 (MWh)	352.24
Demande totale d'H2 (MWh)	93075
Production totale d'H2 (MWh)	93075
Pertes totales d'énergies	336217

1.7.1 Analyse de sensibilité

L'analyse de sensibilité est une technique utilisée pour déterminer comment différents changements dans les variables d'entrée d'un modèle peuvent impacter la sortie de ce modèle. Cette technique est particulièrement utile lorsqu'il est nécessaire de comprendre la relation entre les entrées et les sorties dans des systèmes complexes.

Dans le contexte de notre modèle, une analyse de sensibilité peut aider à comprendre comment des modifications dans divers paramètres, tels que l'efficacité de l'électrolyseur, le facteur de charge de l'éolienne ou les coûts de stockage d'hydrogène, peuvent affecter des variables de sortie importantes telles que la taille de la ferme éolienne, la taille de l'électrolyseur ou les pertes totales d'énergie.

Cette analyse est essentielle car elle permet de comprendre les incertitudes et les risques associés à différents paramètres. Elle peut également fournir des informations précieuses pour la prise de décision, en montrant quels paramètres ont le plus d'influence sur les résultats, et donc où les efforts doivent être concentrés pour optimiser la performance du système.

1.7.1.1 Sensibilité à la demande totale

Dans une analyse de sensibilité visant à évaluer l'impact des variations de la demande journalière en hydrogène, situées entre 127.5 MWh et 510 MWh, le modèle révèle une sensibilité marquée à la demande totale, comme illustré dans la Figure 3. La capacité du système de stockage démontre la plus grande sensibilité, oscillant entre approximativement 200 MWh et 700 MWh en réponse à ces variations de la demande. En contraste, les capacités de la ferme éolienne et de l'électrolyseur présentent des fluctuations moins prononcées. L'électrolyseur, en particulier, maintient une capacité relativement constante malgré les fluctuations de la demande. Quant à la ferme éolienne, elle voit sa capacité évoluer d'environ 50 MW à 200 MW. Cette évolution suggère une relation proportionnelle entre la capacité de la ferme éolienne et la demande totale, les deux variables exhibant une multiplication par un facteur similaire de 4 face aux variations étudiées. La plus grande variation de la taille du stockage est probablement due à l'intermittence de la production d'énergie éolienne. En effet, la production d'énergie éolienne est très variable, et donc la production d'hydrogène l'est aussi. Ainsi, pour répondre à une demande plus importante, il faut avoir une capacité de stockage plus grande pour pouvoir stocker l'hydrogène produit lors des périodes de forte production et l'utiliser lors des périodes de faible production.

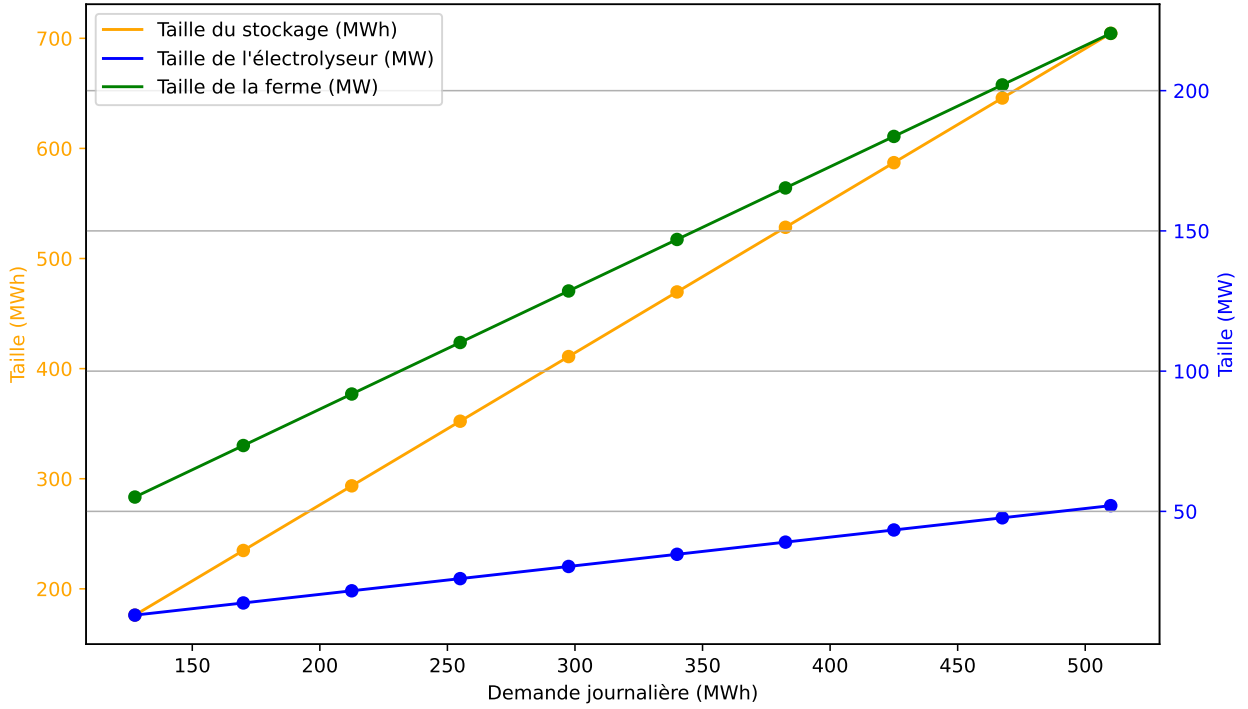


Figure 3: Effet de la chronique de demande journalière sur la taille des infrastructures

1.7.1.2 Sensibilité au prix de la ferme, du stockage, l'électrolyseur et du coût d'opportunité des pertes

Nos observations indiquent que le coût du stockage influe directement sur la dimension optimale du système de stockage. Lorsque ce coût est négligé, c'est-à-dire fixé à zéro, le modèle tend naturellement à surdimensionner la capacité de stockage (Figure 4). Une telle surdimension est rationnelle d'un point de vue purement technique, car elle offre une marge de manœuvre pour gérer les fluctuations de la demande et de la production sans considération économique. Cependant, dès qu'un coût non nul est associé au stockage, une baisse significative de la taille optimale est observée, traduisant l'arbitrage entre les bénéfices d'avoir une capacité de stockage importante et les coûts associés. Intriguingly, au-delà de ce seuil initial, la dimension du stockage semble se stabiliser, suggérant que d'autres facteurs ou contraintes dominent la décision d'optimisation.

Nous observons le même phénomène pour la taille de l'électrolyseur. Lorsque le coût de l'électrolyseur est négligé, c'est-à-dire lorsqu'il est établi à zéro, le modèle présente une forte inclinaison à surdimensionner cet équipement, avec des dimensions avoisinant les 500 MW (Fig-

ure 5). Une telle configuration pourrait être interprétée comme une stratégie d’optimisation pour maximiser la capacité de conversion de l’électricité en hydrogène en l’absence de contraintes financières. Néanmoins, dès qu’une valeur monétaire est assignée à l’électrolyseur, il y a une réduction drastique de sa taille optimale, qui converge vers une valeur d’environ 20 MW. une fois ce seuil atteint, la taille de l’électrolyseur semble demeurer stable, même lorsque le prix diminue ultérieurement.

La dynamique entourant la ferme éolienne présente des nuances distinctes par rapport aux deux précédents éléments. Lorsque l’on intègre un coût à la ferme éolienne, une légère contraction de sa taille optimale est constatée (Figure 6). Simultanément, cette contraction s’accompagne d’une augmentation modeste de la taille du stockage et de l’électrolyseur. Cette interdépendance suggère un mécanisme compensatoire dans le système : une réduction de la capacité de production éolienne entraîne un besoin accru de stockage et de conversion pour répondre à la demande d’hydrogène. Toutefois, il est essentiel de noter que les variations en taille, bien que présentes, sont moins marquées que celles induites par les modifications des coûts des deux autres composants.

L’analyse de l’impact du coût d’opportunité lié aux pertes offre un tableau contrasté par rapport aux autres éléments du système. De manière surprenante, une variation du coût associé aux pertes ne semble pas engendrer de modifications substantielles dans la configuration optimale des infrastructures (Figure 7). Plus précisément, ni la taille des installations ni le volume total des pertes ne montrent de sensibilité marquée à ce paramètre de coût (Figure 8). Cela suggère que les pertes, dans le contexte de ce modèle, sont peut-être une conséquence inévitable de l’exploitation du système, et que leur optimisation n’est pas dictée principalement par des considérations économiques.

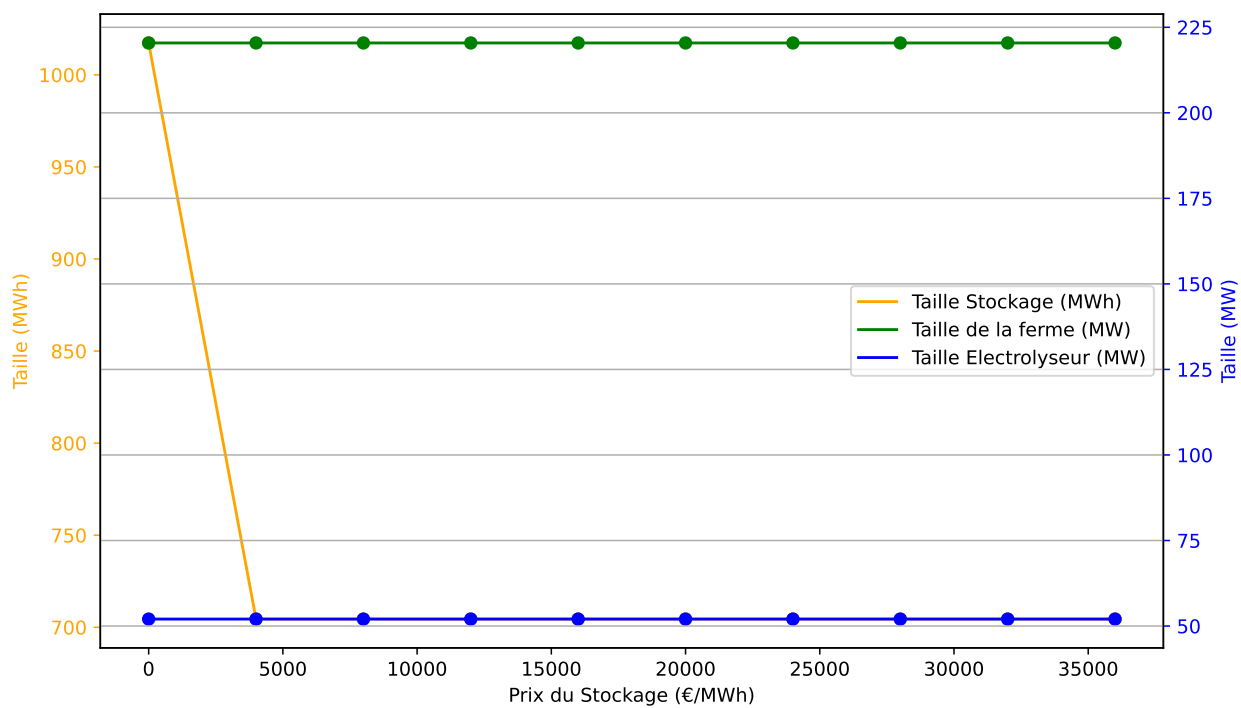


Figure 4: Effet du prix du stockage sur la taille des infrastructures

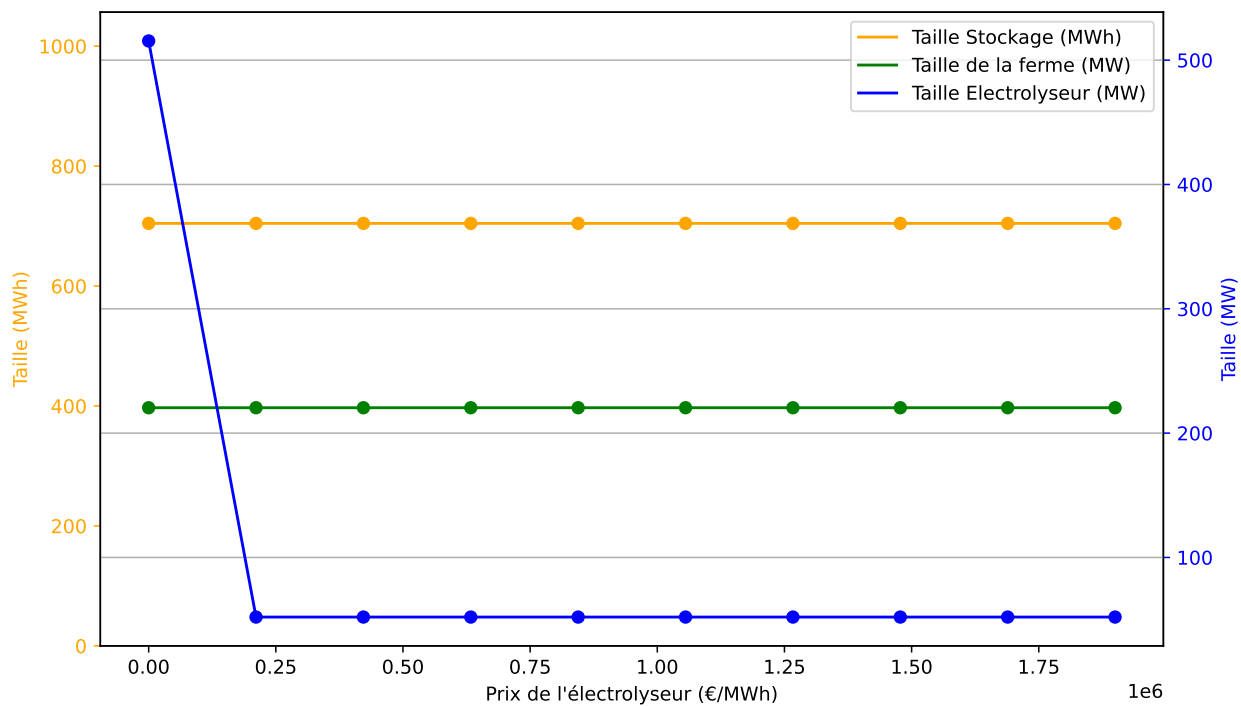


Figure 5: Effet du prix de l'électrolyseur sur la taille des infrastructures

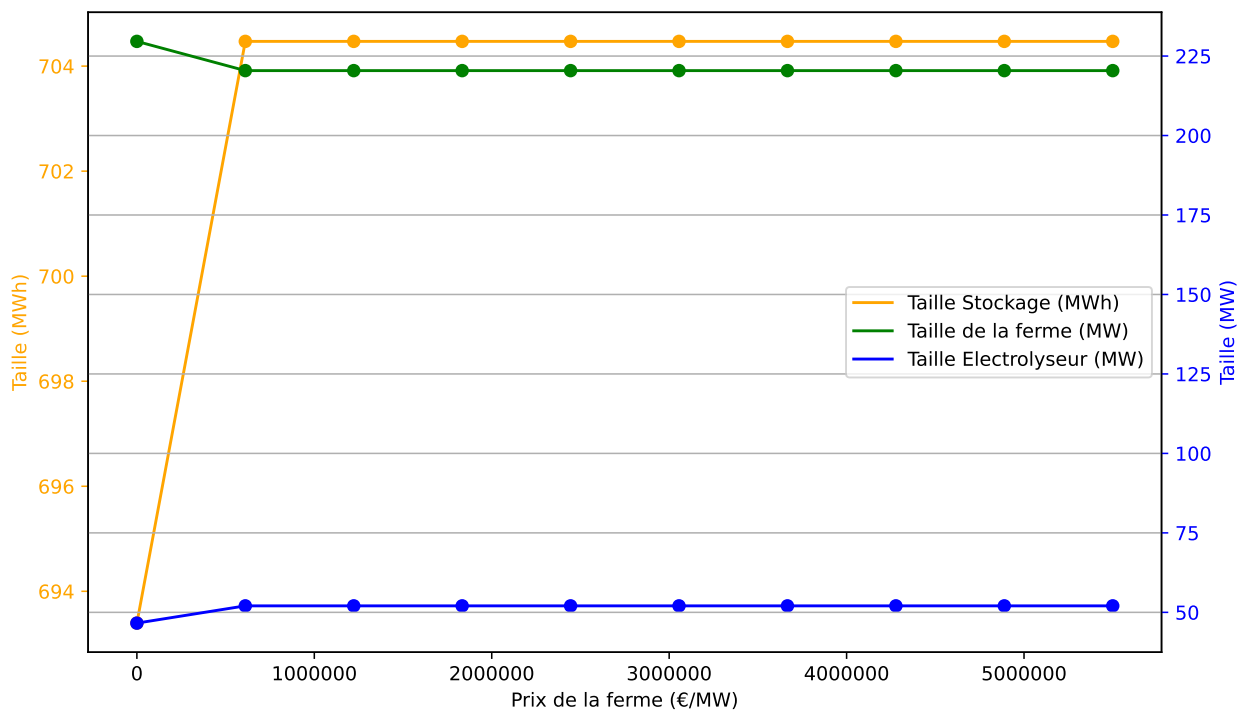


Figure 6: Effet du prix de la ferme sur la taille des infrastructures

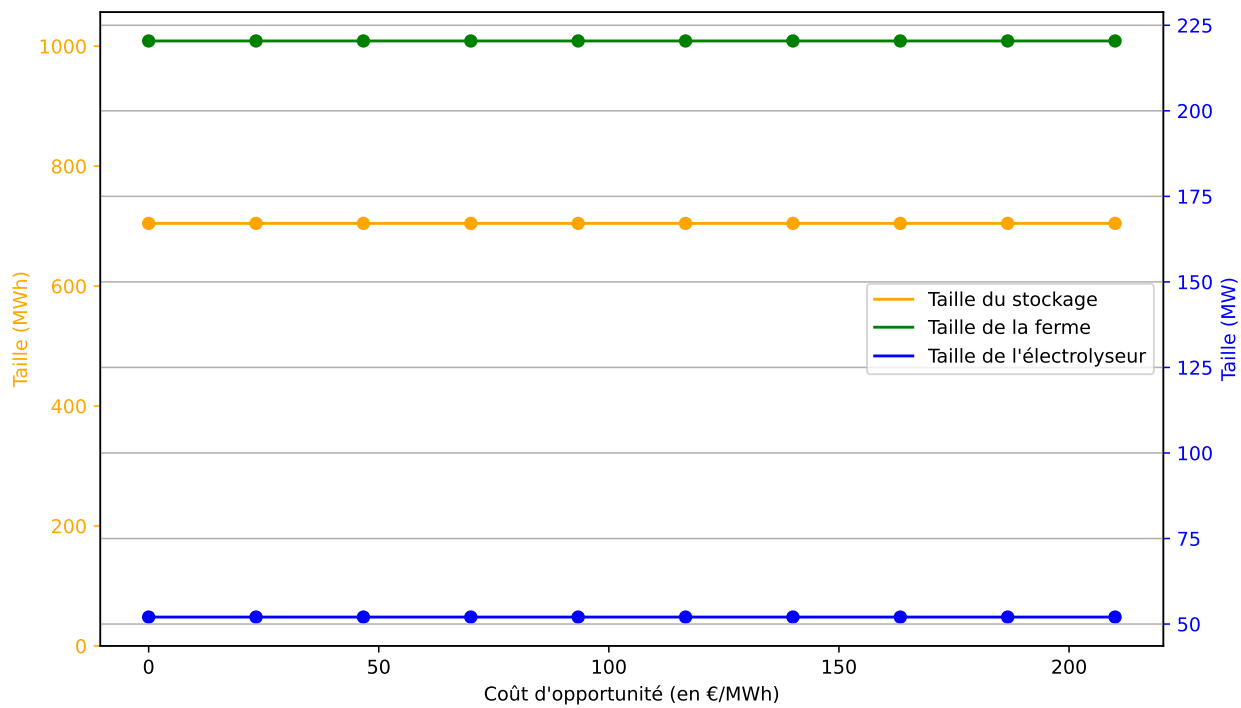


Figure 7: Effet du coût d'opportunité des pertes sur la taille des infrastructures

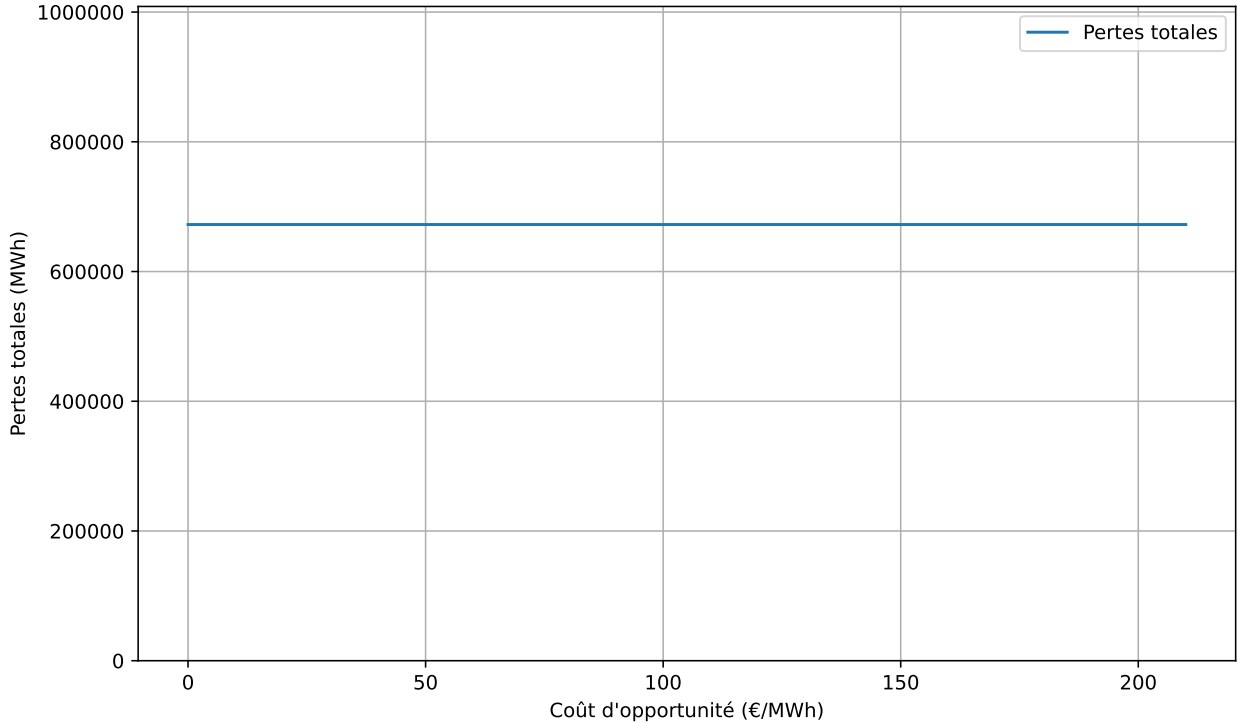


Figure 8: Effet du coût d'opportunité des pertes sur les pertes totales

1.7.1.3 Sensibilité à l'efficacité de l'électrolyseur

L'efficacité de l'électrolyseur se révèle être un paramètre déterminant pour la configuration optimale du système. Comme on pourrait s'y attendre d'un point de vue intuitif, une amélioration de l'efficacité conduit à une réduction de la taille requise pour l'électrolyseur. Cette relation est directement attribuable à la capacité de l'électrolyseur à convertir davantage d'énergie entrante en hydrogène pour une même capacité nominale, rendant superflu le besoin d'une capacité surdimensionnée. Autrement dit, un électrolyseur plus efficace est en mesure de satisfaire la demande en hydrogène avec une moindre capacité (Figure 9).

L'efficacité de l'électrolyseur se manifeste également dans la détermination de la taille optimale de la ferme éolienne. En effet, une moindre efficacité de l'électrolyseur entraîne une augmentation proportionnelle de la demande en électricité pour produire une quantité donnée d'hydrogène. Par conséquent, la ferme éolienne doit compenser cette inefficacité en augmentant sa capacité pour fournir l'énergie supplémentaire nécessaire (Figure 11).

Contrairement à la taille de l'électrolyseur et de la ferme éolienne, l'efficacité de l'électrolyseur ne semble pas influencer la dimension de la capacité de stockage. Cela suggère que la quantité d'hydrogène à stocker, indépendamment de l'efficacité avec laquelle elle est produite, reste relativement constante. Il est possible que les besoins en stockage soient déterminés principalement par d'autres facteurs, tels que la variabilité de la demande ou la fiabilité de la production éolienne, plutôt que par l'efficacité de la conversion d'électricité en hydrogène(Figure 10).

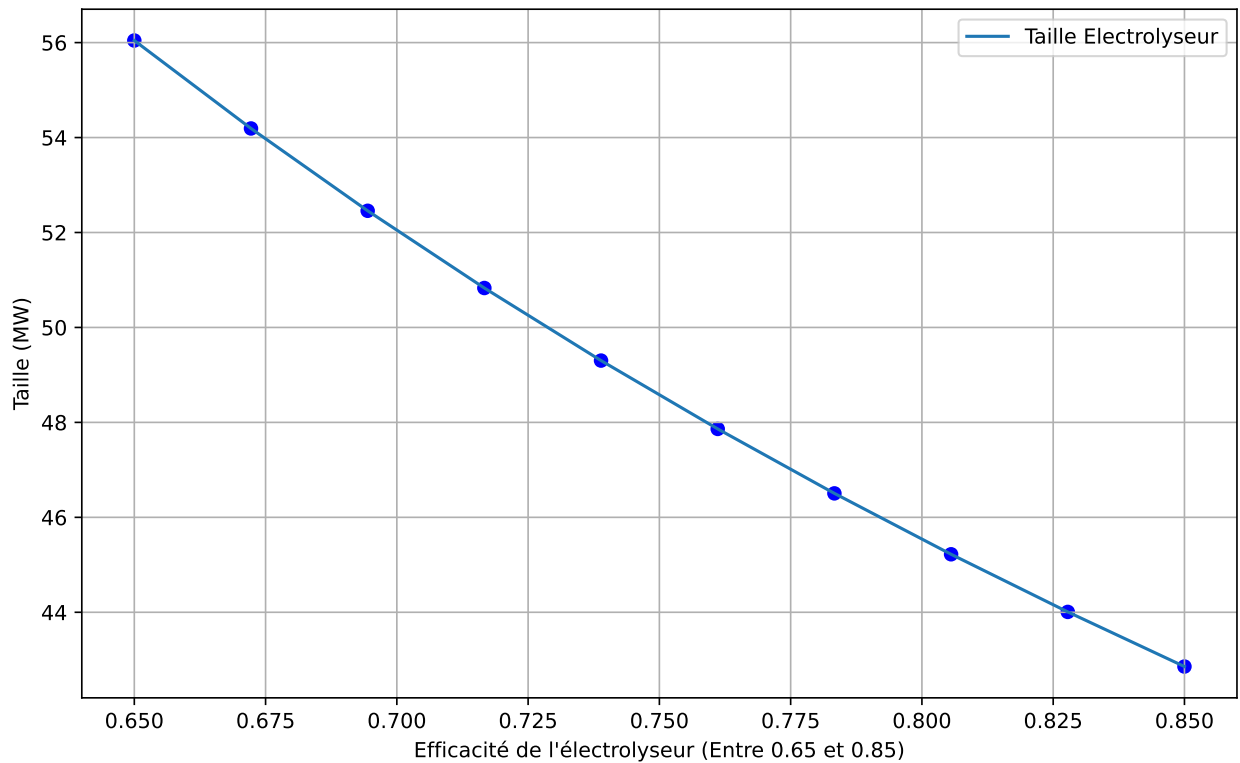


Figure 9: Effet de l'efficacité de l'électrolyseur sur la taille de l'électrolyseur

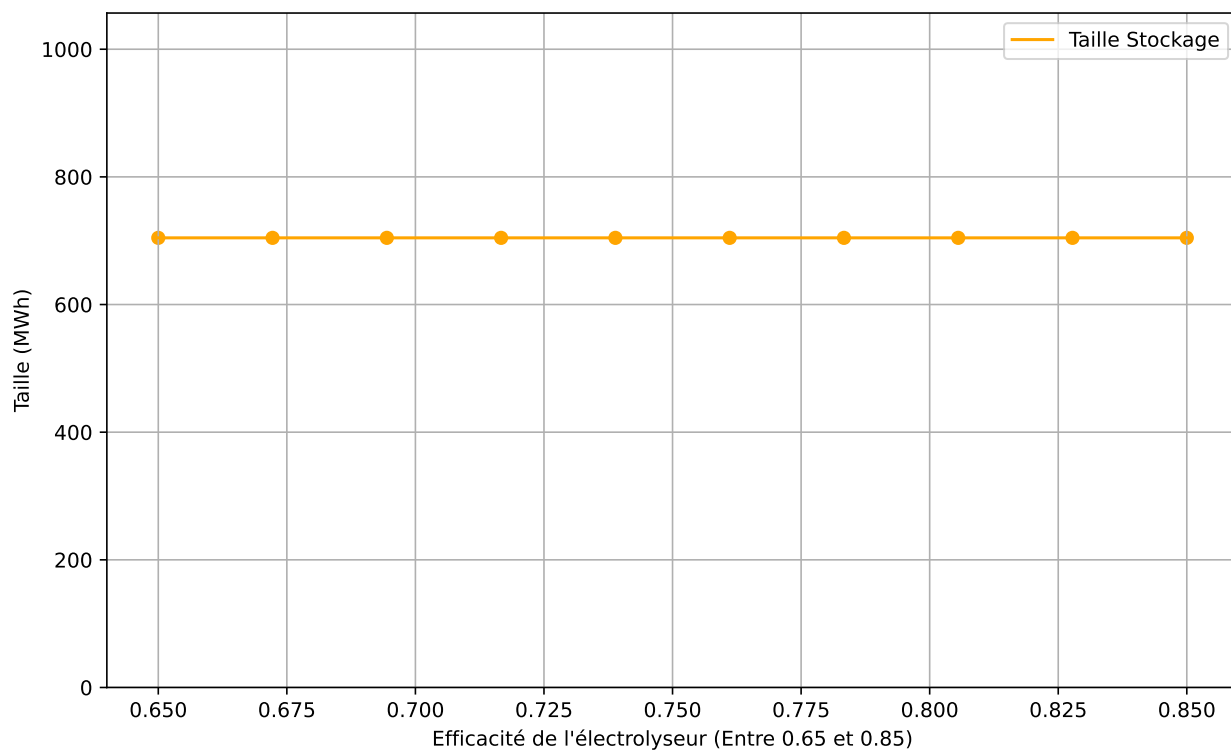


Figure 10: Effet de l'efficacité de l'électrolyseur sur la taille du stockage

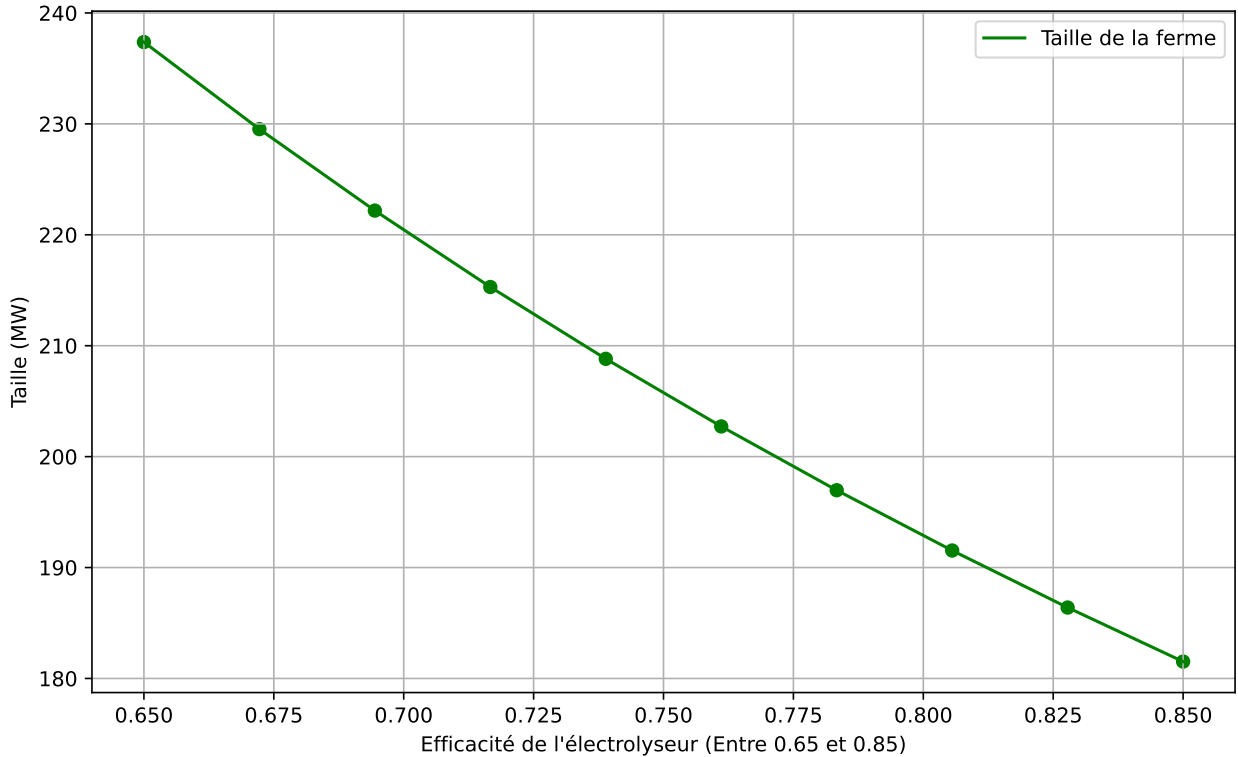


Figure 11: Effet de l'efficacité de l'électrolyseur sur la taille de la ferme éolienne

1.8 Conclusion

L'analyse de sensibilité révèle des interdépendances clés dans le système d'hydrogène renouvelable. Tandis que la tarification des composants, notamment le stockage et l'électrolyseur, influence grandement leur dimensionnement, le coût d'opportunité des pertes semble avoir un impact négligeable sur la conception du système. L'efficacité de l'électrolyseur joue un rôle prépondérant, affectant directement la taille de l'électrolyseur lui-même et de la ferme éolienne, mais pas celle du stockage.

Il est important de souligner que notre modèle, malgré son efficacité, demeure une simplification de la réalité. Par exemple, l'approche qui consiste à considérer toute l'électricité non utilisée pour la production d'hydrogène comme étant perdue est une contrainte majeure. Un système réel de gestion d'énergie permettrait probablement de diriger cette électricité excédentaire vers d'autres utilisations ou de la stocker pour un usage ultérieur, réduisant ainsi les pertes d'énergie.

2 Couplage avec le marché de l'électricité

Dans le cadre du premier scénario, nous avons élaboré un modèle permettant de produire de l'hydrogène et de spécifier la dimension des infrastructures associées. Toutefois, ce scénario se révèle limité en termes d'utilité pour la prise de décision. Notamment, nous avons postulé que toute énergie non utilisée était dissipée, une présupposition qui ne serait pas viable en situation réelle. Dans ce nouveau scénario, nous envisageons deux débouchés pour l'électricité produite : le marché spot et le marché de l'hydrogène. Selon une taille définie de ferme éolienne et d'électrolyseur, notre objectif est d'analyser la distribution de la production entre ces deux marchés. Initialement, nous ne tiendrons pas compte d'un profil de demande spécifique, contrairement au premier scénario. Notre point de départ reposera sur la supposition que toute énergie générée, qu'elle soit sous forme électrique ou d'hydrogène, est instantanément commercialisée, distribué au marché.

2.1 La vente de l'énergie éolienne

2.1.1 Le marché spot de l'électricité

Concernant le marché spot de l'électricité, nous nous appuyons sur les données des tarifs spot pour l'année 2019, fournissant les prix pour chaque tranche horaire. La Figure 12 illustre les fluctuations tarifaires tout au long de l'année. Il est à noter que ces tarifs présentent une variabilité significative, avec un coût moyen s'établissant à environ 39€/MWh.

```
spot_elec = pd.read_excel("spot_elec.xlsx", header=0)
```

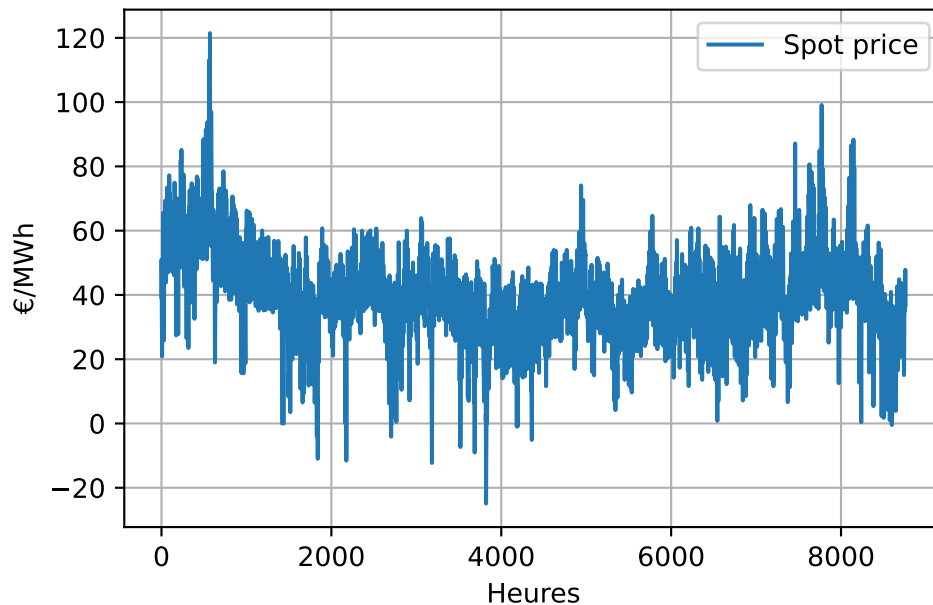


Figure 12: Prix spot de l'électricité (2019)

2.1.2 Le marché de l'hydrogène

En ce qui concerne le marché de l'hydrogène, nous ne bénéficions pas de données temporelles comparables à celles de l'électricité. Ainsi, nous adopterons un tarif constant fixé à 5€ par kilogramme. Ultérieurement, nous aborderons la question de l'influence du prix de l'hydrogène sur la répartition de la production. Dans notre modèle, puisque nous opérons en MWh, un facteur de conversion entre le kilogramme et le MWh s'avère indispensable. Pour l'hydrogène, ce facteur est de 30. Étant donné que l'ensemble de l'hydrogène produit est directement commercialisé, nous n'avons pas à intégrer une variable de stockage comme c'était le cas dans le scénario précédent.

```
prix_H2 = 5  
mwh_to_kg = 30
```


2.2 Les coûts de production

Dans ce scénario, l'objectif est de maximiser le profit, ce qui nous oblige à intégrer des informations sur les coûts de production. Notre analyse se concentrera exclusivement sur les coûts associés à la ferme éolienne et à l'électrolyseur. La Table 2 présente les détails relatifs aux coûts d'investissement (CAPEX) et aux coûts opérationnels (OPEX) pour ces deux éléments. Le CAPEX représente l'investissement initial nécessaire pour le déploiement de l'infrastructure, tandis que l'OPEX couvre les dépenses opérationnelles récurrentes. Les références utilisées pour obtenir ces données sont également spécifiées dans la Table 2.

Table 2: Résultats de l'optimisation

Indicateur	Valeur
CAPEX de la ferme (CATAPULT (2023))	2,750,000
CAPEX de l'électrolyseur (Proost (2019))	950,000

2.3 La ferme éolienne, l'électrolyseur et le stockage d'hydrogène

Dans ce scénario spécifique, la capacité de la ferme éolienne est prédéterminée. Initialement, nous envisageons une ferme d'une capacité de 30 MW, associée à un électrolyseur de 20 MW. Par ailleurs, la durée de vie opérationnelle de la ferme éolienne est fixée à 20 ans, conformément aux références de l'ADEME (ADEME (2013)). Comme mentionné précédemment, l'énergie générée sera allouée entre le marché spot de l'électricité et le marché de l'hydrogène. Lorsque la décision est prise de produire de l'hydrogène, l'électricité est redirigée vers l'électrolyseur.

2.4 Le modèle d'optimisation linéaire

Notre fonction objective vise à maximiser les profits générés par le modèle. Pour ce faire, nous utilisons la formule $\frac{1-(1+r)^{-N}}{r}$ comme moyen de calculer le taux d'actualisation. Ce taux est essentiel pour déterminer la valeur actuelle nette (VAN) des flux de trésorerie futurs, permettant ainsi de tenir compte de la valeur temporelle de l'argent. Concrètement, cette optimisation cherche à augmenter la VAN des revenus provenant de la vente d'hydrogène et d'électricité, tout en soustrayant les investissements initiaux (CAPEX) associés à la mise en place de la ferme éolienne et de l'électrolyseur.

$$\begin{aligned} \text{Maximize } & \left(\frac{1 - (1 + r)^{-N}}{r} \left(\sum_{t=0}^{T-1} (p_t^{elec} \times P_t^{elec} + p^{H2} \times P_t^{H2} \times \gamma) \right) \right. \\ & \left. - CAPEX_{ferme} \times S^{farm} - CAPEX_{electrolyseur} \times S^{electrolyzer} \right) \end{aligned} \quad (18)$$

Avec :

- p_t^{elec} : prix de l'électricité au temps t
- p^{H2} : prix de l'hydrogène
- P_t^{elec} : production d'électricité au temps t
- P_t^{H2} : production d'hydrogène au temps t
- γ : facteur de conversion entre MWh et kg

```
objective = cp.Maximize(
    cp.multiply(discount_rate, (cp.sum(cp.multiply(prix_elec,
↪ production_elec) + cp.multiply(prix_H2, production_H2 *
↪ mwh_to_kg)))) - CAPEX_ferme * taille_ferme - CAPEX_electrolyseur *
↪ taille_electrolyseur
)
```

Concernant les contraintes du modèle, elles demeurent identiques à celles du premier scénario, à l'exception de celles relatives au stockage. En effet, le stockage ayant été éliminé de cette version du scénario, les contraintes s'y rapportant ne sont plus pertinentes et ont donc été omises.

2.5 Résultats

La Table 3 présente les principales conclusions obtenues à la suite de l'optimisation. À première vue, il est manifeste que près de 89% de l'énergie générée est consacrée à la production d'hydrogène. Cette tendance suggère qu'au tarif de 5€ par kilogramme, la commercialisation de l'hydrogène est généralement plus lucrative que la vente d'électricité sur le marché spot. Cette préférence se justifie aisément : le tarif moyen sur le marché spot s'élève à 39€/MWh, alors qu'un coût de 5€/kg pour l'hydrogène équivaut, après conversion tenant compte du rendement de l'électrolyseur à 70%, à 105€/MWh.

En conséquence, il est probable que, dans le contexte décrit, le modèle commercialise de l'électricité exclusivement lorsque les tarifs spot dépassent la barre des 105€/MWh. Étant donné que l'électricité est vendue par le modèle uniquement durant les périodes de tarifs exceptionnellement élevés, il n'est guère surprenant que les revenus générés par la vente d'électricité surpassent ceux provenant de l'hydrogène.

Table 3: Résultats de l'optimisation

Indicateur	Valeur
Taille de la ferme	30
Taille de l'électrolyseur	20
Somme de l'énergie produite	127,715.49
Production d'hydrogène	79,380.95
Production d'électricité	14,314.13
Revenu de l'électricité (€)	4,932,977,814.43
Revenu de l'hydrogène (€)	11,907,142.80
Revenu total (€)	4,944,884,957.23
Profit (€)	53,840,001.38

2.5.1 Analyse de sensibilité

2.5.1.1 Sensibilité au prix de l'hydrogène

L'analyse précédente révèle qu'avec un tarif fixé à 5€ par kilogramme, le modèle privilégie majoritairement la production d'hydrogène. Une question pertinente qui découle de cette observation serait de déterminer le seuil tarifaire qui induit un basculement entre les deux modes de production, électricité ou hydrogène. La Figure 13 nous donne des éléments pour mieux comprendre le problème. Elle montre que la tendance du modèle à augmenter la production d'hydrogène se déclenche à un tarif avoisinant 1€/kg. À un seuil d'environ 2€/kg, la production d'hydrogène et d'électricité semble s'équilibrer. Toutefois, cette parité est éphémère. Le modèle, en effet, réduit progressivement sa production d'électricité au profit de l'hydrogène jusqu'à atteindre un prix critique d'environ 3,3€/kg.

Paradoxalement, au-delà de ce seuil, la proportion entre les deux productions se stabilise. Cette stagnation s'explique par la rentabilité avantageuse de la production d'hydrogène. En effet, si produire de l'hydrogène devient particulièrement lucratif, le modèle se heurte à un obstacle majeur : la capacité maximale de l'électrolyseur. En effet, le modèle ne peut pas produire plus d'hydrogène que la capacité de l'électrolyseur. En conséquence, le modèle

opte pour une nouvelle stratégie : produire de l'hydrogène jusqu'à saturation de la capacité de l'électrolyseur, et acheminer l'excédent énergétique vers le marché spot. Cette analyse suggère que le tarif déclenchant cette saturation de l'électrolyseur gravite autour de 3,3€/kg, ce qui équivaut approximativement à 69€/MWh.

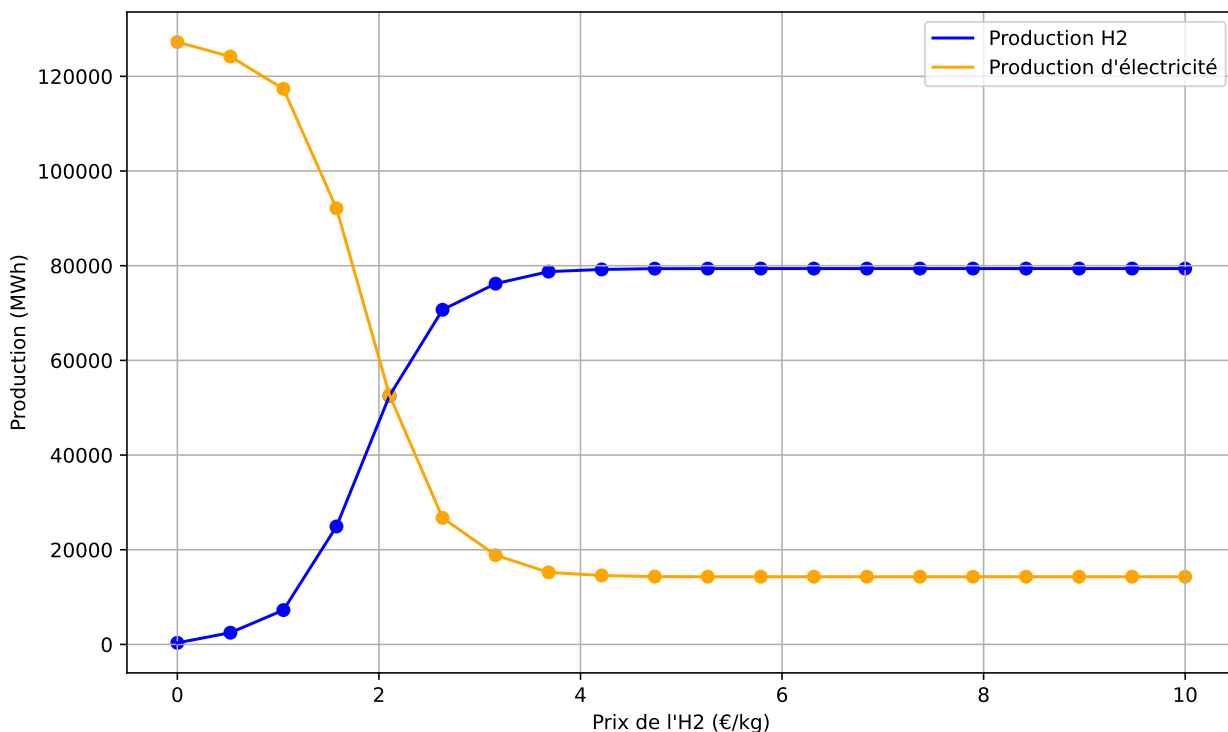


Figure 13: Production d'hydrogène et d'électricité pour le marché en fonction du prix de l'hydrogène

L'impact du prix de l'hydrogène sur la rentabilité est un aspect crucial de notre analyse. La Figure 14 fournit des éléments pertinents à ce sujet. Elle illustre une corrélation positive entre le tarif de l'hydrogène et le profit global. Plus spécifiquement, on observe une augmentation marquée et quasi-linéaire du profit dès que le prix de l'hydrogène atteint le seuil des 2€/kg. Cette observation est cohérente avec nos constatations précédentes : c'est précisément à ce tarif que le modèle modifie son allocation énergétique en faveur de la production d'hydrogène.

Cela suggère que le prix de l'hydrogène est un levier significatif de la rentabilité. Lorsque le tarif franchit ce seuil critique, la production d'hydrogène devient non seulement la principale

source de revenus, mais elle impacte également la trajectoire de croissance des bénéfices, la rendant plus prononcée.

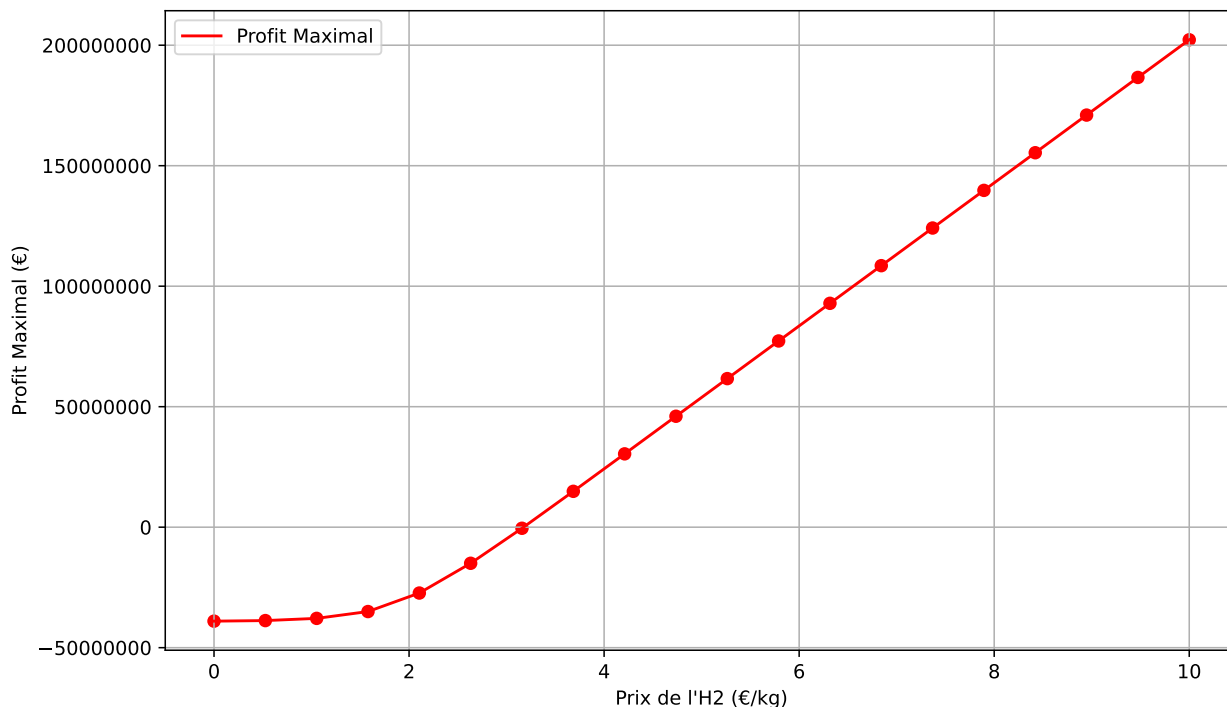


Figure 14: Évolution du profit en fonction du prix de l'hydrogène

2.5.1.2 Sensibilité au prix de l'électricité

La fluctuation des prix sur le marché spot de l'électricité est une autre dimension clé pour évaluer la rentabilité de notre modèle. La Figure 15 offre une vue panoramique des tendances tarifaires sur une période de cinq ans, de 2015 à 2019. Bien que, à première vue, les années semblent présenter des tendances tarifaires relativement comparables, une analyse plus approfondie révèle des nuances significatives.

D'abord, en examinant les prix moyens, nous observons une augmentation graduelle depuis 2014, atteignant son point culminant en 2018 avec un prix moyen de 50.04 €/MWh avant de retomber en 2019 à 39.34 €/MWh (Table 4). L'année 2017 présente également une augmentation notable, avec un prix moyen de 44.96 €/MWh, ce qui est nettement supérieur à l'année précédente.

La volatilité, mesurée par l'écart-type, donne une indication sur les fluctuations de prix au sein de chaque année. À cet égard, 2016 se démarque par sa volatilité exceptionnellement élevée de 24.42 (Table 4), ce qui signifie que les prix sur le marché spot cette année-là ont connu des variations plus importantes. Cela pourrait être attribué à des événements spécifiques ou des conditions de marché qui ont provoqué des fluctuations soudaines et importantes des prix. Les années suivantes, bien que présentant une volatilité moindre par rapport à 2016, restent plus volatiles par rapport à 2014 et 2015.

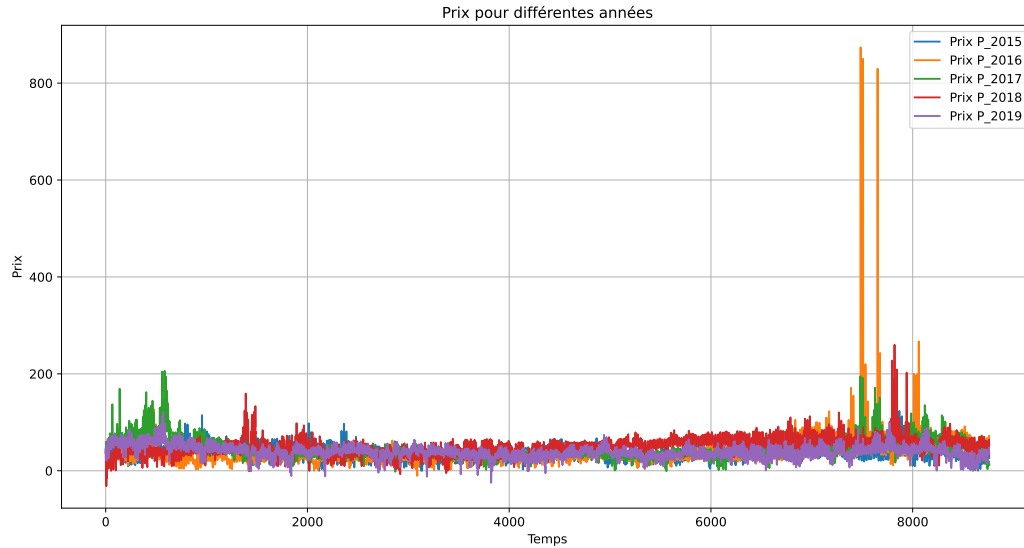
Table 4: Statistiques des prix spot

Indicateur	Valeur
Moyenne de 2014	34.60 €/MWh
Volatilité de 2014	$\sigma=13.91$
Moyenne de 2015	38.47 €/MWh
Volatilité de 2015	$\sigma=13.07$
Moyenne de 2016	36.62 €/MWh
Volatilité de 2016	$\sigma=24.42$
Moyenne de 2017	44.96 €/MWh
Volatilité de 2017	$\sigma=20.23$
Moyenne de 2018	50.04 €/MWh
Volatilité de 2018	$\sigma=18.64$
Moyenne de 2019	39.34 €/MWh
Volatilité de 2019	$\sigma=14.18$

La volatilité des prix semble varier d'une année à l'autre. Notamment, 2016 se distingue avec des pics tarifaires atteignant jusqu'à 800€/MWh. De tels écarts dans les tarifs peuvent avoir d'importantes répercussions sur les décisions de production, en influençant la rentabilité relative de la vente d'électricité par rapport à celle de l'hydrogène.

Il est également important de noter que, même si les prix peuvent paraître stables d'une année à l'autre, de tels pics de volatilité, même sporadiques, peuvent avoir des conséquences importantes sur les revenus annuels. Par conséquent, une analyse approfondie des tendances sous-jacentes et des anomalies est cruciale pour une prise de décision éclairée. Dans le contexte de notre modèle, cela pourrait influencer la proportion d'énergie allouée à la production d'hydrogène par rapport à la vente directe sur le marché spot.

Figure 15: Évolution des prix spot de l'électricité (2015-2019)



Source: Auteur

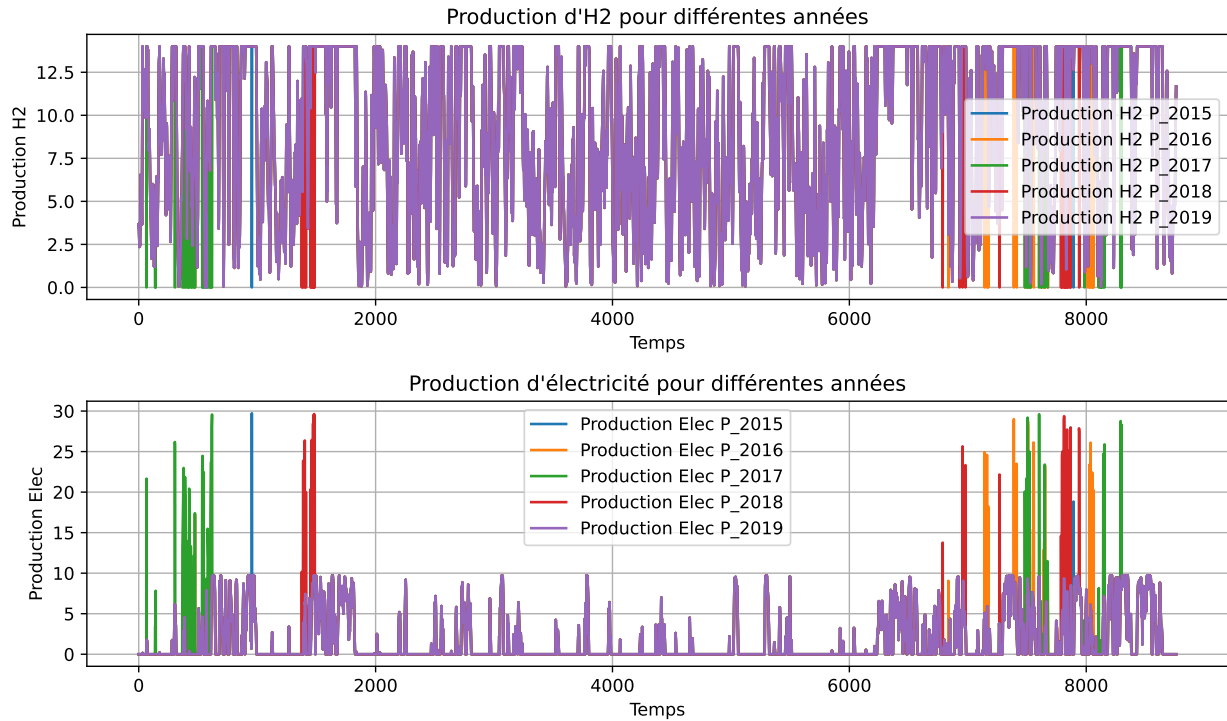
La corrélation entre les prix du marché spot de l'électricité et la production énergétique est mise en évidence par la Figure 16, tout en gardant à l'esprit une tarification stable de l'hydrogène à 5€/kg.

La production d'hydrogène semble exhiber une constance remarquable sur la majeure partie de l'année, avec des variations notables principalement aux extrémités, soit en début et en fin d'année. Ces fluctuations, bien que modérées, reflètent peut-être des conditions saisonnières, des tendances de demande ou d'autres facteurs externes qui méritent une exploration plus approfondie.

En ce qui concerne la production d'électricité, des tendances plus prononcées se dégagent. La première partie de 2017, en particulier, se distingue par une augmentation notable de la production. La référence à la Figure 15 établit une coïncidence claire entre cette augmentation et les pics tarifaires supérieurs à la moyenne sur le marché spot pendant cette période. Cela suggère une réactivité du modèle face aux opportunités de maximiser les revenus, en basculant vers une production d'électricité plus intense lorsque les conditions tarifaires le favorisent.

Ces observations renforcent la validité de notre modèle, démontrant sa capacité à s'adapter dynamiquement aux variations des conditions de marché.

Figure 16: Impact des prix spot sur la production



Source: Auteur

2.5.1.3 Sensibilité aux coûts de productions

Dans le cadre de notre étude approfondie sur l'analyse de sensibilité, nous avons examiné l'influence du CAPEX sur les paramètres de production et de rentabilité de notre modèle. Pour ce faire, nous avons maintenu la capacité de la ferme à 30 et celle de l'électrolyseur à une valeur constante de 20 MW, tout en faisant varier le CAPEX de la ferme éolienne de 1.375M€/MW à 5.5M€/MW. Les données de la Figure 17 démontrent que, dans la configuration actuelle de notre modèle, le CAPEX ne semble pas influencer significativement les niveaux de production d'électricité ou d'hydrogène, ces derniers demeurant stables. Toutefois, une analyse de la rentabilité révèle une décroissance des profits avec l'augmentation du CAPEX (Figure 18).

Concernant l'électrolyseur, nos conclusions demeurent cohérentes avec les observations précédentes. Nous avons varié le CAPEX de l'électrolyseur entre 475k€/MW et 1.9M€/MW. Les résultats présentés dans la Figure 19 confirment que le CAPEX n'affecte pas le niveau de production d'électricité ou d'hydrogène, ce dernier demeurant constant. Cependant, nous observons une tendance similaire quant à la réduction des profits à mesure que le CAPEX s'accroît (Figure 20).

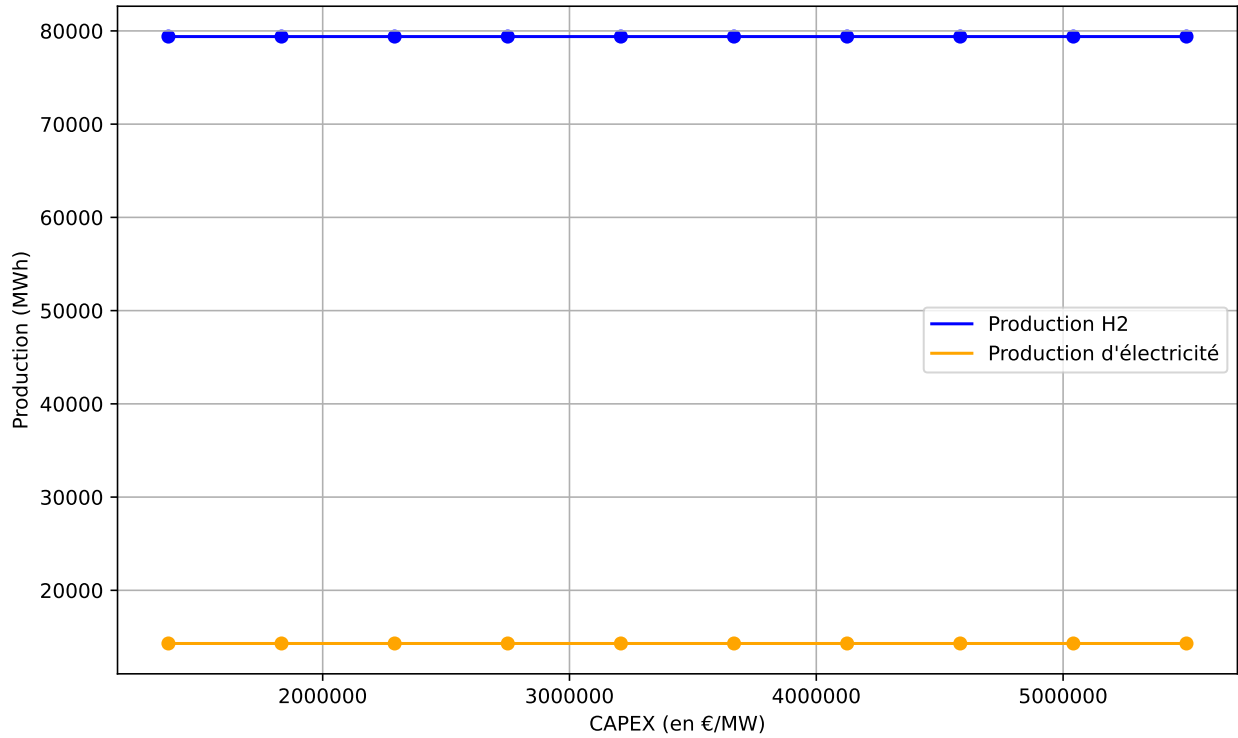


Figure 17: Production d'hydrogène et d'électricité pour le marché en fonction du CAPEX de la ferme éolienne

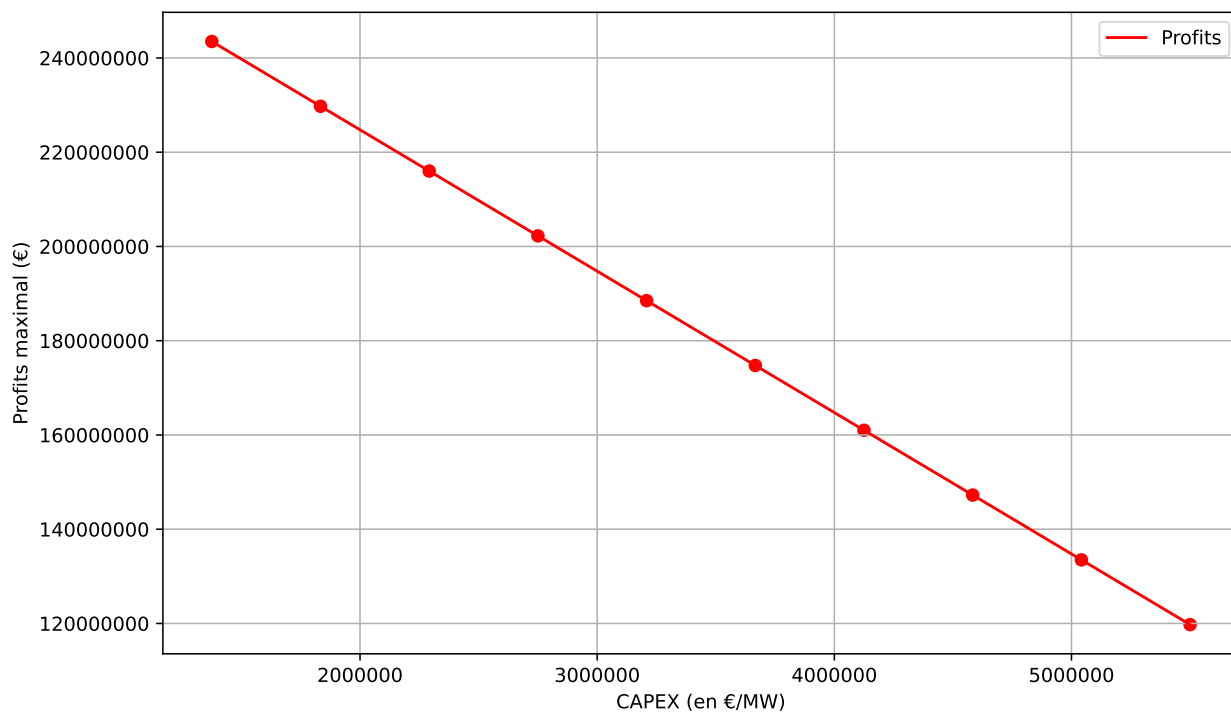


Figure 18: Évolution du profit en fonction du CAPEX de la ferme éolienne

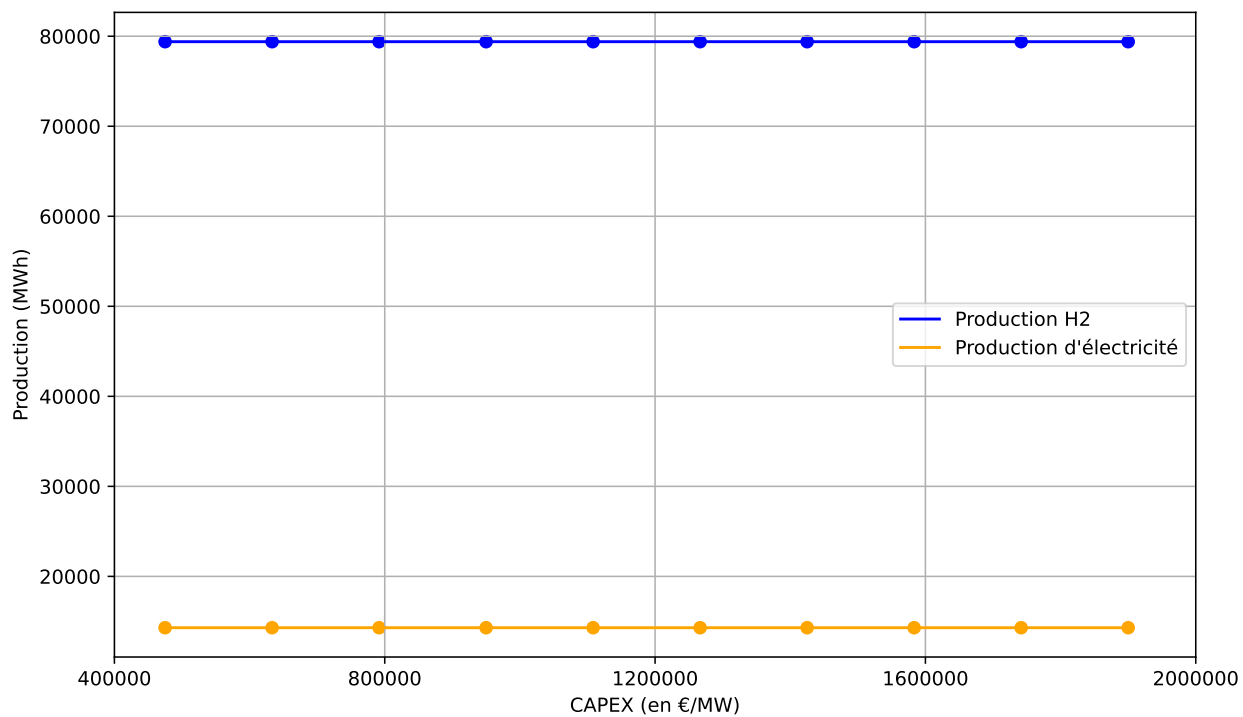


Figure 19: Production d'hydrogène et d'électricité pour le marché en fonction du CAPEX de l'électrolyseur

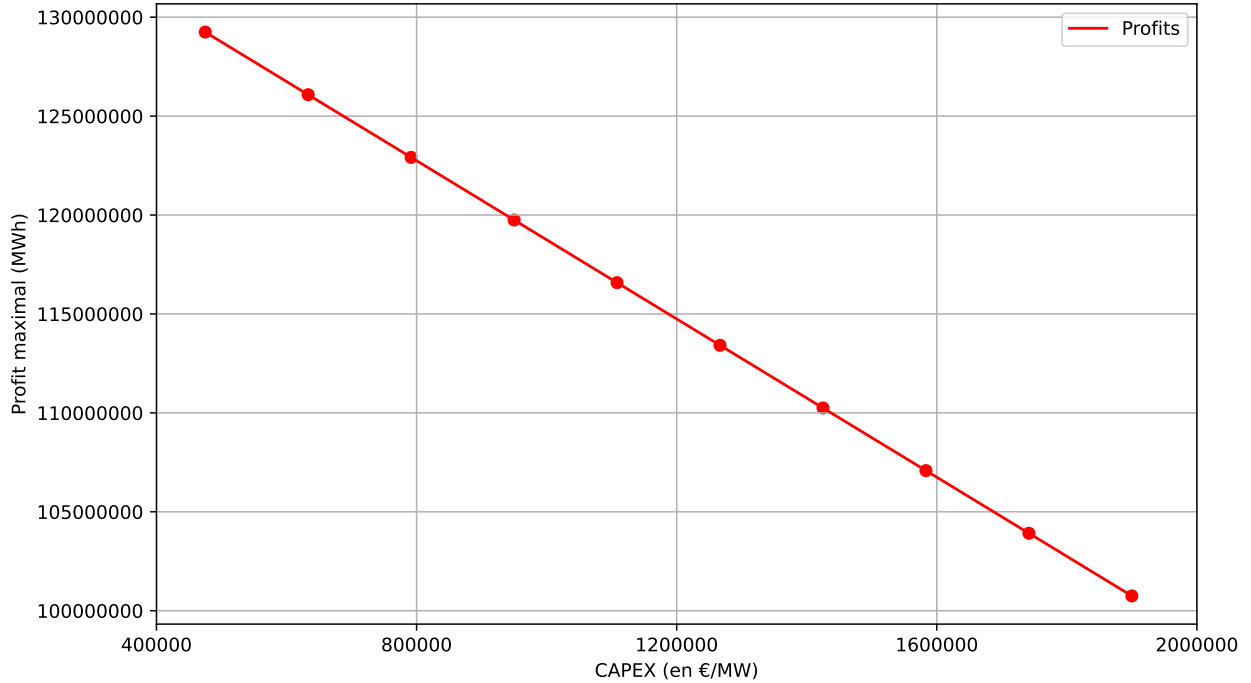


Figure 20: Évolution du profit en fonction du CAPEX de l'électrolyseur

2.5.2 Production empilée par heure

Le graphique de la Figure 21 empile pour chaque heures, la production d'électricité et d'hydrogène. L'analyse révèle une caractéristique notable : le modèle, à aucun moment, ne se consacre exclusivement à la production d'électricité. Dans un contexte où le prix de l'hydrogène est fixé à 5€ par kilogramme, une production d'hydrogène est constamment enregistrée chaque heure. Nous notons que la majeure partie de la production d'électricité intervient une fois que la capacité de l'électrolyseur atteint 14 MWh, son maximum en prenant en compte le rendement de 70%.

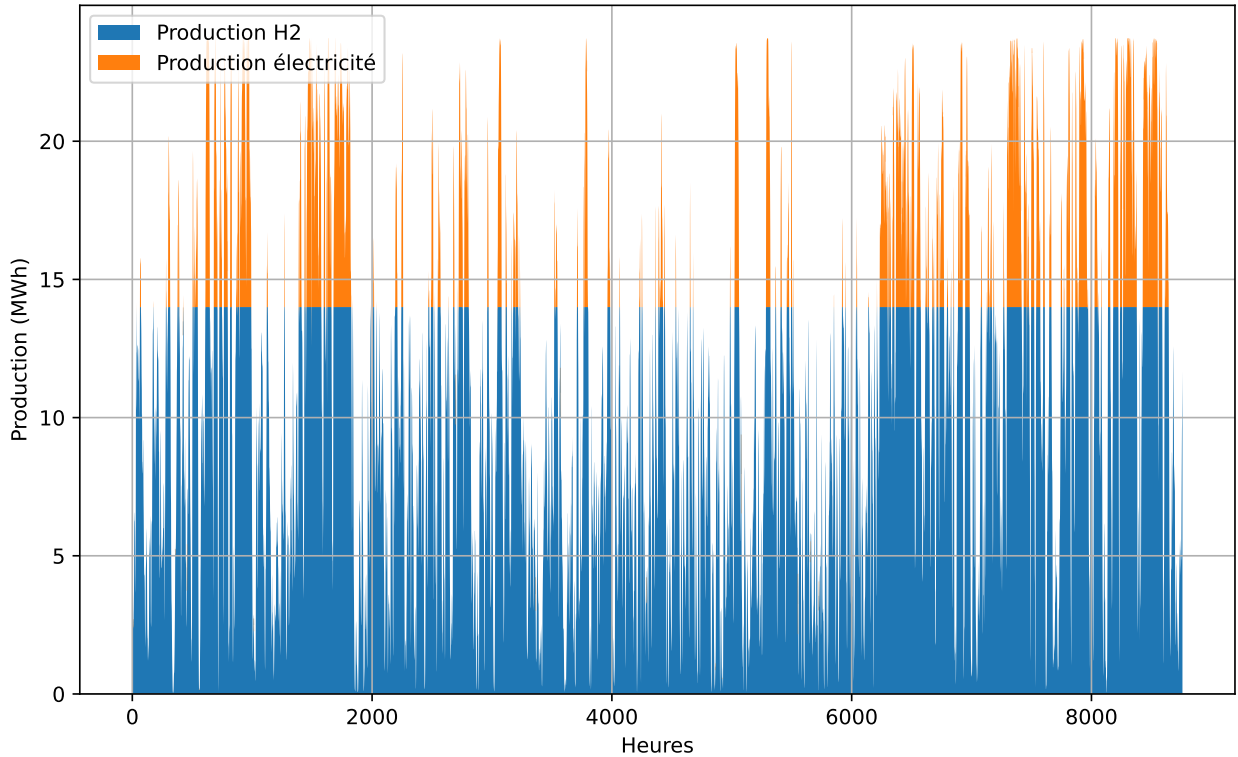


Figure 21: Production empilée d'électricité et d'hydrogène par heure

2.5.3 Monotone de charge

Le monotone de charge nous permet de visualiser la proportion du temps pendant laquelle la production d'électricité ou d'hydrogène sera supérieure ou inférieure à un certain niveau. Si l'on regarde le monotone de charge pour un prix de l'hydrogène de 5€/kg (Figure 22), on observe que la production d'hydrogène est à 16MWh pendant presque 3000 heures. Cela signifie que sur une grande partie de l'année, la production d'hydrogène est limité par la taille de l'électrolyseur. Nous pouvons faire cette hypothèse car c'est uniquement lors de ces périodes que le modele produit de l'électricité. En effet, si le modele n'était pas limité par la taille de l'électrolyseur, il produirait potentiellement uniquement de l'hydrogène puisque c'est plus rentable (Mise à part lorsque le prix sur le marché spot est supérieur à 105€). Sur le reste du temps, on observe que la production d'hydrogène décroît et que la production d'électricité est nulle.

Le monotone de charge nous permet de visualiser la proportion du temps pendant laquelle

la production d'électricité ou d'hydrogène sera supérieure ou inférieure à un seuil donné. En examinant ce monotone, associé à un tarif de l'hydrogène fixé à 5€/kg, tel qu'illustré dans la Figure 22, nous observons que la production d'hydrogène atteint 16MWh pendant approximativement 3000 heures annuelles. Cette observation suggère que, pendant une période significative de l'année, la production d'hydrogène est contrainte par la capacité maximale de l'électrolyseur. Cette interprétation est renforcée par le fait que c'est précisément pendant ces périodes que le modèle génère de l'électricité. Dans l'hypothèse où le modèle ne serait pas entravé par la capacité de l'électrolyseur, sa production serait dominée par l'hydrogène, étant donné sa rentabilité accrue, sauf lorsque les tarifs sur le marché spot dépassent 105€. Sur le reste de la période, on note une diminution graduelle de la production d'hydrogène, tandis que la production d'électricité demeure inexistante.

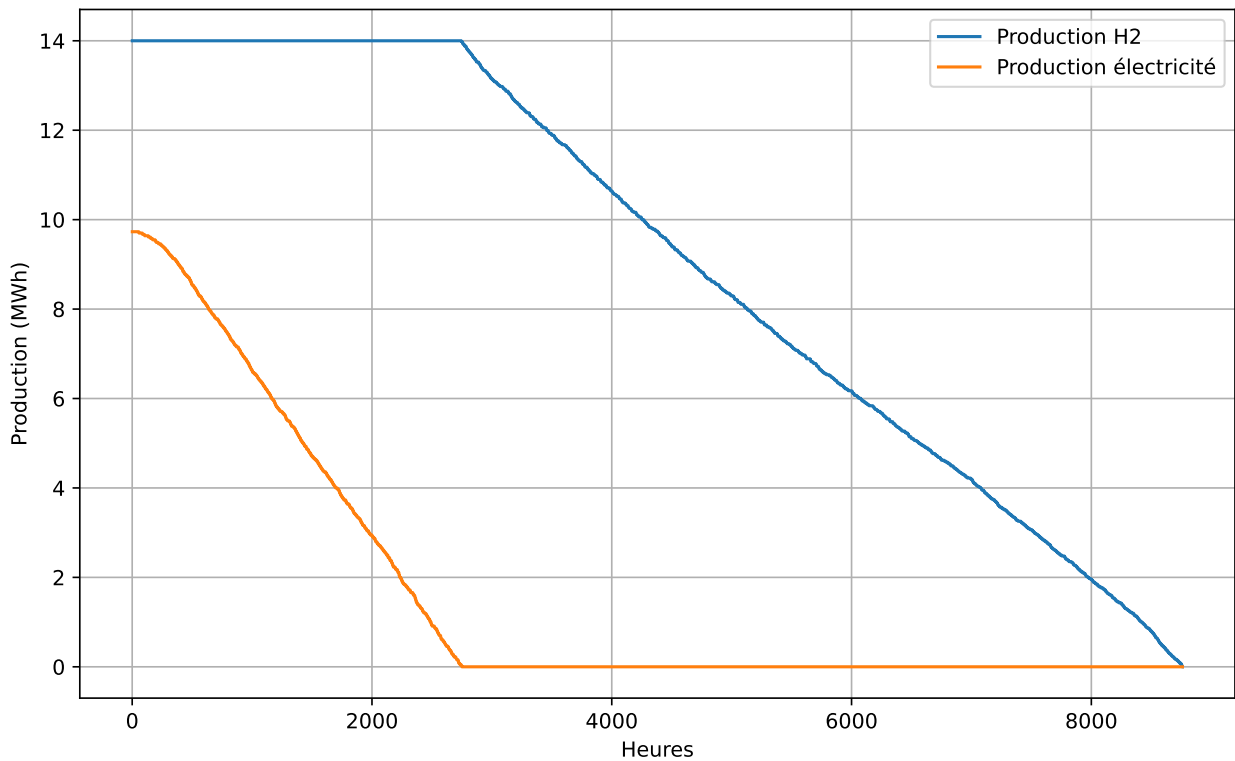


Figure 22: Monotone de Charge avec un prix de l'hydrogène de 5€/kg

2.5.4 L'électrolyseur comme variable endogène

Dans les analyses précédentes, il est apparu que le modèle était potentiellement contraint par la capacité de l'électrolyseur, préalablement définie à 20MW. Pour affiner cette observation, nous avons permis au modèle de déterminer lui-même la capacité optimale de l'électrolyseur afin de maximiser le profit. Les données de la Table 5 révèlent que la capacité optimale choisie par le modèle s'établit à 26.1 MW pour l'électrolyseur. Il est ainsi manifeste que le modèle privilégie un électrolyseur de dimension supérieure à celle initialement définie. Toutefois, il est notable que cette augmentation demeure proportionnellement modeste, et que la capacité de l'électrolyseur demeure inférieure à celle de la ferme éolienne.

Suite à cette adaptation, le modèle, disposant d'une contrainte d'électrolyseur assouplie, est naturellement enclin à produire davantage d'hydrogène. Une confrontation entre les données de la Table 3 et celles de la Table 5 indique que, dans cette configuration modifiée, la production électrique est réduite de près d'un sixième par rapport à la configuration initiale. Ce changement influence directement les revenus et le profit. Plus précisément, le profit maximal, dans ce nouveau cadre, s'accroît de 4 millions d'euros, s'élevant désormais à 57,834,198.27, contre 53,840,001.38 précédemment.

Table 5: Résultats de l'optimisation

Indicateur	Valeur
Taille de la ferme	30
Taille de l'électrolyseur	26.1
Somme de l'énergie produite	127,715.49
Production d'hydrogène	87,711.06
Production d'électricité	2,413.98
Revenu de l'électricité (€)	831,912,932.26
Revenu de l'hydrogène (€)	13,156,658.55
Revenu total (€)	845,069,590.81
Profit (€)	57,834,198.27

Examinant la production cumulée de ce modèle ajusté, nous constatons, d'après la Figure 23, que la distribution de la production présente une similarité notable avec celle du modèle initial. Toutefois, comme mentionné précédemment, la proportion de la production électrique s'avère être nettement réduite dans cette nouvelle configuration.

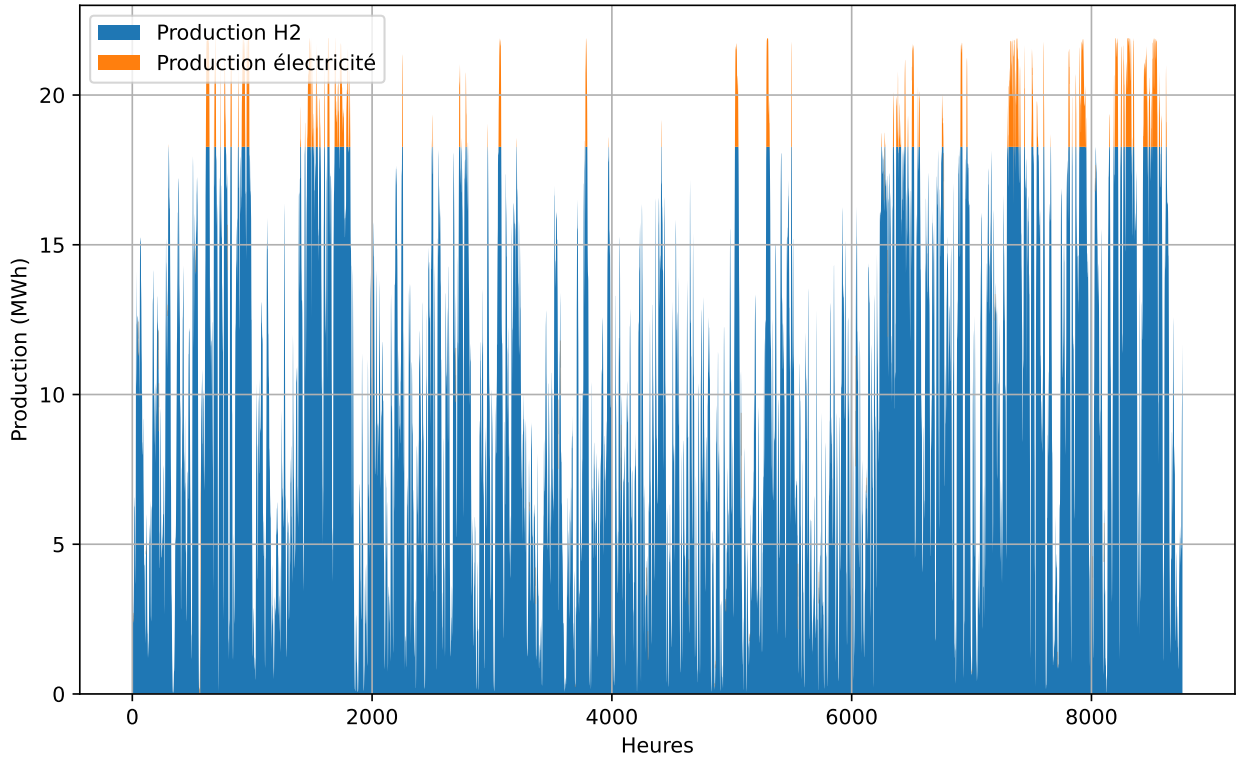


Figure 23: Production empilée d'électricité et d'hydrogène par heure avec une taille d'électrolyseur optimale

En étudiant le monotone de charge du modèle révisé, une observation prédominante est que la production d'hydrogène demeure moins fréquemment à son niveau de capacité maximale, soit 18,27 MWh (calculé comme 26.1×0.7). Cette observation concorde avec la flexibilité accordée au modèle pour ajuster la taille de l'électrolyseur, minimisant ainsi les périodes où la production d'hydrogène est contrainte par la capacité de l'électrolyseur. Néanmoins, il est à noter que le modèle opère encore à sa capacité maximale pour une durée excédant les 1000 heures. Subséquemment, la production d'hydrogène décroît de manière graduelle, similaire au modèle antérieur.

Quant à la production électrique, le profil diffère notablement de celui observé avec le modèle précédent. On identifie, en effet, des périodes épisodiques où la production excède 4 MWh. En se référant à la Figure 25, on discerne que cette fluctuation est attribuable à deux heures spécifiques pendant lesquelles la production approche des seuils de 7 et 8 MWh. Il est plausible de conjecturer que ces pics correspondent à des instants où le tarif de l'électricité

était anormalement élevé. Après ces pics, la production d'électricité diminue progressivement sur une période dépassant les 1000 heures avant de converger vers zéro.

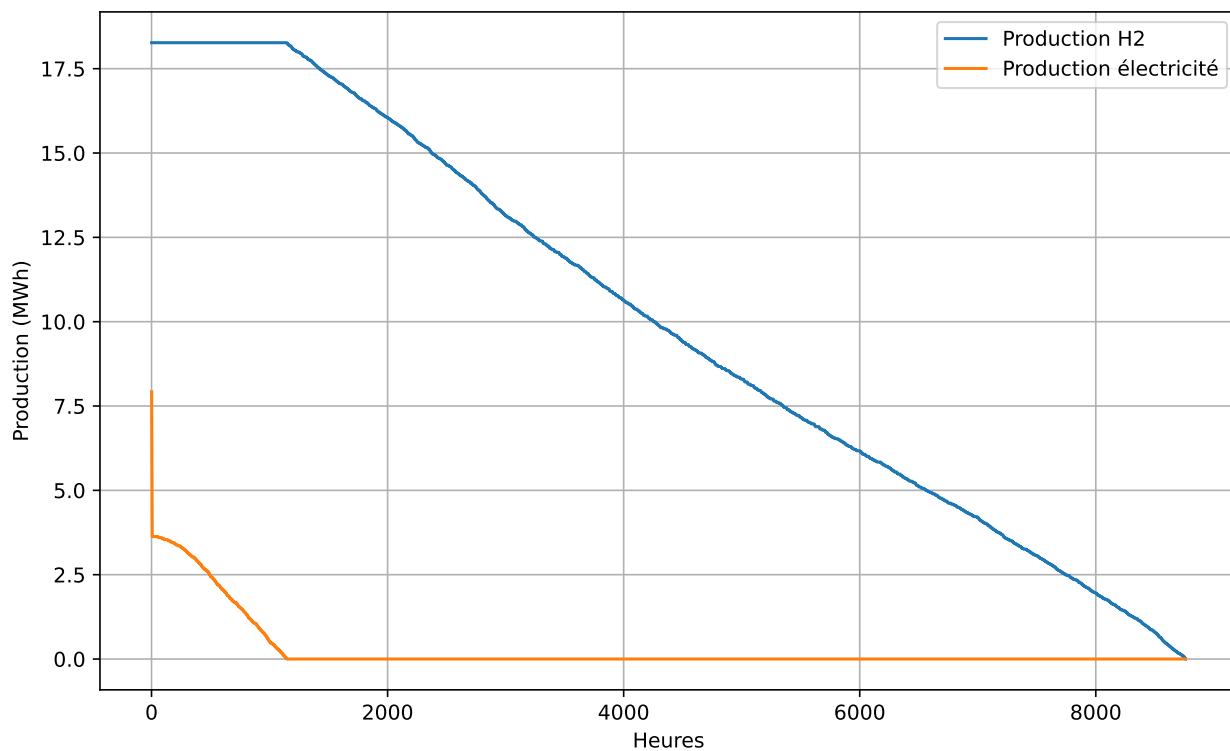


Figure 24: Monotone de Charge avec un prix de l'hydrogène de 5€/kg

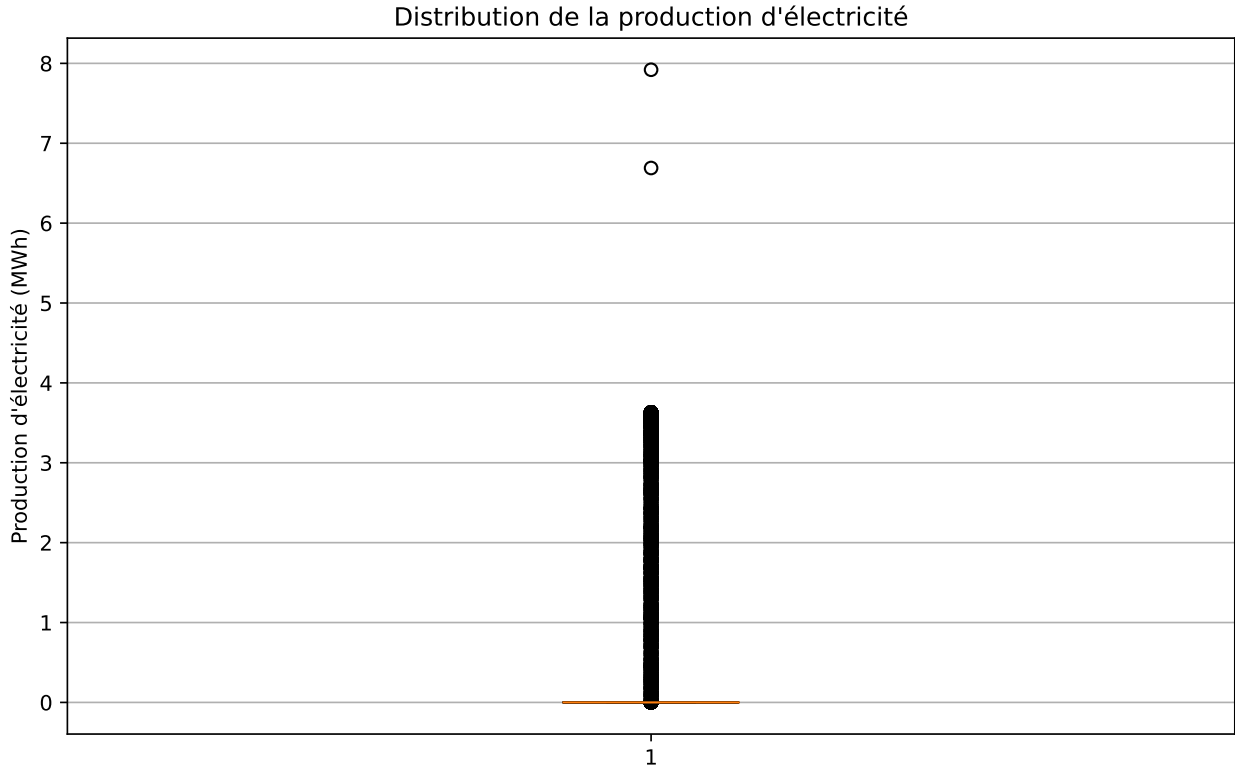


Figure 25: Boîte à moustaches de la production d'électricité

2.6 L'ajout d'une demande d'hydrogène

2.6.1 Le modèle

Pour compléter notre approche, il pourrait être intéressant d'ajouter une demande d'hydrogène à notre modèle pour nous permettre d'observer quels arbitrages le modèle pourrait adopter en présence d'une telle contrainte. Pour cette demande, nous avons choisi d'adopter le scénario antérieur relatif à une demande de transport. Toutefois, deux modifications ont été apportées à la chronique de demande. Premièrement, nous avons postulé l'absence de demande durant les sept premiers jours. Cette approche offre à la ferme une période initiale permettant la production d'hydrogène sans devoir satisfaire immédiatement une demande. Deuxièmement, nous avons introduit une variabilité aléatoire à la demande quotidienne afin d'apporter davantage de réalisme au modèle et d'examiner la réponse de la ferme face à une demande fluctuante. Par conséquent, la chronique reflète une

demande journalière oscillant de manière aléatoire autour d'une moyenne fixée à 255 MWh, avec une amplitude définie à +/- 50 MWh.

En ce qui concerne les infrastructures de ce nouveau modèle contraint par la demande, nous avons d'abord, à l'instar du second scénario, opté pour une taille prédéfinie de la ferme éolienne. Plus précisément, cette taille a été fixée à 480 MW, en adéquation avec les caractéristiques du parc éolien en mer de St Nazaire. Dans le cadre précédent, il a été observé que la production d'hydrogène était limitée par la capacité limitée de l'électrolyseur. De ce fait, pour ce scénario, nous avons choisi de ne pas prédéfinir la taille de l'électrolyseur, laissant ainsi cette décision à la discrétion du modèle. De plus, en raison de la présence d'une demande d'H2, il a été impératif de réintégrer une variable concernant le stockage de l'hydrogène. Cette variable, elle aussi, sera établie par le modèle. Quant aux coûts associés aux infrastructures, ils demeurent identiques à ceux des scénarios antérieurs.

En ce qui concerne les contraintes, la situation demeure inchangée jusqu'à présent. Elles coïncident avec celles établies dans le premier scénario, à l'exception notable que la taille de la ferme est actuellement prédéfinie.

De nouveau, notre objectif demeure la maximisation des profits. Néanmoins, dans cette configuration, nous intégrons également les coûts associés au stockage à notre fonction objective. La formulation se présente ainsi :

$$\begin{aligned} & \text{Maximize} \left(\frac{1 - (1 + r)^{-N}}{r} \left(\sum_{t=0}^{T-1} (p_t^{elec} \times P_t^{elec} + p^{H2} \times P_t^{H2} \times \gamma) \right) \right. \\ & \left. - CAPEX_{ferme} \times S^{farm} - CAPEX_{electrolyseur} \times S^{electrolyzer} - CAPEX_{stockage} \times S^{stockage} \right) \end{aligned} \quad (19)$$

Avec :

- p_t^{elec} : prix de l'électricité au temps t
- p^{H2} : prix de l'hydrogène
- P_t^{elec} : production d'électricité au temps t
- P_t^{H2} : production d'hydrogène au temps t
- γ : facteur de conversion entre MWh et kg

2.6.2 Résultats

Les conclusions de ce premier modèle suggèrent que celui-ci satisfait adéquatement la demande, comme le démontre la Table 6. Néanmoins, un certain déséquilibre entre la production d'hydrogène et celle d'électricité est observable. Le modèle génère plus du double d'électricité comparativement à l'hydrogène. Ceci pourrait être attribuable à la dimension imposante de la ferme éolienne. Par conséquent, il apparaît que le modèle n'est pas rentable mais enregistre plutôt des pertes. Les coûts inhérents à la capacité de la ferme et à ce niveau élevé de production semblent surpasser les revenus générés.

Table 6: Résultats de l'optimisation

Indicateur	Valeur
Taille de la ferme	480
Taille de l'électrolyseur	18.94
Taille du stockage	222.58
Demande d'hydrogène (MWh)	91028.87
Production d'hydrogène	91028.87
Production d'électricité	1913406.6
Profit (€)	-230,142,934.06

2.6.3 Modification du modèle

Compte tenu de l'absence de rentabilité de notre modèle initial, des modifications s'imposent. Tout d'abord, comme pour le premier scénario, nous permettrons au modèle de définir lui-même la capacité de la ferme éolienne. La Table 7 illustre les conclusions associées à cette révision. La capacité de la ferme a considérablement diminué, s'établissant désormais à 55 MW, soit près de dix fois inférieure à la capacité initialement définie. Quant à l'électrolyseur, sa capacité est légèrement augmentée mais demeure relativement similaire à celle déterminée par le modèle antérieur. Pour ce qui est du stockage, nous notons une augmentation significative de sa capacité, la portant à 717 MWh contre 222.6 MWh précédemment.

Pour ce qui est de la distribution entre la vente d'hydrogène et celle d'électricité sur le marché spot, la production semble à présent plus équilibrée. En effet, le modèle génère seulement 13 300 MWh d'électricité supplémentaire. Concernant le bénéfice, il est à présent positif, s'élevant à 40 281 667 €, appuyant ainsi l'hypothèse selon laquelle les performances antérieures découlaient principalement du dimensionnement de la ferme éolienne.

Table 7: Résultats de l'optimisation

Indicateur	Valeur
Taille de la ferme	55.06
Taille de l'électrolyseur	24.23
Taille du stockage	716.91
Demande d'hydrogène (MWh)	91028.87
Production d'hydrogène	91028.87
Production d'électricité	104366.0
Profit (€)	40,281,667.83

2.6.3.1 Le stockage est désormais limité

Permettre une capacité libre au sein de la ferme s'est avéré bénéfique. Toutefois, il est impératif de préciser davantage les paramètres du modèle, en particulier en définissant une capacité de stockage qui soit réaliste. Ainsi, nous avons imposé à notre modèle une capacité maximale de stockage. La valeur choisie pour cette capacité est de 360 MWh, valeur qui correspond approximativement à la capacité de stockage inférée lors de la première simulation, compte tenu d'une demande presque similaire.

Suite à cette modification, la capacité de la ferme, telle qu'elle ressort de la modélisation, augmente pour se situer à 83 MW (Table 6). Par ailleurs, la capacité de l'électrolyseur connaît une légère hausse, atteignant 27 MW. En ce qui concerne la capacité de stockage, elle se fixe à 360 MWh, en adéquation avec la contrainte préalablement fixée.

Il est à noter que le modèle, conformément aux attentes, remplit efficacement le rôle d'ajustement de la demande. Cependant, du fait de l'augmentation de la capacité de la ferme, une certaine disparité est observée entre la production d'hydrogène et la production d'électricité destinée au marché spot. Sur le plan financier, le bénéfice, bien qu'il reste positif, affiche une régression, s'établissant désormais à 28 000 000 €.

Table 8: Résultats de l'optimisation

Indicateur	Valeur
Taille de la ferme	82.68
Taille de l'électrolyseur	27.45
Taille du stockage	360.0
Demande d'hydrogène (MWh)	91028.87

Indicateur	Valeur
Production d'hydrogène	91028.87
Production d'électricité	221962.4
Profit (€)	28,064,522.38

2.6.3.2 Le modèle n'est plus contraint par la demande

Jusqu'à présent, notre approche avait obligé le modèle à répondre la demande. Cependant, dans une perspective d'optimisation de la rentabilité, cela peut ne pas être la stratégie optimale. Il pourrait, dans certaines situations, être préférable de réduire légèrement la production d'hydrogène au profit de la production d'électricité, dans le but d'augmenter les profits. La Table 7 vérifie cette hypothèse, montrant que le modèle n'a pas intégralement satisfait la demande en hydrogène. Par ailleurs, concernant la production d'électricité destinée au marché spot, celle-ci est inférieure à la production d'hydrogène dans cette configuration spécifique. Il est intéressant de remarquer que c'est la première fois où le modèle privilégie davantage la production pour le marché de l'hydrogène que pour le marché spot.

À l'exception notable du stockage, la dimensions des infrastructures est proche du modèle précédent. En effet, lorsque le modèle n'est pas astreint à satisfaire la demande, la capacité de stockage est considérablement réduite. Ceci s'explique principalement par le fait que le modèle n'a plus à anticiper la surproduction d'hydrogène en début d'année pour satisfaire les premières demandes. Ainsi, il peut adapter sa production d'hydrogène à des moments plus opportuns.

Pour conclure, c'est dans cette configuration que la rentabilité est maximisée. Effectivement, le profit est estimé à 49 millions €, comparé à 40 millions € lorsque le modèle était contraint de satisfaire la demande.

Table 9: Résultats de l'optimisation

Indicateur	Valeur
Taille de la ferme	44.46
Taille de l'électrolyseur	23.92
Taille du stockage	351.45
Demande d'hydrogène (MWh)	91028.87
Production d'hydrogène	86219.81
Production d'électricité	66116.77
Profit (€)	49,336,372.81

2.6.3.2.1 Sensibilité au prix de l'hydrogène

Nous avons réalisé une étude de sensibilité portant sur l'impact du prix de l'hydrogène sur les volumes de production d'électricité et d'hydrogène. Les données présentées dans la Figure 27 révèlent que le seuil d'activation du modèle pour la production énergétique se situe à un prix de 3.2€/kg. Jusqu'à ce point, le modèle ne manifeste aucune activité productive, que ce soit en termes d'hydrogène ou d'électricité destinée au marché spot.

La trajectoire de production s'intensifie par la suite de manière approximativement linéaire jusqu'à un prix de 4.3€/kg (Figure 28). Il est important de souligner que, durant cette phase, la production d'hydrogène demeure systématiquement supérieure à celle de l'électricité.

En ce qui concerne la production d'hydrogène, on observe une tendance à la stabilisation au-delà de 4.3€/kg. En effet, entre 4.3€/kg et 11€/kg, le volume produit d'hydrogène ne présente pas de variations notables. Pour la production d'électricité sur cette même fourchette de prix, une croissance est notable, venant réduire considérablement l'écart avec la production d'hydrogène, notamment à partir d'un prix de 8.8€/kg. Toutefois, cette dynamique de production d'électricité atteint également un plateau, se stabilisant jusqu'à un prix de 11€/kg pour l'hydrogène.

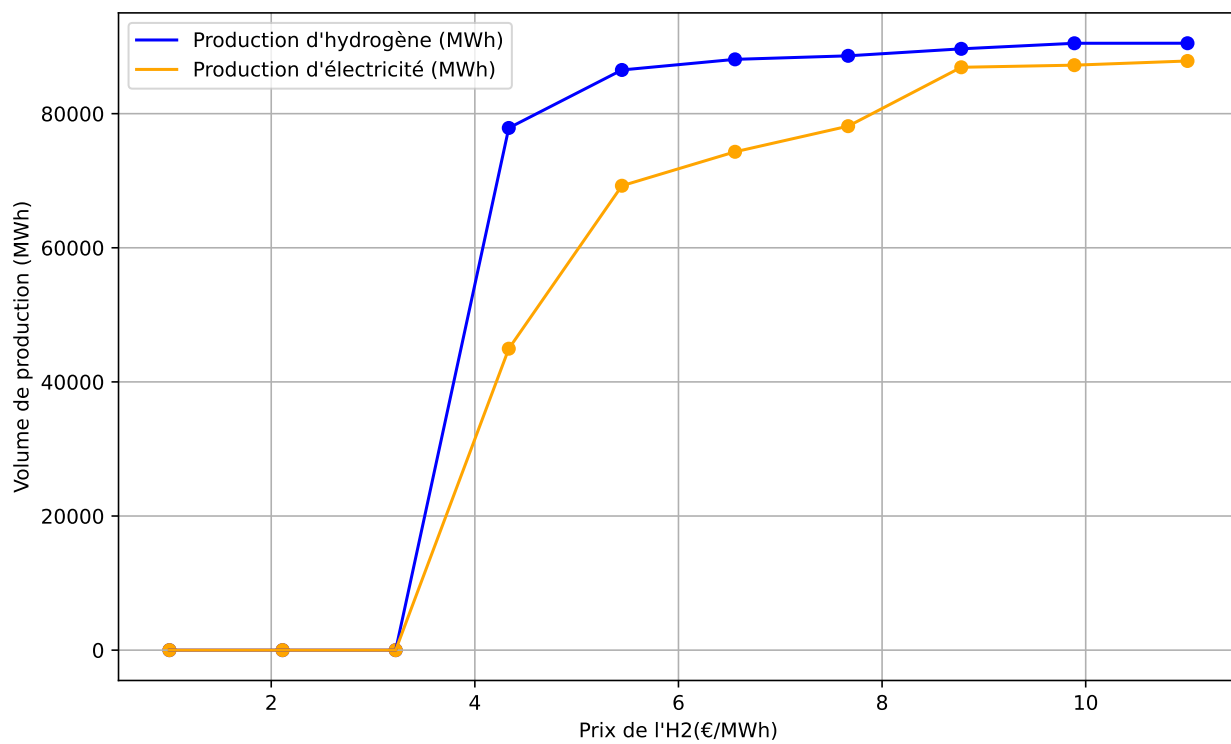


Figure 26: Sensibilité au prix de l'hydrogène 1/2

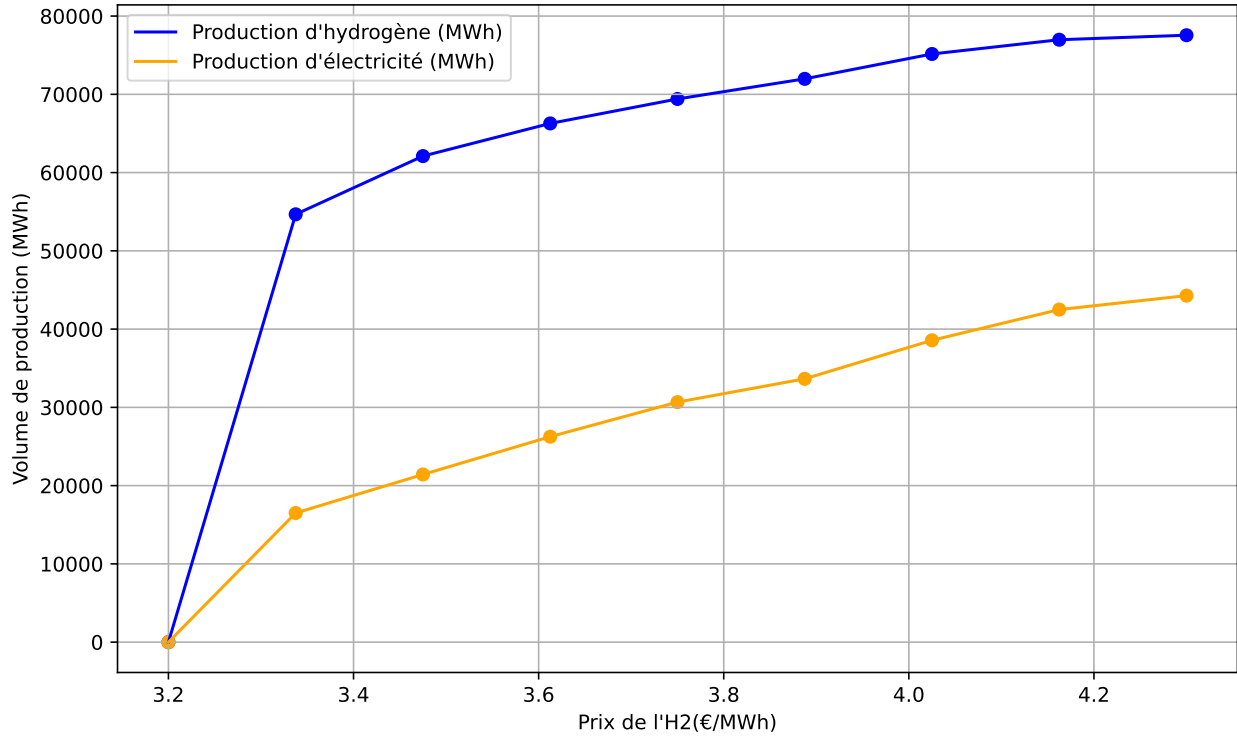


Figure 27: Sensibilité au prix de l'hydrogène 2/2

2.7 Conclusion

L'intégration d'une demande d'hydrogène dans notre modèle a permis d'élargir notre compréhension des arbitrages opérés par ce dernier. Premièrement, l'ajout de cette demande d'hydrogène introduit des complexités liées à l'équilibrage entre les productions d'hydrogène et d'électricité. Cela est d'autant plus manifeste lorsque la capacité de la ferme éolienne est prédéfinie, conduisant à une surproduction d'électricité. Ensuite, il semble que la capacité de stockage s'avère être un élément déterminant pour le modèle, notamment dans sa capacité à répondre à une demande variable. Troisièmement, en ne contraignant pas le modèle à répondre à la demande, nous observons une optimisation accrue de la rentabilité. Enfin, l'étude de sensibilité relative au prix de l'hydrogène souligne la dépendance du modèle à ce paramètre. Ainsi, dans notre configuration, une valorisation de l'hydrogène peut influencer profondément les volumes de production tant pour l'hydrogène que pour l'électricité.

3 Lexique

Terme	Nom dans le code	Notation mathématique
Énergie éolienne produite	<code>vent</code>	E_t
Énergie éolienne utilisée pour la production d'hydrogène	<code>vent_H2</code>	E_t^{H2}
Énergie éolienne non utilisée (pertes)	<code>pertes</code>	L_t
Production d'hydrogène	<code>production_H2</code>	P_t^{H2}
Taille du stockage d'hydrogène	<code>taille_stockage</code>	$S^{storage}$
Taille de l'électrolyseur	<code>taille_electrolyseur</code>	$S^{electrolyzer}$
Taille de la ferme éolienne	<code>taille_ferme</code>	S^{farm}
Stockage initial d'hydrogène	<code>stockage_initial</code>	$S_{t=0}^{storage}$
État de charge initial du stockage d'hydrogène	<code>etat_charge_stockage[0]</code>	$SoC_{t=0}$
État de charge du stockage d'hydrogène à l'instant t	<code>etat_charge_stockage[t]</code>	SoC_t
Cout d'opportunité des pertes	<code>prix_pertes</code>	C_{pertes}
Cout du stockage	<code>prix_stockage</code>	$C_{stockage}$
Cout de l'électrolyseur	<code>prix_electrolyseur</code>	$C_{electrolyseur}$

Bibliographie

- ADEME. 2013. “L'énergie Éolienne.” https://presse.ademe.fr/files/guide_ademe_energie_eolienne-2.pdf.
- CATAPULT. 2023. “Wind Farm Costs.” <https://guidetoanoffshorewindfarm.com/wind-farm-costs>.
- HORIZON-JTI-CLEANH2-2023-1. 2023. “Advanced Materials for Hydrogen Storage Tanks.” <https://www.horizon-europe.gouv.fr/advanced-materials-hydrogen-storage-tanks-34822>.
- Pays de la Loire, Région des. 2020. “Feuille de Route Hydrogène Pour Les Pays de La Loire 2020-2030.” Vol. 285. https://www.paysdelaloire.fr/sites/default/files/2020-09/annexe-4-feuille-de-route-h2_vf.pdf.

Proost, Joris. 2019. “State-of-the Art CAPEX Data for Water Electrolysers, and Their Impact on Renewable Hydrogen Price Settings.” *International Journal of Hydrogen Energy* 44 (9): 4406–13.