

# Le coût actuel et futur de production de l'hydrogène vert

Par Alessandro Clerici\* et Samuele Furfari\*\*

\*Alessandro Clerici (Président d'honneur du WEC Italie et de la Fédération des associations scientifiques et techniques italiennes)

\*\*Samuel Furfari (professeur de géopolitique de l'énergie à l'Université libre de Bruxelles et président de la Société européenne des ingénieurs et industriels)

Avertissement : Les points de vue et opinions exprimés dans cet article sont ceux des auteurs et ne reflètent pas nécessairement la position officielle des associations qu'ils représentent.

## 1. Introduction

Le pacte vert pour l'Europe a suscité un grand intérêt pour les utilisations de l'hydrogène en tant que vecteur d'énergie, en particulier l'hydrogène dit vert, c'est-à-dire produit par des énergies renouvelables. Cet intérêt croissant pour l'hydrogène (H<sub>2</sub>), en particulier l'hydrogène « vert », ne se limite pas à l'UE. D'énormes installations d'électrolyse alimentées par des énergies renouvelables sont annoncées en Australie, au Chili, en Chine, au Moyen-Orient et en Amérique du Nord, même si un projet géant en Australie (celui de Pilbara) n'a pas obtenu très récemment l'autorisation de procéder du gouvernement central en raison des forts impacts sur l'environnement.

L'hydrogène qui brûle pour produire de la vapeur d'eau et peut potentiellement être utilisé dans divers secteurs (industrie, mobilité, bâtiments civils et commerciaux) est fascinant. Une application extensive de l'hydrogène a déjà été proposée à plusieurs reprises dans le passé, mais sans succès. Maintenant que la politique climatique a conduit à une montée en puissance des énergies renouvelables, en particulier l'éolien et le photovoltaïque, avec des coûts d'investissement par unité d'énergie considérablement réduits, on annonce de nouvelles opportunités pour l'hydrogène vert. On considère que la transformation de l'excès d'électricité en produits chimiques résoudra le problème du stockage de l'électricité verte nécessaire en raison de sa grande variabilité et de son intermittence.

Sans surprise, nous assistons ainsi à de nombreuses couvertures médiatiques sur l'avenir de l'hydrogène, avec de nombreuses annonces chiffrées sur l'efficacité et la puissance accrues des électrolyseurs, une réduction du coût de l'hydrogène au kg, des emplois créés, etc. Mais nous observons qu'il y a peu de chiffres sur les caractéristiques de l'hydrogène et le coût — pas tant par kg de H<sub>2</sub> — de l'énergie sous forme d'hydrogène pour les utilisateurs finaux, y compris les coûts de compression, de transport, de stockage et de distribution. Les chiffres sont également limités sur le coût de l'énergie sous forme d'hydrogène vert sur le site de production, de sorte que cet article se concentre principalement sur cette première étape de la chaîne.

Dans un article précédent publié dans [The European Physical Journal Plus](#), les auteurs ont souligné que la grande variabilité et l'intermittence inévitables des énergies renouvelables ont un impact sur l'électrolyse, car si l'électrolyseur peut en partie faire face à ces fluctuations, l'équilibre de l'ensemble de l'installation complexe (the balance of plant) d'électrolyse présente de sérieuses difficultés dans le fonctionnement souvent ignorées, ce qui impacte également sur l'économie de ce qui est présenté comme une nouvelle solution possible pour faire face aux réductions d'émissions de CO<sub>2</sub>.

Dans cet article, nous examinerons principalement les opportunités et les défis qui restent à résoudre par une centrale éolienne et/ou solaire photovoltaïque hors réseau alimentant l'électrolyseur ; cette solution est considérée par de nombreuses organisations comme une opportunité afin de ne pas ajouter les coûts du réseau au coût de la production d'électricité renouvelable. Dans les calculs rapportés dans cet article, les valeurs prédites pour le coût des électrolyseurs par diverses agences ont été prises en compte et nous avons suivi la pratique habituelle que l'électrolyseur fonctionnera avec un facteur de charge équivalent au facteur de capacité de la variable énergie renouvelable qui les alimentent. [De l'avis des auteurs](#), cela est impossible, compte tenu des caractéristiques des installations d'électrolyse complexes, sans ajout de systèmes de stockage électrique augmentant le coût de l'installation d'électrolyse ou certaines connexions à une alimentation d'électricité locale et programmable à définir au cas par cas. Les résultats des calculs sont donc optimistes pour le coût de production de l'hydrogène ; ils sont rapportés comme le coût de l'hydrogène nivelé (LCOH). Le LCOH est essentiellement le prix moyen à un prix minimal auquel l'hydrogène vert généré par l'électrolyseur doit être vendu pour compenser les coûts de production totale au cours de sa durée de vie. Les calculs LCOH ont été effectués en tenant compte des valeurs de CAPEX (coût par kW) de l'électrolyseur et de son efficacité aujourd'hui, en 2030 et en 2050, en fonction de son facteur de capacité et du prix de l'électricité provenant des énergies renouvelables.

## 2. Les propositions de l'UE

L'Union européenne compte aujourd'hui 300 électrolyseurs de petite et moyenne taille en activité, produisant — pour des utilisations chimiques spécifiques — environ 7 TWh de H<sub>2</sub>, soit environ 4 % de la production totale d'hydrogène.

Dans le contexte des politiques visant à parvenir à une économie neutre pour le climat, la Commission européenne (CE) a publié le 7 juillet 2020 le document « [Une stratégie de l'hydrogène pour une Europe climatiquement neutre](#) » dans lequel elle établit que « *Lors de la deuxième phase, de 2025 à 2030, l'hydrogène doit faire intrinsèquement partie d'un système énergétique intégré, l'objectif stratégique étant de parvenir à une capacité installée d'au moins 40 GW d'électrolyseurs produisant de l'hydrogène renouvelable d'ici à 2030 et de produire jusqu'à 10 millions de tonnes d'hydrogène renouvelable dans l'UE* ». 40 GW supplémentaires d'électrolyseurs en dehors de l'UE sont prévus pour l'importation de H<sub>2</sub>. La Commission européenne prévoit que « *d'ici à 2030, les investissements dans les électrolyseurs pourraient représenter entre 24 et 42 milliards €. En outre, sur la même période, entre 220 et 340 milliards € seraient nécessaires pour développer une capacité de production d'énergie solaire et éolienne de 80 — 120 GW et la connecter directement aux électrolyseurs afin de fournir l'électricité nécessaire* ».

Avec cette vision et la disponibilité d'un fonds vert substantiel pour compenser la récession économique causée par la pandémie actuelle, les mondes politique, financier et industriel des États membres de l'UE se sont lancés avec frénésie et enthousiasme à identifier des initiatives dont l'intérêt devra être démontré.

Mais l'examen des données contenues dans le document de la Commission européenne soulève à la fois des doutes et des préoccupations quant à leur congruence et des préoccupations quant aux coûts possibles de la production d'hydrogène. Plus précisément :

- A. 40 GW d'électrolyseurs avec un super rendement de 75 % (actuellement prévu uniquement pour 2050), avec un facteur de charge théorique maximal de 8 760 heures/an et avec un pouvoir calorifique inférieur (PCI) de l'hydrogène de 33,3 kWh/kg H<sub>2</sub> donneraient 263 TWh ( $40 \times 0,75 \times 8\,760 = 262\,800 \text{ GWh} = 263 \text{ TWh}$ ) d'hydrogène vert égal à 7,9 Mt (263/33,3) par an et non pas 10 Mt (correspondant à 333 TWh en H<sub>2</sub> contenu énergétique). Pour produire les 10 Mt comme la Commission l'annonce, il sera nécessaire de faire fonctionner 50 GW d'électrolyseurs et non 40 GW, et ce avec une super efficacité non prévue pour 2030 et avec un facteur de charge inexistant de 8 760 heures/an.
- B. En outre, produire 333 TWh de H<sub>2</sub> avec 50 GW d'électrolyseurs n'est concevable qu'avec un facteur de charge pratiquement impossible de 8 760 heures/an et, par conséquent, toute l'électricité devrait être fournie par une alimentation réseau. Pour ce faire, les accords d'achat d'électricité (AAE) avec des sources d'énergie renouvelables connectées au réseau afin de consommer au moins 444 TWh/an ( $333/0,75$ ) en plus de ceux déjà programmés afin d'atteindre les objectifs d'électricité d'origine renouvelable pour 2030 et 2050 tels que définis par l'UE. Si ce n'est pas le cas, cette électricité verte destinée au réseau [sera cannibalisée](#) pour produire de l'hydrogène.
- C. Si on considère des centrales éoliennes et photovoltaïques en service en 2030 – avec le même rapport de la capacité éolienne et la capacité électrique en service dans l'UE27 que celui actuel de 1,5 et – qui bénéficierait même d'une augmentation de 25 % de leurs facteurs de capacité moyens actuels (actuellement selon Eurostat 2 050 heures/an et 1 150 respectivement pour l'éolien et le solaire photovoltaïque), il serait nécessaire de raccorder au réseau 157 GW supplémentaires d'éoliennes et 105 GW de centrales photovoltaïques (totalisant 262 GW) produisant 444 TWh/an, et ce pour la seule production d'hydrogène vert ; ces 262 GW sont de loin supérieurs aux 80 à 120 GW mentionnés par la Commission.

Il n'est pas fait mention des coûts directs et indirects attribués à la seule production d'hydrogène, compte tenu des développements et des extensions nécessaires du réseau, des redevances système et des services auxiliaires à appliquer au prix de production des différentes énergies renouvelables pour leur transport des sites de production d'énergies renouvelables jusqu'à l'emplacement des différents électrolyseurs. Aucune mention n'est également prévue pour la réglementation envisagée pour le transit de l'énergie renouvelable sur le réseau électrique.

Il est souhaitable que la Commission européenne explique comment elle envisage de produire son objectif de 10 Mt d'hydrogène vert avec seulement 40 GW d'électrolyseurs et quels

seront les coûts directs et indirects prévisibles pour la seule production de H<sub>2</sub> et quel type de réglementation du transport d'électricité renouvelable est pris en considération.

### 3. Coût actuel de l'hydrogène

Notons que le pouvoir calorifique inférieur (PCI) de l'hydrogène, comme mentionné ci-dessus, est de 33,3 kWh/kg (120 MJ) et donc, si le coût de l'hydrogène est de 1 €/kg, cela signifie que le coût de 1 kWh est de 33,3 €, soit 0,030 €/kWh ou 30 €/MWh.

Selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE) au niveau mondial, le coût actuel de production de H<sub>2</sub> à partir de combustibles fossiles (principalement le méthane) est d'environ 1 €/kg à 2,7 €/kg (et donc en matière d'énergie de 30 €/MWh à 71 €/MWh) en fonction des coûts locaux et du captage éventuel du CO<sub>2</sub> produit. Le coût de l'hydrogène vert issu de l'électrolyse sur le site de production est estimé entre 3 et 7,5 €/kg (et donc entre 90 € et 225 €/MWh) en fonction des coûts locaux de l'électricité en matière d'énergies renouvelables et du nombre d'heures de production par an. L'hydrogène vert à l'embouchure de l'électrolyseur coûterait environ 3 fois plus cher que l'hydrogène noir/gris ou bleu et 7 à 17 fois plus que le méthane à la bourse de l'énergie de l'UE, soit 13 €/MWh en 2020 (sans taxe carbone).

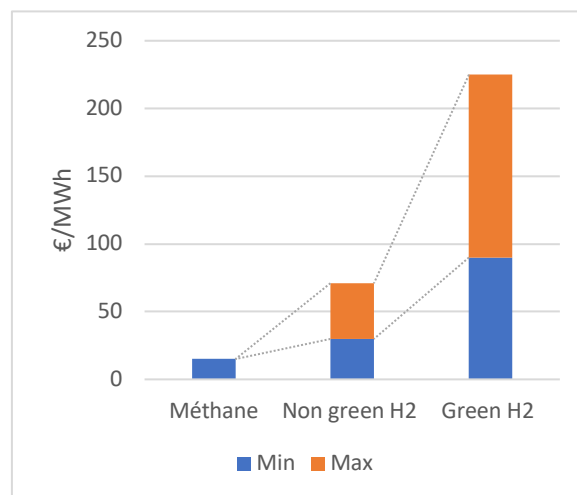


Figure 1 Coût actuel de l'hydrogène (selon l'AIE)

Il est intéressant de se référer, pour le coût de l'hydrogène, au LCOH déjà mentionné et qui peut être défini par la formule recommandée par l'AIE où 1 est l'année de la mise en service commerciale de l'installation et à  $t=0$  tous les coûts encourus avant que l'installation ne soit en exploitation commerciale doivent être inclus.

$$\frac{\sum_{t=0}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Les différents calculs de LCOH présentés dans cet article ont été effectués sous diverses hypothèses. Ceux de 2020 sont présentés dans cette section :

- **I = Coûts d'investissement**

Selon les hypothèses de l'Agence internationale de l'énergie, les dépenses d'investissement de l'installation d'électrolyse clé en main (CAPEX) sont actuellement de 1 000 €/kW.

Les coûts de préinvestissement des promoteurs (non mentionnés dans les différents scénarios, mais non négligeables) tels que le choix de l'emplacement, l'obtention de divers permis, l'achat de terrains, les études de faisabilité et l'ingénierie préliminaire de l'installation et les relations avec les fournisseurs d'énergie renouvelable et les clients éventuels pour l'achat d'hydrogène, la préparation et l'émission de l'appel d'offres et l'attribution ultérieure à un entrepreneur général, etc., ont été estimés à 15 % du coût total de l'investissement (il s'agit probablement d'un minimum pour les petites installations de taille moyenne).

- **M = Coûts de fonctionnement et d'entretien (O&M)**

L'O&M de l'année  $t$  comprend également le changement de membranes et/ou de la totalité de la cellule d'électrolyse et sont évalués par les fournisseurs de grandes installations à environ 5 % des CAPEX chaque année. Le coût possible de la location du terrain devrait être ajouté s'il n'a pas été acheté ;

- **F=Dépenses de l'électricité au cours de l'année  $t$  fournie par des contrats d'achat d'énergies renouvelables**

- **E = Production d'hydrogène au cours de l'année  $t$**

En fonction de la puissance de l'installation d'électrolyse et de son facteur de charge (LF) ;

- **r = Taux d'actualisation**

En % (compte tenu de l'inflation, des impôts, du rendement des investissements, des charges financières, etc.). L'AIE considère 8 % tandis que certains investisseurs donnent des valeurs plus élevées en fonction du rendement de l'investissement souhaité et des risques impliqués ;

- **n = Durée de vie utile du système en années**

En règle générale, les coûts nivelés sont calculés pour les électrolyseurs d'une durée de vie de 20 ans.

Le CAPEX de l'électrolyseur par unité de puissance, le facteur de capacité de l'alimentation électrique (comme mentionné ci-dessus supposé dans une perspective optimiste être égal au facteur de charge de l'électrolyseur) et les prix de l'électricité sont des variables clés pour déterminer le coût de production de l'hydrogène vert.

résume la valeur du LCOH en fonction du coût de l'énergie renouvelable alimentant la centrale pour diverses valeurs de facteur de charge. Outre la possibilité d'exploitation et la

valeur de l'investissement considéré pour l'approvisionnement en énergie à partir d'une centrale éolienne ou photovoltaïque isolée, les valeurs LCOH peuvent également être déduites pour une fourniture à partir du réseau en incluant les coûts énergétiques et les facteurs de capacité appropriés. Par exemple, pour l'Italie, tant la valeur du LCOH basée sur la dernière enchère attribuée pour l'énergie éolienne (68 €/MWh) que celles considérées comme une tendance par certains opérateurs pour les nouvelles centrales éoliennes et photovoltaïques avec un prix de l'électricité de 50 €/MWh et des facteurs de capacité de 1 500 et 2 500 heures par an respectivement sont indiquées ; ces valeurs sont bien supérieures aux moyennes nationales et européennes qui sont d'environ 1 100 et 2 100 heures par an.

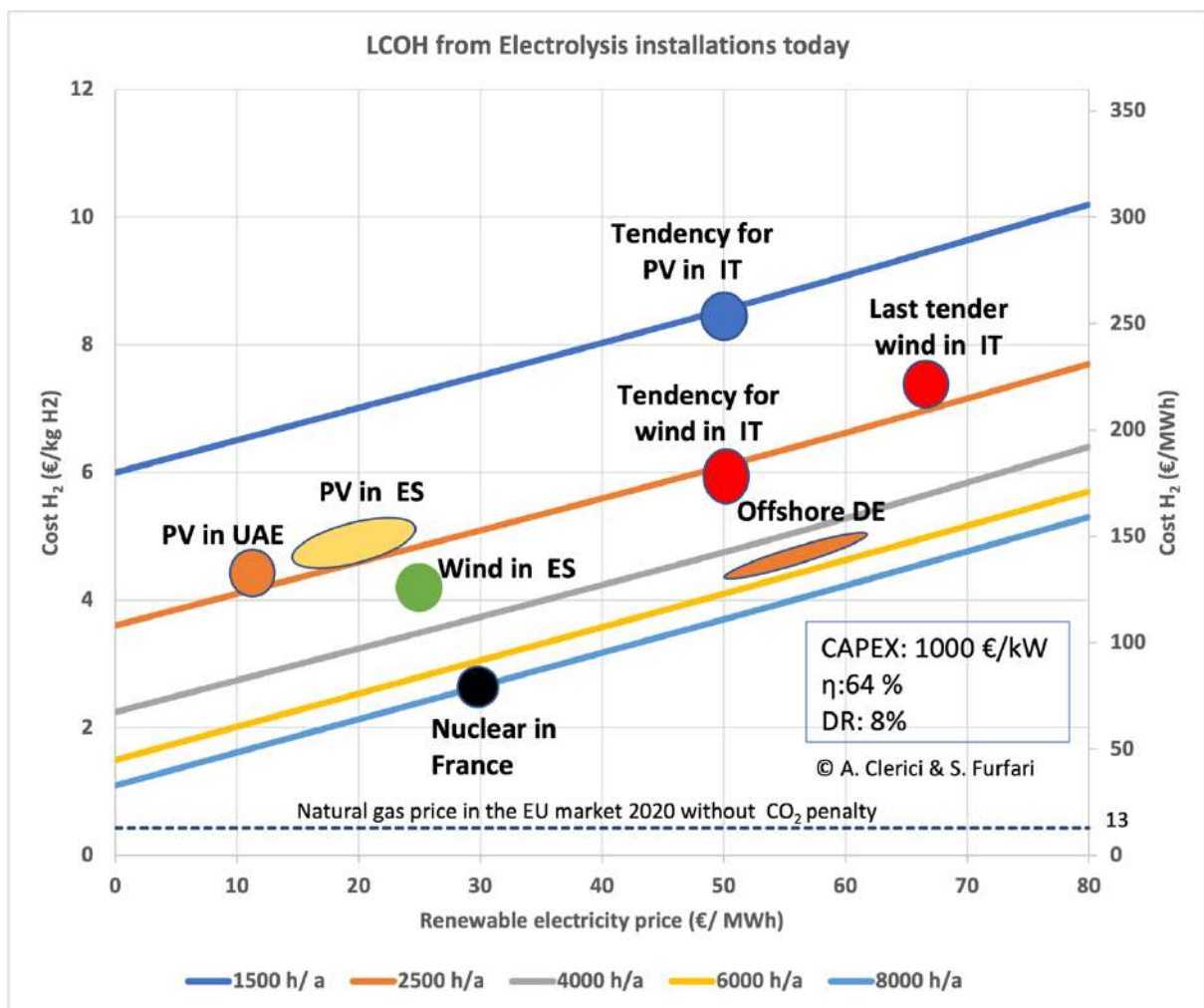


Figure 2 LCOH actuel avec un CAPEX de l'installation d'électrolyseurs à 1 000 €/kW, 64 % d'efficacité et 8 % de taux d'actualisation et 20 ans de durée de vie de l'installation en fonction du prix des énergies renouvelables et du facteur de capacité.

On peut voir que le prix tendanciel projeté de 50 €/MWh pour l'énergie photovoltaïque et éolienne en Italie donnerait 8,5 € et 6 €/kg, même avec un facteur de capacité plus élevé que la moyenne actuelle. Outre l'Italie, la figure montre les valeurs les plus intéressantes sur la base des résultats en €/MWh des dernières ventes aux enchères d'électricité photovoltaïque aux Émirats arabes unis et en Espagne et des prévisions de la Commission européenne pour l'énergie éolienne en mer en Allemagne et au Royaume-Uni, y compris les frais de

raccordement entre la centrale offshore et le réseau terrestre. Pour les centrales photovoltaïques, le contrat récent en Arabie saoudite de 10 \$/MWh n'a pas été inclus. On peut constater qu'un hydrogène bleu produit en France à partir de centrales nucléaires amorties avec prolongation de durée de vie sûre coûterait environ 2,5 euros/kg. Dans le cas de grands électrolyseurs de plus de 100 MW, le CAPEX pourrait être d'environ 700 €/kW et porterait la valeur du LCOH du photovoltaïque et de l'énergie éolienne à environ 6,7 €/kg et 5 €/kg respectivement.

La figure permet également de déduire que, pour un électrolyseur connecté au réseau utilisant des AAE à partir d'énergies renouvelables à 50 €/MWh mais avec des coûts de transport et de système auxiliaire d'environ 25 €/MWh (et donc un coût énergétique de 75 €/MWh), la valeur LCOH pour un facteur de charge d'environ 7 000 heures serait d'un peu moins de 5 €/kg H<sub>2</sub>.

#### 4. LCOH en 2030

La figure 3 est similaire à la figure 2 mais avec des valeurs d'investissement et l'efficacité des électrolyseurs prévus pour 2030.

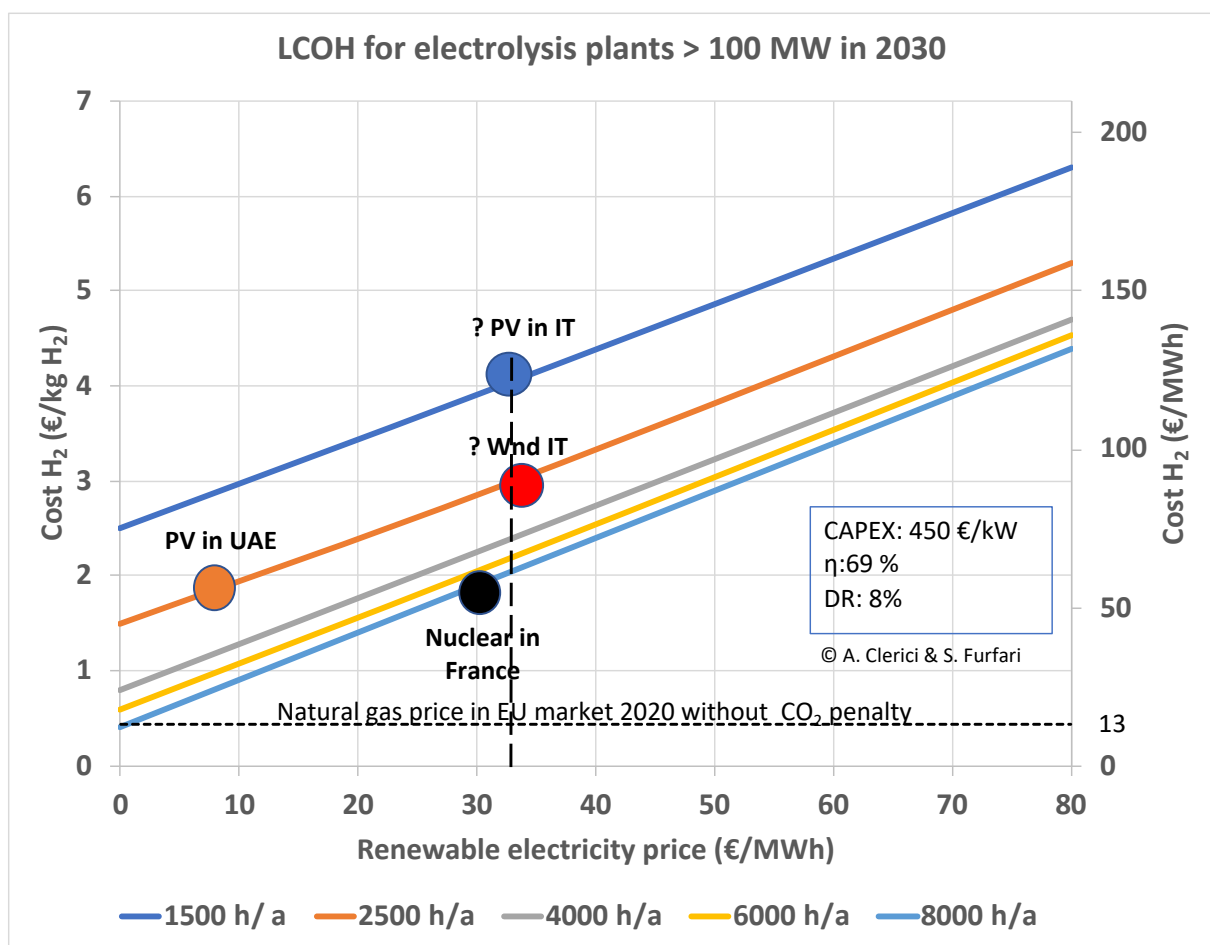


Figure 3 LCOH en 2030 avec un CAPEX de l'installation d'électrolyseurs à 450 €/kW, 69 % d'efficacité et 8 % de taux d'actualisation et 20 ans de durée de vie de l'installation en fonction du coût de l'électricité et du facteur de capacité des énergies renouvelables.

En 2030, même avec un prix d'énergies renouvelables de 32 €/MWh (ligne pointillée) et un CAPEX électrolyseur de 450 €/kW et une efficacité de 69 %, le coût de l'hydrogène sera de 4 €/kg pour le PV et de 3 €/kg pour l'énergie éolienne. Ce prix de 32 €/MWh est considéré globalement dans les scénarios de l'Agence internationale de l'énergie. Dans les États membres de l'UE c'est un prix très optimiste pour de nouvelles installations et un facteur de capacité de 1 500 heures pour le photovoltaïque et de 2 500 heures pour l'éolien, supérieur à la moyenne actuelle.

Par rapport à la figureFigure on peut voir à partir de la figure qu'à mesure que le CAPEX diminue, l'écart de coût entre les différents facteurs de capacité diminue également.

*Hydrogen Europe* prévoit, pour 2030 en Allemagne, un coût de l'hydrogène vert sur le site de l'électrolyseur de 3 €/kg (90 €/MWh). Ceci est basé sur les hypothèses suivantes : un CAPEX de 100 MW électrolyseur divisé par deux par rapport aux valeurs de 2020 — soit 500 €/kW —, un rendement de 66 % et un prix des énergies renouvelables à l'électrolyseur de 50 €/MWh de l'éolien offshore avec un facteur de capacité de 4 500 heures/an.

Il serait nécessaire d'atteindre dans l'UE des facteurs de capacité plus élevés et/ou un coût plus bas des énergies renouvelables par MWh afin d'approcher le coût de l'hydrogène vert produit dans l'UE à celui produit dans les régions où le prix de l'électricité renouvelable est très bas. C'est le cas au Moyen-Orient, dans certaines régions d'Afrique, d'Australie et d'Amérique du Sud grâce à une forte insolation ou à un vent élevé, à la main-d'œuvre locale et aux prix fonciers nettement inférieurs à ceux de l'UE.

## 5. LCOH en 2050

D'ici 2050, diverses organisations internationales bien connues annoncent le coût de l'hydrogène de 1 €/kg. Cette prévision est basée sur une combinaison des prix des énergies renouvelables et de leur facteur de capacité inimaginable pour la plupart des pays de l'UE, et d'importantes avancées hypothétiques dans les électrolyseurs et leur puissance de sortie.

L'Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA) suppose que les grands électrolyseurs de plusieurs 100 MW coûteront 200 \$/kW à l'échelle mondiale en 2050. Avec les autres hypothèses de l'IRENA, c'est-à-dire un facteur de charge des énergies renouvelables de 4 200 heures/an et un coût de 20 \$/MWh, l'hydrogène à la sortie de l'électrificateur coûterait 1,4 \$/kg H<sub>2</sub> égal à 1,2/€ kg H<sub>2</sub>.

Avec un CAPEX de 200 €/kW et 75 % d'efficacité, les valeurs de LCOH en fonction du prix de l'électricité renouvelable et du facteur de capacité sont présentées à la figureFigure



### LCOH for electrolysis plants > 100 MW in 2050

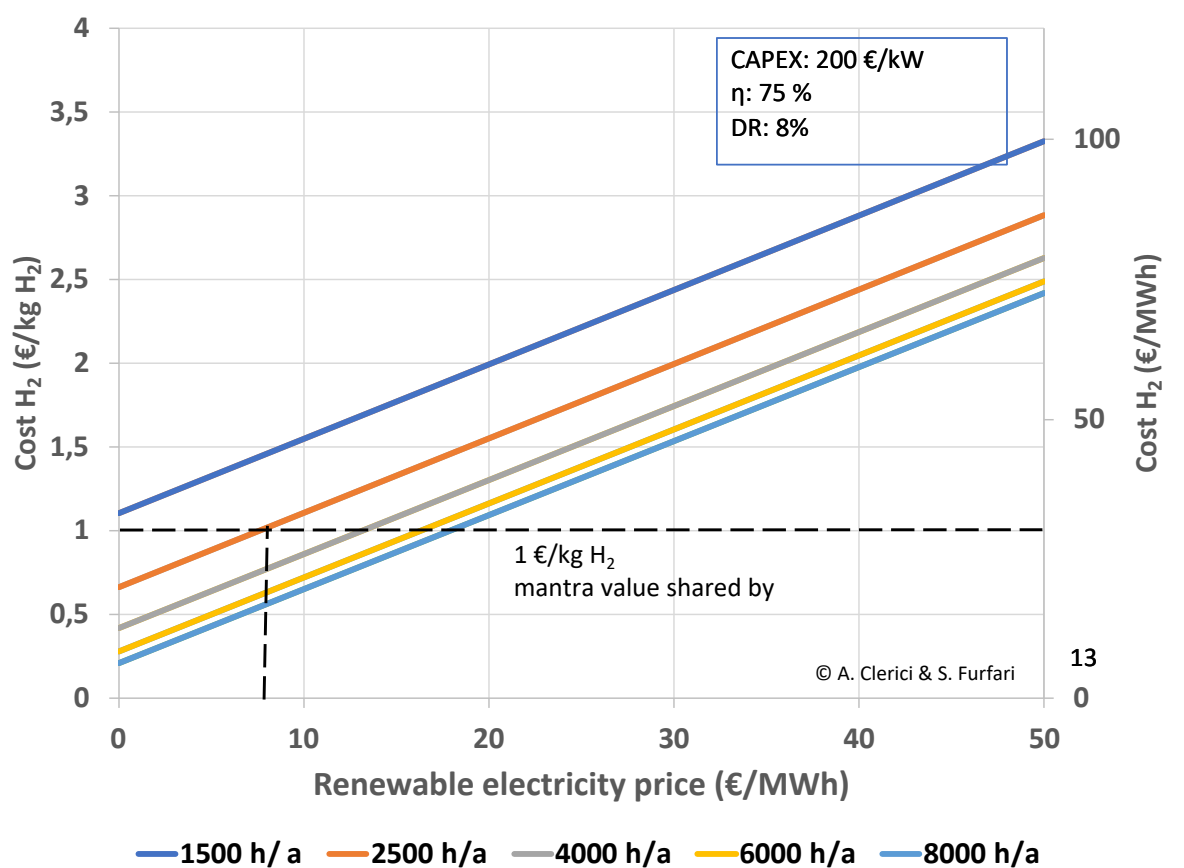


Figure 4 LCOH en 2050 avec CAPEX de l'installation d'électrolyseurs à 200 €/kW, 75 % d'efficacité et 8 % de taux d'actualisation et 20 ans de durée de vie de l'installation en fonction du coût des énergies renouvelables et du facteur de capacité.

Même avec 200 €/kW pour les centrales électrolyseurs avec un rendement de 75 % en 2050, avec un facteur de capacité de 1 500 heures/an, il faudrait un prix d'électricité renouvelable négatif pour avoir un LCOH de 1 €/kg H<sub>2</sub>. Avec 2 500 heures/an de facteur de charge, un prix d'électricité renouvelable de 7,5 €/MWh serait nécessaire pour avoir un LCOH de 1 €/kg H<sub>2</sub>.

Malgré ces hypothèses optimistes, il convient de rappeler que la valeur mantra de 1 €/kg H<sub>2</sub> sur laquelle convergent les principaux scénarios des agences et organisations internationales du monde entier correspond en termes d'énergie à 30 €/MWh.

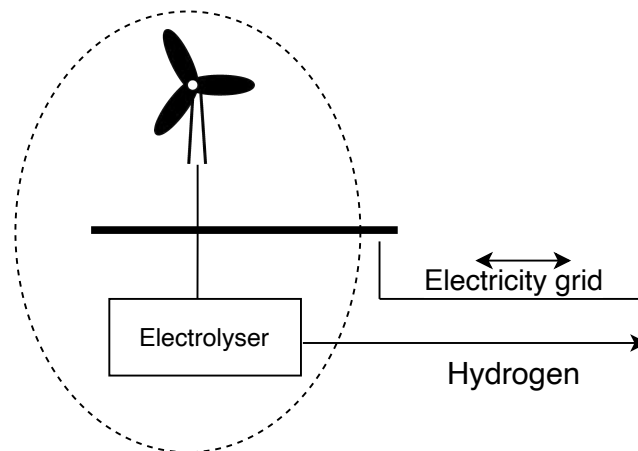
À titre de comparaison, il convient de considérer que le prix de gros du gaz naturel sur le marché de gros de l'UE en 2020 était de 13 €/MWh. Porter le prix du gaz naturel à 30 €/MWh afin que l'hydrogène vert soit compétitif, ce serait le pénaliser avec un prix du CO<sub>2</sub> de 100 €/t CO<sub>2</sub>, ce qui semble peu probable dans un monde ouvert et globalisé. Ceci mit à part l'augmentation possible des prix du gaz naturel due aux tendances de la transition énergétique, sans soutien pour les développements de nouvelles productions et utilisations de combustibles fossiles.

## 6. Comment augmenter le facteur de capacité d'un électrolyseur alimenté en énergie éolienne ou photovoltaïque.

Clerici et Furfari dans « il costo dell'idrogeno verde » (L'astrolabio — amicidellaterra.it)" estiment que cela peut être réalisé en connectant l'électrolyseur au réseau et en profitant des avantages offerts à l'autoconsommation afin d'éviter des frais supplémentaires du système électrique : en choisissant une puissance nominale de l'électrolyseur inférieure à celle de la centrale d'énergie renouvelable et vendre l'électricité excédentaire au réseau électrique. L'autoconsommation de l'électrolyseur appartenant au propriétaire de la centrale d'énergie renouvelable et situé sur le même site est exemptée du paiement des redevances de réseau avec la réglementation actuelle (du moins en Italie). Mais qui va payer pour l'impact sur les services du réseau pour faire face à un petit facteur de capacité de la puissance résiduelle injectée dans le système d'alimentation ?

La figure 5 résume les résultats des calculs effectués pour les centrales éoliennes et photovoltaïques en exploitation dans le sud de l'Italie, comme indiqué dans notre article précédent dans The European Physical Journal Plus.

Avec une puissance nominale de l'électrolyseur à 30 % de la puissance nominale de la centrale d'électricité renouvelable, le facteur de capacité de l'alimentation en électricité est deux fois supérieur à celui de la centrale d'origine.



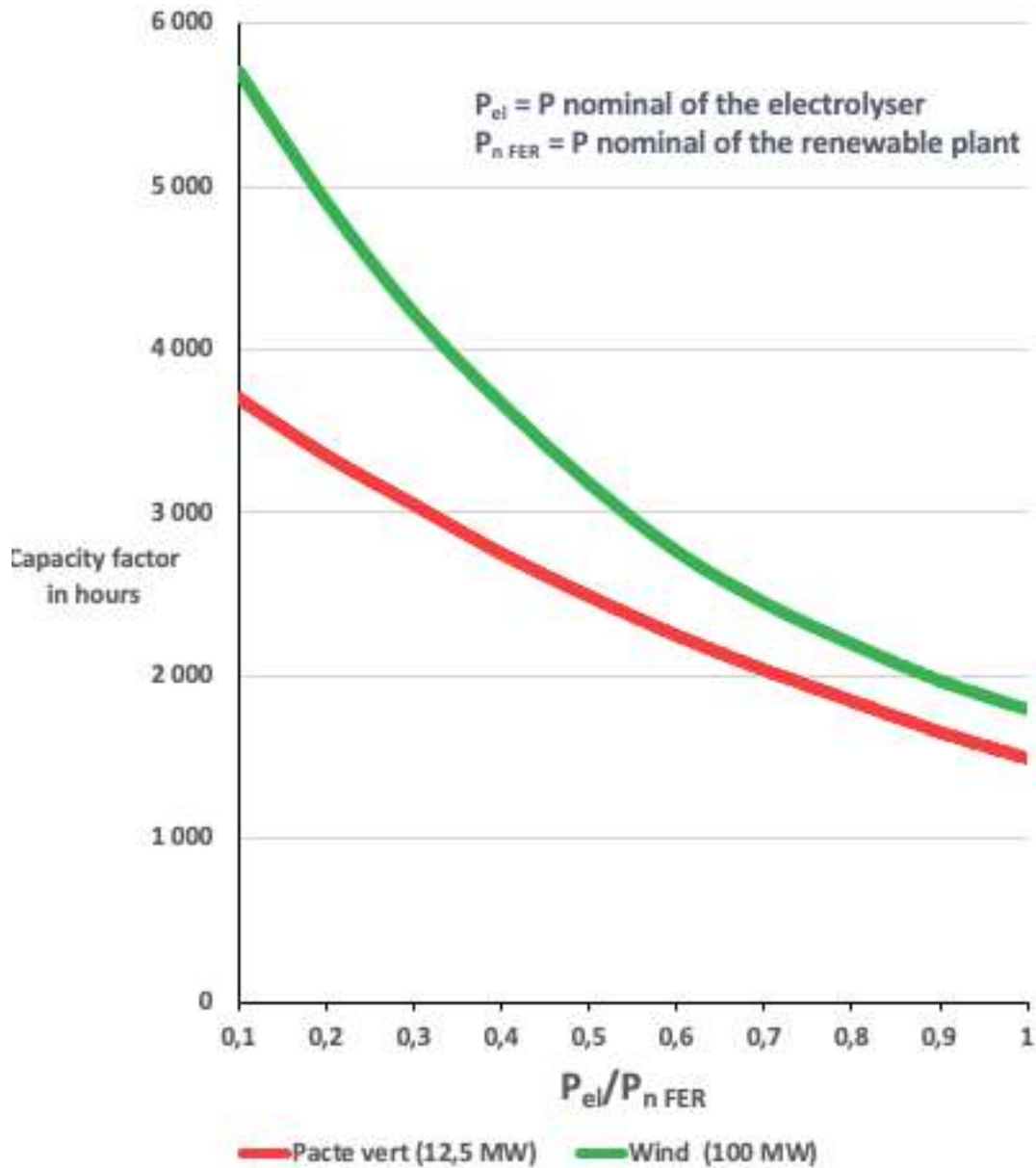


Figure 5 — Facteur de capacité en heures/an de l'installation électrique alimentant l'électrolyseur en faisant varier la puissance nominale de l'électrolyseur en % de la puissance nominale de l'installation de production d'électricité renouvelable

## 7. Conclusions

Il est clair qu'un hydrogène vert produit par des sources d'électricité renouvelable et qui, en brûlant, ne produit que de la vapeur d'eau en prenant soin de ses utilisations possibles dans de nombreux secteurs est fascinant. Une série de défis technologiques et économiques sont cependant encore ouverts non seulement pour sa production sur laquelle l'article s'est concentré, mais aussi le long des autres anneaux de la chaîne complète : compression, stockage, transport, distribution et utilisations finales.

Ce n'est que sur la base des résultats de la coopération internationale dans les développements technologiques et les installations prototypes qu'il sera possible de définir des objectifs de temps concrets et des coûts réels de l'hydrogène vert pour les clients finaux.

Proposer des délais trop optimistes et de faibles coûts énergétiques pour l'hydrogène vert pourrait être contre-productif. Même avec la valeur de mantra revendiquée pour la production d'environ 1 €/kg H<sub>2</sub>, d'ici 2050, le coût de l'hydrogène vert équivaldrait à un coût énergétique de 30 €/MWh sur le site de l'électrolyseur. Il convient de le comparer aux 13 €/MWh du marché du gaz de l'UE en 2020. Pour atteindre une valeur de 30 €/MWh, la taxe carbone appliquée au gaz devrait être de 100 €/t de CO<sub>2</sub>.

Les chiffres communiqués par la Commission européenne concernant 10 Mt d'hydrogène vert produit en 2030 dans l'UE par 40 GW d'électrolyseurs nécessitent des explications de la part de la Commission sur leurs hypothèses et les coûts pertinents qui ont été retenus pour la production d'hydrogène et les réglementations prises en considération.

En plus d'une forte réduction des dépenses d'investissement des électrolyseurs, dans tous les cas, un élément clé pour obtenir un faible coût de production de l'hydrogène vert sera de disposer d'énergie éolienne et solaire à un coût attrayant et avec un facteur de capacité approprié. De nombreux États membres de l'UE ne peuvent pas rivaliser avec les valeurs déjà obtenues ou prévues en Australie, au Moyen-Orient, en Afrique du Nord et au Chili.

En ce qui concerne le coût de production de l'hydrogène vert (premier anneau de la chaîne), des analyses supplémentaires détaillées sont essentielles pour vérifier le comportement réel des installations complexes d'électrolyse sophistiqués lorsqu'elles ne sont pas alimentées que par des centrales solaires ou éoliennes photovoltaïques isolées et dédiées avec leur production variable et intermittente d'électricité. Avec la coopération internationale, il est important d'arriver pour différentes technologies à des modèles dynamiques fiables validés par des tests de prototypes. Cela permettrait des optimisations efficaces des coûts de l'hydrogène vert dans le cadre de possibles utilisations différentes des sources éoliennes et solaires intermittentes et variables.

Dans tous les cas, il est utile de rappeler que les grands complexes d'électrolyse ont besoin d'eau — plus de 20 litres par kg de H<sub>2</sub> (plus du double de la valeur stœchiométrique).

Pour attirer les investisseurs dans le développement de l'hydrogène, outre des subventions initiales adéquates à l'hydrogène vert pour permettre son développement, les priorités suivantes doivent être prises en compte :

- mise en œuvre de normes internationales de sécurité reconnues,
- établissement de règles de régulation claires et stables, au moins au niveau de l'UE, concernant à la fois les secteurs de l'électricité et du gaz (électrons et molécules),
- démarrage précoce d'un développement de la demande d'hydrogène avec des prix initiaux « raisonnables » en considérant les coûts de production bleus d'hydrogène moins cher ; ceci dans la transition temporaire d'une réduction des coûts d'hydrogène vert en raison de la technologie et des effets d'échelle,
- une communication efficace à la population sur les coûts et les avantages de la transition et de la contribution de l'hydrogène.

Une attention particulière devrait être accordée à un leadership pratique de l'UE sur le futur marché de l'hydrogène vert. Aujourd'hui, les technologies sont rapidement copiées et le coût

des produits finaux dépendra des coûts locaux des matériaux de première qualité (principalement importés dans l'UE), de l'énergie et du personnel ; aujourd'hui, en Chine sont déjà disponibles des électrolyseurs à un prix d'environ 250 €/kW (ce qui est un objectif dans l'UE pour après 2040). Souvenons-nous de l'histoire du panneau photovoltaïque.

Cela impliquera de repenser une combinaison appropriée d'une industrie manufacturière et d'une activité de fournisseur de solutions/systèmes qui, pour être compétitives, inclura à la fois les composants les moins chers d'une qualité adéquate et la main-d'œuvre disponible sur le marché. Une grande requalification des compétences du personnel et du secteur industriel doit être envisagée dans l'UE.

L'opposition de la majorité de l'UE à la construction de nouvelles centrales nucléaires et l'encouragement à la fermeture anticipée des centrales existantes malgré qu'elles pourraient obtenir une prolongation raisonnable de leur durée de vie ne semblent pas être une approche rationnelle ; l'éventuelle prolongation temporaire et sûre de la durée de vie des centrales existantes aura un impact positif à la fois sur la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> et sur la production initiale bon marché d'hydrogène bleu sans CO<sub>2</sub>. Il est important de noter que dans la production d'électricité, la source d'énergie primaire dans l'UE avec la part la plus élevée en 2019 était l'énergie nucléaire avec une part de 25,6 %, suivie du gaz (21,5 %), du charbon (15,2 %), de l'éolien (13,4 %), de l'hydroélectricité (10,8 %), de la biomasse (6,2 %), du photovoltaïque (4,2 %).

Une attention particulière devrait être accordée aux conséquences d'une opposition forte et précipitée au développement et à l'utilisation de tout type de combustible fossile. Cela a déjà conduit à un « green washing » rapide du monde financier, sans financement discriminatoire dans le développement ou l'utilisation des combustibles fossiles comme énergie primaire. Cela accélérera la hausse des prix des combustibles fossiles, conduira à d'importants actifs échoués et créera une pénurie potentielle d'approvisionnement énergétique si le développement des énergies renouvelables n'atteint pas les objectifs ambitieux de l'UE en temps et en valeur. Ce scénario a-t-il été correctement évalué sur le plan des réactions négatives possibles des populations à une transition climatique stable et efficace ? Cette stratégie a-t-elle envisagé le développement de la souveraineté et du populisme avec le risque de ne plus avoir une UE à 27 États membres avant 2050 ? Le véritable danger de la transition énergétique réside dans sa mise en œuvre trop rapide sans avoir évalué les coûts énergétiques excessifs et sans avoir communiqué correctement aux citoyens et aux industries.