

Hydrogène, le point de vue d'un régulateur

Par Ivan FAUCHEUX

Membre du collège de la Commission de régulation de l'énergie (CRE)

La crise de l'énergie oblige tous les acteurs du système énergétique à repenser leurs modes historiques de fonctionnement. La brutalité de cette crise, qui trouve son origine dans une brutalité géopolitique encore plus affreuse, accélère ces réflexions et oblige à des actions encore plus rapides qu'elles n'ont été anticipées. L'hydrogène, avant d'être un vecteur énergétique, notamment pour les transports, est une molécule de base pour l'industrie. En raison de sa dépendance au gaz et de son caractère carboné, la production de l'hydrogène par des moyens décarbonés devient donc une urgence climatique, mais aussi géostratégique pour l'Europe et la France.

Dans le présent article, nous entendons donner, en tant que membre de la CRE, le point de vue de cette commission, mais assorti de quelques commentaires plus personnels. À titre de *caveat* liminaire, les chiffres fournis sont souvent pré-crise (notamment pour les prix du gaz et de l'électricité) et doivent donc avant tout être considérés comme des ordres de grandeur. Ne disposant pas d'une boule de cristal suffisamment efficace pour prédire les prix à échéance de trois ans, qui dépendront des conditions d'approvisionnement en gaz par la Russie et de la disponibilité du parc nucléaire pour la France, nous invitons le lecteur à les utiliser comme un *proxy* de premier ordre permettant de se projeter dans un avenir où la crise de la guerre en Ukraine sera gérée, mais où l'urgence climatique demeurera...

L'hydrogène est un élément qui nous envoie rapidement dans les rêves et dans les étoiles. En effet, il est le plus commun de tous les éléments de la galaxie (75 % en termes de masse et 92 % en nombre d'atomes) et compose en particulier les étoiles et les planètes gazeuses, les nébuleuses et le gaz interstellaire. Malheureusement, une fois revenu sur Terre, cet élément se fait beaucoup plus rare et beaucoup plus discret. Pour autant, la transition énergétique et l'urgence climatique obligent à regarder toutes les solutions technologiques qui doivent permettre de décarboner des pans entiers de l'activité humaine.

Lancé en 2019, un groupe de travail du comité de prospective de la CRE a abouti, en juin 2021, à la publication d'un rapport⁽¹⁾, qui a ensuite permis à la Commission de régulation de l'énergie de se positionner de façon plus éclairée sur ce nouveau vecteur énergétique, qui reste avant tout une molécule industrielle présente depuis de nombreuses années dans le paysage économique français.

En regard des aspects de la régulation des réseaux et dans le cadre de la révision du « paquet Gaz », la Commission européenne fonde de grands espoirs sur cette molécule. Ces ambitions se sont concrétisées dans la proposition législative sur la décarbonation

du gaz (de décembre 2021) qui pose les bases d'un marché européen de l'hydrogène, avec notamment :

- la proposition d'un modèle de régulation fortement influencé par le gaz ;
- l'affirmation que les infrastructures de transport doivent jouer un rôle central pour favoriser l'émergence d'un marché concurrentiel ;
- des dispositions transitoires jusqu'à fin 2030 visant à favoriser le développement de la filière.

La communication RePowerEU renforce les objectifs de l'UE et précise des ambitions de production de 10 Mt de ce gaz et des importations à hauteur également de 10 Mt en 2030.

L'hydrogène interpelle donc dorénavant les régulateurs du monde entier, de l'Europe et, plus modestement, le régulateur national, qui doivent tous s'interroger pour savoir si l'hydrogène est une planche de salut pour pouvoir conserver à terme les infrastructures de transport et de distribution de gaz existantes, selon quel dimensionnement, pour quels usages et, enfin, sous quel régime économique ? Cette analyse renvoie aux modes de production de l'hydrogène : on ne peut faire abstraction des réalités techniques et économiques sous-jacentes. En particulier, et eu égard à la nécessité d'avoir accès à des sources d'énergie électrique décarbonées et peu chères, le choix parfois fait de dépendre massivement des importations est une question liée au débat entre renouvelable et décarboné, alors même que

⁽¹⁾ <https://www.eclairerlavenir.fr/rapport-2021-du-groupe-de-Travail-n4/>

l'actuelle crise du gaz doit inciter les régulateurs et les pouvoirs publics à une certaine prudence par rapport aux dépendances résultant de ces importations.

Le premier enjeu pour la production d'hydrogène est sa décarbonation, pas son caractère renouvelable

En termes de maturité des technologies, l'hydrogène décarboné peut être fabriqué soit par des moyens classiques de vaporeformage à partir de gaz naturel et capture et stockage du CO₂ ou soit par électrolyse de l'eau (électrolyse alcaline ou par des membranes à échange de protons). La métrique utilisée est celle du coût au kilogramme d'H₂ produit qui permet de comparer avec celui des actuelles technologies carbonées (1,2 €/kg aux conditions de marché de 2021).

En ce qui concerne la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau, les deux intrants qui sont les plus critiques sont, d'une part, le prix de l'électricité (que l'actuelle crise a rendu très volatil) qui détermine la majorité des OPEX et, d'autre part, le prix de l'investissement dans un électrolyseur (que la maturité de la filière rend aussi relativement volatil) corrigé par un facteur de charge (à savoir le nombre d'heures d'utilisation de l'électrolyseur dans l'année). Dans le cadre de ses travaux au titre de l'année 2021, le comité de prospective de la CRE a recensé les différents coûts de production à horizon 2030, tels qu'ils ressortent de différents travaux et instances de concertation (voir le Tableau 1 de la page suivante).

L'actuelle structure du marché de l'électricité – que certains appellent à réformer, mais sans que l'on puisse clairement voir à ce stade quelle autre structure pourrait s'y substituer, tout en restant efficace pour assurer les bons signaux en termes d'équilibrage physique du système – repose sur un prix déterminé par le « dernier » moyen de production appelé en termes de coût marginal. C'est aujourd'hui majoritairement du gaz et de l'hydraulique, ce dernier se positionne en coût de réserve à un niveau très proche du gaz. Si le prix du gaz augmente de 10 €/MWh :

- cela aboutira à une augmentation du coût de l'hydrogène produit par vaporeformage de 30 centimes (en prenant un rendement moyen du vaporeformage de 80 %) ;
- mais cela impactera aussi le prix de l'électricité utilisée de près de 20 € par MWh (en prenant des centrales au gaz disposant de rendements compétitifs d'au moins 50 %), soit une augmentation corrélative légèrement supérieure de l'H₂ produit par électrolyse (plus 40 centimes d'euros)...

Sur la base de l'actuelle structure du mix de production et des conditions actuelles de fonctionnement des marchés, les variations des prix du gaz impactent d'un même ordre de grandeur les coûts de production par vaporeformage que ceux par électrolyse. L'accès à une électricité bas-carbone et compétitive est la première des conditions pour favoriser le développement d'une production européenne d'hydrogène électrolytique décarboné. En conséquence, discriminer l'hydrogène

bas-carbone par rapport à l'hydrogène renouvelable ralentirait et renchérirait la décarbonation de l'industrie et des transports lourds en France et en Europe, et exposerait cette dernière à devoir importer de l'hydrogène. Les débats parfois très colorés sur les « vertus CO₂ » de l'hydrogène en fonction de sa provenance ou de son moyen de production⁽²⁾ ne doivent pas cacher le fait que la France bénéficie d'un parc électronucléaire qui, quand il fonctionne à son optimum, procure un avantage compétitif à l'ensemble des consommateurs nationaux, notamment aux industriels qui sont exposés à la concurrence internationale.

Créer les conditions d'un accès à une électricité compétitive et bas-carbone pour les industriels est donc le premier prérequis pour développer la production d'hydrogène décarboné en Europe. En France, la fin, en 2025, du dispositif relatif à l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), dont bénéficient les industriels, notamment électro-intensifs, qualificatif qui pourrait s'appliquer aux producteurs d'hydrogène par électrolyse, renforce cette problématique. Elle interpelle donc au premier chef le régulateur sur les moyens de l'accès, en termes de prix, de volume et de protection sur le plan de la volatilité, à l'énergie nucléaire pour les consommateurs industriels à l'échéance de l'actuel dispositif.

Or, la valeur première donnée à l'hydrogène produit à partir des seules énergies renouvelables est le prisme de la Commission européenne pour l'élaboration à son niveau des différents projets de textes qui traitent de l'hydrogène : révision de la directive RED II, taxonomie, paquet Gaz (voir *supra*), directive sur la taxation de l'énergie, etc. Même si, au final, ces textes (notamment pour la taxonomie et le paquet Gaz) permettent parfois de corriger le tir, mais toujours sous conditions en ce qui concerne les sources décarbonées non renouvelables.

⁽²⁾ En voici un bref aperçu :

- « L'hydrogène blanc » est présent à l'état naturel sous forme gazeuse dans des couches géologiques.
- « L'hydrogène noir » est produit par gazéification du charbon (traitement thermochimique à des températures très élevées). L'hydrogène est dit « noir » lorsqu'il s'agit de charbon bitumineux et « brun » pour le lignite.
- « L'hydrogène gris », le plus courant, est produit à partir de gaz naturel par vaporeformage, procédé qui permet de séparer les molécules d'hydrogène des molécules de carbone avec de la vapeur d'eau.
- « L'hydrogène bleu » désigne l'hydrogène produit par vaporeformage à partir de sources d'énergies fossiles ou de biogaz, couplé à une chaîne de captage, de transport, puis de stockage du carbone (CCS).
- « L'hydrogène turquoise » est obtenu par craquage de méthane en hydrogène et en carbone solide ; il est plus facilement stockable que le CO₂.
- « L'hydrogène jaune » est obtenu par électrolyse à partir de l'électricité issue du réseau et dont la teneur carbone dépend fortement du mix électrique du pays considéré.
- « L'hydrogène rose » est produit par électrolyse d'une électricité directement issue d'une centrale nucléaire, par exemple celle produite par un petit réacteur modulaire (Small Modular Reactor – SMR).
- « L'hydrogène vert » est intégralement produit à partir d'énergies renouvelables à faibles teneurs en carbone (électrolyse d'électricité renouvelable, pyrolyse du méthane ou de la fermentation de biomasse, etc.).

Source	Configuration	Prix de l'électricité ⁽²⁾	CAPEX électrolyseur	Taux de charge	€/kilo d'hydrogène
Hydrogen Council	Autoproduction	13 à 37 \$/MWh	250 \$/kW		2,3 \$ (1,2 \$ dans les régions à fortes ressources renouvelables)
Agence internationale de l'énergie ⁽³⁾	Autoproduction (éolien <i>off-shore</i> en mer du Nord)	38 à 70 €/MWh	581 €/kW	40 à 60 %	2,5 à 3,5 €
RTE	Autoproduction (photovoltaïque, scénario de référence)	43 €/MWh ⁽⁴⁾	700 €/kW	< 30 %	3,8 €
RTE	Autoproduction (scénario optimiste de baisse des coûts du photovoltaïque de 30 % par rapport au scénario de référence)				2,6 €
Comité de prospective de la CRE – Estimation scénario favorable	Réseau	46,2 €/MWh (prix sur le marché de gros à 44 €/MWh + TURPE à 2,2 €) si électro-intensif	250 €/kW	> 50 %	3,1 €
Comité de prospective de la CRE – Estimation défavorable	Réseau	62,24 €/MWh (prix sur le marché de gros à 60 €/MWh + TURPE à 2,2 €) si électro-intensif	500 €/kW	> 50 %	4,3 €
EDF	Réseau	50 €/MWh ⁽⁵⁾	850 €/kW	4 500 à 7 500 h	3,8 €

Tableau 1 : Coût de l'hydrogène à horizon 2030 selon différents scénarios et hypothèses – Source : rapport du comité de prospective CRE.

En outre, le développement des énergies renouvelables dispose déjà d'un cadre législatif abondant permettant de soutenir les filières électriques, gazières et thermiques. Faire de l'hydrogène, dont le développement n'est par ailleurs pas exempt de nombreux risques, un vecteur indirect de soutien aux renouvelables, alors même qu'elles bénéficient de moyens de soutien structurels puissants (en termes financiers), et que conjoncturellement les actuels prix de marché les rendent compétitives, s'opérerait au détriment des autres sources décarbonées et à base d'électricité (à l'instar, mais ce n'est qu'un exemple, du nucléaire...) et ferait peser un risque exogène supplémentaire sur le développement de cette filière.

Incidentement, dans un objectif par ailleurs de neutralité technologique parfois (mais pas toujours) chère à la Commission européenne, et sous réserve de sa fiabilité technologique, le recours transitoire à l'hydrogène produit par vaporemformage de gaz naturel et capture du CO₂ (hydrogène « bleu ») pourrait aussi être encouragé. Il faut « juste » que les émissions de méthane et de CO₂, ainsi que les technologies et la chaîne logistique (transport et stockage) associées à cette technique

⁽³⁾ L'Hydrogen Council n'intègre pas les coûts liés au TURPE, contrairement à EDF.

⁽⁴⁾ Source : AIE, "Hydrogen in North-Western Europe Hydrogen supply and demand, A vision towards 2030", avril 2021.

⁽⁵⁾ Les hypothèses de coût du PV utilisées par RTE sont les suivantes : CAPEX : 550 €/kW, OPEX fixes : 15 €/kW/an, durée de vie : 25 ans, WACC : 5 %/an. Ces hypothèses sont en ligne avec la trajectoire de référence de la concertation en faveur du PV au sol à l'horizon 2035. L'annuité correspondante est de 54 €/kW/an. Avec un facteur de charge simulé de 1 250 h/an (moyenne de l'ensoleillement en France), le coût de revient serait de 43 €/MWh. Seuls 58 % de cette production seraient utilisés pour produire de l'hydrogène, permettant un facteur de charge des électrolyseurs de 38 %. L'excédent de production photovoltaïque (42 % de la production totale) serait vendu sur les marchés de l'électricité au prix moyen de 40 €/MWh.

⁽⁶⁾ EDF estime que le prix de l'électricité sur le marché de gros s'établirait autour de 50 €/MWh dans dix ans. Le groupe retient la moyenne des scénarios indiqués dans la PPE (décret n°2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie), soit 53 €/MWh pour une fourniture en continu. En évitant les heures les plus chères, le coût d'approvisionnement d'une électrolyse est typiquement moindre d'une dizaine d'euros par MWh, tandis que l'on peut considérer qu'il est d'un peu moins de 10 €/MWh au titre de l'accès au réseau (pour des installations de grande taille). D'où un coût d'environ 50 €/MWh.

soient effectivement maîtrisées par les industriels, ce qui n'est pas une mince affaire... Nous nous permettons de citer ici cette option qui reste encore, tant au regard de ses enjeux économiques qu'en raison des modifications de *process* ou des investissements industriels lourds qu'elle requiert dans un contexte économique incertain, beaucoup plus exploratoire que d'autres solutions. Mais l'actuelle crise nous oblige à naviguer à vue, et donc à ne jamais négliger toutes les options qui restent ouvertes. L'exclure *de facto* ne pourrait que conduire à ce que l'hydrogène vert présente une valeur de regret encore plus élevée.

Pour conclure sur cet aspect production, l'indicateur pertinent, bien plus que l'origine de l'énergie primaire utilisée ou même que la technologie employée, est la réduction des émissions de gaz à effet de serre au meilleur coût. En renforçant outre mesure les contraintes sur la production de l'hydrogène décarboné – en particulier sur l'accès à l'électricité –, l'Europe s'expose à devoir importer de l'hydrogène produit en dehors de ses frontières pour décarboner son industrie et ses transports lourds, dans des pays où les énergies renouvelables sont plus compétitives (sont régulièrement évoqués les pays du Maghreb et du Golfe persique, le Chili, l'Australie, etc.), et avec à la clé une perte importante de souveraineté. Les récents événements survenus en Ukraine devraient amener à réfléchir sur des stratégies d'une importation massive (couvrant plus de 50 % des besoins) d'hydrogène, si tant est que cette molécule devienne effectivement un pilier de la transition énergétique et donc une clé de voûte de nos secteurs économiques...

Quels utilisateurs ? Quel impact sur les réseaux ?

Dans le cadre de ses travaux, le comité de prospective de la CRE a établi un tableau classant par ordre de mérite les différents usages de l'hydrogène en termes de coût à la tonne de CO₂ évité (hypothèse prise d'une production par électrolyse au premier chef et constat étant fait que le prix de l'électricité joue « au même ordre » quand il existe des alternatives, notamment électriques comme les batteries), et surtout au regard de l'existence ou non d'alternatives bas-carbone. Ce tableau établi en 2021 qui présentait des coûts à la tonne de CO₂ évités de l'ordre de 100 € pouvait à l'époque paraître hors-sol. Les prix actuels de la tonne de CO₂ lui redonnent une plus grande pertinence au regard de l'urgence à agir (voir le Tableau 2 de la page suivante).

Ainsi, au premier rang des secteurs les plus difficiles à décarboner et ne disposant pas d'alternative évidente quand l'hydrogène est utilisé comme matière première, se trouve l'industrie. Sont concernées :

- d'une part, les industries qui utilisent déjà l'hydrogène comme intrant, à savoir le raffinage du pétrole (60 % du volume utilisé), la production d'ammoniac pour fabriquer des engrais (25 %), la chimie pour produire notamment du méthanol (10 %), la verrerie ou encore la métallurgie et l'industrie du chlore (5 %). En France, près de 900 000 tonnes d'hydrogène sont utilisées annuellement dans ces secteurs, qui émettent

11 Mt de CO₂, soit plus de 2 % des émissions totales françaises et 15 % de celles de l'industrie ;

- d'autre part, certaines industries très émettrices pourraient utiliser l'hydrogène pour décarboner leurs processus, telles la métallurgie (réduction directe de l'acier avec l'hydrogène) ou les cimenteries (valorisation des fumées en mélange avec de l'hydrogène pour produire des produits chimiques).

D'autres secteurs peuvent permettre de faire émerger des modèles économiques compétitifs : le transport lourd ou ferroviaire quand on intègre des enjeux de « zéro émission », mais aussi, et surtout, des contraintes opérationnelles de temps de recharge par exemple. Dans ce cas, le seul coût de la tonne de CO₂ évitée n'est plus le seul avantage par rapport à des solutions de type batterie ou bio-GNV... L'hydrogène fait certes valoir en la matière son temps de recharge et son poids faible, mais aussi *a contrario* son volume élevé ou les contraintes qui pèsent sur son stockage et sa distribution en termes de sécurité. Mais tous les secteurs du transport ne valorisent pas de la même façon le temps d'indisponibilité du véhicule ou le poids de celui-ci. Sont *a priori* concernés au premier chef les transports lourds ou des véhicules soumis à un usage intensif (par exemple, un taxi utilisé 24 heures sur 24). Mais y a-t-il alors besoin de déployer des infrastructures maillant finement le territoire ?

Les usages industriels ne concernent au plus que quelques dizaines de sites en France, avec une demande localisée d'hydrogène décarboné notamment dans des zones industrialo-portuaires (notamment Dunkerque, bassin de Fos-sur-Mer ou l'embouchure de la Seine), permettant ainsi une mutualisation de son utilisation pour répondre aux besoins, à plus long terme, des secteurs maritime et aérien, voire du transport routier de marchandises sur longue distance, dont les objectifs en termes d'incorporation de carburants de synthèse (produit notamment à partir d'hydrogène) se renforcent. En suivant cette logique, le besoin de consommation étant très localisé à court et, peut-être même, à moyen terme, la construction d'une infrastructure paneuropéenne de stockage et de transport d'hydrogène, ainsi que sa régulation sur le modèle de celle du gaz naturel, comme l'envisage la Commission européenne, expose la collectivité à des coûts échoués importants. En effet :

- les incertitudes sont fortes quant à l'évolution de l'offre et de la demande d'un hydrogène bas-carbone en dehors des usages industriels, compte tenu du coût de cet hydrogène et de l'existence d'alternatives décarbonées (notamment électriques) pour de nombreux usages (chaleur, transport). Le développement des infrastructures de transport et de stockage doit donc tenir compte de cette incertitude et se faire sur la base de besoins clairement identifiés pour éviter les coûts échoués supportés *in fine* par les consommateurs. Il est utile de rappeler que le marché du gaz naturel et l'infrastructure associée se sont développés dans le cadre de modèles intégrés, sur la base de besoins foisonnants et de contrats de long terme offrant de la visibilité aux acteurs et permettant d'amortir l'investissement réalisé dans les infrastructures. Le marché de l'hydrogène en est loin.

Usage	Surcoût à horizon 2030 (hydrogène à 3 €/kg)	Coût de la tonne de CO ₂ évitée	Existence d'une alternative décarbonée plus abordable
Industrie			
Substitution à l'hydrogène gris (raffinerie production de méthanol et d'ammoniac)	+ 100 % par rapport à l'hydrogène produit par vaporeformage	150 €	Non
Sidérurgie (DRI-EAF)	+ 50 % pour le coût de la tonne d'acier, hors coûts significatifs d'investissement (1 Mds € pour DRI + four électrique)	100 €	Acier recyclé pour les usages à acier de moindre qualité
Transports			
Véhicules légers	+ 20 à + 100 % par rapport au véhicule diesel		Oui : le véhicule électrique
Bus, poids lourds, véhicules utilitaires	0 à + 50 % par rapport au camion diesel	410 €	Oui : les batteries électriques dans certains cas, et le bioGNV mais avec des incertitudes pour ce dernier sur les quantités disponibles et du fait qu'il est moins efficace pour réduire la pollution de l'air
Train	+ 9 à + 41 % vs train diesel		Cela dépend des lignes (batterie, électrification)
Power-to-gas			
Injection dans les réseaux de gaz	75 €/MWh vs 22 €/MWh pour le gaz naturel	300 €	Oui : le biométhane à 60 €/MWh hors externalités positives, mais avec des incertitudes sur sa disponibilité
Méthanation du CO ₂ , puis injection de celui-ci dans les réseaux de gaz	200 €/MWh	800 €	Oui : le biométhane, mais des incertitudes au regard de sa disponibilité
Power-to-gas-to-power			
Stockage et conversion en électricité	200 à 300 €/MWh	400 €	Oui, à court terme, mais pas pour le stockage inter-saisonnier au-delà de 2035 en cas de hausse de la part des renouvelables à plus de 40% du mix.

Tableau 2 : Classement par ordre de mérite des différents usages de l'hydrogène à horizon 2030.

- les consommateurs industriels ont des besoins parfois très spécifiques en termes de qualité de l'hydrogène consommé. C'est notamment pour cette raison que 90 % de l'hydrogène « gris » est aujourd'hui produit et autoconsommé par les industriels eux-mêmes, directement sur site et selon leurs propres standards de qualité. Par ailleurs, lorsque la production d'hydrogène est sous-traitée (souvent sur le site même de l'industriel), l'approvisionnement se fait *via* des appels d'offres dans le cadre d'un marché de l'hydrogène aujourd'hui concurrentiel.

De plus, le développement de réseaux privés d'hydrogène, existants et futurs, fait partie des options à étudier (comme pour l'électricité à ses débuts). Leur entrée en régime régulé ne doit être envisagée que s'il s'avère que le contrôle de ces infrastructures par des opérateurs privés restreint la concurrence de manière préjudiciable pour l'économie européenne. Toutes ces réflexions font par ailleurs l'hypothèse sous-jacente du caractère inadapté de l'injection d'hydrogène dans les réseaux en mélange avec du gaz naturel, laquelle soulève des problématiques techniques (notamment des problèmes d'adaptation des infrastructures et des équipements situés en aval) et économiques (l'hydrogène décarboné est un bien rare et coûteux, dont une grande partie de la valeur serait détruite en cas de mélange avec du gaz naturel).

Conclusion

L'hydrogène reste une solution incertaine dans un monde énergétique qui vit une révolution majeure de son histoire : une transition bas-carbone qui s'impose, mais qui se heurte à une forte dépendance aux énergies fossiles que les événements tragiques qui se déroulent en Ukraine nous rappellent douloureusement à un double titre : cette dépendance assure à la Russie les moyens financiers de mener une offensive militaire tragique et elle illustre combien le décalage entre la vision irénique d'une Europe décarbonée ou verte et la réalité d'une économie encore très majoritairement fossile nous rappelle, pour reprendre une citation de Lénine, que « les faits sont têtus ». Et si l'on me permet de détourner une seconde de ses citations, qui disait que « le communisme, c'est le pouvoir des Soviets, plus l'électrification du pays », je dirai que je ne sais pas ce que sera la transition énergétique en termes de gouvernance ; en revanche, je peux dire sans me tromper que « la transition énergétique, c'est l'accélération de l'usage de vecteurs énergétiques par nature décarbonés ». À ce niveau, ne pourrions-nous pas citer l'électricité au premier rang, puis le biogaz et, pourquoi pas, l'hydrogène ? Mais qui dit vecteur énergétique, dit souvent réseaux. Et, à cet égard, le développement de l'hydrogène demeure un enjeu pour le régulateur pour ne pas passer à côté d'opportunités en matière de protection des consommateurs, mais aussi pour ne pas partir bille en tête dans des solutions de régulation ou des choix technologiques ou de soutien qui ne seraient pas reliés de façon directe à des objectifs de décarbonation et qui, embarquant d'autres enjeux, souvent de nature plus politique et parfois moins étayés d'un point de vue technique ou économique, ferment des portes, augmentent les risques ou détruisent de la valeur à terme.