

Pour la Cour des Comptes, la copie de la loi Nome est à revoir

A l'origine de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (Arenh), le mécanisme de capacité et d'un dimensionnement plus faible des cibles des tarifs réglementés de vente (TRV) de l'électricité, la loi de la nouvelle organisation du marché de l'électricité (Nome) de 2010 a fait l'objet d'une évaluation par la Cour des comptes, publiée mardi 5 juillet. Ce rapport, portant sur la décennie entre 2011 et 2021 (hors crise), met en lumière des dysfonctionnements dans les politiques d'interventions de l'État et appelle à les modifier. En effet, l'analyse estime que « l'organisation mise en place par la loi Nome est progressivement devenue illisible et ses effets difficilement compréhensibles ».

Concernant l'épineux dossier de l'Arenh, la Cour des Comptes estime qu'EDF n'a pas subventionné ses concurrents avec ce mécanisme. En effet, les revenus de la production nucléaire « ont été supérieurs de 1,75 milliard d'euros environ aux coûts comptables de cette production, sur l'ensemble de la période 2011-2021 ». Sans l'Arenh, les revenus « auraient excédé les coûts comptables d'environ 7 mds€ ». Cependant, au-delà de l'aspect comptable, la fixité des paramètres du dispositif (plafond à 100 TWh, hors bouclier tarifaire et prix de 42 €/MWh) le rend caduque et impacte directement les TRV depuis 2019 où les demandes des fournisseurs alternatifs ont dépassées le plafond de l'Arenh. Cette situation, les pousse alors à compléter leur approvisionnement via le marché « et depuis 2019, le faire à un prix plus élevé que celui de l'Arenh », note la Cour de comptes. « Pour assurer la contestabilité des TRV, la CRE [...] répercute ce renchérissement des coûts d'approvisionnement des fournisseurs alternatifs dans le calcul des TRV », entraînant ainsi une plus grande exposition des TRV aux variations de prix de marché. D'autre part, l'organisme questionne « la pertinence d'une rémunération capacitaire pour le parc nucléaire au regard des objectifs de sécurité d'approvisionnement que poursuit le mécanisme de capacité ».

Pour pallier ces différents problèmes, la Cour des comptes liste une série de recommandations, à commencer par la définition claire des objectifs de chaque instrument et leur cohérence par rapport aux autres. Elle propose aussi de « rendre public les paramètres de calcul de coûts de production pour en vérifier la couverture par les TRV », ainsi que de redéfinir leur méthode de calcul et de mener une étude d'impact sur leur potentielle réduction de champ d'application. Dynamiser le remplaçant de l'Arenh, maximiser le taux de disponibilité du parc nucléaire et préparer la séparation comptable des activités de production et de commercialisation d'EDF sont aussi proposés, tout en révisant le mécanisme de capacité pour la stricte nécessité de sécurité d'approvisionnement. Et tout cela, dans un délai de 18 mois. 2025 est en effet une date clé avec la fin du mécanisme Arenh, une réforme du marché de capacité et une évaluation des TRV.

SOMMAIRE

NUCLÉAIRE

Levée de la surveillance renforcée de l'ASN à Flamanville	2
UE : Taxonomie : nouvel appel du pied des pro-nucléaires.....	2

ÉLECTRICITÉ

Watt's Next classe les acteurs du marché de la flexibilité.....	2
RU : Charbon : EDF Energy accepte le prolongement de West Burton A	3
Europe : Les GRT et GRD appellent à une accélération de l'innovation.....	3

ÉNERGIE

Requête de Coénove contre l'obligation de raccordement au RCU.....	3
Allemagne : Le BMWK sera doté d'un budget de 13,1 mds€ en 2023.....	4
Allemagne : Rolls-Royce acquiert 54 % de Hoeller Electrolyzer.....	4

GAZ

USA : Pyrolyse du méthane : C-Zero lève 34 M\$.....	5
---	---

ÉNERGIES RENOUVELABLES

Norvège : Statkraft vise 100 TWh en 2030 via les ENR.....	6
---	---

TRANSPORT

VE : le bonus écologique maintenu jusqu'à la fin de cette année.....	6
L'électrification du marché automobile se poursuit, selon la PFA	7

CLIMAT

L'ONG Reclaim Finance tacle à nouveau la Place de Paris.....	7
--	---

GROS PLAN

Pour le Japon, un chemin encore long vers la neutralité carbone.....	8
--	---

DOCUMENTS

France Stratégie : Les coûts d'abattement, Partie 4 Hydrogène (2/3)	9 à 16
---	--------

 L'INDICE DE L'ÉLECTRICITÉ ENERPRESSE

265,06 € (par MWh)



NUCLÉAIRE

FRANCE

Levée de la surveillance renforcée de l'ASN à Flamanville

L'ASN a annoncé lundi 4 juillet avoir levé sa surveillance renforcée de la centrale nucléaire de Flamanville composée de deux réacteurs de 1 300 MW mis en service en 1985 et 1986.

L'autorité de sûreté nucléaire exerçait cette surveillance sur ce site depuis 2019 après avoir constaté « *des déficiences dans la maîtrise des gestes techniques associés* » à certaines activités d'exploitation, « *un nombre élevé d'événements significatifs liés à des défauts de maintenance et des défauts de surveillance des prestataires* », une mauvaise maîtrise de certaines opérations de maintenance, ainsi qu'une qualité insuffisante des documents qui lui étaient transmis dans le cadre de la visite décennale du réacteur n°1. Depuis l'ASN a réalisé une trentaine d'inspections du site par an, les deux dernières, cette année, ayant permis « *de constater la bonne application des principes et règles de sûreté nucléaire par le personnel d'EDF et des entreprises prestataires, le bon état général des installations, ainsi que l'amélioration de la maîtrise de la radioprotection sur les chantiers à enjeux* ».

UNION EUROPÉENNE

Taxonomie : nouvel appel du pied des pro-nucléaires

Agnès Pannier-Runacher, la ministre française de la transition énergétique, a publié avec neuf de ses homologues européens, une tribune invitant Bruxelles à soutenir le développement de l'énergie nucléaire sur le continent. Intitulé « *Nucléaire : il est vital que l'Europe accélère* », le texte est paru dans *Les Échos* le lundi 4 juillet. Les signataires ont notamment plaidé pour que le nucléaire soit inclus dans la taxonomie verte, alors que le Parlement européen planchera dessus mercredi 6 juillet. « *Le contexte qui a prévalu, avant l'invasion de la Russie par l'Ukraine, à la définition de la taxonomie européenne pour une finance durable, diffère de la situation actuelle* », ont prévenu les ministres, pour qui le conflit amène à « *repenser l'énergie en Europe* ». Les signataires ont également repris le discours déjà tenu par les partisans de l'inclusion en octobre 2021 lors des premiers débats sur la taxonomie : « *Si l'Europe entend gagner la guerre pour le climat, elle doit recourir à l'énergie nucléaire. Il s'agit d'une ressource vitale et fiable pour garantir un avenir faiblement carboné pour tous* ». Les ministres se sont appuyés sur les chiffres de l'AIE, qui a expliqué qu'« *atteindre la neutralité carbone suppose de doubler la capacité nucléaire mondiale d'ici à 2050, en triplant les investissements dans le secteur tout en poursuivant à un niveau sans précédent le déploiement des énergies renouvelables* ». Parmi leurs demandes figure également la mise à jour du *Nuclear Illustrative Programme (PINC)* publié en application de l'article 40 du traité Euratom, et qui donne un aperçu des investissements dans l'UE pour toutes les étapes du cycle de vie nucléaire. Sa dernière version, qui date de 2017, était la première communication depuis l'accident de Fukushima-Daiichi au Japon le 11 mars 2011.

ÉLECTRICITÉ

FRANCE

Watt's Next classe les acteurs du marché de la flexibilité

Dans une étude publiée mardi 28 juin, Watt's Next Conseil présente un recensement des nouveaux acteurs présents dans les opérations de flexibilité. Un classement des opérateurs selon les quatre dispositifs de valorisation des flexibilités – appel d'offres effacement ; réserve rapide et complémentaire ; dispositif marché de l'effacement Nebef ; et appels d'offres long terme (AOLT) – est décrit dans cette étude. Aux côtés des groupes traditionnels, EDF *via* Agregio, Engie ou encore Alpiq, qui sont massivement présent sauf sur les AOLT où de TotalEnergies qui se positionne sur les AO, effacement et long terme, Watt's Next relève que

les start-up du secteur « *sont désormais divisées en deux catégories distinctes* ». Quatre d'entre elles – Smart Grid Energy (Vinci Energies en avril 2016), de Flexcity, ex-Actility (Veolia en octobre 2019), Voltalis (Meridiam en octobre 2020) et Eginov (Acciona Energia en février 2022) – ont vu de grands groupes les racheter ou entrer à leur capital. Energy Pool est quant à lui redevenu indépendant depuis la sortie de Schneider Electric. À noter également la présence sur le marché d'Energigit, start-up nantaise fondée en 2015. L'étude de Watt's Next décrit également une nouvelle catégorie d'acteurs que sont les développeurs d'énergies renouvelables. Amarenco a ainsi remporté 47 % des capacités de stockage de l'AOLT 2022-2028 (75 MW), tandis que RES a gagné 26 % des capacités de stockage par batteries pour 2021-2027 et 15 % pour 2022-2028 avec 48 MW au total.

ROYAUME-UNI

Charbon : EDF Energy accepte le prolongement de West Burton A

Le secrétaire d'État britannique aux affaires, à l'énergie et à la stratégie industrielle (BEIS) Kwasi Kwarteng, a demandé mi-juin à EDF de « *prolonger temporairement l'exploitation de West Burton A afin de renforcer la sécurité énergétique de notre pays au cours de l'hiver prochain* ». Le groupe a accepté d'exploiter plus longuement West Burton A, une centrale électrique au charbon située près de Retford (Nottinghamshire), et d'une capacité de 2 000 MW. Kwasi Kwarteng a ainsi remercié Matt Sykes, directeur général chez EDF Energy en charge de la production dans une lettre du mardi 28 juin de leur « *engagement* » et « *coopération* » pour faciliter « *l'accord opportun d'un contrat avec l'opérateur du système électrique* ». Des travaux devront effectivement être entrepris afin que la centrale fournisse de l'électricité si l'Electricity System Operator y fait appel au cours de l'hiver prochain.

EUROPE

Les GRT et GRD appellent à une accélération de l'innovation

Les gestionnaires de réseau de transport et de distribution d'électricité européens appellent à une accélération de l'innovation pour répondre à l'ambition du plan européen REPowerUE. Entsoe et E.DSO, les associations européennes représentantes les GRT et les GRD, ont tenu mercredi 29 juin leur 11^e colloque Innogrid 2022. Les principaux enseignements de cette édition portent sur « *la nécessité de permettre le développement et le test de nouvelles solutions ainsi que la mise en place du cadre nécessaire pour une adoption accrue de l'innovation* ». Tous les participants d'InnoGrid 2022 ont souligné la nécessité d'accélérer le développement d'une boîte à outils européenne répondant aux défis auxquels l'Europe est confrontée aujourd'hui et préparant « *un avenir plus sûr et durable* ». « *La coopération entre les GRD et les GRT est cruciale pour que la transition énergétique se produise* », a souligné la commissaire à l'énergie de la Commission européenne, Kadri Simson. L'accélération du développement des énergies renouvelables « *nécessite une position proactive de la part des opérateurs de système* », a expliqué José Careto, vice-président d'E.DSO et p-dg d'E-Redes Portugal. *Cela implique que l'intégration de toutes ces nouvelles ressources distribuées (ENR, véhicule électrique, stockage, etc.) doit être effectuée et gérée de manière coordonnée et responsable, afin que nous puissions garantir les capacités de nos réseaux à agir comme une épine dorsale rentable pour la transition.* »

ÉNERGIE

FRANCE

Requête de Coénove contre l'obligation de raccordement au RCU

L'association Coénove a annoncé lundi 4 juillet avoir déposé, le 24 juin, une requête devant le Conseil d'État pour contester le décret et l'arrêté du 26 avril imposant aux collectivités le raccordement automatique à un réseau de chaleur urbain (RCU). Pour Bernard Aulagne, son

président de Coénove ces textes « *impactent directement la filière gazière et plus largement les acteurs de l'efficacité énergétique en les exposant à des pertes de marché extrêmement importantes ainsi qu'à des dommages collatéraux significatifs* ». Le décret et l'arrêté imposent le raccordement aux RCU et « *c'est à la collectivité de motiver une délibération de non-classement si elle veut s'y soustraire* », relève l'association, alors que jusqu'à présent elle était libre « *de décider de classer un réseau de chaleur urbain ou de froid sur son territoire dès lors qu'il était alimenté par plus de 50 % d'énergies renouvelables ou de récupération avec comme conséquence que le raccordement aux RCU était obligatoire pour les bâtiments neufs ou faisant l'objet d'une rénovation* ». Coénove estime dès lors que ce texte est « *contraire au principe de liberté du commerce, à la liberté de choix des consommateurs et ce, au détriment des autres sources d'énergie présentant le même intérêt général de verdissement des réseaux d'énergie* ». Avec cette mesure, l'association craint que les industriels fabricants d'équipements et de systèmes énergétiques voient « *la demande de fabrication des chaudières individuelles baisser du fait de l'obligation de raccordement imposée par les dispositions contestées* ». De plus, les distributeurs de gaz « *ne pourront, en principe, plus raccorder de nouveaux clients à leur réseau, voire même devront cesser d'alimenter en gaz les clients existant réalisant des travaux de rénovation importants dans les zones dans lesquelles le raccordement au réseau de chaleur et de froid est obligatoire* », estime-t-elle.

ALLEMAGNE

Le BMWK sera doté d'un budget de 13,1 mds€ en 2023

Le cabinet fédéral allemand a adopté le vendredi 1^{er} juillet le projet de budget fédéral 2023. Un peu plus de 13 milliards d'euros, 13,1 mds€ précisément, seront destinés au ministère de l'économie et de la protection du climat (BMWK), soit une augmentation d'environ 2,8 mds€ par rapport à la planification financière précédente, indique le ministère. Le gouvernement allemand avait adopté le mercredi 27 avril un budget complémentaire au budget fédéral de 2022 pour faire face aux conséquences de la guerre menée en Ukraine par la Russie. Le BMWK avait ainsi bénéficié de 5,2 mds€ supplémentaires (cf. *Enerpresse n°13064*). L'an prochain, le ministère prévoit de consacrer 223 M€ à l'approvisionnement en hydrogène vert. « *Des crédits d'engagement d'un montant total de 3,6 mds€ sont prévus pour le programme H2Global, qui doit permettre de mettre en place des chaînes d'approvisionnement vers l'Allemagne en concluant des contrats d'achat à long terme avec des partenaires extra-européens* », complète l'exécutif. Pour assurer la sécurité énergétique, le BMWK alouera 274 M€ à « *la location de quatre navires de stockage et de regazéification du gaz* ». Cinq mds€ seront également destinés au programme de subvention des entreprises énérgo-intensives (4 mds€ dans le budget complémentaire 2022 cité plus haut, 1 md€ dans le budget 2023). Le budget doit encore être adopté par le Bundestag et le Bundesrat, respectivement le parlement et le Conseil fédéral qui regroupe les 16 Länder.

Rolls-Royce Power Systems acquiert 54 % de Hoeller Electrolyzer

Rolls-Royce fait son entrée sur le marché de la production d'hydrogène en prenant une participation majoritaire de 54 % dans la start-up Hoeller Electrolyzer, a annoncé le groupe dans un communiqué publié le mardi 28 juin. Fondée en 2016 et basée à Wismar, en Allemagne, elle développe des piles à membrane électrolyte polymère (PEM) sous la marque Prometheus, est-il précisé. Cette technologie constituera la base d'une nouvelle gamme de produits d'électrolyse MTU (moteurs de production d'énergie) de sa division Power Systems, indique Rolls-Royce, ajoutant qu'il compte « *développer un système complet d'électrolyseur* » et que son réseau de vente et de services, lui « *ouvre la voie à d'importantes ventes mondiales* ». Le développement du premier électrolyseur MTU utilisant un stack de Hoeller Electrolyzer est en cours. La mise en service au centre de validation de Friedrichshafen est prévue pour 2023

afin de démontrer comment un électrolyseur s'intègre dans l'architecture globale d'un micro-réseau. Un premier projet client est déjà prévu pour 2024. « *Nous développons méthodiquement notre portefeuille d'hydrogène et sécurisons l'accès à cette technologie (...), qui n'est pas une chimère mais présente un grand potentiel commercial* », a commenté le Dr. Otto Preiss, directeur des opérations et des technologies de Rolls-Royce Power Systems. Le fondateur de Hoeller Electrolyzer, Stefan Höller, a déposé 14 brevets liés à Prometheus qui tirerait son efficacité notamment « *de technologies de surface spéciales pour les plaques bipolaires qui réduisent considérablement l'utilisation de métaux précieux coûteux, le platine et l'iridium, comme catalyseurs, ainsi que par une pression de sortie accrue* ».

ERRATUM

Une erreur s'est glissée en Une de l'édition datée du lundi 20 juin (cf. n°13097). Les chiffres rapportés par Sébastien Timsit, directeur général d'ACE énergie, concernant l'efficacité des dispositifs CEE et Maprimerénov' à l'euro dépensé sont les suivants : 3,3 kWh économisés par an pour le premier et 1,7 kWh/an et non 1,1 kWh pour le second.

NOMINATION

EDF Céline Fornaro, Responsable du pôle finance de l'Agence des participations de l'État a été nommée au Conseil d'administration d'EDF par arrêté du ministre de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique le 28 juin 2022. Elle succède à Martin Vial comme administratrice représentant l'État au sein du groupe.

GAZ

ÉTATS-UNIS

Pyrolyse du méthane : C-Zero lève 34 M\$

La start-up californienne C-Zero a levé 34 millions de dollars (31,5 M€) auprès notamment de SK Gas, Engie New Ventures et Trafigura, pour construire son premier pilote de production d'hydrogène décarboné. Cette unité sera implantée en Corée du Sud et devrait être mise en service au cours du 1^{er} semestre 2023 pour produire jusqu'à 400 kg d'hydrogène par jour à partir de gaz naturel « *sans générer la moindre émission de CO₂* », précise un communiqué publié vendredi 17 juin. Le tour de table a été mené par SK Gas, filiale du conglomérat de sud-coréen SK Group, qui a été rejoint « *par deux nouveaux investisseurs que sont Engie New Ventures et Trafigura* », est-il précisé. Les investisseurs de la première heure, dont Breakthrough Energy Ventures, Eni Next, Mitsubishi Heavy Industries et AP Ventures, ont également participé. « *Nous sommes ravis de pouvoir commencer à industrialiser notre technologie innovante aux côtés d'investisseurs et de partenaires expérimentés qui reconnaissent la nécessité de décarboner le gaz naturel et le potentiel de la production d'hydrogène turquoise* », a commenté Eric McFarland, directeur technologique de C-Zero. De son côté, Johann Boukhors, dg d'Engie New Ventures, a indiqué qu'il voyait « *des applications importantes pour la production d'hydrogène bas carbone via la pyrolyse du méthane* » qui complète les activités et les compétences actuelles du groupe.

EN BREF

FRANCE En l'absence du gel tarifaire, les tarifs réglementés de vente (TRV) de gaz théoriques non gelés HT d'Engie auraient baissé de 1,5 % au 1^{er} juillet sous l'effet conjoint d'une baisse des coûts d'approvisionnement (- 3,4 %) et d'une hausse des coûts hors approvisionnement (+ 1,9 %), a indiqué la CRE mercredi 29 juin. En l'absence de prolongation du gel tarifaire au-delà du 30 juin 2022, les TRV de gaz HT auraient augmenté de 51,3 % depuis octobre 2021.

ÉNERGIES RENOUVELABLES**NORVÈGE****Statkraft vise une production de 100 TWh en 2030 via les ENR**

Statkraft accélère le développement des capacités d'énergie renouvelable. Le groupe public norvégien a annoncé mercredi 29 juin qu'il augmentait le taux de croissance de l'éolien terrestre, du solaire et du stockage par batterie de 2,5-3 GW par an à 4 GW par an d'ici 2030. Parallèlement, les ambitions de croissance pour l'hydroélectricité, l'éolien offshore et l'hydrogène vert « *sont renforcées* ». Statkraft compte ainsi accélérer dans l'hydroélectricité en Norvège, avec pour objectif de démarrer « *au moins cinq grands projets d'ici 2030* ». Pour ce qui est de l'hydrogène vert, le groupe a pour ambition d'être un des acteurs-clés en Norvège et en Suède et d'étendre son savoir-faire à d'autres zones géographiques. Au total, Statkraft développera 30 GW de nouvelles capacités renouvelables d'ici 2030. Avec cette stratégie, la production annuelle d'électricité du groupe va augmenter de « *près de 50 % d'ici la fin de la décennie pour atteindre environ 100 TWh* ».

EN BREF

ROYAUME-UNI Boralex a annoncé lundi 4 juillet la finalisation de l'acquisition du groupe britannique Infinergy, incluant un portefeuille de projets éoliens, solaires et de stockage d'énergie en développement de 338 MW. Ce volume comprend 232 MW qui étaient détenus par une co-entreprise avec Boralex et 106 MW qui sont détenus directement par Infinergy. Avec cette opération, le groupe canadien Boralex étend sa présence européenne « *dans des marchés à fort potentiel* ». Il a prévu de doubler sa puissance installée dans le monde d'ici 2025 pour atteindre 4,4 GW, et de la doubler à nouveau entre 2025 et 2030.

TRANSPORTS**FRANCE****VE : le bonus écologique maintenu jusqu'à la fin de cette année**

Le gouvernement a annoncé le jeudi 30 juin la prolongation du bonus écologique au niveau actuel de 6 000 euros pour les véhicules électriques à batteries (BEV) et 1 000 € pour les hybrides rechargeables (PHEV) jusqu'au 31 décembre 2022, alors que le dispositif devait prendre fin le même jour. Dans le contexte actuel de hausse continue des tarifs des carburants à la pompe, de nombreux ménages souhaitent faire l'acquisition de véhicules peu émetteurs de CO₂ ayant une consommation de carburant réduite voire nulle, argumente un communiqué commun des ministères de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique, et de la transition énergétique. Alors que la hausse conjuguée des coûts des matières premières (acier et aluminium) et les pénuries de composants observées à travers le monde (notamment les semi-conducteurs) entraînent des hausses significatives des prix de ces véhicules peu polluants et l'allongement des délais de livraison, « *l'État continuera à accompagner les ménages dans leur transition vers les véhicules propres et à soutenir l'industrie automobile française pour le développement de nouveaux véhicules peu émissifs* », poursuit le document. Ainsi, le montant d'achat du véhicule, qui permet d'accéder à un bonus maximal de 6 000 € pour les particuliers, passe de 45 000 à 47 000 € et la période de facturation possible de ces véhicules est portée jusqu'au 30 juin 2023 (pour les véhicules commandés avant le 31 décembre 2022). Au cours du quinquennat précédent quelque 934 000 primes à la conversion et 656 000 bonus écologiques ont été distribués, a indiqué la ministre de la transition énergétique Agnès Panier-Runacher, sur Twitter.

L'électrification du marché automobile se poursuit, selon la PFA

Les véhicules électrifiés ont réalisé 41,5 % de part de marché sur les six premiers mois de 2022, contre 32,3 % sur la même période de l'an dernier, selon les données publiées le vendredi 1^{er} juillet par la Plateforme Automobile (PFA). Ainsi, les immatriculations de véhicules à batteries (BEV) – dont les deux tiers concernent les ventes aux particuliers – atteignent 93 344 unités au premier semestre de cette année (contre 72 519 unités sur la même période de 2021), soit une part de marché de 12,1 % (7,9 % sur la même période en 2021). Les ventes de véhicules hybrides représentent 226 879 unités depuis le début de l'année, soit une part de marché de 29,4 % (24,4 % sur la même période en 2021). La hausse vertigineuse des prix du gazole et de l'essence, atteignant même des records ces dernières semaines, modifie la physionomie du marché automobile, estime la PFA. La flambée des prix des carburants contribue à pousser les clients à se tourner vers des motorisations plus économiques à l'usage, poursuit-elle. Les immatriculations de véhicules neufs au GPL, qui représentent 3 % du marché, profitent également de la forte hausse du prix des carburants. En cumul sur les six premiers mois de 2022, le marché français recule de 16,3 % par rapport à la même période 2021, avec 771 982 immatriculations, et de 33,8 % en données brutes par rapport au niveau d'avant crise (janvier-juin 2019). Le mois de juin est le 6^e mois consécutif de recul pour les immatriculations : - 14,2 % par rapport à juin 2021, avec 171 086 unités immatriculées sur le mois, soit un recul de - 25,9 % en données brutes par rapport au niveau d'avant crise en juin 2019.

CLIMAT

FRANCE

L'ONG Reclaim Finance tacle à nouveau la Place de Paris

La place financière française est encore loin d'aligner ses portefeuilles avec les objectifs de l'Accord de Paris, insiste l'ONG Reclaim Finance. Seulement neuf d'entre elles ont annoncé des mesures fortes contre l'expansion pétro-gazière et 13 ont planifié la fin de leurs soutiens au pétrole et gaz non-conventionnels pourtant appelé de ses vœux par le ministère des finances, constate-t-elle dans un communiqué publié le mardi 5 juillet. L'organisation a analysé les politiques de 53 banques, assureurs et investisseurs de la place de Paris, désormais tous intégrés à l'Oil and Gas Policy Tracker (OGPT), un outil de notation porté par Reclaim Finance et 16 ONG pour évaluer les efforts des plus grandes institutions financières internationales en matière climatique (*cf. Enerpresse n°13042*). L'OGPT suit désormais – au niveau mondial – 369 banques, assureurs et investisseurs. En France, bien que les engagements climat se multiplient, les acteurs financiers avancent à plusieurs vitesses, poursuit l'ONG. « *On note toutefois une vraie dynamique de progrès du côté des investisseurs français quand c'est la panne sèche du côté de la majorité des grandes banques et assureurs français, commente Louis-Maxence Delaporte, chargé de campagne chez Reclaim Finance, dans le communiqué déjà cité. Si Macif, CNP Assurances et Groupama « ont pris des premières mesures contre l'expansion pétro-gazière », BNP Paribas, Natixis et SCOR « continuent de financer et assurer directement de nouveaux projets d'énergies fossiles ainsi que les entreprises à la manœuvre, comme Shell qui développe du gaz de schiste en Argentine, par exemple ».*

POLITIQUE PUBLIQUE

Pour le Japon, un chemin encore long vers la neutralité carbone

Le modèle énergétique du Japon, encore très dépendant des fossiles, est pris en tenailles entre la guerre en Ukraine et le réchauffement climatique. Le gouvernement est forcé d'affiner sa stratégie et d'embrasser de plus ambitieuses mesures climatiques.

La décision du Japon de s'aligner pour la première fois sur les ambitions climatiques de ses homologues du G7 fin mai a surpris (cf. *Enerpresse* n°13084). Même si le signal est fort quand il s'agit de décarboner son industrie tout en stoppant le financement des énergies fossiles à l'international d'ici fin 2022, la position du pays demeure équivoque. Le même jour, le Premier ministre japonais Fumio Kishida a déclaré devant le parlement qu'il était prêt à fermer les centrales à charbon qui seraient « inefficaces » d'ici 2030. « *Le Japon s'est fixé pour objectif de réduire ses émissions de 46 à 50 % d'ici à 2030, et il a désespérément besoin d'un plan d'action détaillé pour atteindre cet objectif. La plupart des modèles mondiaux montrent que le moyen le plus simple et le moins cher d'y parvenir serait d'éliminer progressivement l'énergie au charbon d'ici à 2030 et de passer à une électricité propre à près de 100 % d'ici à 2035* », précise à *Enerpresse* Dave Jones, responsable monde des sujets liés à l'électricité au sein du *think tank* Ember. Ce dernier avait publié le mardi 24 mai, juste avant le G7, une analyse des difficultés japonaises à opérer la transition énergétique, intitulée « L'ambition de l'UE en matière d'énergies renouvelables est un "signal d'alarme" pour le Japon ».

Au pays du soleil levant, la marge de progression est grande dans le solaire. « *L'année dernière, le Japon n'a installé que 6 GW de panneaux solaires, selon les données de l'AIE, soit un dixième du taux de construction prévu dans l'UE. Un dixième seulement de l'énergie solaire japonaise a été installée sur des toits, la grande majorité des ajouts solaires ayant pris la forme de fermes solaires* », note Dave Jones. Les coûts du solaire en toiture sont pourtant peu élevés relativement aux prix du gaz et de l'électricité. « *Le Japon est en retard dans sa transition électrique. En 2021, le pays avait une proportion d'électricité propre deux fois moindre que celle de l'UE, et une production éolienne et solaire de 11 %, contre 19 % pour l'UE* », poursuit l'analyste, qui déplore une trop faible ambition nipponne sur les ENR.

Des températures record viennent tendre une situation électrique déjà complexe

« *Nous demandons au public de réduire sa consommation d'énergie en début de soirée* », a indiqué dans la matinée du lundi 27 juin Yoshihiko Isozaki, le secrétaire général adjoint du gouvernement nippon, tandis que Tokyo fait face à des réserves d'électricité au plus bas.

Le pays tout entier a connu la saison des pluies la plus courte de son histoire (terminée 22 jours plus tôt que la normale) et se prépare à une fin juin au-dessus de 34°C selon l'Agence météorologique japonaise (JMA). Un pic de 40,2°C a été recensé dimanche à Isezaki, à une centaine de kilomètres au nord de Tokyo. De quoi craindre une pénurie d'électricité. (Avec AFP)

Le Japon compte effectivement sur la réactivation de son parc nucléaire, mis à l'arrêt après la catastrophe de Fukushima en 2011, pour décarboner son mix énergétique. Ainsi, devant le parlement, Fumio Kishida a également assuré qu'il prendrait « *toutes les mesures concrètes* » pour assurer le développement de l'énergie nucléaire, qui produisait 30 % de l'électricité du pays avant 2011, tout en faisant de la sécurité une priorité. En revanche, le Japon n'envisage pas de lancer un nouveau programme nucléaire et s'en tiendra aux projets en cours de construction. « *La stratégie nucléaire proposée par le Japon est conforme à celle de la Chine, du Royaume-Uni et même de la France. (...) Le nucléaire est un élément utile de l'ensemble des sources d'électricité propre, mais pour diverses raisons – que le Japon connaît trop bien – le nucléaire ne sera jamais la panacée pour fournir à lui seul l'essentiel de l'augmentation de l'électricité propre.* »

Mélanie Volland

LES COÛTS D'ABATTEMENT

Partie 4 - Hydrogène

Source : France Stratégie (2/3)

Après les transports et l'électricité, France Stratégie aborde, dans son rapport dont nous reprenons la suite ci-après, l'hydrogène décarboné, dans le cadre de ses travaux sur les coûts d'abattement socioéconomiques.

CHAPITRE 2

LES TECHNOLOGIES DE PRODUCTION D'HYDROGÈNE, HORS ÉLECTROLYSE

Les technologies de production de l'hydrogène sont multiples. Il importe de bien distinguer les différentes voies de production possibles, auxquelles est souvent attachée une couleur caractéristique.

Tableau 1 - Typologie possible des principales voies de production de l'hydrogène, carboné (noir et gris) ou décarboné

Intrant	Procédé	Couleur
Charbons, pétroles	Gazéification, etc.	Noir
Gaz naturel	Reformage du méthane	Gris
Gaz naturel	Reformage, avec CSC	Bleu
Gaz naturel	Pyrolyse du méthane	Turquoise
Électricité renouvelable	Électrolyse de l'eau	Vert
Électricité nucléaire	Électrolyse de l'eau	Violet
Mix électrique décarboné	Électrolyse de l'eau	Arc-en-ciel ?
Rayonnement solaire	Thermolyse de l'eau Photocatalyse	<i>Maturité très lointaine</i>
Chaleur nucléaire	Thermolyse de l'eau	

CSC : Capture et stockage (géologique et définitif) du carbone.

Source : commission Criqui

LES COÛTS D'ABATTEMENT

1. Les options de référence

On considèrera trois grandes options de référence, selon le contexte et le produit auquel l'hydrogène se substitue.

Tableau 2 - Les trois options de référence

<i>L'hydrogène décarboné se substitue...</i>	<i>Selon une logique de...</i>	<i>Appellation</i>
... à de l'hydrogène gris	... remplacement des installations de production existantes à leur fin de vie	Au renouvellement
	... remplacement accéléré des installations de production existantes	Avec CAPEX échoués
... en tant que combustible, à du méthane fossile	... création de nouvelles capacités de production et de nouveaux usages	Usage combustible

Source : commission Criqui

Ainsi dans la première grande application, consistant à examiner le cas d'un hydrogène décarboné se substituant à un usage spécifique de l'hydrogène, on peut distinguer deux cas de figure :

- L'option de référence dite « substitution au renouvellement » correspond à l'analyse socioéconomique d'une situation où, même en l'absence de mise en place de CCS, un investissement dans des capacités de vaporeformage aurait été fait, que ce soit pour renouveler des installations anciennes, ou pour augmenter les capacités de production.
- L'option de référence « avec CAPEX échoués » permet d'explorer un contexte de transition énergétique rapide, dans lequel on substituerait de l'hydrogène décarboné à une production préexistante d'hydrogène gris dont les installations n'appelaient pas immédiatement de nouveaux investissements et seraient donc prématurément déclassées.

L'autre grande voie de valorisation, qui fournit le troisième cas de figure, consiste en l'usage de l'hydrogène décarboné comme combustible. On considèrera alors que l'hydrogène se substitue à du méthane fossile, qui est le combustible gazeux de référence du système énergétique actuel. Ce cas de figure correspond donc, par exemple, à l'usage d'hydrogène décarboné pour la chaleur industrielle, ou pour fournir de l'électricité en périodes de pointes. Il ne couvre cependant pas automatiquement tous les usages énergétiques possibles de l'hydrogène.

La première des trois options de référence correspond à un horizon d'investissement déterminé par les cycles industriels préexistants ; tandis que dans les deuxième et troisième options de référence, la décision d'investissement est déclenchée par la volonté de décarbonation. En conséquence, on applique dans le premier cas la « formule 1 »¹ du chapitre méthodologique, et dans les deux suivants la « formule 3 »². La première option de référence (« au renouvellement ») fournira ainsi le niveau de valeur de l'action pour le climat (VAC) marquant, selon une perspective d'évaluation socioéconomique, le début de pertinence de la voie d'hydrogène bas carbone examinée ; tandis que la deuxième option de référence (« avec CAPEX échoués ») fournira le niveau de VAC au-delà duquel il conviendrait, en théorie, d'avoir achevé l'application de cette voie à la production d'hydrogène pour des usages spécifiques.

¹ La « formule 1 » effectue le ratio entre les coûts du projet, actualisés à la date de l'investissement, et les abattements d'émissions, non actualisés, qu'il permettra sur son cycle de vie. Voir Criqui P. (2021), Les coûts d'abattement. Partie 1 - Méthodologie, rapport, France Stratégie, juin.

² La « formule 3 » revient à calculer, sur une année de fonctionnement du projet, le ratio entre les coûts annualisés du projet et l'abattement d'émissions annuel.

LES COÛTS D'ABATTEMENT

1.1 Le reformage de méthane fossile : l'hydrogène « gris »

Pour construire les deux premières options de référence, on considère le reformage de gaz fossile, qui, le plus souvent par la voie SMR (*steam methane reforming*), est de fait aujourd'hui la méthode de production d'hydrogène dominante dans le monde¹ et plus encore en Europe². Il s'agit donc d'un processus industriel établi et mature. Il présente la caractéristique de nécessiter, pour les coûts rapportés ci-après, des installations centralisées de taille très significative, ce qui reste toutefois compatible avec la majorité des usages actuels de l'hydrogène : production d'ammoniac, de méthanol, désulfuration des carburants fossiles. Seuls les usages spécifiques dans l'industrie diffuse³ ne peuvent pas accéder à ces coûts.

Pour le reformage du méthane, l'AIE n'envisage d'hypothèse de progrès notable ni dans les rendements, ni dans les coûts. Nous retenons donc les caractéristiques suivantes (*voir Tableau 3*).

Tableau 3 - Caractéristiques techniques du vaporeformage

Rendement énergétique	76 %	PCI sur PCI
Facteur d'émissions	9,9 kgCO₂/kgH₂	Amont gazier inclus
soit	253 gCO ₂ /kWhH ₂ PCS	Idem

PCI : Pouvoir calorifique inférieur ; PCS : Pouvoir calorifique supérieur.

Source : le rendement est issu de l'AIE (The Future of Hydrogen, 2019, et son Assumptions annex) et est combiné aux facteurs d'émissions de la base carbone de l'Ademe⁴

Tableau 4 - Coûts du vaporeformage, issus de l'AIE (2019)

CAPEX	840 €/kWh ₂ PCI
OPEX fixes	4,7 %/an des CAPEX
Durée de vie	25 ans
Disponibilité	95%
Coût complet, gaz bas	1,1 €/kgH₂
Coût complet, gaz haut	2,1 €/kgH₂

Note : les coûts complets donnés aux deux dernières lignes sont des coûts socio-économiques annualisés, découlant des hypothèses rappelées en introduction. Source : AIE, The Future of Hydrogen (2019)

1.2 La référence méthane énergie

En première approche, c'est-à-dire en négligeant les coûts de réseau et de l'installation de combustion, la substitution d'un usage de méthane-énergie par de l'hydrogène peut être caractérisée de la manière suivante.

Tableau 5 - Émissions et coûts évités par l'usage d'hydrogène en combustion, en substitution à du méthane fossile.

Émissions brutes évitées	7,6 kgCO₂/kgH₂
Coût brut évité, gaz bas	0,56 €/kgH₂
Coût brut évité, gaz haut	1,30 €/kgH₂

Source : AIE, The Future of Hydrogen (2019), et facteurs d'émissions de l'Ademe

¹ 49 % - chiffre rapporté par l'Académie des technologies (AdT), Rôle de l'hydrogène dans une économie décarbonée, 2020.

² 94 % en France d'après le « plan Hulong » (Plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique, 2018). Ce chiffre est à comprendre hors comptabilisation de l'hydrogène sous-produit de processus industriels.

³ Estimés par le « plan Hulong », plan hydrogène de 2018, à 200kt/an, soit 20 % de la consommation française hors auto-production des processus de raffinage, pour des industries dans les domaines de la verrerie, de l'agroalimentaire, de la métallurgie, de l'électronique.

⁴ 17 % des émissions proviennent de l'amont du gaz, et 83 % de ses émissions directes, sur site. L'estimation des émissions amont, effectuée en lien avec l'industrie, comporte des incertitudes et pourrait être légèrement optimiste.

LES COÛTS D'ABATTEMENT

La moindre économie d'émissions permise par cette configuration, en comparaison de la configuration « usages spécifiques » (substitution à de l'hydrogène « gris »), s'explique par ce qu'elle n'évite pas les pertes de la conversion du méthane en hydrogène.

2. Reformage avec capture et stockage du CO₂ : l'hydrogène « bleu »

La production d'hydrogène « bleu » consiste à associer, à la production d'hydrogène de reformage « gris », un dispositif de captage et stockage géologique du CO₂ (CSC). Il importe que le CO₂ capté soit stocké, et non réutilisé (CCU), car il y aurait alors, en bout de chaîne, réémission de ce CO₂, et on ne serait pas dans une configuration de décarbonation profonde.

La voie « bleue » peut, comme la production d'hydrogène « gris », passer par deux techniques distinctes¹ : le vaporeformage (SMR) et le reformage auto-thermique (ATR). Dans la voie SMR, les deux tiers environ du méthane sont utilisés comme matière première, tandis que le tiers restant est brûlé pour apporter l'énergie nécessaire au processus. Dans la voie ATR, la réaction est exothermique, si bien que l'ensemble du méthane sert de matière première - mais la consommation de méthane reste à peu près équivalente, car la stœchiométrie de la réaction réclame 4 moles de méthane là où la réaction de vaporeformage en réclame 3².

Il se trouve qu'en pratique, la voie SMR apparaît en général légèrement plus économique que la voie ATR, pour la production d'hydrogène « gris ». Cependant, les premiers projets de production massive d'hydrogène « bleu », en bordure de Mer du Nord pour profiter des stockages de CO₂ en gisements d'hydrocarbures et en aquifères salins, font apparaître que cet équilibre serait inversé, la voie ATR ressortant comme plus performante pour l'hydrogène « bleu ». Ceci s'explique par la difficulté à capter, pour la voie SMR, le flux de CO₂ issu de la chaudière, qui est nettement moins concentré. D'autres solutions sont par ailleurs possibles, par SMR, ou bien en renonçant à capter le flux de chauffage, ou bien en le décarbonant, potentiellement par électrification directe.

Ce dernier cas, le vaporeformage de méthane chauffé à l'électricité et associé à la capture et stockage du CO₂ de procédé, est détaillé notamment par les travaux de Sebastian Wissmann, en lien avec l'entreprise Haldor Topsoe. Au vu de ses consommations de méthane et d'électricité, il peut s'analyser comme une forme de moyenne pondérée de l'hydrogène « tout bleu » et de l'hydrogène d'électrolyse (voir ci-après, sections 3 et 4).

Sous réserve d'atteindre effectivement les CAPEX faibles que sa compacité rend a priori possibles, il pourrait être une solution pertinente dans tout contexte où à la fois l'hydrogène bleu et l'hydrogène d'électrolyse seraient jugés pertinents.

On considérera ici que les deux voies SMR et ATR ont des caractéristiques globales très proches, que ce soit avec ou sans capture du CO₂, si bien qu'on peut les considérer indifféremment. La concentration élevée du CO₂ issu de la production d'hydrogène « bleu » place celle-ci parmi les procédés industriels pour lesquels le captage du CO₂ est le moins coûteux³. Ceci permet de considérer ici cette voie, même si la SNBC actuelle n'envisage le CSC qu'« avec prudence », à savoir à hauteur de 15 MtCO₂/an en 2050, dont 5 de carbone fossile issu d'industries et 10 de carbone biosourcé, qui correspondraient donc à autant d'émissions négatives.

L'ajout du captage et stockage géologique de carbone aux procédés de reformage du méthane augmente la consommation de gaz de 10 %, et le CAPEX de moitié environ⁴. Pour le calcul, on suppose

¹ Et parfois utilisées en combinaison, sur certains sites.

² SMR : $\text{CH}_4 + 2 \text{H}_2\text{O} \rightarrow 4 \text{H}_2 + \text{CO}_2$

ATR : $\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} + \frac{1}{2} \text{O}_2 \rightarrow 3 \text{H}_2 + \text{CO}_2$

³ Voir par exemple l'avis technique de l'Ademe (2020), « Captage et stockage géologique de CO₂ en France. Le CSC, un potentiel limité pour réduire les émissions industrielles », 44 p.

⁴ Ce surcroît de CAPEX est supposé décroître fortement avec le temps, d'après les projections de l'AIE. La valeur de + 50 % de CAPEX rapporté ici correspond au point de passage en 2030, toujours d'après ces projections.

LES COÛTS D'ABATTEMENT

ici que 90 % du CO₂ produit sur site est capté et séquestré. Les émissions¹ de ce mode de production de l'hydrogène se décomposent alors entre les émissions de l'amont du gaz, qui, d'après les valeurs de la base carbone de l'Ademe, contribuent alors aux deux tiers du total, et les 10 % d'émissions directes non séquestrées, qui contribuent à hauteur d'un tiers.

Tableau 6 - Hypothèse de facteur d'émission pour l'hydrogène bleu

Facteur d'émissions	2,8 kgCO₂/kgH₂
soit	71 gCO ₂ /kWhH ₂ PCS
Profondeur d'abattement	- 72 %

Source : le rendement est issu de l'AIE (The Future of Hydrogen, 2019, et son Assumptions annex) et est combiné aux facteurs d'émissions de la base carbone de l'Ademe et à l'hypothèse de taux de captage du CO₂

2.1 Prise en compte des émissions résiduelles

Les émissions résiduelles, rapportées à celles du processus de référence, ne sont pas négligeables, puisqu'elles en représentent 28 %. Ainsi le vaporeformage avec CSC n'atteint pas automatiquement des seuils exigeants en matière d'émissions résiduelles². La réduction des fuites de méthane (en amont) et celle de la fraction du CO₂ non définitivement stockée (en aval) sont donc des enjeux importants. En cas de développements industriels, ces deux paramètres devraient être évalués et optimisés avec attention.

2.2 Un coût de la CSC incertain

L'incertitude quant aux coûts de la voie SMR+CSC tient principalement aux coûts du transport et stockage du CO₂. Comme le met en avant l'avis technique de l'Ademe, des volumes importants sont nécessaire pour limiter les coûts, notamment ceux de l'infrastructure de transport du CO₂, qu'elle soit terrestre (pipelines) ou maritime (pipelines, ou navires et leurs terminaux). L'incertitude sur les coûts tient aussi aux questions d'acceptabilité, puisque les solutions de stockage terrestre sont les moins chères.

En France, si l'on suppose une faible acceptabilité des stockages terrestres nouveaux (hypothèse qui serait néanmoins à vérifier), restent deux cas de figure principaux : le cas particulier du site de Lacq, qui présente un potentiel de stockage mais est éloigné des bassins industriels majeurs ; et le cas d'émissions captées en Hauts-de-France ou Normandie, et exportées vers des sites de stockage de la Mer du Nord. Les coûts de cette configuration dépendront fortement du développement d'un système *ad hoc*, avec le cas échéant réutilisation de parties de l'actuelle infrastructure gazière et pétrolière par les pays concernés, notamment les Pays-Bas.

L'AIE retient, dans son rapport sur l'hydrogène mentionné ci-dessus, un coût de transport et stockage de 20 \$/tCO₂. Il ne s'agit toutefois que d'un coût valable dans les contextes géographiques les plus favorables. Puisque le contexte européen implique plus vraisemblablement un stockage en mer après transport, nous supposerons un coût de 50 €/tCO₂ pour le stockage. Il est à prendre comme un ordre de grandeur du coût pouvant être atteint par une infrastructure de grande échelle, utilisée à plein sur toute sa durée d'amortissement.

2.3 Résultats pour le vaporeformage avec CSC

Les coûts complets de production d'hydrogène par vaporeformage avec CSC sont alors les suivants.

¹ Les chiffres donnés ici sont fondés sur les potentiels de réchauffement global à 100 ans. On ne suit donc pas les propositions de calcul reposant sur des métriques plus court-termistes.

² Pour mémoire, le seuil de la taxonomie de l'UE avait d'abord été proposé à 2,26 kgCO₂/kgH₂, et est désormais fixé à 3,0 kgCO₂/kgH₂.

LES COÛTS D'ABATTEMENT

Tableau 7 - Coûts socioéconomiques annualisés de la production d'hydrogène, par vaporeformage avec CCS

€/kgH ₂	Gaz bas	Gaz haut
2020	1,8	2,9
2030	1,7	2,8
Long terme	1,7	2,8

Note : coûts donnés en fonction de la date de l'investissement, d'après la trajectoire proposée par l'AIE concernant le coût des installations de production, et avec une hypothèse de stockage du CO₂ au coût de 50 €/t.

Source : commission Criqui

Pour calculer les coûts d'abattement associés, on retient ensuite les coûts donnés par l'AIE pour un investissement effectué en 2030. On obtient les résultats suivants.

Tableau 8 - Coûts d'abattement associés à l'hydrogène « bleu »

€/tCO ₂	Gaz bas	Gaz haut
Au renouvellement	80	90
Avec CAPEX échoués	110	130
Usage combustible	240	310

Source : commission Criqui

Toutes ces valeurs sont inférieures à la VAC, dès aujourd'hui, là où l'hydrogène, du fait d'usages spécifiques, constitue d'ores et déjà un point de passage obligé : production d'ammoniac, de méthanol et désulfuration des carburants (ce qui correspond aux références « au renouvellement » et « avec CAPEX échoués »). Le vaporeformage avec CCS ressort donc du calcul socioéconomique comme une technologie à mobiliser dès aujourd'hui. L'intérêt de le mobiliser pour produire de l'hydrogène à usage purement énergétique¹, là où la solution « fossile » disponible passe par le gaz naturel, apparaît un peu plus éloigné, tout en restant atteint avant 2040.

Ces conclusions apparaissent relativement robustes à l'hypothèse retenue quant au coût du stockage de CO₂ :

- même en retenant un coût de stockage du CO₂ à 100 €/t, les coûts d'abattement en configurations « usages spécifiques » restent inférieurs à 180 €/tCO₂ ;
- même en supposant ce coût divisé par deux, le coût d'abattement en configuration « usage combustible » dépasse 200 €/tCO₂².

Ces résultats sont également robustes au prix du gaz - le calcul compare en effet une solution de référence et une solution de décarbonation qui mobilisent toutes deux du gaz, dans des quantités qui ne diffèrent que modérément. En revanche, ceci ne supprime pas l'interrogation sur la disponibilité du gaz, pour la durée de vie de l'installation, et sur la sécurisation de son approvisionnement.

¹ Par opposition aux usages spécifiques.

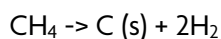
² En d'autres termes, le plus fort déterminant du coût d'abattement, pour les usages de l'hydrogène bleu comme combustible, tient non aux coûts du stockage de CO₂, mais aux coûts et à la perte de rendement de la conversion supplémentaire qu'implique le recours à l'hydrogène pour des usages que de simples combustibles sont capables d'assurer.

LES COÛTS D'ABATTEMENT

3. Les autres voies non électrolytiques

3.1 Production d'hydrogène à partir du charbon : l'hydrogène « noir »

La production à partir de charbon, avec ou sans CSC, peut être décrite par raccourci comme similaire à celle à partir du gaz, à ceci près que les émissions de CO₂, ou les quantités à stocker, sont à peu près deux fois supérieures, alors que les coûts de la matière première sont significativement plus faibles. L'AIE identifie donc la production à base de charbon avec CSC comme une filière envisageable pour les pays à fortes ressources charbonnières, mais sans ressources en gaz. La Chine et l'Inde notamment sont dans ce cas. Il s'agit également d'une voie dont le développement est envisagé pour alimenter le Japon depuis l'Australie¹. Ces conditions ne s'appliquant pas à la France, nous ne détaillons pas ces voies. La pyrolyse de méthane : l'hydrogène « turquoise » La pyrolyse de méthane (« *methane splitting* ») consiste à séparer le CH₄ en dihydrogène d'une part, et en noir de carbone (carbone solide, noté C(s)), d'autre part. La réaction correspondante, qui nécessite des températures élevées, est² :



Ainsi, dans la pyrolyse de méthane, tous les atomes d'hydrogène viennent du méthane, tandis que dans le reformage du méthane, la moitié (vaporeformage) ou un tiers (reformage autothermique) des atomes d'hydrogène est apportée par de l'eau. En conséquence, la consommation de méthane de la voie « turquoise » est nécessairement d'au moins une demi-mole par mole de dihydrogène, soit 62 kWh CH₄ PCS /kgH₂, ce qui correspond à un rendement de 60 %, PCI sur PCI. Ces chiffres, qui ne tiennent pas compte de la chaleur haute température à ajouter au processus, sont donc moins favorables que ceux relatifs au reformage de méthane, même avec CCS (54 kWh /kgH₂ ; rendement PCI sur PCI de 69 %). Quant à l'enthalpie de réaction, c'est-à-dire la quantité minimale d'énergie thermique à apporter pour que la réaction puisse avoir lieu³, elle correspondrait à consommer 13 % du flux d'hydrogène sortant, compté en PCS.

La voie de pyrolyse du méthane la plus mentionnée est celle des torches plasma, aujourd'hui parvenue au stade des démonstrateurs industriels. L'apport de chaleur y est assuré sous forme d'électricité. L'AIE (2019, op. cit.) indique simplement que la consommation électrique est divisée par 3 à 5 relativement à l'électrolyse, pour une même production d'hydrogène. Cette consommation d'électricité n'est pas négligeable : en retenant une consommation 4 fois inférieure à l'électrolyse PEM ou alcaline, un contenu carbone de l'électricité de 4 x 185 = 740 g/kWh annulerait à lui seul l'intérêt climatique du procédé. Ainsi, assurer l'approvisionnement du processus en électricité par une TAG-CC⁴ au gaz fossile annulerait plus de la moitié de son intérêt climatique. Alternativement, on pourrait intégrer la consommation électrique au calcul en supposant qu'une part du flux d'hydrogène est prélevé pour produire l'électricité du processus. Le calcul donne alors que la quasi-totalité, si ce n'est plus, de l'hydrogène produit, doit être auto-consommé !

Ainsi, en considérant cette technologie sous l'angle de l'hydrogène uniquement, et avant même de calculer l'impact du CAPEX sur les coûts d'abattement, il apparaît que la pyrolyse du méthane se situe défavorablement relativement au vaporeformage avec CSC : en comparaison, elle consomme tout à la fois davantage de méthane et davantage d'électricité. Aussi, cette voie n'apparaîtrait socio-économiquement opportune que si elle atteignait des CAPEX extrêmement bas, et dans un contexte où la CSC poserait des difficultés majeures, alors même que l'importation de gaz fossile pour la production d'hydrogène décarboné resterait admis.

¹ Voir par exemple Financial Times (2020), « Will Australia's 'hydrogen road' to Japan cut emissions? », 20 novembre

² Comme rapporté par exemple par : OSTI (2017), An Overview of Natural Gas Conversion Technologies for Co-Production of Hydrogen and Value-Added Solid Carbon Products, US Department of Energy, Office of Scientific and Technical Information, novembre, 73 p.

³ Ici, 74,8 kJ/mol.

⁴ Turbine à gaz à cycle combiné - il s'agit du mode de conversion du gaz en électricité le plus efficace.

LES COÛTS D'ABATTEMENT

Cette conclusion provisoire ne tient toutefois pas compte de la valorisation éventuelle du « noir de carbone », qui pourrait changer l'équilibre si elle devenait une motivation majeure du processus. Un tel scénario ne justifierait cependant qu'un rôle limité pour la pyrolyse de méthane. L'AIE considère en effet une consommation mondiale de noir de carbone de 12 Mt/an, soit la co-production associée à 4 Mt/an d'hydrogène, chiffre à rapporter à une consommation mondiale d'environ 70 Mt/an, sans même compter les nouveaux usages de l'hydrogène.

3.3 La dissociation non électrolytique de l'eau

Outre l'électrolyse, la dissociation de l'eau en hydrogène et oxygène pourrait théoriquement être effectuée :

- en apportant toute l'énergie sous forme de chaleur (thermolyse de l'eau). Les températures requises, de l'ordre du millier de degrés au minimum, limitent les solutions à des filières avancées de solaire à concentration ou de nucléaire¹, et rendent les éventuelles applications extrêmement lointaines ;
- par voie photocatalytique, c'est-à-dire par photosynthèse artificielle. Là aussi, d'éventuels développements paraissent extrêmement lointains.

En conséquence, il n'est pas possible de produire des calculs de coûts d'abattement pour ces voies de production. Cependant, il n'est pas exclu qu'elles puissent jouer un rôle significatif à très long terme, ni que des mesures prises aujourd'hui pour permettre leur émergence puissent faire sens.

À suivre...

¹ Les réacteurs à très haute température sont l'une des 6 familles technologiques répertoriées par le Forum international génération IV. A priori, seuls des développements de long terme de cette famille atteindraient les températures requises pour la thermolyse de l'eau.