

## Combustion de l'hydrogène pour la décarbonation de l'industrie Enjeux et verrous

### Contribution de groupe programmatique « Industrie et Agriculture » de l'ANCRE

L'urgence climatique, les pressions politiques, les exigences sociales et le respect des engagements pris lors de l'Accord de Paris COP21, précipitent la transition écologique pour atteindre une neutralité carbone à l'horizon 2050. Pour contribuer au développement d'une économie plus durable et satisfaire aux principaux enjeux environnementaux, l'industrie doit réduire sa dépendance aux énergies fossiles et utiliser dès que cela est possible des intrants décarbonés pour la production de chaleur et les besoins de ses procédés. Cette stratégie Bas-Carbone exige également l'amélioration de l'efficacité énergétique des procédés, la décarbonation du mix énergétique, le déploiement de nouveaux procédés décarbonés et enfin le développement de technologies de captage, de stockage ou de valorisation du CO<sub>2</sub>.

## 1 La combustion de l'hydrogène

### 1.1 Les forces et faiblesses

L'une des pistes à retenir, hors électricité, pour la décarbonation du secteur industriel est une production de chaleur à partir de la combustion de l'hydrogène en substitution aux hydrocarbures. La molécule d'hydrogène, du fait de ses propriétés physiques et chimiques atypiques, présente un comportement chimique qui diffère de ceux des combustibles fossiles. Elle est particulièrement énergétique car elle libère trois fois plus d'énergie que la même masse d'essence ; elle n'émet pas de gaz à effet de serre lors de sa combustion ; elle est très réactive ce qui lui permet d'améliorer la stabilisation de certaines flammes ; sa température de combustion est très élevée ce qui accroît le rendement thermodynamique des systèmes (foyer, chaudière, turbine à gaz..) ; son caractère énergétique et réducteur lui permet d'être un atout valorisable en raffinerie, en sidérurgie et dans la chimie des polymères. De plus, elle est l'un des composants entrant dans la fabrication de l'ammoniac (combustion industrielle, transport, fabrication d'engrais) ; elle intervient dans la production de carburant de synthèse (réaction Fischer Tropsch), elle participe à la valorisation énergétique du CO<sub>2</sub> dans le procédé de méthanation catalytique (réaction de Sabatier) pour la production de méthane, et enfin, c'est l'un des intrants des piles à combustible. L'hydrogène est donc un élément intervenant dans de très nombreux procédés énergétiques décarbonés à condition, bien évidemment, que sa production soit elle-même décarbonée : hydrogène « vert ».

Mais, la molécule d'hydrogène présente également des faiblesses liées à sa faible masse moléculaire car il faut gérer des grands volumes de gaz ce qui nécessite un stockage sous haute pression ou à très basse température ; dans les brûleurs, les vitesses d'écoulement sont augmentées et les temps de séjour raccourcis ce qui nuit à la stabilisation de la réaction chimique ; la haute température de combustion induit la formation de polluants d'origine thermique tels que la vapeur d'eau produite en grande quantité et haute température peut corroder les parois des chambres de combustion ; la forte diffusivité moléculaire du dihydrogène, alliée à sa grande réactivité chimique, posent des problèmes complexes de sécurité lors de son stockage et de son transport, il va falloir maîtriser l'étanchéité et le vieillissement des réservoirs en acier pour éviter les fuites et un allumage spontané ; le contrôle de l'accrochage de la flamme et de la position des zones de réactions est indispensable pour limiter la formation des polluants dans les zones

chaudes de la chambre de combustion ; enfin l'absence de carbone dans la flamme d'hydrogène la rend peu rayonnante, ce qui pénalise certains secteurs industriels (fours métallurgiques, verre, etc.).

La combustion directe de l'hydrogène (chauffage de produit) semblerait préférable à une utilisation dans une chaudière pour éviter l'interaction avec des échangeurs (chaudières).

L'hydrogène présente un intérêt supplémentaire, sa molécule est un vecteur énergétique qui la rend capable de stocker de l'énergie intermittente, de la transporter (via le réseau gazier ou des pipelines spécifiques) et de la restituer (*power-to-gas*) selon la demande.

## 1.2 Les verrous scientifiques et technologiques

**La production** : Bien qu'il soit le principal élément dans l'univers, l'hydrogène est peu disponible à l'état naturel sur terre, ce n'est pas une énergie primaire, il faut le produire, au moyen d'une autre ressource, si possible décarbonée. Or, actuellement, l'hydrogène provient majoritairement de procédés non décarbonés tels que le réformage catalytique du gaz naturel ou la gazéification du charbon. Pour obtenir chimiquement un hydrogène « vert », il doit provenir du réformage du biogaz (issu de la méthanisation) ou par pyrolyse ou gazéification de la biomasse. Selon l'application visée (combustion, pile à combustible, chimie, métallurgie, etc.), l'hydrogène produit doit être purifié de manière plus ou moins poussée. La viabilité des filières d'usage citées ci-avant dépend de la capacité industrielle à produire un hydrogène suffisamment pur ce qui reste aujourd'hui un défi.

Enfin, l'électrolyse est une méthode décarbonée qui, grâce à une activation électrique, permet de réaliser la séparation des éléments de l'eau et ainsi de produire de l'hydrogène « vert » (ainsi que de l'oxygène pur). Là encore, à condition que l'électricité provienne d'une énergie renouvelable.

Du point de vue économique, l'hydrogène « vert » doit être disponible pour un coût non prohibitif en rapport avec le prix du CO<sub>2</sub> évité.

- **Le stockage et le transport** : la forte capacité de l'hydrogène à diffuser presque partout (en raison de la petite taille de sa molécule) associée à son caractère très réducteur, sont un défi pour les matériaux des contenants et surtout ceux qui renferment de l'hydrogène sous forte pression (cette dernière peut atteindre 300 bars, on parle même de 1400 bars et sur de longues durées). Au-delà des fuites possibles, les matériaux peuvent être fortement fragilisés ou vieillir prématurément. A ce jour par exemple, la question du stockage de l'hydrogène sous forte pression reste ouverte.
- **La combustion de l'hydrogène** : la forte diffusivité de l'hydrogène (nombre de Lewis  $Le < 1$ ) rend l'accrochage et l'allumage de sa flamme difficile à contrôler. Il est donc extrêmement délicat de concevoir une chambre de combustion capable d'éviter la formation de zones chaudes propices à la formation des oxydes d'azote. Enfin, une flamme dont la température et la position sont mal maîtrisées va nécessiter des parois de chambre capables de résister à des impacts thermiques importants et à la corrosion par H<sub>2</sub>O ;
- **L'oxy-combustion de l'hydrogène** : Une des solutions pour limiter la production des NO<sub>x</sub> est de supprimer la présence de molécules d'azote dans la chambre de combustion : c'est l'oxy-combustion. Mais dans des conditions stœchiométriques la température de flamme H<sub>2</sub>/O<sub>2</sub> est égale à 2800°C, ce qui est incompatible avec la tenue en température des parois de la chambre, par contre les vitesses des gaz sont réduites. De la R&D&I est donc nécessaire, pour remplacer

l'azote par un corps chimiquement neutre exempt d'azote tels que du CO<sub>2</sub> capté, de la vapeur d'eau, etc.

- **La sécurité** : l'expérience a démontré que des failles dans la sécurité pouvait nuire fortement à des développements industriels pourtant prometteurs (ex : véhicules GPL, surgénérateurs nucléaires...). Les filières hydrogène sont aussi sous cette menace dans la mesure où les risques d'explosion associés aux fuites d'hydrogène sont jugés plus importants par comparaison aux combustibles classiques en raison d'un domaine d'explosivité dans l'air beaucoup plus étendu, d'une vitesse de combustion beaucoup plus élevée et d'une sensibilité à l'inflammation plus grande. Pourtant ceux qui ont l'habitude de manipuler l'hydrogène savent que ces risques peuvent être maîtrisés à condition de concevoir les installations en fonction de ces risques. La sécurité doit faire l'objet d'une ingénierie ou même titre que la combustion et la mécanique des fluides des systèmes industriels. Or dans ce domaine, il manque des connaissances par exemple sur la fréquence et typologie des fuites, sur les caractéristiques des nuages formés, sur les régimes d'accélération des flammes notamment dans un environnement encombré, sur les technologies de protection, sur les sources d'inflammation (« amorçage spontané » ...) et enfin il manque des méthodes partagées d'analyse et de maîtrise du risque hydrogène.

**Pour conclure** : l'hydrogène possède un fort potentiel pour la production de chaleur décarbonée « hydrogène vert » à condition, d'une part, que le prix de ce combustible devienne acceptable au regard du prix du CO<sub>2</sub> évité, d'autre part, que sa combustion soit suffisamment maîtrisée pour minimiser la formation des NOx, et enfin que les règles de sécurité puissent être satisfaites.

La technologie de combustion de l'hydrogène pur n'est actuellement pas assez mature pour envisager à court terme un déploiement industriel, elle nécessite la levée de nombreux verrous scientifiques à tous niveaux de TRL et des développements technologiques permettant d'entrer dans « l'ère de l'hydrogène ».

## 2 La combustion de mélanges hydrogène-gaz naturel (GN)

Le mélange hydrogène/gaz naturel est appelé « hythane ».

### 2.1 Production de hythane

Là encore, la production de hythane est liée à la production de l'hydrogène « vert ».

Son dérivé biosourcé est le biohythane, décarboné, qui peut contenir entre 10 et 30% d'hydrogène en volume. Ce composé est produit à partir de différents substrats (déchets alimentaires ménagers) durant deux étapes anaérobies : une fermentation et une digestion anaérobie. Quelques travaux de recherche sont actuellement consacrés à la production du biohythane, mais la ressource disponible doit être évaluée avant d'envisager le développement de cette filière encore non mature.

### 2.2 Les forces et faiblesses

Pour des raisons environnementales, de décarbonation et de pollution, de stockage et de transport d'énergie, l'hydrogène présente des attraits comme vecteur énergétique (*power-to-gas*). Des recherches récentes montreraient qu'il serait possible, pour des applications de thermique industrielle, que des fractions volumiques d'hydrogène de l'ordre de 50% dans du GN, n'entraînent pas d'impacts trop négatifs sur l'efficacité de combustion et les rejets polluants. Mais quel est l'intérêt d'introduire de l'hydrogène dans le GN et jusqu'à quelle proportion ?

Dès que la proportion d'hydrogène dans le gaz naturel atteint 20-30% en volume, le mélange cumule les inconvénients liés aux propriétés physiques et chimiques de l'hydrogène (stockage, transport, sécurité).

## 2.3 Attraits de la combustion de l'hydrogène en mélange avec du gaz naturel (GN) ou du gaz naturel comprimé (GNC)

### 2.3.1 Caractéristiques énergétiques du GN

Le GN est constitué majoritairement de méthane, mais il contient également quelques autres hydrocarbures dont la composition dépend de sa provenance. Étant donné que le fournisseur de gaz doit garantir à l'utilisateur le pouvoir calorifique et la vitesse de flamme du gaz, de l'hydrogène peut être, selon les besoins, mélangé au GN avant d'être injecté dans le réseau. C'est un premier intérêt.

### 2.3.2 Stocker et transporter de l'énergie

Jusqu'à des fractions volumiques, de l'ordre de 10%, l'ajout d'hydrogène dans le gaz naturel devrait être toléré sans modification par la plupart des réseaux gaziers, le stockage géologique (après vérification de la perméabilité des roches) et les applications résidentielles et industrielles. Ce seuil de 10% devrait pouvoir être relevé à 20% avec des transformations mineures. Au-delà de 20%, les installations devront être repensées et pour cela bénéficier de l'aide de programmes de R&D&I.

Pour des équipements industriels de traitement thermique (fours, brûleurs, chaudières) des concentrations d'hydrogène légèrement supérieures à 15% en volume doivent pouvoir être tolérées, mais après quelques modifications, avec le remplacement, des injecteurs, des brûleurs, des vannes, des appareils de mesure, des capteurs de contrôle, des dispositifs de sécurités...

Si le procédé exige la compression des réactifs, dès que la fraction volumique d'hydrogène atteint 5%, les réservoirs en acier, les compresseurs, se trouvent fragilisés par la diffusion de l'hydrogène dans les réseaux cristallins du métal. Des recherches et innovations en métallurgie sont nécessaires incluant l'estimation de leur durée de vie.

En conséquence, pour de faibles fractions volumiques, l'ajout d'hydrogène dans le GN permet d'être toujours un remarquable vecteur énergétique, pour des teneurs plus importantes, elles vont nécessiter des études et des investissements.

### 2.3.3 La réduction des émissions de CO<sub>2</sub>

En introduisant un combustible vert (hydrogène « vert ») dans du GN, on réduit évidemment les rejets de CO<sub>2</sub>, à énergie libérée constante, donc, effectivement, le procédé est décarboné proportionnellement à la quantité d'hydrogène injecté. Le calcul du facteur d'émission EF du combustible exprimé en gCO<sub>2</sub>/MJ montre que celui-ci est de 0,93 pour une fraction volumique d'hydrogène dans le GN de 20%. Ce résultat montre une relativement faible décarbonation par rapport au gaz naturel seul (7%) par la combustion de ce mélange.

Si l'on désire une réduction importante des émissions de CO<sub>2</sub>, en rapport avec les coûts du CO<sub>2</sub> évité et des investissements nécessaires, de fortes fractions volumiques X<sub>H<sub>2</sub></sub> en hydrogène dans le mélange avec du GN sont nécessaires. Par exemple, pour des X<sub>H<sub>2</sub></sub> égales respectivement à 0,5 et 0,8, les valeurs du facteur d'émission du combustible EF seront 0,77 et 0,46. Il faut donc 80% en volume d'hydrogène dans du GN pour ne décarboner que 64% les rejets (en comparaison du gaz naturel pur).

De la R&D&I est indispensable pour adapter les systèmes de combustion (injecteurs, brûleurs, chambres de combustion, matériaux-fragilisation, exposition à des températures plus élevées) à la présence de

l'hydrogène, ce qui est une condition de fonctionnement nouvelle, mais elle peut ne pas nécessiter le remplacement complet du matériel comme c'est le cas avec de l'hydrogène pur.

#### 2.3.4 *Stabilisation de flamme pauvres et réduction des NOx thermiques*

Pour certaines conditions de combustion de combustibles (ammoniac ( $\text{NH}_3$ ) ou  $\text{NH}_3/\text{H}_2$ ), ou de mélange de combustibles ( $\text{GN}/\text{H}_2$ ), peu énergétiques, des extinctions de flamme apparaissent, nécessitant des ré-allumages. Dans ces conditions, un ajout d'hydrogène au  $\text{CH}_4$ , même en faibles quantités, grâce à sa grande inflammabilité et sa réactivité, va permettre d'obtenir une combustion plus stable.

#### 2.3.5 *La réduction des émissions d'oxydes d'azote*

Pour réduire la formation des oxydes d'azote d'origine thermique dans les flammes de GN, des conditions de combustion pauvre (excès d'air) sont recherchées pour diminuer la valeur des pics de température, sièges de la production des NOx d'origine thermique. Malheureusement, la flamme devient alors siège d'instabilités ; le mélange d'hydrogène au GN, en permettant la stabilisation d'une telle combustion pauvre, va réduire la production des oxydes d'azote thermiques.

### 2.4 Conclusion sur la combustion de mélanges GN/H<sub>2</sub>/air

La combustion de mélanges GN/H<sub>2</sub> (hythane) est particulièrement intéressante, et peut être considérée comme mature dès à présent si on limite la fraction volumique en hydrogène dans le gaz naturel à des niveaux de l'ordre de 5 à 10%. Elle est déjà déployée industriellement comme technique pour garantir la capacité calorifique et la vitesse de flamme du GN, pour transporter l'hydrogène (vecteur énergétique), stocker de l'énergie dans le réseau gazier, réduire les rejets de NOx en stabilisant des flammes pauvres et enfin décarboner partiellement les fumées.

Pour des teneurs volumiques en hydrogène supérieures à 20%, des recherches et des investissements importants sont encore nécessaires pour adapter ou remplacer les infrastructures existantes. Par ailleurs, les contraintes de sécurité commencent à s'éloigner de celles employées pour le GN et les standards en vigueur dans l'industrie du gaz naturel ne seraient plus valables. L'augmentation des teneurs en hydrogène dans le GN ne semblent pas apporter d'intérêts technologiques ou comportementaux, elles fournissent des réponses ni à la réduction des NOx, ni aux instabilités de combustion (retours de flammes), ni au transport dans les pipelines (index de Wobbe) qui sont les verrous de la combustion de l'hydrogène, le seul bénéfice réside dans l'amélioration de la décarbonation. Pour modéliser la combustion et prédire les émissions de polluants ( $\text{CO}_2$ , NOx, etc.) des schémas de cinétique détaillée doivent être encore élaborés et validés. Des études technico-économiques sont donc nécessaires pour évaluer la rentabilité du procédé (investissement, fonctionnement, coût du  $\text{CO}_2$  évité).

Ce procédé de combustion de mélanges GN/H<sub>2</sub> peut constituer une étape intermédiaire pour abattre à la fois les émissions de  $\text{CO}_2$  et des oxydes d'azote, avant d'accéder à « l'ère du tout hydrogène » nécessaire pour atteindre une neutralité carbone complète non accessible à court terme.

## 3 La combustion de l'ammoniac ( $\text{NH}_3$ )

L'ammoniac  $\text{NH}_3$ , présente un fort potentiel en tant que molécule neutre en carbone pour intervenir dans des unités de combustion et procédés chimiques. Il est utilisé depuis 100 ans comme engrais, matière première chimique et réfrigérant. La combustion de  $\text{NH}_3$  sera décarbonée « vert », que s'il est produit à partir de sources renouvelables.

### 3.1 La production de NH<sub>3</sub>

Elle est liée à la disponibilité de l'hydrogène (mélange H<sub>2</sub> / N<sub>2</sub>). Des procédés innovants (électrolyses) pourraient permettre une production directe d'ammoniac

### 3.2 L'ammoniac : combustible et vecteur énergétique

Ainsi, tout comme l'hydrogène, l'ammoniac est un vecteur énergétique et de stockage d'énergie. En effet, le transport de l'hydrogène comprimé, ou en phase liquide, sur de longues distances et son stockage pendant de longues périodes présentent des défis importants. L'ammoniac quant à lui, comprend 17,8% d'hydrogène en masse, il est donc potentiellement énergétique, et s'il peut être produit à partir d'hydrogène *renouvelable* et d'azote issu de la séparation de l'air, il est décarboné. Son stockage et son transport sont moins coûteux que celui de H<sub>2</sub>. En outre, les propriétés thermiques de l'ammoniac sont similaires à celles des hydrocarbures gazeux (en particulier du propane) en termes de température d'ébullition et de pression de condensation, ce qui le rend attractif, comme l'hydrogène, comme vecteur énergétique.

La force de l'ammoniac est liée à ses caractéristiques de combustion sans émettre de GES, de CO, de particules, et de plus, il est plus facilement transportable et stockable.

### 3.3 Les verrous

Il peut donc être utilisé comme combustible mais sa combustion présente plusieurs défis, tels qu'une faible inflammabilité, une émission élevée d'oxydes d'azote (NO du combustible ou *fuel NO* en plus des NO<sub>x</sub> thermiques et des traces de N<sub>2</sub>O à fort pouvoir de réchauffement global) et une faible intensité de rayonnement. Des recherches seront nécessaires pour approfondir les connaissances sur la dynamique de la flamme et sa chimie de combustion. Par exemple, il serait nécessaire, d'une part, d'améliorer son niveau d'inflammabilité et la stabilité de sa flamme en le mélangeant par exemple à de l'hydrogène, et, d'autre part, de contrôler la chimie de la flamme pour limiter à la fois la formation des oxydes d'azote d'origine thermique dans les zones à haute température ou du NO-combustible à proximité des injecteurs du brûleur.

Des recherches sont donc à poursuivre :

- sur les divers modes d'injection sous forme liquide ou gazeuse. Dans le cas de l'ammoniac liquide, il est nécessaire de revisiter les études menées en combustion diphasique : atomisation, ébullition flash, échauffement et évaporation du spray).
- sur l'effet chimique et dynamique d'un ajout d'hydrogène ou de son introduction dans un jet de charbon pulvérisé,
- sur les configurations de flamme prémélangée turbulente,
- sur le type de chambre de combustion (turbulence, co-injection, swirl, etc...)
- sur l'élaboration de schémas cinétiques de combustion NH<sub>3</sub>/H<sub>2</sub>/air.

La combustion de l'ammoniac ne présente pas à proprement parler de verrous scientifiques, mais exige la réalisation d'études technologiques, sur diverses applications (fours, chaudières, turbines, bas NO<sub>x</sub>, etc.) pour arriver à stabiliser la flamme, limiter la production des oxydes d'azote et d'assurer l'absence de rejets d'imbrûlés particulièrement toxiques (acceptabilité sociale). Pour cela, la mise au point de schémas de cinétique chimique validés expérimentalement est indispensable intégrant l'étape de craquage de l'ammoniac in-situ sans l'intermédiaire de l'hydrogène.

Comme pour la flamme d'hydrogène, la combustion de l'ammoniac est peu rayonnante (absence de carbone) et les transferts aux parois risquent d'être insuffisants pour certaines applications industrielles (verrières, chaudières, turbine, etc.). Des injections de CO<sub>2</sub> capté ou une pulvérisation d'eau liquide pourrait résoudre partiellement ce problème.

Le principal verrou à la production de chaleur par combustion de l'ammoniac « vert » est, comme pour l'hydrogène, une fabrication décarbonée. Elle est actuellement principalement basée sur un mélange d'hydrogène / azote. Le développement d'un procédé de production directe d'ammoniac par électrolyse de l'eau, sans passer par l'intermédiaire de l'hydrogène, serait à développer. La production d'ammoniac décarboné utilisant l'énergie solaire (solar fuels) est aussi envisagée à plus long terme ou des procédés électrocatalytique (basés sur de l'électricité décarbonée) et comporte encore de nombreux verrous pour envisager un développement massif (voir feuilles de route de l'action européenne SUNERGY : <https://www.sunergy-initiative.eu/documents>).

Le stockage et le transport de l'ammoniac s'effectuent sous forme liquide, ou gazeuse à basse pression, ce qui le rend plus stable et plus sûr que l'hydrogène pour son utilisation, bien que son acceptabilité sociale reste à vérifier en raison de sa grande toxicité. Les fuites doivent être évitées compte-tenu des multiples impacts environnementaux associés à l'acidification.

Ce procédé ne sera viable économiquement et environnementalement que si le coût de production de l'hydrogène « vert », puis de l'ammoniac « vert » à partir d'hydrogène, devient compétitif par rapport au prix du CO<sub>2</sub> évité.

### 3.4 Conclusion sur la combustion de l'ammoniac

Les technologies de combustion de l'ammoniac ne peuvent être considérées actuellement comme matures bien que des perspectives encourageantes soient attendues à court terme comme carburant « vert » dans le secteur des transports. La combustion de l'ammoniac présente des potentiels énergétiques intéressants pour la production décarbonée de chaleur industrielle, mais de nombreux verrous aussi bien économiques, scientifiques, technologiques et environnementaux doivent être levés avant d'envisager le déploiement industriel de cette technologie.

## 4 Conclusion générale

Comme l'hydrogène est peu disponible à l'état naturel, le principal frein à son utilisation industrielle est son mode de production « vert » qui doit être décarboné soit à partir d'une électrolyse ou du réformage de la biomasse. Le même verrou s'applique à la production de l'ammoniac « vert ».

La combustion de l'hydrogène pur, en mélange avec du gaz naturel (GN), et de son dérivé l'ammoniac, présente des verrous scientifiques (contrôle de la dynamique de la flamme, limitation de la formation des polluants, sécurité d'utilisation, ...) importants qu'il faudra lever par des technologies, probablement en rupture, avant d'envisager leur déploiement industriel. Excepté pour de faibles teneurs en hydrogène dans du GN, les technologies ne sont pas actuellement matures avec des niveaux de TRL estimées 3. Des jalons intermédiaires doivent être appréhendés par une augmentation progressive de la teneur en hydrogène dans des mélanges avec du gaz naturel avant d'atteindre une production de chaleur industrielle complètement décarbonée. On rentrera alors dans l'ère de l'hydrogène contribuant à atteindre réellement la neutralité carbone en 2050.



Alliance Nationale de Coordination de la Recherche pour l'Énergie

**Principales équipes de recherche académique** impliquées dans la combustion de l'hydrogène en France : CORIA(Rouen), Pprime (Poitiers), IMFT (Toulouse), ICARE (Orléans), LRGP (Lorraine), Prisme (Orléans), PC2A (Lille), CETHIL(Lyon), EM2C (Gif-sur-Yvette)

**Principaux organismes de recherche impliqués** : IFPEN, CEA, INERIS, EDF, ENGIE, PSA groupe, etc.

**Principaux industriels impliqués** : Air Liquide, EDF, ENGIE, PSA groupe, etc.

-----