



Sûreté de l'hydrogène : une technologie sans faille, clé de l'acceptation sociale

Si l'hydrogène doit devenir un vecteur énergétique largement répandu, son utilisation généralisée nécessitera des technologies d'une sûreté à toute épreuve au niveau de la production, du stockage et de la distribution, un bilan environnemental favorable ainsi qu'une réglementation rigoureuse. L'acceptation publique, qui s'évalue déjà sur le terrain des expérimentations, est à ce prix.

Pistolet d'hydrogène dans une station-service exploitée par Shell Hydrogen, en Islande, dans le cadre du projet Ectos. L'identification et la maîtrise des risques associés à ce combustible devront l'amener au même niveau de sûreté que les autres.



L'acceptabilité de la filière hydrogène

Faire accepter l'idée que l'hydrogène n'est pas plus dangereux que le gaz naturel ou l'essence et qu'il est simplement différent, est un défi que pédagogie et démonstrations devraient permettre de relever.

La peur de l'hydrogène est bien réelle, même si le célèbre "syndrome Hindenburg", né de la destruction du dirigeable allemand en 1937 à Lakehurst (New Jersey), a probablement pénalisé injustement cette filière. D'après un scientifique de la NASA en effet, l'incendie qui a détruit le ballon a été déclenché par une décharge électrostatique au niveau du matériau combustible de son enveloppe extérieure, et il n'y a pas eu d'explosion de l'hydrogène stocké à bord, qui a simplement brûlé. Il reste que l'accident aurait été moins violent si le ballon avait été gonflé à l'hélium... Cet exemple controversé montre seulement qu'il ne faut pas occulter le défi à relever : l'acceptation de la filière hydrogène n'est pas acquise et il faut traiter ce sujet délicat avec pragmatisme, en expliquant à la

population et aux pouvoirs publics, par l'information et des démonstrations, que l'hydrogène n'est pas plus dangereux que le gaz naturel ou l'essence, qu'il est tout simplement différent. Et que le risque objectif associé est maîtrisable à condition que la sécurité soit intégrée dès la conception des installations et des systèmes.

Les différents aspects liés à l'acceptabilité de la filière sont détaillés plus loin, qu'il s'agisse de la sûreté de l'hydrogène (évaluation des risques, simulation, expérimentation) et de sa réglementation, de la normalisation des technologies (normes ISO), des impacts environnementaux (études du "puits à la roue") et de ses impacts socio-économiques dans une société urbaine moderne (exemple du projet islandais Ectos).

Le risque hydrogène revisité

Les problèmes de sûreté liés aux propriétés inflammables et explosives du gaz hydrogène sont maîtrisés dans l'industrie. Ils doivent l'être aussi pour une utilisation par le grand public.

L'hydrogène est un candidat sérieux pour devenir le vecteur énergétique de demain en complément de l'électricité. Il présente le très grand intérêt d'avoir une combustion totalement propre, puisque son oxydation ne produit ni dioxyde de carbone générateur d'effet de serre, ni autre gaz polluant nocif pour la santé. De plus, utilisé dans les piles à combustible, il permet d'obtenir de l'électricité avec un très bon rendement.

L'usage généralisé de l'hydrogène pose néanmoins de nombreux problèmes techniques sur lesquels travaille entre autres le CEA : la production, le stockage et la distribution et, transverses à ces thématiques, les problèmes de sûreté liés aux propriétés inflammables et explosives de ce gaz. En effet, même si l'hydrogène est un gaz très bien connu et maîtrisé au niveau industriel, son utilisation par le grand public nécessite des technologies d'une sûreté à toute épreuve, ainsi qu'une réglementation rigoureuse. Les compétences que le CEA a développées, notamment par le biais de la modélisation du "risque hydrogène" dans les centrales nucléaires à eau sous pression, ainsi que dans le cadre de programmes nationaux et internationaux, devraient permettre de contribuer de façon significative à la maîtrise du risque et à l'acceptation par le public de ce vecteur d'énergie. Au niveau européen, le CEA participe activement au Réseau d'excellence Hysafe du 6^e PCRD, qui regroupe vingt-cinq partenaires avec pour objectif de promouvoir l'utilisation sûre de l'hydrogène.

Un risque bien cerné

L'hydrogène n'est pas un gaz toxique. Le risque qu'il présente a pour origine son inflammabilité et son explosivité. Il peut donc dans ce domaine être comparé au gaz naturel (composé essentiellement de méthane CH₄) dont l'usage est largement répandu. Celui de l'hydrogène n'est pas forcément plus dangereux, mais le risque est un peu différent. Il faut donc en tenir compte dans la conception des installations. La comparaison avec le propane et les vapeurs d'essence (tableau) est également instructive. Les points significatifs à retenir, en matière de risque, sont au nombre de six :

- l'hydrogène est 8 fois plus léger que le méthane et sa molécule, très petite, lui confère un très bon coefficient de diffusion dans l'air (près de 4 fois celui du méthane). En milieu non confiné, l'hydrogène a donc tendance à monter et à se diluer très vite dans l'air, ce qui est un facteur de sécurité;
- l'hydrogène est l'espèce chimique la plus énergétique par unité de masse. En revanche, par unité de volume de gaz, l'énergie explosive théorique est 3,5 fois plus faible pour l'hydrogène que pour le gaz naturel;
- sa limite inférieure d'inflammation (concentration en deçà de laquelle le mélange air-hydrogène n'est pas inflammable), est de 4% en volume, comparable à celle du gaz naturel (5% en volume). En revanche, sa limite supérieure d'inflammation (concentration au-delà de



Installation Mistra, au CEA/Saclay, pour l'étude du relâchement d'hydrogène (simulé expérimentalement par de l'hélium) en milieu confiné.

	hydrogène H ₂	propane C ₃ H ₈	gaz naturel (méthane CH ₄)	essence (vapeur)
masse molaire (en g/mol)	2	44	16	
masse volumique (aux conditions atmosphériques) (en kg/m ³)	0,08	1,87	0,7	
chaleur de combustion (inférieure) (en kJ/g)	120	46	50	44,5
limites du domaine d'inflammabilité dans l'air (en vol%)	4,0 – 75,0	2,1 – 9,5	5,3 – 15,0	1,0 – 7,6
énergie minimale d'inflammation (en mJ, pour mélange stœchiométrique à pression et température ambiantes)	0,02	0,26	0,29	0,24
température d'auto- inflammation (en °C)	585	487	540	228 – 501
température de flamme (en °C)	2045		1875	2200
limites de détonabilité (en vol%)	13 – 65		6,3 – 13,5	1,1 – 3,3
taux de combustion dans l'air (aux conditions atmosphériques) (en cm/s) [vitesse de flamme laminaire]	265 – 325	30 – 40	40	
énergie explosive (en kg TNT/m ³)	2,02	20,3	7,03	44,24
coefficient de diffusion dans l'air (en cm ² /s)	0,61		0,16	0,05
vitesse de flamme dans l'air (cm/s)	260		37	
vitesse de détonation dans l'air (km/s)	2		1,8	

Tableau. Propriétés comparées de l'hydrogène, du propane, du méthane et des vapeurs d'essence (source : Hyweb, Ineris et AFH₂).



Bus équipé de réservoirs Ullit de gaz naturel. Les opérations de démonstration ont notamment pour objectif de démontrer que l'hydrogène n'est pas plus dangereux que le gaz naturel ou l'essence.

laquelle un mélange n'est plus inflammable) est nettement plus élevée (75% contre 15%), ce qui augmente le risque d'inflammation de nuages riches en hydrogène pouvant se former au voisinage d'une fuite;

- l'énergie nécessaire pour l'enflammer à la **stoechiométrie** est également nettement plus faible (environ 10 fois) que pour le gaz naturel ou le propane;

- la flamme d'hydrogène rayonne peu, ce qui, en cas d'incendie, limite le risque de propagation par effet de rayonnement thermique. Par contre, sa flamme bleu pâle est quasi invisible le jour, ce qui peut constituer un risque pour les secours;

- la flamme d'hydrogène se propage beaucoup plus vite (environ 7 fois) que celle du gaz naturel et le risque de **détonation** (explosion avec effet de souffle très important) n'est pas complètement à exclure.

Pour évaluer le risque que représente la combustion ou la détonation de l'hydrogène, ainsi que les moyens de mitigation des conséquences, il est important de bien comprendre les mécanismes de réaction.

De l'allumage à la combustion

Les conditions de l'allumage

L'énergie nécessaire pour amorcer une **déflagration** (énergie minimale d'inflammation) dans un mélange hydrogène/air est très faible, de l'ordre de 0,02 mJ pour un mélange stoechiométrique à pression et température ambiantes. L'allumage par étincelle a lieu si l'onde élémentaire de combustion provoquée par l'étincelle a au moins atteint un rayon critique au moment où la décharge s'arrête. L'inflammation du mélange gazeux est aussi possible par contact avec un corps chaud. Mais il n'est pas facile d'estimer la température que doit atteindre ce corps pour enflammer le mélange puisqu'elle dépend de la température du gaz au voisinage, de sa composition et de la cinétique d'échauffement. Par exemple, si le gaz circule en régime **turbulent**, la température du corps doit être plus importante car les échanges sont meilleurs et, de ce fait, la température décroît plus vite. L'inflammation pourra avoir lieu s'il existe une zone du gaz dans laquelle la température atteint une valeur voisine de celle d'une flamme se propageant dans le mélange équivalent. L'énergie minimale d'amorçage direct de détonation est fonction de la teneur en hydrogène: elle est de 5 kJ pour un mélange stoechiométrique hydrogène/air. Il existe donc environ

5 ordres de grandeur entre l'énergie nécessaire pour allumer une déflagration et celle pour une détonation. L'allumage direct d'une détonation est souvent considéré comme improbable étant donné les niveaux d'énergie mis en jeu. Néanmoins, une détonation peut être initiée à partir d'une déflagration suite à un processus d'accélération provoqué par l'interaction turbulence/combustion ou encore à un phénomène de focalisation d'ondes de chocs ou d'apparition de "points chauds". On parle alors de transition déflagration/détonation (TDD). Ces mécanismes très complexes dont la physique n'est pas encore totalement comprise nécessitent encore une dizaine d'années d'efforts de R&D.

Le domaine d'inflammabilité

La limite d'inflammabilité basse se situe à 4 vol% d'hydrogène dans l'air. Un certain nombre de facteurs influencent cette limite d'inflammabilité: le sens de propagation de la flamme, la présence de gaz inertants (c'est-à-dire ayant un effet allant dans le sens de la réduction de l'occurrence de la combustion), la pression et la température.

La limite basse pour la propagation verticale vers le haut est de 4 vol% d'hydrogène en air sec et à pression et température normales. Pour la propagation descendante avec les mêmes conditions, la limite est de 9 vol% d'hydrogène (effet de flottabilité à vaincre, puisque sous l'effet de la poussée d'Archimède les gaz brûlés ont tendance à remonter) et enfin, pour la propagation horizontale, la limite est fixée à 6 vol%. Il faut donc prendre 9 vol% pour une propagation dans toutes les directions. De manière conservatrice dans les analyses, la limite basse est prise à 4 vol% d'hydrogène en air sec.

L'effet inertant peut être purement thermique (augmentation de la capacité calorifique du mélange) ou chimique (intervention dans le mécanisme réactionnel). De manière générale, l'inertant agit sur toutes les caractéristiques (température d'auto-inflammation, énergie d'amorçage...) car elles sont liées et traduisent des modifications au niveau de la thermo-chimie ou de la cinétique chimique.

Déflagration subsonique et détonation supersonique

La déflagration est un mode de combustion caractérisé par la propagation d'une flamme par **conduction thermique** et diffusion moléculaire, à une vitesse inférieure à la vitesse du son dans le milieu réactif. Une fois initiée, la déflagration se propage tant que les conditions de mélange gazeux (composition, température) permettent à la réaction chimique de s'entretenir. La vitesse de propagation de cette déflagration est donc une combinaison de caractéristiques intrinsèques du mélange gazeux et de l'écoulement dans les gaz frais en aval de la zone de réaction chimique. Est définie comme vitesse fondamentale la vitesse relative du front de flamme par rapport aux gaz frais en régime laminaire.

Sous l'effet d'instabilités et par interaction avec l'écoulement (turbulence), la vitesse peut ensuite augmenter. La première valeur seuil correspond à la vitesse du son dans les gaz frais, à partir de laquelle il se crée nécessairement dans le mélange gazeux, devant la flamme, une onde ou un système d'onde de choc plus ou moins fort qui va modifier l'état des gaz frais

et interagir avec la zone de combustion. Dans ce processus d'accélération, la turbulence peut augmenter la vitesse de propagation de la flamme mais aussi la diminuer du fait d'un mélange turbulent trop intense. Il semble qu'ensuite la vitesse du son dans les gaz brûlés constitue un point plus ou moins stable pour la vitesse de propagation (régime de flamme "choquée"). Enfin, cette flamme peut finalement transiter vers la détonation suite à des mécanismes complexes faisant intervenir cinétique chimique, turbulence et phénomènes acoustiques. En résumé, une détonation est un mode de combustion qui procède par auto-inflammation du mélange, comprimé par l'onde de choc associée, et qui se propage à une vitesse supersonique par rapport au milieu réactif.

Pour la sensibilité du mélange à l'accélération de flamme, des expériences spécifiques ont permis d'élaborer un critère empirique (critère σ , où σ correspond au coefficient d'expansion thermique, c'est-à-dire au rapport entre les densités des gaz frais et des gaz brûlés dans une combustion à pression constante) afin d'avoir une condition nécessaire à l'accélération de flamme. Ce critère est associé à une caractéristique intrinsèque du mélange gazeux (obtenue par la **thermochimie**) et ne s'attache pas du tout à la géométrie dans laquelle la combustion se propage. Il permet néanmoins une première analyse.

La détonation des mélanges hydrogène/air a fait l'objet d'un important travail de R&D suite à l'accident, en 1979, de la centrale nucléaire de Three Mile Island aux États-Unis. Les mélanges stoechiométriques sont les plus détonants. Toutes les limites de détonation données dans la littérature sont fonction du diamètre du tube (ou de la longueur caractéristique du dispositif expérimental) dans lequel elles ont été établies et ne peuvent pas être considérées comme universelles pour un mélange, une pression et une température donnés. Des détonations ont été observées pour des mélanges contenant de 11,7 à 75 vol% d'hydrogène à 20 °C et de 9,5 à 77 vol% d'hydrogène à 100 °C en l'absence d'inertants. La taille de cellule de détonation (en forme d'écaille de poisson) peut être considérée comme un des paramètres caractéristiques d'une détonation. Pour simplifier, elle est l'image de la structure tridimensionnelle de propagation d'une détonation. Elle ne doit pas *a priori* être considérée comme une condition suffisante mais comme une condition nécessaire. La courbure du front de détonation résultant de l'action des parois est aussi un paramètre important. La littérature fournit une formule analytique pour estimer les tailles de cellules de détonation en fonction de la composition du mélange, de la température et du pourcentage de vapeur d'eau. Une augmentation de température entre 20 °C et 100 °C diminue d'environ un facteur 2 cette taille. Par contre, pour chaque ajout de 10 vol% de vapeur d'eau, la taille de cellule de détonation est multipliée d'un facteur 3. L'incertitude expérimentale de mesure de ce paramètre est de l'ordre d'un facteur 2.

Les importants travaux de R&D des deux dernières décennies ont permis l'élaboration d'un certain nombre de critères empiriques (conditions nécessaires) liés à l'existence, la propagation et la transmission des détonations. Ces critères comparent λ , la taille de cellule de détonation (sensibilité du mélange seul), à une dimension géométrique caractéristique de l'installation dans

Des critères empiriques pour une première évaluation du risque

Certains critères empiriques permettant une première évaluation du risque hydrogène peuvent être cités à titre d'exemple :

- la taille du tube pour lequel une détonation peut se propager est de l'ordre du tiers de la taille de cellule de détonation ;
- la transmission d'une détonation d'un milieu confiné vers un grand volume adjacent est régie par les critères suivants : $D = 13 \lambda$ pour un tube de diamètre D ; $A = 3 \lambda$ pour un canal de section rectangulaire ($A \times B$, avec $A < B$) et $D = 11 \lambda$ pour un canal de section carrée (côté D) ;
- une condition nécessaire à l'ignition d'une détonation à partir de l'accélération d'une flamme dans une installation de dimension caractéristique D est de l'ordre de 7λ . Ce critère ne couvre pas les situations d'ignition par jet (fortes restrictions géométriques) et les situations de forts gradients de concentration.

laquelle cette détonation est susceptible d'être observée, dimension qu'il appartient à l'expert de mettre en évidence. Ils permettent d'effectuer une première analyse du risque de détonation hydrogène (encadré).

Les moyens de prévention

Il existe diverses stratégies pour faire face au risque hydrogène suivant les contraintes de l'installation. Certaines ont été étudiées spécifiquement dans le cadre de la maîtrise de ce risque dans les centrales nucléaires et leur application à des systèmes utilisant l'hydrogène reste à étudier. Trois peuvent être citées en exemple. L'inertage, par adjonction d'un gaz tel que l'azote, est une solution pour des composants de faible taille. La recombinaison catalytique passive, telle qu'elle est préconisée dans les centrales EDF, consiste en l'utilisation de dispositifs qui consomment l'hydrogène graduellement afin de maintenir les concentrations en deçà des seuils critiques. Enfin l'ignition, c'est-à-dire l'allumage d'une flamme au voisinage d'une source au moyen de bougies, a pour conséquence d'empêcher une accumulation trop forte du gaz et donc sa détonation. Mais dans le domaine des applications impliquant l'hydrogène, la ventilation est certainement le meilleur



Système d'échantillonneur gazeux de l'installation Mistra, au CEA/Saclay. Relié à un spectromètre de masse, il permet d'établir des cartographies de champ de concentration de l'hydrogène simulé à l'intérieur de l'enceinte.

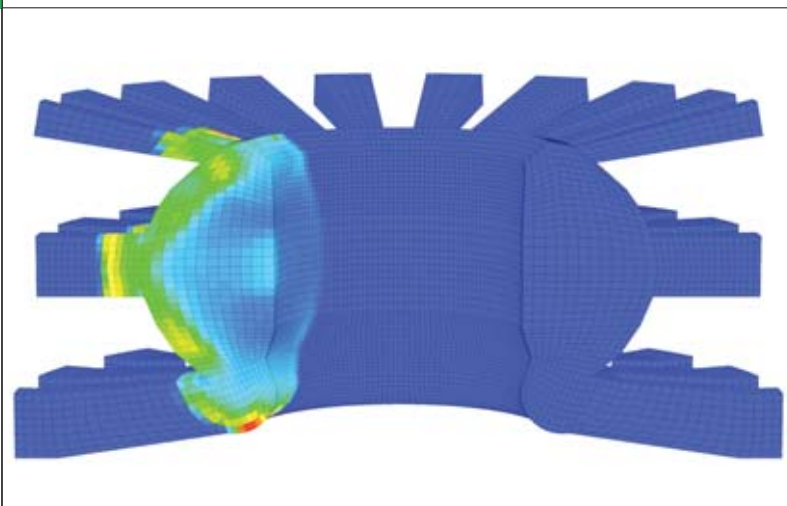


Figure 1.
Calcul de détonation air-hydrogène dans l'enceinte à vide du réacteur de fusion thermonucléaire ITER effectué avec le code CAST3M : champ de pression, variant de 1 à 13 bars, 3 millisecondes après initiation d'une détonation dans une zone à stœchiométrie (scénario non réaliste).

moyen pour le diluer dans l'atmosphère ambiante, et réduire ainsi le risque de formation de nuage explosif, comme l'illustre un des exemples suivants en milieu confiné.

Les outils CEA pour l'évaluation du risque

Le CEA conçoit depuis plusieurs années des outils de calcul pour simuler à la fois la dispersion et la combustion de l'hydrogène. Il a également élaboré des installations expérimentales pour étudier la phénoménologie des accidents.

La plupart des outils de simulation a été développée pour analyser des problèmes de sûreté nucléaire : par exemple, l'application Tonus du logiciel de calcul (code) CAST3M l'a été en collaboration avec l'IRSN pour évaluer le risque hydrogène associé aux accidents de perte de réfrigérant dans les réacteurs à eau sous pression. CAST3M a également été utilisé dans des études de sûreté concernant le réacteur de fusion thermo-

■ (1) Voir à ce sujet *Clefs CEA* n° 49 (printemps 2004)

nucléaire⁽¹⁾ ITER (figure 1) dans un scénario d'accident, certes non réaliste, qui a néanmoins servi de *benchmark* numérique dans l'optique d'une validation "code à code" entre le code de simulation développé par le Centre de recherche de Karlsruhe (FZK) et celui du CEA.

L'utilisation de ce même code pour des études de sûreté concernant des applications telles que le véhicule à hydrogène est également en cours dans le cadre du projet Hysafe. Elle permet ainsi l'étude de l'effet de la ventilation (présence d'évents dans un local confiné) sur l'accumulation d'hydrogène et donc le risque d'explosion (figure 2). D'autres outils développés au CEA peuvent également s'appliquer à la simulation de brèches accidentelles dans les systèmes de stockage d'hydrogène, en particulier pour l'étude des dépressurisations accidentelles de réservoirs **cryogéniques**.

Du point de vue expérimental, le CEA peut aussi s'appuyer sur des moyens propres que sont par exemple les installations du Cesta, près de Bordeaux, pour les études d'explosion ou Mistra, à Saclay, qui permet l'étude du relâchement accidentel d'hydrogène (simulé par de l'hélium) en milieu confiné. Cette installation autorise en effet des mesures de concentration et de vitesse, pour différentes conditions de débit, entre régime de jet et régime de panache.

Les outils de calcul et moyens expérimentaux du CEA seront prochainement valorisés dans le cadre du Réseau d'excellence Hysafe.

Une normalisation et une réglementation adaptées

Pour limiter les risques, il faut développer la normalisation des appareillages et élaborer une réglementation adaptée. Aujourd'hui, il n'existe pas en France de réglementation spécifique à l'hydrogène utilisé comme vecteur énergétique. La réglementation actuelle, très contraignante, s'applique en effet aux installations centralisées de production d'hydrogène dans l'industrie chimique. Il faut donc élaborer une réglementation spécifique ou adapter la réglementation actuelle pour le stockage, la distribution ou l'usage d'hydrogène, notamment dans les installations utilisant des piles à combustible.

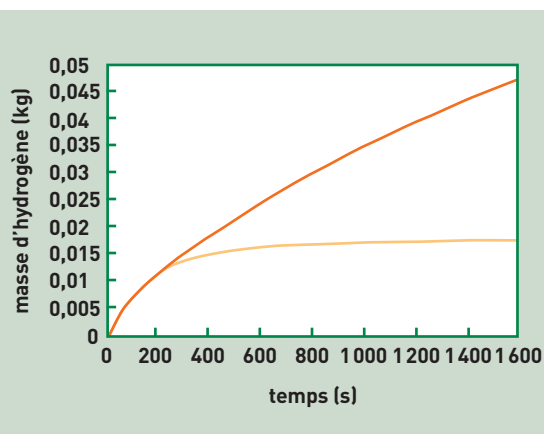
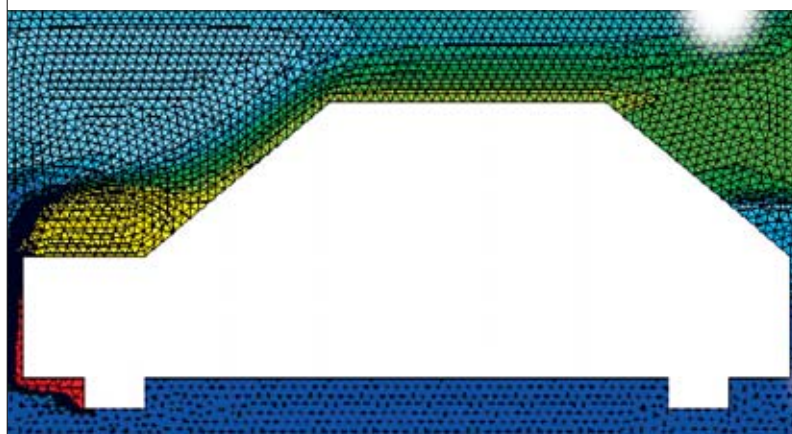


Figure 2.
Étude de l'effet de la ventilation (présence d'un ou de deux événements) d'un garage de voiture privé, avec fuite accidentelle d'hydrogène. À gauche, champ de concentration hydrogène, celle-ci variant entre 4 % (zone rouge), 2 % (zone verte) et proche de 0 % (zone bleue). À droite, la courbe d'évolution de la masse globale d'hydrogène à l'intérieur du box en fonction du temps montre l'effet bénéfique de la ventilation sur le risque hydrogène (courbe foncée : un événement ; courbe claire : deux événements).

Pour les futures automobiles à hydrogène, l'élaboration de la réglementation se fait au niveau européen et même international. Un projet européen (EIHP: *European Integrated Hydrogen Project*) auquel participe le CEA, réunit les principaux constructeurs automobiles, des équipementiers, des fournisseurs de gaz, des pétroliers et quelques centres de recherches, afin d'élaborer les bases d'une réglementation spécifique à l'hydrogène. Deux projets de réglementation concernant les réservoirs d'hydrogène (liquide ou gazeux sous pression) embarqués dans les véhicules sont déjà en discussion à Genève dans le cadre des accords techniques internationaux sous l'égide d'organismes émanant de l'Organisation des Nations unies. On peut donc espérer voir aboutir dans quelques années une réglementation internationale concernant les véhicules à hydrogène.

La normalisation joue également un rôle important en matière de sécurité. Sans avoir force de loi, elle constitue une incitation à utiliser les meilleures techniques de fabrication et de contrôle et facilite l'accès des industriels à des niveaux de qualité et de standardisation permettant de satisfaire aisément la réglementation. Là encore, le CEA est très présent puisqu'il assure aux côtés de l'Afnor et de l'UTE l'animation de deux comités miroirs représentant la France auprès des comités internationaux: ISO/TC197 Technologies de l'hydrogène et IEC/TC105 Piles à combustible.

Vers un combustible aussi sûr que les autres

L'utilisation de l'hydrogène comme combustible de véhicule automobile est aujourd'hui une réalité technique. Pour que la filière se développe, il est important de savoir bien identifier et maîtriser les risques



La réglementation contraignante qui s'applique aux installations de production et de stockage d'hydrogène matière chimique devra être adaptée pour le stockage, la distribution ou l'usage d'hydrogène vecteur énergétique.

associés à ce combustible et le rendre aussi sûr que les autres. Le projet Hysafe devrait permettre de fédérer au niveau européen les travaux de R&D dans le domaine et promouvoir ainsi le développement d'une culture de sûreté européenne.

> **Henri Paillère** et **Étienne Studer**
 Direction de l'énergie nucléaire
 CEA centre de Saclay
 > **Serge Chaudourne**
 Direction de la recherche technologique
 CEA centre de Grenoble

L'évaluation de l'impact environnemental des filières hydrogène

Le principal avantage attendu de l'introduction du combustible hydrogène est d'ordre environnemental. Une raison de plus pour que les différentes filières envisageables soient étudiées afin d'en évaluer rigoureusement l'impact global sur ce plan. Une évaluation "du puits à la roue" pour les transports ou "de la source à l'utilisation" pour les autres applications s'impose, l'hydrogène ayant au final la "propreté" de l'énergie ayant servi à le produire et à le transporter.

La lutte contre le réchauffement climatique est une des deux raisons principales, avec la fin du pétrole bon marché, pour introduire des **sources d'énergie renouvelables** dans le secteur des transports, et en particulier l'**hydrogène** comme **combustible** pour les véhicules. Il existe maintenant un large consensus sur le fait que nous connaissons déjà un changement climatique global causé par les émissions de **CO₂** et autres **gaz à effet de serre (GES)** imputables principalement à la combustion de combustibles **fossiles**. Les conséquences en sont entre autres des tempêtes de plus en plus violentes et une occurrence accrue d'événements climatiques extrêmes comme des sécheresses, de fortes chutes de pluies et les inondations subséquentes.

Or, principalement dans les pays industrialisés, les émissions du secteur des transports continuent à croître. Ceci est vrai pour les émissions de GES et, dans une moindre mesure, celles des polluants locaux comme les **oxydes d'azote (NOx)**. Limiter puis faire baisser ces émissions, en particulier celles des voitures particulières, est par conséquent une tâche urgente.

L'utilisation future de sources d'énergie renouvelables pour le transport est la seule solution durable pour protéger le climat et assurer l'approvisionnement énergétique. C'est en particulier la seule façon envisageable de satisfaire les besoins de mobilité de la population des pays en développement.



De l'écobilan à l'évaluation "du puits à la roue"

L'analyse du cycle de vie d'un produit est une méthode normalisée (ISO 14040) d'évaluation des impacts sur l'environnement au cours de son cycle de vie (consommation de ressources naturelles, émissions dans l'air et dans l'eau, production de déchets), depuis l'extraction des ressources naturelles jusqu'à l'élimination des déchets. Cette analyse, parfois aussi appelée *écobilan*, est un bilan quantitatif détaillé des entrées et des sorties mesurées aux frontières du système. Mais les coûts générés par le cycle de vie du produit ne peuvent être évalués que par une méthode complémentaire comme le *Life cycle costing*.

Dans le cas des filières de **combustibles** et de **carburants**, et en particulier dans celui d'une filière hydrogène, on procède plus volontiers à une évaluation "du puits à la roue" (pour l'application au secteur des transports) ou "de la source à l'utilisation" (pour les autres applications) des besoins d'énergie et des émissions atmosphériques de la filière, sans qu'il s'agisse formellement d'une analyse du cycle de vie. Tous les procédés de la chaîne énergétique sont alors pris en compte : approvisionnement en énergie primaire, production, transport, stockage, distribution et utilisation de l'hydrogène.

> **Jean-Marc Agator**

Direction de la recherche technologique
CEA centre de Fontenay-aux-Roses

C'est pourquoi l'hydrogène comme combustible pour les véhicules est une option qui attire une attention de plus en plus soutenue de la part des constructeurs automobiles, des acteurs du secteur énergétique et des décideurs politiques. Ceci s'est notamment traduit par l'installation de la plate-forme européenne pour les technologies de l'hydrogène et des **piles à combustible** (*European hydrogen and fuel cell technology platform*) par la **Commission européenne**. Cette initiative prend en compte les rapides progrès technologiques réalisés ces dernières années dans le développement de nouveaux systèmes-moteur propres et de haut rendement pour des véhicules équipés de piles à combustible. Elle reflète également la reconnaissance des nombreuses opportunités offertes par l'hydrogène pour une amélioration de problèmes environnementaux.

Le plus flexible des combustibles

De tous les combustibles, l'hydrogène est celui qui présente la plus grande flexibilité au niveau des matières premières, pouvant être obtenu à partir de sources d'énergie fossiles comme renouvelables (voir *Comment produire l'hydrogène?* p. 31). L'hydrogène peut être produit dans des unités décentralisées sur le site des stations-service ou dans installations centralisées, par exemple à proximité de grands champs d'éoliennes ou d'usines hydroélectriques.

De l'hydrogène gazeux comprimé produit à partir de **gaz naturel** et utilisé dans des véhicules à pile à combustible conduirait à des émissions de gaz à effet de serre inférieures de 25% à celles d'un véhicule utilisant directement le gaz naturel.

Si les combustibles sont produits à partir de sources d'énergie renouvelables, les émissions de gaz à effet de serre comme les autres impacts écologiques (provenant exclusivement de la production et de l'utilisation de l'énergie dite grise) sont très faibles. Ces impacts correspondent pour l'essentiel à la construction des unités de production et des véhicules. Avec une part croissante des sources d'énergie renouvelables dans l'offre énergétique globale, la part d'énergie renouvelable pour l'érection d'unités de production d'énergie ainsi que la fabrication des véhicules augmentera. En conséquence, les émissions de GES imputables à la production et à l'utilisation de l'énergie grise diminueront. L'hydrogène obtenu à partir d'énergies renouvelables apparaît ainsi comme la meilleure voie pour ce qui est de ces émissions. Il constitue la meilleure option en tant que combustible tiré de la **biomasse**, bien que différentes voies en la matière diffèrent largement quant aux émissions de GES en fonction de circonstances spécifiques.

Ce vecteur énergétique a le plus fort potentiel à long terme pour devenir le combustible durable dans le secteur du transport. Il présente des avantages en matière de potentiel de réduction des GES dans tout un éventail de filières d'approvisionnement. Des analyses "du puits à la roue" (encadré) sont toutefois nécessaires pour clarifier les choses : en particulier, ce n'est pas le combustible en lui-même mais la combinaison du combustible et du véhicule qui doit être considérée⁽¹⁾. Finalement, l'utilisation d'hydrogène dans des piles à combustible ne produit pas d'émissions locales et rend superflue toute technologie de dépollution au point de rejet d'un quelconque polluant.

L'outil du consultant LBST

De récentes études internationales "du puits à la roue", dont la finalité est d'évaluer diverses options avancées de carburants et de véhicules, ont utilisé l'outil E²database du consultant allemand **LBST**, partenaire en France du CEA et de l'**IFP**. Cet outil modélise les différents procédés d'une chaîne énergétique et les connecte entre eux par des relations entre les entrées et les sorties, afin de calculer les besoins d'énergie et les émissions de gaz à effet de serre de la chaîne complète, du puits (approvisionnement en énergie primaire) à la roue (utilisation finale dans un véhicule). Une nouvelle version de cet outil (E³database) vient d'être développée, en particulier pour intégrer une fonctionnalité de calcul des coûts, dans le cadre du partenariat scientifique et technique entre LBST, le CEA et l'IFP.

> **Reinhold Wurster**
L-B-Systemtechnik
Ottobrunn (Allemagne)

(1) Les résultats des exercices exhaustifs (les études européennes GM WtW et CONCAWE/EUCAR/JRC) qui ont analysé tous ces points peuvent être consultés aux adresses <http://www.lbst.de/gm-wtw> et <http://ies.jrc.cec.eu.int/Download/eh/31>.

A L'énergie dans tous ses états

« Rien ne se perd, rien ne se crée », écrivait en son temps Lavoisier, père de la chimie moderne. Cet adage vrai pour les espèces chimiques l'est tout aussi pour l'énergie. En effet, l'énergie est une entité multiforme qui peut se transformer sous de très divers aspects. Toutefois, les **énergies primaires** directement accessibles dans la nature sont en nombre limité : ce sont les **énergies fossiles** (charbon, pétrole, gaz), l'**énergie nucléaire** et les **énergies renouvelables** (hydraulique, biomasse, solaire, éolien, géothermie, énergie des marées). Ces énergies primaires constituent ce que l'on appelle le *mix* ou le *bouquet énergétique* (figure 1).

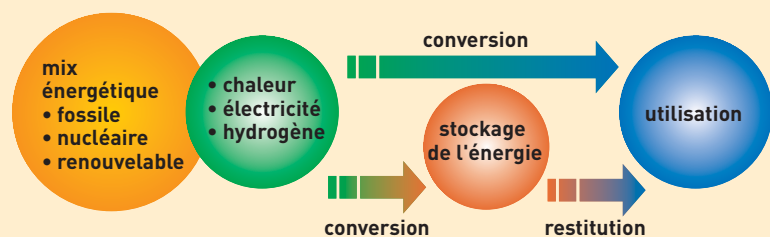


Figure 1. Le schéma énergétique.

Pour la plupart des applications, il est nécessaire de **convertir** l'énergie afin de la rendre compatible avec l'usage envisagé. Bien évidemment la nature, très ingénieuse, a mis au point les tout premiers **convertisseurs énergétiques** que sont les êtres vivants. Les plantes, par la **photosynthèse**, assurent la conversion de l'énergie rayonnante de la lumière en énergie chimique. Le corps humain lui-même permet, en particulier, de convertir l'énergie chimique en énergie mécanique *via* le système musculaire. Par la suite, l'homme a inventé de très nombreux convertisseurs (figure 2). Le premier en date est tout simplement le feu qui convertit de l'énergie chimique (combustion) en lumière et chaleur. Plus récemment un poste de télévision assure la conversion de l'électricité en énergies lumineuse (images) et mécanique (sons). En fait, de nombreux systèmes énergétiques sont l'association de plusieurs convertisseurs, comme par exemple une centrale nucléaire qui réalise la conversion de l'énergie nucléaire en énergie thermique (réacteur) puis en énergie mécanique (turbine) et enfin en énergie électrique (alternateur). Malheureusement, le **second principe de la thermodynamique** nous enseigne que toute transformation de l'énergie a

un coût : une partie plus ou moins importante de l'énergie est dissipée sous forme de chaleur inutilisable (le frottement dans un système mécanique par exemple). Dans le cas d'une centrale nucléaire de la génération actuelle, l'énergie électrique produite ne représente qu'environ un tiers de l'énergie nucléaire initiale contenue au sein du combustible. Mais il serait bien évidemment trop simple que l'énergie puisse être consommée au fur et à mesure sur le lieu même de sa production. Dans de très nombreux cas, les sites de consommation de l'énergie peuvent être très éloignés du site de production, cette dernière et la demande correspondante n'étant

pas de plus toujours concomitantes (électricité photovoltaïque la nuit, par exemple). Une bonne gestion de l'énergie demande donc la mise en place à la fois d'un **réseau de distribution** et de capacités de **stockage de l'énergie**. Le **transport de l'énergie** est assuré par l'intermédiaire d'un **vecteur éner-**

gétique. À l'heure actuelle, les deux principaux vecteurs sont l'**électricité** et la **chaleur**. Mais demain un nouveau vecteur pourrait devenir prépondérant : l'**hydrogène** qui serait converti en électricité et chaleur grâce aux **piles à combustible**.

Enfin, pour que l'énergie puisse être disponible à tout moment il est indispensable de pouvoir la stocker : la "mettre en conserve" pourrait-on dire. Ce **stockage** peut se décliner sous diverses formes. L'énergie peut être stockée sous forme **mécanique** (*énergie potentielle* dans le cas d'une retenue d'eau d'un barrage hydroélectrique ou *énergie cinétique* dans un volant d'inertie), **thermique** (ballon d'eau chaude), **chimique** (réservoir d'essence, piles et **accumulateurs**), voire **magnétique** (bobine **supraconductrice**).

La gestion de l'énergie est donc un art subtil qui associe production, transformation, transport et stockage. Dans le contexte actuel du débat énergétique, il apparaît de plus en plus évident que demain les réseaux énergétiques vont se développer et se multiplier selon une approche multimodale (gestion simultanée de plusieurs réseaux associant des sources d'énergies diversifiées). Les **nouvelles technologies de l'énergie** sont donc appelées à y jouer un rôle essentiel.

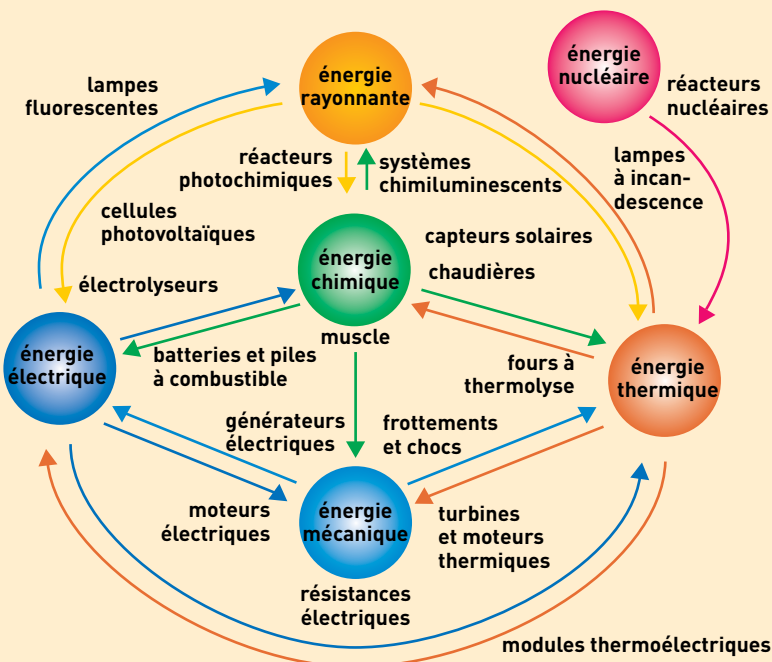
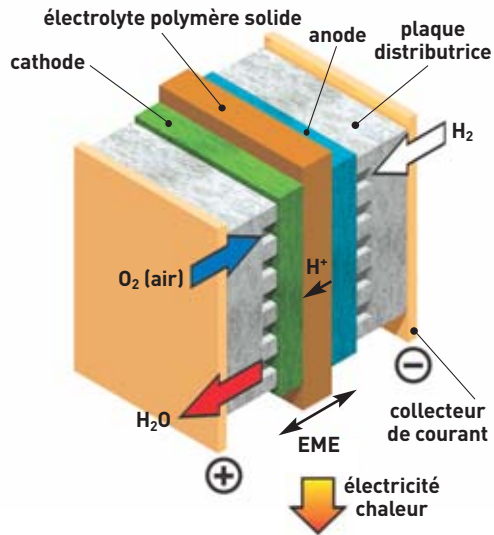


Figure 2. Conversions des six principales formes d'énergie et quelques exemples de convertisseurs d'énergie.

C

Comment fonctionne une pile à combustible ?



Principe de fonctionnement de la pile à combustible. Exemple de la pile à membrane échangeuse de protons. EME représente l'ensemble électrodes-membrane.

La pile à combustible repose sur un principe fort ancien, puisque c'est en 1839 que Sir William Grove construisit la première cellule électrochimique fonctionnant avec de l'**hydrogène** comme carburant, mettant ainsi en évidence la possibilité de produire du courant électrique par conversion directe de l'énergie chimique du **combustible**. La pile à combustible ayant la particularité d'utiliser deux gaz – l'hydrogène H_2 et l'oxygène O_2 – comme couple électrochimique, les réactions d'**oxydo-réduction** qui s'opèrent dans la pile sont donc particulièrement simples. La réaction se produit au sein d'une structure (la **cellule électrochimique élémentaire**) essentiellement composée de deux **électrodes** (l'**anode** et la **cathode**) séparées par un **électrolyte**, matériau permettant le passage des **ions**. Les électrodes mettent en jeu des **catalyseurs** pour activer d'un côté, la

réaction d'**oxydation** de l'hydrogène, et de l'autre côté, la réaction de **réduction** de l'oxygène.

Dans le cas d'une pile à électrolyte acide (ou pile à membrane échangeuse de **protons**), l'hydrogène de l'anode est dissocié en protons (ou ions hydrogène H^+) et en **électrons**, suivant la réaction d'oxydation : $H_2 \rightarrow 2 H^+ + 2 e^-$. À la cathode, l'oxygène, les électrons et les protons se recombinent pour former de l'eau : $2 H^+ + 1/2 O_2 + 2 e^- \rightarrow H_2O$. Le principe de la pile à combustible est donc inverse à celui de l'**électrolyse** de l'eau. La tension thermodynamique d'une telle cellule électrochimique est de 1,23 volt (V). Toutefois, en pratique, la pile présente une différence de potentiel de l'ordre de 0,6 V pour des **densités de courant** de 0,6 à 0,8 A/cm². Le rendement d'une telle cellule est donc d'environ 50%, l'énergie dissipée l'étant bien évidemment sous forme de chaleur.

E Accumulateurs, piles et batteries : des performances en constante amélioration

Les **accumulateurs** et les **piles** sont des systèmes électrochimiques servant à stocker de l'énergie. Ceux-ci restituent sous forme d'énergie électrique, exprimée en wattheure (Wh), l'énergie chimique générée par des réactions électrochimiques. Ces réactions sont activées au sein d'une cellule élémentaire entre deux **électrodes** baignant dans un **électrolyte** lorsqu'une charge, un moteur électrique par exemple, est branchée à ses bornes. L'accumulateur est basé sur un système électrochimique réversible. Il est rechargeable par opposition à une pile qui ne l'est pas. Le terme **batterie** est alors utilisé pour caractériser un assemblage de cellules élémentaires (en général rechargeables).

Un accumulateur, quelle que soit la technologie utilisée, est pour l'essentiel défini par trois grandeurs. Sa **densité d'énergie massique** (ou **volumique**), en wattheure par kilogramme, Wh/kg (ou en wattheure par litre, Wh/l), correspond à la quantité d'énergie stockée par unité de masse (ou de volume) d'accumulateur. Sa **densité de puissance massique**, en watt par kilogramme (W/kg), représente la puissance (énergie électrique fournie par unité de temps) que peut délivrer l'unité de masse d'accumulateur. Sa **cyclabilité**, exprimée en nombre de cycles⁽¹⁾, caractérise la durée de vie de l'accumulateur, c'est-à-dire le nombre de fois où il peut restituer un niveau d'énergie supérieur à 80 % de son énergie nominale, cette valeur étant la valeur la plus souvent demandée pour les applications portables.

Jusqu'à la fin des années quatre-vingt, les deux principales technologies répandues sur le marché étaient les accumulateurs au **plomb** (pour le démarrage de véhicules, l'alimentation de secours de centraux téléphoniques...) et les accumulateurs **nickel-cadmium** (outillage portable, jouets, éclairage de secours...). La technologie au plomb, connue plus communément sous

le nom de batterie au plomb, est également qualifiée de système au plomb-acide. En effet, les réactions chimiques mises en jeu impliquent l'oxyde de plomb constituant l'électrode positive (improprement appelée cathode) et le plomb de l'électrode négative (anode), toutes deux plongées dans une solution d'acide sulfurique qui constitue l'électrolyte. Ces réactions tendent à convertir le plomb et l'oxyde de plomb en sulfate de plomb, avec formation d'eau. Pour recharger la batterie, ces réactions doivent être inversées par la circulation d'un courant électrique imposé. Les inconvénients relevés sur la technologie au plomb (poids, fragilité, utilisation d'un liquide corrosif) ont conduit au développement d'accumulateurs alcalins, de plus grande capacité (quantité d'électricité restituée à la décharge) mais développant une force électromotrice moindre (différence de potentiel aux bornes du système en circuit ouvert). Leurs électrodes sont soit à base de nickel et de cadmium (accumulateur nickel-cadmium), soit à base d'oxyde de nickel et de zinc (accumulateur zinc-nickel), soit à base d'oxyde d'argent couplé à du zinc, du cadmium ou du fer (accumulateurs à l'oxyde d'argent). Toutes ces technologies utilisent une solution de potasse comme électrolyte. Les technologies au plomb, comme les accumulateurs alcalins, se caractérisent par une grande fiabilité, mais leurs densités d'énergie massiques restent relativement faibles (30 Wh/kg pour le plomb, 50 Wh/kg pour le nickel-cadmium).

Au début des années quatre-vingt-dix, avec la croissance du marché des équipements portables, deux filières technologiques nouvelles ont émergé : les accumulateurs **nickel-métal hydrure** et les accumulateurs au **lithium** (voir l'[encadré Principe de fonctionnement d'un accumulateur au lithium](#), p. 131). La première filière, mettant en jeu une électrode positive à base de nickel et une électrode négative – constituée d'un alliage absorbant l'hydrogène – plongeant dans une

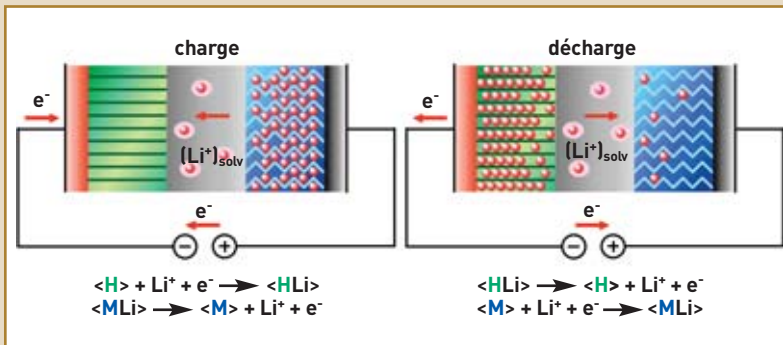
solution de potasse concentrée, a permis d'atteindre une densité d'énergie massique de 70 à 80 Wh/kg. La seconde filière avait déjà fait l'objet de travaux vers la fin des années soixante-dix, dans la perspective de trouver des couples électrochimiques présentant de meilleures performances que les accumulateurs au plomb ou au nickel-cadmium employés jusque-là. Les premiers modèles ont ainsi été conçus avec une électrode négative à base de lithium métallique (filiale **lithium-métal**). Cependant, cette technologie s'est heurtée à des problèmes liés à une mauvaise reconstitution de l'électrode négative de lithium au cours des charges successives. C'est pourquoi, vers le début des années quatre-vingt, des recherches ont été entreprises sur un nouveau type d'électrode négative à base de carbone, utilisé comme composé d'insertion du lithium. La filière **lithium-ion** était née. Les industriels japonais se sont rapidement imposés en tant que *leaders* dans le domaine. Déjà fabricants d'équipements portables, ils ont considéré la source d'énergie comme faisant partie des composants stratégiques de ces équipements. C'est ainsi que Sony, qui n'était pas à l'origine fabricant d'accumulateurs, a décidé de mobiliser au cours des années quatre-vingt des ressources considérables afin de faire progresser la technologie et de la rendre industrialisable. En février 1992, Sony annonçait à la surprise générale le lancement immédiat de la fabrication industrielle d'accumulateurs lithium-ion. Ces premiers accumulateurs offraient des performances limitées (90 Wh/kg). Depuis, celles-ci se sont notablement améliorées (de 160 à plus de 180 Wh/kg en 2004), grâce d'une part aux progrès technologiques réalisés (diminution de la part inutile dans le poids et le volume des accumulateurs) et d'autre part à l'optimisation des performances des matériaux. Des densités d'énergie massiques de plus de 200 Wh/kg sont escomptées vers 2005.

(1) Un cycle correspond à une charge et une décharge.

Principe de fonctionnement d'un accumulateur au lithium

1

En cours d'utilisation, donc lors de la décharge de l'**accumulateur**, le lithium relâché par l'**électrode négative** (matériau d'intercalation hôte <H>) sous forme **ionique** Li^+ migre à travers l'**électrolyte** conducteur ionique et vient s'intercaler dans le réseau cristallin du matériau actif de l'**électrode positive** (composé d'insertion du lithium de type oxyde métallique <Mli>). Le passage de chaque ion Li^+ dans le circuit interne de l'accumulateur est exactement compensé par le passage d'un **électron** dans le circuit externe, générant ainsi un courant électrique. La **densité d'énergie massique** libérée par ces réactions est à la fois proportionnelle à la différence de potentiel entre les deux électrodes et à la quantité de lithium qui se sera intercalé dans le matériau d'insertion. Elle est également inversement proportionnelle à la masse totale du système. Or le lithium est en même temps le plus léger (avec une masse molaire atomique de 6,94 g) et le plus **réducteur** des métaux : les systèmes électrochimiques qui l'emploient peuvent atteindre des tensions de 4 V, contre 1,5 V pour les autres systèmes. Il permet ainsi aux batteries au lithium d'offrir les plus importantes densités d'énergie massique et volumique (typiquement plus de



160 Wh/kg et 400 Wh/l), supérieures en moyenne de plus de 50 % à celles des batteries conventionnelles.

Le principe de fonctionnement d'un accumulateur au lithium est le même selon qu'est utilisée une électrode négative de lithium métallique ou à base de carbone. Dans ce deuxième cas, la filière technologique est appelée *lithium-ion*, car le lithium n'est jamais sous forme métallique dans l'accumulateur, et fait "yo-yo" entre les deux composés d'insertion du lithium contenus dans les électrodes positive et négative à chaque charge ou décharge de l'accumulateur.

B Effet de serre et CO₂

L'énergie solaire qui parvient au sol réchauffe la Terre et se transforme en **rayons infrarouges**. Comme les vitres d'une serre – d'où le nom donné à ce mécanisme – des gaz présents dans l'atmosphère piègent une partie de ces rayons qui tendent à la réchauffer. Ainsi, en termes de puissance, la Terre reçoit en moyenne un peu plus de 240 **watts/m²**. Sans **effet de serre**, la température moyenne sur la Terre serait de - 18 °C et peu d'eau serait sous forme liquide. Cet effet a donc une influence bénéfique puisqu'il permet à notre planète d'avoir une température moyenne de 15 °C.

Cependant, depuis le début de l'ère industrielle, soit plus d'une centaine d'années, l'homme a rejeté dans l'atmosphère des gaz (**gaz carbonique**, **méthane**, oxydes d'azote, etc.) qui augmentent artificiellement l'effet de serre. Depuis 1750, cette augmentation, pour ce qui est des gaz "bien mélangés", a été de 2,43 W/m². Avec un "forçage radiatif supplémentaire" de 1,46 W/m², le **gaz carbonique** (CO₂) compte pour plus de la moitié de cet "effet de serre additionnel", loin devant le méthane (0,48 W/m²), les **halocarbures** (chlorofluorocarbures **CFC**, hydrochlorofluorocarbures **HCFC** et hydrofluorocarbures **HFC**) avec 0,34 W/m² et le dioxyde d'azote avec 0,15 W/m². En outre, l'**ozone** troposphérique présente un forçage radiatif positif de 0,35 W/m² (mais on estime que l'appauvrissement de la couche d'ozone stratosphérique constaté entre 1979 et 2000 a entraîné un forçage radiatif négatif de 0,15 W/m²).

Cet ajout à l'effet de serre naturel (155 W/m²) est faible, correspondant à un accroissement de l'ordre de 1%. Néanmoins, il est presque certain qu'il

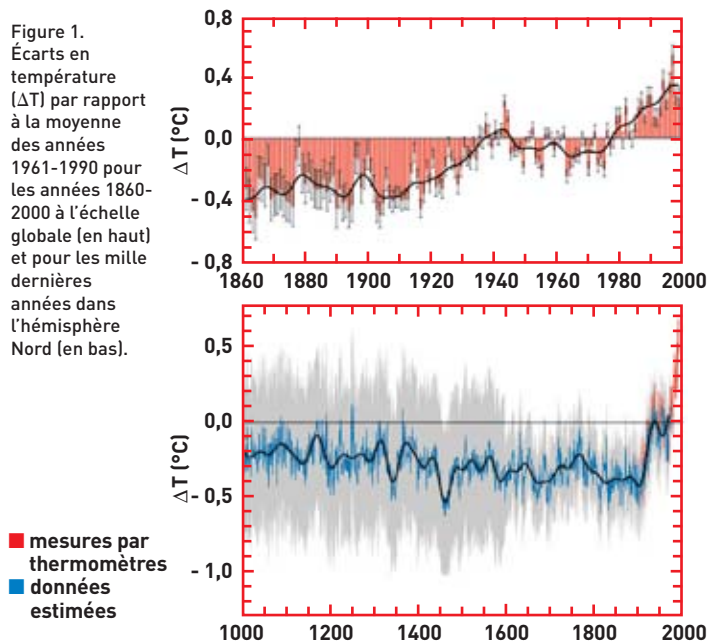
a contribué à l'augmentation de la température moyenne de notre planète d'environ 0,5 °C, observée au cours du vingtième siècle (**figure 1**). Si rien n'est fait pour réduire ces émissions, la concentration en gaz carbonique dans l'atmosphère (**figure 2**) pourrait doubler d'ici 2100. À partir de la consommation mondiale actuelle⁽¹⁾ de combustibles **fossiles** (7700 Mtep), il est aisé de calculer la masse de CO₂ actuellement produite : 20 milliards de tonnes par an ! Cela pourrait conduire à une augmentation substantielle de l'effet de serre et mener, par des effets amplificateurs non linéaires, à de profondes altérations du climat. La plupart des modèles prévoient que le double de la concentration de gaz

carbonique actuelle conduirait, à la fin du vingt et unième siècle, à une élévation de la température de l'ordre de 2 à 3 °C. Certains donnent même une fourchette entre 1,5 et 4,5 °C, laissant prévoir des conséquences dramatiques sur l'environnement, comme la montée notable du niveau de la mer.

Ces chiffres peuvent sembler petits et n'avoir que de faibles conséquences sur le climat ; il n'en est rien. Pour s'en convaincre, il faut se rappeler que lors du "petit âge glaciaire", entre 1450 et 1880, la température moyenne ne s'est abaissée en France que de 1 °C en moyenne. Il y a 6000 à 8000 ans, alors que l'Europe occidentale a connu une période plus chaude avec une température moyenne supérieure de 2 °C à 3 °C à celle d'aujourd'hui, le Sahara n'était

(1) CEE DG XVII (1996), scénario "Sagesse traditionnelle".

Figure 1. Écarts en température (ΔT) par rapport à la moyenne des années 1961-1990 pour les années 1860-2000 à l'échelle globale (en haut) et pour les mille dernières années dans l'hémisphère Nord (en bas).



B (suite)

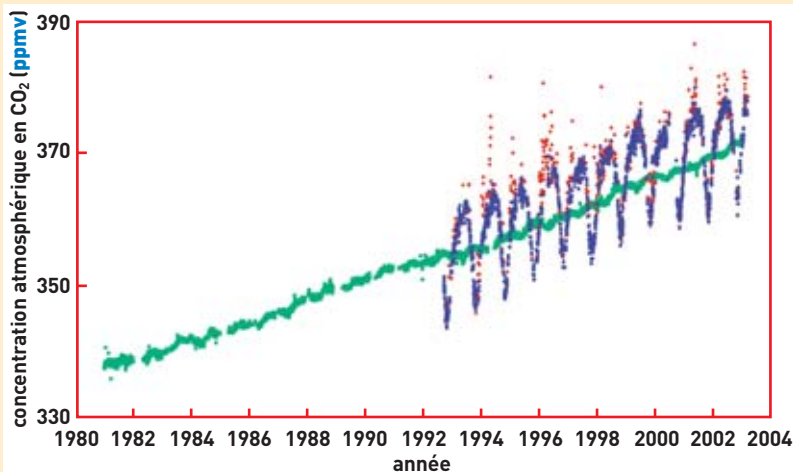


Figure 2.

Évolution de la concentration atmosphérique en CO₂ depuis 1980 telle qu'elle est mesurée quotidiennement par les stations automatiques du Laboratoire des sciences du climat et de l'environnement (LSCE), depuis 1981 sur l'île d'Amsterdam (Océan indien) et depuis 1992 à Mace Head sur la côte ouest de l'Irlande.

Les mesures de l'île d'Amsterdam (en vert), loin de toute perturbation anthropique directe, mettent essentiellement en évidence l'augmentation continue de la concentration. Le site de Mace Head mesure essentiellement l'air océanique (régime normal de vents d'ouest; mesures en bleu). Quand le régime des vents s'inverse, il reçoit une atmosphère continentale, avec un fort excès de CO₂ (mesures en rouge) par rapport à l'atmosphère océanique. À l'augmentation moyenne de la concentration de CO₂ se superpose une forte modulation saisonnière due au cycle végétatif (photosynthèse chlorophyllienne) des plantes, émetteur de CO₂ en hiver et absorbeur en été.

pas un désert mais le siège de pluies abondantes. C'est moins l'augmentation de la température qui est préoccupante que sa variation rapide (en un siècle). Les grandes variations déjà observées dans la nature se sont produites sur des échelles de temps beaucoup plus longues, au moins pour celles qui ont un caractère global. Ainsi, la dernière glaciation a duré 100 000 ans et la déglaciation correspondante 10 000 ans. La variation rapide que nous sommes en train de vivre peut induire des perturbations importantes et inattendues du climat et de l'écosystème, qui n'aura pas toujours le temps de s'adapter.

De Rio à Kyoto : les grandes conférences sur l'environnement

L'évolution de l'environnement global a suscité l'organisation d'importantes conférences, depuis la dernière décennie du vingtième siècle.

Au Sommet de la Terre de **Rio de Janeiro** (juin 1992) a été signée la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques qui adopta l'objectif d'une stabilisation des émissions de **gaz à effet de serre** (entrée en vigueur le 21 mars 1994).

À la conférence de Kyoto (décembre 1997) a été signé le protocole de réduction

globale des émissions de ces gaz, de 5,2% en moyenne en 2008-2012 par rapport à 1990, pour les pays de l'OCDE et les pays de l'Europe de l'Est (dont la Russie). Les objectifs de réduction pour l'Union européenne et la France sont de respectivement 8% et 0%. Les moyens de les atteindre ont été débattus sans succès en novembre 2000 à **La Haye**. Les conférences suivantes, tenues à **Marrakech** (2001), **Johannesbourg** (Sommet de la Terre en août-septembre 2002), **New-Delhi** (octobre 2002), **Moscou** (septembre-octobre 2003) et **Milan** (décembre 2003) n'ont pas permis la mise en application dès 2004 du **protocole de Kyoto**, enfin intervenue en 2005, grâce à sa récente ratification par la Russie.

Sous l'impulsion du programme des Nations unies pour l'environnement (**PNUE**), les problèmes posés par les substances appauvrissant la couche d'ozone atmosphérique ont été traités à **Vienne** (1985) et surtout à **Montréal** (septembre 1987) où a été signé le protocole imposant une réduction de la production et de l'utilisation des chlorofluorocarbures



La station de mesure de Mace Head, en Irlande.

(CFC). Ce protocole a fait l'objet des amendements de **Londres** (1990), qui a imposé l'abandon des CFC au 1^{er} janvier 2000 et étendu la réglementation à d'autres produits (dont les HCFC), de **Copenhague** (1992), **Montréal** (1997) et **Pékin** (1999).