



La production nucléaire de l'hydrogène

Thierry Alleau

Summary Hydrogen nuclear production

While contributing 17% of electricity generation world-wide, nuclear energy currently contributes only 7% to primary energy. Save a few exceptions, including electricity generation, the diverse applicability of nuclear energy which was envisioned at the start of the nuclear age has not yet been put into widespread practice. With emerging issues such as sustainable development of world economies, the capacity of nuclear energy to deliver heat that is free from greenhouse gas emissions offers a renewed incentive to consider a broadened, energy-intensive product mix. One possibility would be to use heat from nuclear power plants to produce hydrogen through water splitting, using thermo-chemical methods.

Le développement de l'énergie nucléaire a maintenant atteint un excellent niveau de maturité dans le monde ; par exemple, elle contribue à 17 % de la production mondiale d'électricité.

Par ailleurs, le monde est confronté à une demande croissante d'énergie, associée à un épuisement progressif des ressources fossiles et à une augmentation dangereuse de la quantité des gaz à effet de serre (en particulier le CO₂) issus de l'exploitation de ces combustibles fossiles.

Dans ce contexte, l'énergie nucléaire – qui n'émet pas de CO₂ – a sa place dans la panoplie des solutions envisageables. En effet, même s'il est souvent rappelé que les réserves d'uranium 235 sont limitées, condamnant ainsi à terme la filière actuelle de type pressurisée, d'autres combustibles – comme le thorium 232 et l'uranium 238 – sont beaucoup plus abondants ; ils permettraient d'attendre le passage de la fission à la fusion contrôlée dont le combustible est considéré comme quasi illimité sur la terre, à notre échelle de temps.

Il est alors intéressant d'étudier comment cette énergie nucléaire pourrait être transformée en **hydrogène**, gaz considéré comme un des vecteurs d'énergie du futur. Cet hydrogène proviendra de la dissociation de la molécule d'eau, source principale d'atomes d'hydrogène sur Terre en dehors des combustibles fossiles. La transformation de combustibles fossiles en utilisant de la chaleur nucléaire – voie parfois proposée – ne sera pas traitée ici, pour la seule raison qu'elle contribuera à l'augmentation de l'effet de serre par émission de CO₂.

Partant de l'énergie nucléaire, dont la seule application actuelle (en dehors des armes) est la production d'électricité, deux grandes voies s'offrent pour la décomposition de l'eau :

- l'électrolyse à partir du courant électrique fourni par une centrale électrogène,
- des cycles thermo-chimiques endothermiques alimentés par de la chaleur fournie par une centrale nucléaire. On élimine *a priori* la

décomposition directe de l'eau qui exige des températures voisines de 2 900 K, donc irréalistes sur un plan technico-économique.

Si la technologie actuelle permet d'approcher avec une précision acceptable le coût de l'hydrogène produit par la première voie, elle ne permettrait pas – il y a encore peu d'années – d'apporter des réponses à la faisabilité et à l'économie de la deuxième voie. En effet, cette deuxième voie paraît plus intéressante que la première du fait des rendements théoriques associés : 50 % comparés au rendement pratique de la première qui est dans la gamme 25-30 % (rendement du générateur nucléaire de 33 % multiplié par le rendement de l'électrolyseur voisin de 75-80 % pour une grosse unité).

Des projets en cours – et présentés lors du meeting de l'Agence Nucléaire (NEA) de l'OCDE en octobre 2000 – ont fait progresser les connaissances sur cette voie. Les éléments fournis dans la suite sont issus de ce meeting.

La filière MPFR (multi-purpose liquid metallic fueled fast reactor)

Elle est proposée par les japonais¹. Les avantages mis en avant sont :

- température élevée permettant aussi bien la production d'électricité que la chaleur pour la production directe d'hydrogène,
- réacteur à neutrons rapides permettant de brûler les déchets à vie longue,
- sécurité passive du cœur (coefficient de réactivité négatif en cas d'incident).

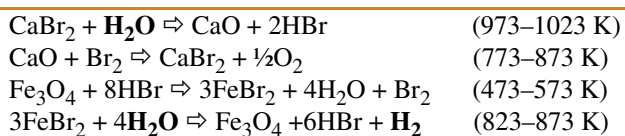
Le combustible utilisé est un alliage métallique liquide : U-Pu-X (avec X : Mn, Fe, Co). Le fluide caloporteur est du plomb fondu, travaillant entre 950 et 1 100 °C, et permettant de fabriquer de l'électricité avec un bon rendement (de l'ordre de 40 %) et de réaliser une dissociation thermo-chimique de l'eau pour fabriquer de l'hydrogène. La puissance du réacteur prévu est de 300 MWth.

La fabrication de l'électricité serait mise en œuvre au travers du cycle de conversion directe AMTEC



(alkali metal thermo electric conversion) et la dissociation de l'eau par un cycle thermochimique à haute température (750 °C) UT-3² mis au point par les japonais.

Les quatre réactions thermochimiques mises en œuvre dans le procédé UT-3 ainsi que les températures associées sont données ci-après :



État d'avancement : les études préliminaires de conception, neutroniques, sûreté et combustibles prenant en compte une première étape à température intermédiaire avec un cœur refroidi au sodium liquide (500/650 °C) sont terminées.

Il semble que les travaux aient été interrompus à la fin 1999.

La filière HTGR (high temperature gas cooled reactor) et le procédé IS

La filière HTGR est proposée par les japonais³, l'IAEA⁴ et un groupe de sociétés américaines⁵.

On peut noter que le développement de ce type de réacteur à gaz à haute température (HTR) est aussi supporté par la Communauté Européenne dans le cadre du 5^e PCRD au niveau de 4 millions d'euros (avec le CEA et Framatome, en France).

Le programme japonais

Le concept actuellement étudié est basé sur un petit réacteur de 30 MWth avec une température de sortie du gaz de 850-950 °C, récemment construit par le JAERI et dont le fonctionnement à pleine puissance a été atteint au début de l'année 2001. Le combustible est de l'UO₂ faiblement enrichi.

Par ailleurs, le JAERI a étudié et testé (hors pile) une unité (à échelle de laboratoire, 0,001 Nm³/h) de séparation d'eau par le **procédé thermochimique IS**⁶, et teste actuellement une deuxième unité de 0,05 m³/h d'hydrogène qui sera suivie par une unité de 1 Nm³/h, puis 110 Nm³/h (vers 2006). Le test d'une unité à l'échelle 1 (4 000 Nm³/h) est envisagé vers 2010, le couplage

au réacteur intervenant un ou deux ans plus tard.

Des travaux de perméabilité des métaux par l'hydrogène semblent avoir conduit au choix de l'Hastelloy XR comme matériau de structure.

Le programme américain

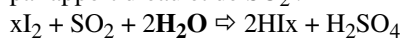
Le gouvernement américain, via le DoE⁷ et le NERI (Nuclear Energy Research Initiative), finance actuellement un programme de 3 ans sur le sujet, dont la première phase s'est terminée fin 2000. Cette première phase avait pour objet de faire le choix du cycle thermochimique : **le procédé IS a été retenu**. Le réacteur proposé est un STAR-LM à neutrons rapides de 300 MWth, refroidi au Pb circulant à 900 °C. Le fluide secondaire proposé est l'hélium et le combustible est à base de U²³⁸.

Les Américains démarrent une collaboration avec les Japonais.

Le procédé IS (voir schéma)

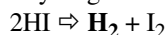
Ce procédé a fait l'objet des premiers développements au début des années 70.

Le principe est le suivant : dans une première étape, par apport d'eau et de SO₂ :

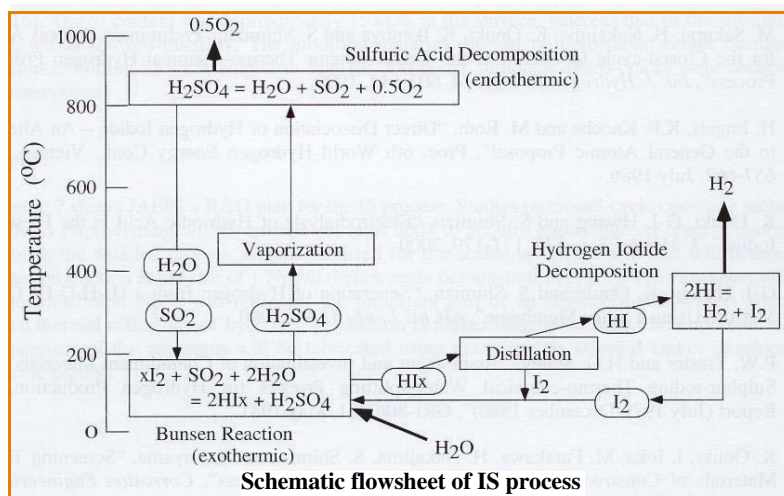


Cette réaction exothermique (dite de Bunsen) s'effectue vers 180 °C.

Puis HIx est séparé de l'acide sulfurique et distillé vers 280 °C pour donner I₂ et HI qui est ensuite décomposé, vers 400 °C, pour donner de l'hydrogène :



Par ailleurs, l'acide sulfurique récupéré est vaporisé vers 500 °C puis décomposé vers 850 °C (réaction endothermique) pour donner de l'eau et du SO₂ réutilisés dans la réaction initiale. L'iode récupéré à ce stade est aussi réinjecté dans la réaction initiale.





PRODUCTION

Les Japonais estiment que le rendement de cette transformation serait de 52 % sans co-génération et de 60 % avec co-génération (production d'électricité) et qu'ainsi le coût de production de l'hydrogène par le procédé IS serait 60 % moins cher que par électrolyse de l'eau.

A noter que le cycle IS est aussi préconisé par trois laboratoires américains (Argonne Nat. Lab., Texas A & M et General Electric), ainsi que par l'ENEA (Italie).

La filière canadienne⁸

Elle est développée par le Joint Institute for Energy and the Environment⁹.

Elle est basée sur la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau, l'énergie électrique étant soit récupérée pendant les heures creuses, soit fournie par des réacteurs dédiés, type CANDU de 600 MWe, dont la technologie existe. Pour donner un exemple, un réacteur de 600 MWe permet de produire l'hydrogène nécessaire à l'alimentation de 600 000 véhicules.

Le type d'électrolyse choisi est l'électrolyse conventionnelle par opposition à l'électrolyse à haute température, deux fois plus onéreuse à mettre en œuvre. Suite à des études fournies par le constructeur canadien Stuart Energy System's, le coût de l'électrolyseur serait voisin de 170 \$/kW.

Conclusions

La plus grande partie de la demande mondiale d'énergie est actuellement satisfaite par les combustibles fossiles. Du double fait d'un début de pénurie prévu vers 2050 et de la nécessaire diminution de production des gaz à effet de serre provenant de ces combustibles, il faut travailler sur les solutions alternatives aux combustibles fossiles. Les énergies renouvelables issues du Soleil devraient prendre une part croissante de la demande future, mais il paraît aujourd'hui douteux que ces énergies puissent totalement remplacer les énergies fossiles. Dans ce contexte, il faut prévoir que le nucléaire, dont la technologie est aujourd'hui bien maîtrisée, prendra une part croissante dans la production des deux vecteurs énergétiques du futur, à savoir l'électricité et l'hydrogène.

Partant de cette hypothèse, deux filières apparaissent aujourd'hui économiquement et socialement acceptables pour fournir de l'hydrogène :

- l'électrolyse de l'eau à partir d'électricité nucléaire,
- le craquage de l'eau à partir de réactions thermochimiques (procédé IS) alimentées en chaleur (vers 850 °C) par des réacteurs à neutrons rapides intrinsèquement sûrs et consommant des combustibles abondants (uranium 238 et thorium).

La première fait appel à des technologies aujourd'hui bien maîtrisées côté nucléaire et en voie de l'être côté électrolyse, tandis que la seconde nécessite de la R & D pendant une dizaine d'années encore, mais offre des perspectives économiques *a priori* plus séduisantes que la première.

L'état d'avancement des divers projets en cours de développement est suffisamment encourageant pour que les participants à la réunion organisée par l'OCDE, en octobre 2000, prennent l'initiative de recommander à la NSC (Nuclear Science Committee) la poursuite de ces travaux.

Notes

¹Toshiba Corporation et Tokyo Institute of Technology.

²Procédé UT-3 : transformation thermochimique avec combinaison de Ca, Fe et Br à 750 °C.

³JAERI, Japan Atomic Energy Research Institute.

⁴International Atomic Energy Agency, *Hydrogen as an energy carrier and its production by nuclear power*, rapport IAEA-TECDOC-1085, mai 1999.

⁵General Atomics, Univ. of Kentucky et Sandia National Lab.

⁶Thermochemical iodine-sulfur process.

⁷DoE : Department of Energy.

⁸AECL : Atomic Energy of Canada Limited.

⁹Rapport JIEE 2000-06 et www.jiee.org.



Thierry Alleau

est président de l'Association Française de l'Hydrogène.