

ROLE DE L'HYDROGENE DANS LE STOCKAGE DE L'ELECTRICITE A BASE DES ENERGIES RENOUVELABLES

Rachid BENCHRIFA, Abdelaziz BENNOUNA et Driss ZEJLI

*Centre National pour la Recherche Scientifique et Technique
Unité technologies économes des énergies renouvelables
BP. 8027, Agdal Rabat (Maroc)
E-mail : benchrifa@cnrst.ma*

RÉSUMÉ :

Le développement des énergies renouvelables, qualifiées par énergies flux et à régime intermittent, nécessite le recours à des moyens de stockage fiables.

L'introduction massive de l'électricité à base des énergies renouvelables dans la production de puissance nécessite le stockage sous différentes formes, afin de pallier l'aspect intermittent, éviter le problème de déstabilisation du réseau de distribution et rendre cette production adéquate avec la demande du consommateur.

L'ensemble des technologies d'hydrogène, de la production à l'utilisation en passant par les technologies de stockage, de transport et de distribution de ce vecteur énergétique futur, est appelé à jouer un rôle essentiel dans ce domaine. Dans ce papier, les auteurs présentent les caractéristiques principales des différents modes de stockage d'électricité, et en particulier les technologies de l'hydrogène (de l'électrolyse à la production d'électricité en utilisant les piles à combustible) comme mode efficace pour le stockage futur des énergies renouvelables.

MOTS CLES : *stockage ; éolienne ; thermosolaire ; électrolyseur ; hydrogène.*

1 Introduction

Le stockage de l'énergie est l'un des composants principaux du système énergétique actuel et il est appelé à se développer davantage dans l'avenir. Souvent les sources énergétiques originales, ont des caractéristiques énergétiques ne répondant pas convenablement aux besoins du consommateur. Pour avoir une meilleure adéquation entre la demande en énergie dans le temps et dans l'espace et son offre, des capacités importantes de stockage sont nécessaires.

Est ce qu'on peut stocker l'électricité? La réponse est oui. L'électricité peut en effet être stockée directement dans des supercondensateurs et dans des supraconducteurs, ou indirectement par sa transformation en d'autres formes énergétiques. La forme énergétique de stockage peut être mécanique en comprimant l'air ou en pompant l'eau à des niveaux supérieurs, ou chimique dans des batteries ou par la production de l'hydrogène. Actuellement, le stockage de l'électricité se fait souvent dans le but de permettre une meilleure utilisation des installations de production de base pendant des heures creuses, et une fourniture plus économique de l'électricité pendant les heures de pointe.

Le coût minimal de production du kWh est obtenu quand les unités de production fonctionnent avec leur puissance nominale. Le fonctionnement de ces unités en dessous de leurs puissances nominales entraîne des coûts de kWh plus élevés. En plus le coût de production du kWh varie avec la durée annuelle de fonctionnement et le coût du combustible utilisé. En général le coût de production des installations de base (fonctionnant environ 7000 heures par an) est le plus bas. Ensuite, le coût des installations pour la production durant les heures pleines (fonctionnant environ 5000 heures par an). Et enfin le coût de production le plus élevé est celui des installations pour la production de pointe (fonctionnant environ 2500 heures par an). En effet, le système de stockage ne sera économique que lorsque l'ensemble des coûts, d'investissement, de maintenance et de fonctionnement du système de stockage est inférieur à la différence entre le coût de production pour le stockage (production supplémentaire des installations de base pendant les heures creuses) et de la production normale des installations de pointe.

Les technologies de stockage rendent aussi le système de production énergétique plus stable et plus flexible dans son fonctionnement et améliorent l'efficacité et la qualité de la production. Ainsi les producteurs utilisent le stockage pour pallier les micros coupures, stabiliser le réseau au niveau de la fréquence et la tension et améliorer le suivi de la charge en permettant la meilleure gestion possible du parc de production. La figure 1 présente les domaines d'influence du stockage d'électricité pour les réseaux d'électricité d'une puissance de plusieurs GW.

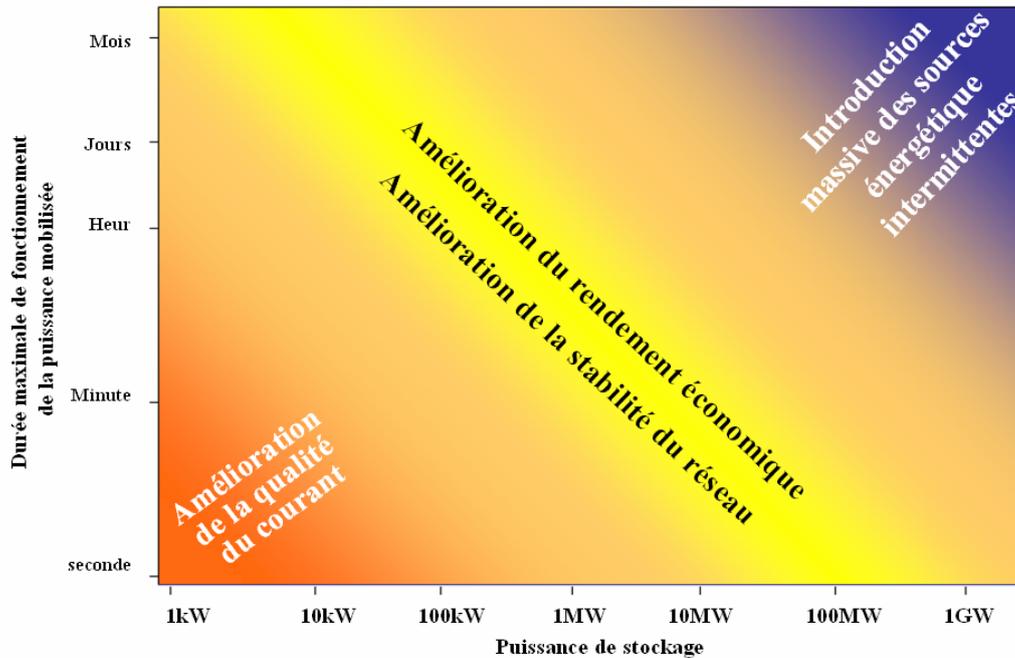


Figure 1 : Domaines d'influence du stockage d'électricité

Tout le monde est convaincu que les énergies renouvelables composeront une part importante du bouquet énergétique futur. Domesticquer ces sources d'énergie pour la production de l'électricité, dépend en premier lieu du coût et de l'efficacité des technologies de production. L'injection de l'électricité produite à partir de ces sources renouvelables intermittentes dans le réseau, génère un certain nombre de complications. L'insertion d'une interface de stockage réduirait considérablement ces complications. Ainsi, le développement de ces sources dépendra des percés technologiques que connaissons les technologies de stockage.

Le stockage chimique d'énergie sous forme de vecteurs fluides et solides, bien développé par la nature (sous forme de biomasse et ressources fossiles), représente une voie prometteuse pour pallier l'intermittence des ressources renouvelables. Une des solutions prometteuses est celle de la production d'hydrogène particulièrement au moyen de l'énergie éolienne et solaire. La possibilité d'utiliser l'hydrogène à grande échelle que ce soit dans le domaine de transport ou dans la production de l'électricité de bonne qualité augmentera le potentiel d'exploitation des énergies renouvelables.

2 Etat de l'art des technologies de stockage de l'électricité

Le stockage en général implique un certain nombre de technologies, anciennes et modernes, qui sont basées sur un cycle de stockage - déstockage quotidien et qui peut s'étendre à un stockage saisonnier d'énergie. Ces technologies couvrent un large spectre d'applications :

- Des applications pour améliorer la qualité du courant et qui ont en général un temps de réponse très court (inférieur à une seconde) et temps de fonctionnement de quelques minutes, telles que le volant d'inertie, les supercondensateurs, les supraconducteurs et le stockage dans des batteries électrochimiques,
- Des applications améliorant la rentabilité du système de production et qui ont un temps de réponse un peu plus long (quelques dizaines de secondes à quelques minutes) et un temps de fonctionnement de quelques heures, telles que le pompage de l'eau et la compression d'air.

L'introduction de l'hydrogène comme vecteur énergétique pour le stockage d'énergie renouvelable à grande échelle, présente un intérêt particulier dans le développement futur des ces sources énergétiques (figure 2).

En général, chaque système dispose de ses propres paramètres de performance déterminants les champs de son application, toutefois, une comparaison approchée basée sur quelques paramètres tels que le temps de réponse, densités énergétiques, est donnée dans le tableau 1. On se limitera dans la suite de ce papier aux technologies de stockage à grande échelle.

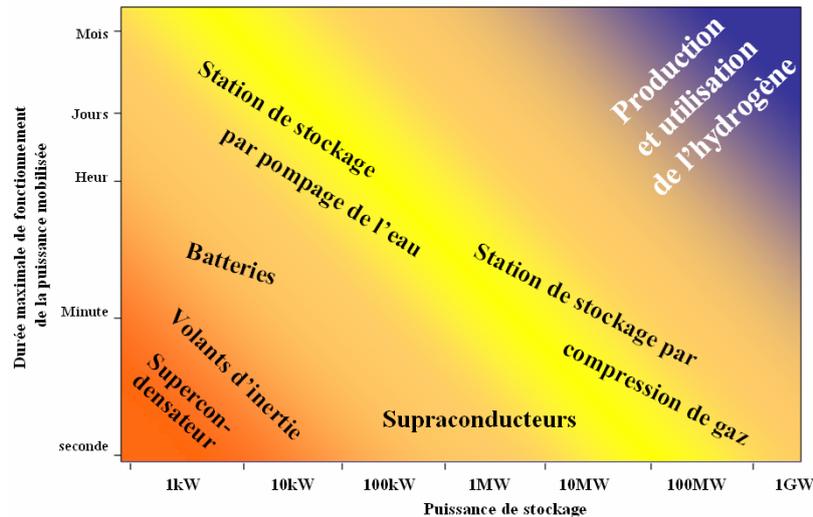


Figure 2 : Quelques technologies de stockages selon les domaines d'influence

2.1 Stockage par compression d'air.

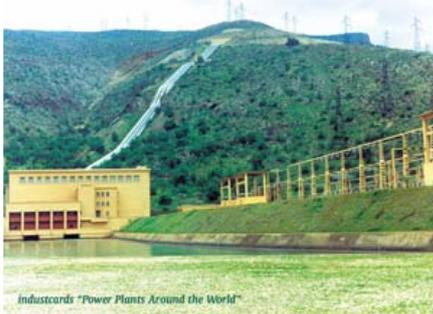
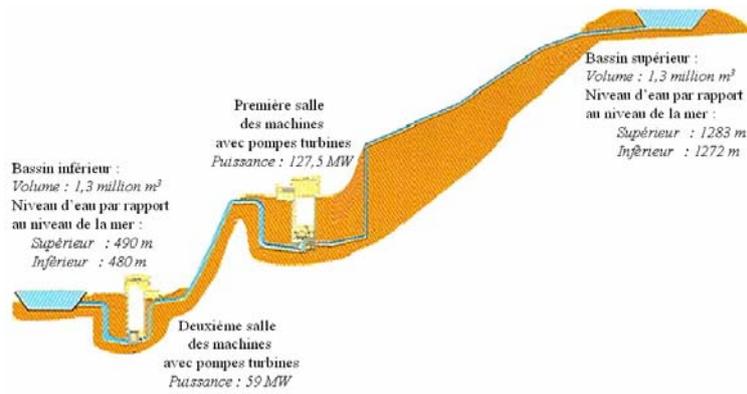
Le stockage par compression d'air est une technologie basée sur le stockage de l'air comprimé dans des cavernes. L'électricité d'origine renouvelable ou l'électricité produite pendant les périodes de faible demande d'énergie est utilisée par les compresseurs d'air. La grande partie de cette énergie est stockée sous forme d'énergie potentielle, le reste est stockée sous forme de chaleur. Pour récupérer l'énergie stockée, l'air comprimé est préchauffé par la chaleur stockée lors de la compression et mélangé avec une petite quantité de pétrole ou de gaz et brûlé. Les gaz de combustion sont envoyés vers une turbine. Ce système est doté d'un bon temps de réponse et d'un bon rendement d'environ 60%.

Tableau 1 : Classification de quelques technologies de stockage d'énergie et leurs caractéristiques

Stockage D'électricité	Mode de stockage	Technologies	Rendement %	Densité énergétique	Temps de réponse	Capacité de stockage		
Indirect	Electrochimique	Hydrogène liquide	50	2,33kWh/l (23K)	qq mn	qq 100 MWh à qq 100GWh		
		Hydrogène comprimé	60	300 à 600 Wh/kg (200 à 350 bars)	qq s			
		Electrolyse/H ₂ /PAC	30 à 50	-	qq mn			
		Batterie à circulation	70	33kWh/m ³	-	10 à qq 100 MWh		
	Batterie	Pb	70 à 90	33kWh/t	qq 1/10 s	0,1 à 100 MWh		
		Li		100kWh/t	qq 1/10 s			
	mécanique	statique	Pompage d'eau 360m de hauteur	80	1 kWh/m ³	qq s	1 à 100 GWh	
			Compression d'air	caverne	60	12kWh/m ³	qq mn	0,1 à 10 GWh
				bouteille	80	8 Wh/kg	qq s	qq kWh à qq 10 kWh
			Volant d'inertie	80 à 90	1 à 5Wh/kg	qq s	qq kWh à qq 10 kWh	
direct	électrique	Vapeur d'eau	60	200kWh/m ³	qq mn	1 à 100 GWh		
		Supraconducteur	90 à 95	10 à 60 Wh/kg	qq 1/100 s	qq kWh		
		supercondensateur	90 à 95	1 à 5 Wh/kg	qq 1/100 s	qq kWh		

2.2 Stockage par pompage d'eau.

Le stockage par pompage consiste à stocker l'électricité en excès ou l'électricité d'origine renouvelable en pompant l'eau d'un niveau inférieur à un réservoir situé à un niveau supérieur. Ainsi l'énergie électrique est stockée sous forme d'énergie potentielle. Pour récupérer l'énergie stockée, l'eau est ensuite turbinée. Le système est doté en général d'un bon rendement qui peut atteindre 80% selon la différence de hauteur entre deux réservoirs. Le tableau regroupe un schéma et des photos de la station de stockage de l'énergie électrique par pompage d'Azilal. Cette station d'une puissance de 463 MW a été mise en service par l'Office Nationale d'Electricité (ONE) en 2004 (tableau 2).



Bassin inférieur



Bassin supérieur

Tableau 2 : Schéma et Photos de la station de stockage de l'énergie électrique par pompage d'Afourar (l'ONE).

2.3 Stockage par production et utilisation d'hydrogène

Comme il a été déjà souligné dans l'introduction, le recours aux énergies renouvelables est une nécessité. Mais la majorité de ces sources est intermittente et ne peut être valorisée que localement. Le recours à un support de stockage chimique est donc incontournable, surtout dans le cas d'une utilisation massive de ces ressources. Le support futur le plus probable selon les scientifiques et les industriels sera incontestablement l'hydrogène.

Vu que les sources d'énergie renouvelables et le cycle de l'hydrogène ne présentent aucun danger principal pour l'environnement, ce couple offrira sûrement la possibilité de résoudre les problèmes environnementaux et de réduire la dépendance vis-à-vis des carburants fossiles. Il permettrait le renforcement de l'utilisation des énergies renouvelables, en particulier l'énergie solaire et l'énergie éolienne, en permettant le stockage de ces énergies sous une forme chimique pour une utilisation découplée du lieu et du temps de l'offre.

Dans une perspective d'introduction de l'hydrogène comme vecteur énergétique dans le respect total des exigences du développement durable, plusieurs possibilités sont envisagées et profondément étudiées, certaines sont arrivées à maturité technologique et d'autres sont encore au stade du développement. Deux filières principales de production massive et propre de l'hydrogène à partir des énergies renouvelables sont présentées dans la figure 3.

La production de l'hydrogène par thermolyse de l'eau ou par conversion thermo-chimique de la biomasse peut répondre à une demande limitée et locale de l'hydrogène. La voie de l'électrolyse de l'eau reste la plus prometteuse dans la mesure où cette production jouera le rôle de stockage des énergies renouvelables intermittentes. L'électricité produite en grande quantité par conversion de l'énergie solaire ou énergie éolienne et non consommée directement sur le réseau électrique, sera utilisée pour produire et stocker l'hydrogène pour l'utiliser plus tard selon le besoin. Selon une étude récente (J. Levene et al, 2006), l'évolution du coût du système (éolien électrolyseur) et le coût de production d'hydrogène connaîtront à court terme (jusqu'à 2010), à moyen terme (2010 à 2020) et à long terme (jusqu'à 2030) une réduction importante (figures 4 et 5).

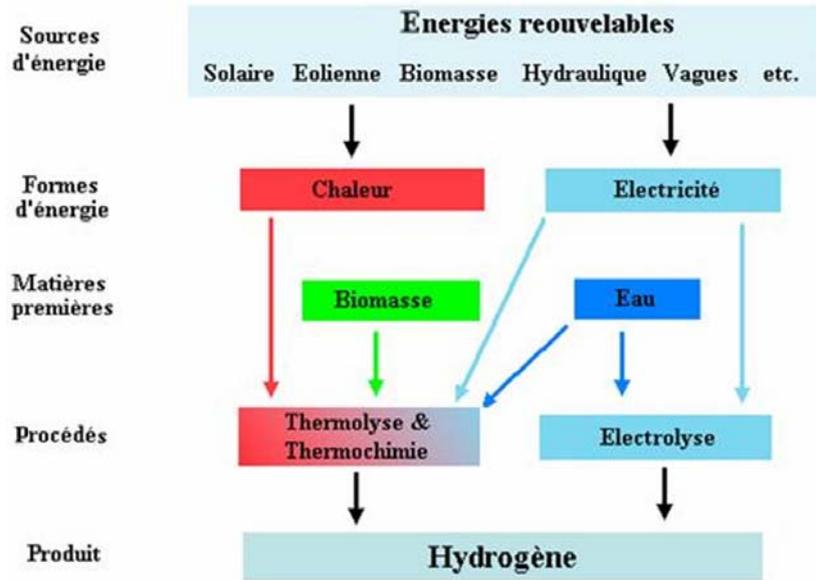


Figure 3 : Modes de production de l'hydrogène vecteur énergétique futur

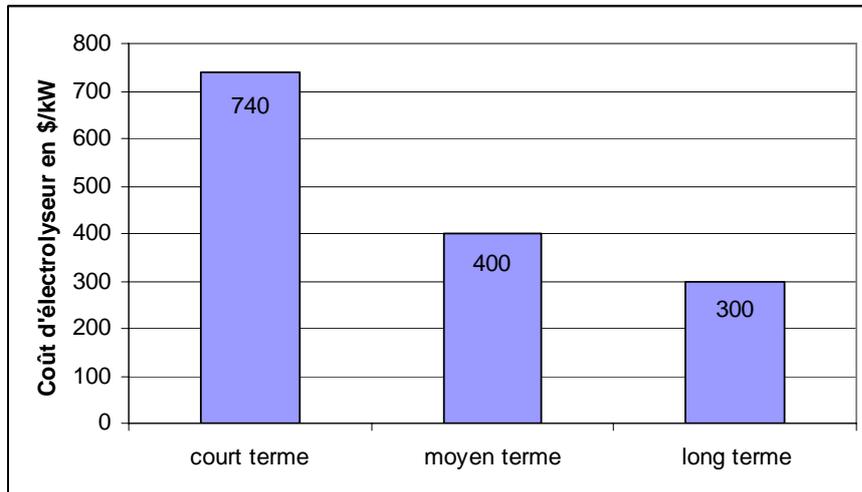


Figure 4 : Evolution du coût de l'électrolyseur

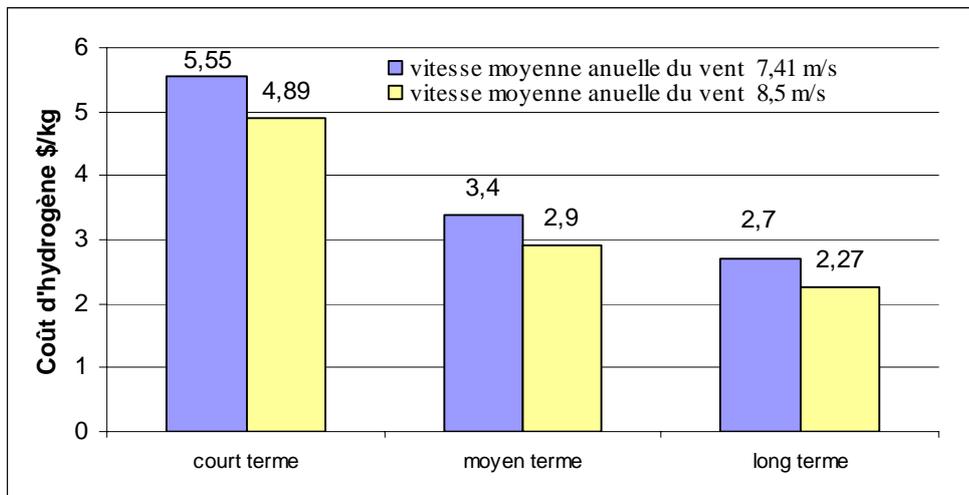


Figure 5 : Evolution du coût de production de l'hydrogène

2.3.1 Electrolyse de l'eau

A l'inverse des piles à combustible, les électrolyseurs produisent de l'hydrogène et l'oxygène par électrolyse de l'eau. A peu près 4% de l'hydrogène consommé dans le monde est produit par électrolyse. Le coût de production de l'hydrogène varie selon le coût d'électricité, et ce dernier présente jusqu'à 80 % du coût total de l'hydrogène dans le cas d'électricité renouvelable.

Pour éviter le coût de transport et de stockage, on peut produire l'hydrogène à petite échelle dans les lieux de consommation. A grande échelle, deux options de production peuvent être envisagées : des usines d'électrolyse destinées à produire l'hydrogène à grande échelle peuvent être construites tout près des parcs éoliens ou des centrales solaires, l'hydrogène produit est ensuite transporté. La deuxième option consiste à utiliser le réseau électrique pour transporter l'électricité aux usines d'électrolyse installées dans des lieux convenables. Cette dernière option réduira sûrement les coûts de transport et de distribution d'hydrogène.

Trois types d'électrolyseurs existent, mais avec différents niveaux de développement. Deux électrolyseurs, de type alcalin et à membrane, sont techniquement approuvés et dotés d'une bonne durée de vie, un bon rendement de conversion qui peut atteindre 90 % et produisent l'hydrogène et l'oxygène avec une très grande pureté. Le seul inconvénient de ces types d'électrolyseurs est le coût unitaire qui demeure encore très élevé. Le troisième type, électrolyseur à électrolyte solide, est encore à l'état de Recherche & Développement.

Electrolyseur à membrane (PEM) : ce type d'électrolyseur utilise un électrolyte polymère pour le transfert des protons, tel que le fluorocarbonate – nafion qui domine la plupart des PEM. Ce type d'électrolyseurs est doté d'une bonne durée de vie (100 000 heures), ils produisent les gaz H₂ et O₂ avec une très haute pureté (99,99 %), et le besoin en compression auxiliaire des gaz est faible. Le fait qu'ils n'ont pas d'électrolyte liquide, leur permet de fonctionner à une densité de courant élevée (1 à 2 A/cm²). Et ils ont par ailleurs la capacité de faire face aux variations de l'entrée de courant ce qui rend les électrolyseurs (PEM) les plus adaptés pour transformer l'électricité renouvelable (éolienne et solaire).

Electrolyseur alcalin : ce type d'électrolyseur utilise en général une solution hydroxyde de potassium concentrée (30%) pour le transfert des ions hydroxydes, il fonctionne relativement à faible courant, environ 0,4 A/cm² et produit l'hydrogène et l'oxygène respectivement avec une pureté de 99,8 % et 99,2 % et peuvent fonctionner à pression d'environ 30 bar sans compression auxiliaire. Ces électrolyseurs consomment environ 4kWh d'électricité par m³ d'hydrogène (NTP). Ce qui favorise l'utilisation de ce type d'électrolyseurs, est le fait que leur fonctionnement ne fait pas appel aux catalyseurs chers basés sur le platine et leur prix est inférieur à celui des électrolyseurs à membrane. Les électrolyseurs alcalins disponibles actuellement sur le marché sont technologiquement plus développés que le type à membrane, et leurs puissances maximales dépassent les 100 MW.

Electrolyseur à haute température : l'électrolyseur à électrolyte solide est basé sur la conductivité anionique des céramiques tels que l'oxyde de zircon et l'oxyde de cérium. Le fait qu'il fonctionne à une température d'environ 900°C, permet de réduire la consommation spécifique d'électricité pour l'électrolyse par rapport aux deux autres types. Actuellement ce type d'électrolyseur est encore au stade Recherche & Développement.

2.3.2 Thermolyse solaire de l'eau

La dissociation thermique (directe) de l'eau ou thermolyse, bien que conceptuellement simple, n'a pas été exploitée car la dissociation nécessite des températures très élevées 2500K et elle a besoin d'une technique efficace de séparation de H₂ et O₂ pour éviter la recombinaison de ces éléments.

Parmi les idées exploitées pour réduire la température de thermolyse et séparer le dégagement de l'hydrogène de celui de l'oxygène, il y a les cycles thermochimiques. Ces cycles de dissociation de l'eau, basés sur les systèmes redox d'oxydes de métal, exigent aussi des températures élevées, mais, qui ne dépassent pas les 1500 K. L'utilisation des centrales solaires avec un taux de concentration élevé, offre des possibilités intéressantes de réalisation des cycles thermochimiques avec des rendements au dessus de 30%.

La première étape (solaire) du cycle thermochimique est endothermique, et elle consiste dans la dissociation thermique solaire des oxydes de métal (MxOy) en métal M et en oxygène O₂.

La deuxième étape (non solaire) est exothermique. Il s'agit de l'hydrolyse du métal M aux températures modérées (au-dessous environ de 800 K) pour former l'hydrogène H₂ et l'oxyde du métal. L'oxyde de métal résultant est réutilisé de nouveau lors de la première étape. Ce cycle thermochimique en deux étapes est représenté schématiquement dans figure 6.

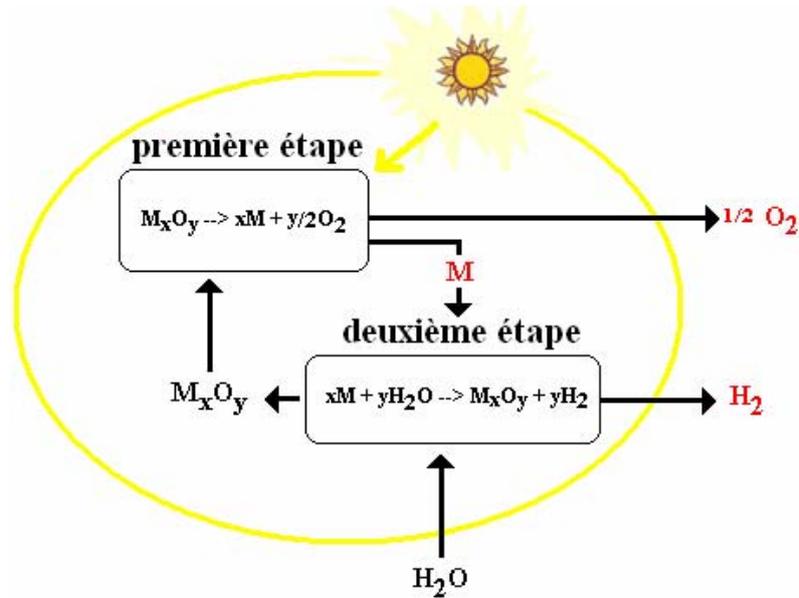


Figure 6 : Cycle thermochimique de dissociation de l'eau

Ces cycles ont été examinés thermodynamiquement et examinés dans des réacteurs solaires pour des paires redox de ZnO/Zn et de Fe₃O₄/FeO dans plusieurs études. D'autres couples redox, ont été également considérés, mais le rendement de production d'hydrogène dans la réaction est encore trop faible pour être exploité. Le tableau 3 présente quelques cycles chimiques à deux et à trois étapes.

Tableau 3: Deux types de cycles thermochimiques

<p>Cycles à 2 étapes : $M_xO_y \rightarrow M_xO_{y-1} + 1/2 O_2$ $M_xO_{y-1} + H_2O \rightarrow M_xO_y + H_2$</p>	<p>M_xO_y / M_xO_{y-1} : Fe₃O₄/FeO, CeO₂/Ce₂O₃, SnO₂/SnO, In₂O₃/In, ZnO/Zn Ga₂O₃/Ga₂O</p>
<p>Cycles à 3 étapes : $M_2O_3 \rightarrow 2MO + 1/2 O_2$ $2MO + 2NaOH \rightarrow 2NaMO_2 + H_2$ $2NaMO_2 + H_2O \rightarrow M_2O_3 + 2NaOH$</p>	<p>$M_2O_3/2MO$: Fe₂O₃/FeO, MnO₂/MnO, Co₃O₄/CoO, CeO₂+TiO₂/Ce₂Ti₂O₇</p>

3 Potentiel de production de l'hydrogène au Maroc

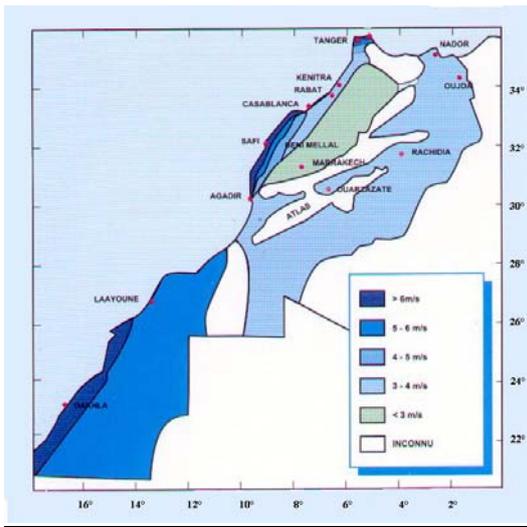
L'option de stockage de l'énergie en produisant de l'hydrogène par électrolyse rend le système (électricité renouvelable—électrolyseur) techniquement pratique et concurrentiel pour les différentes puissances et pour les différentes applications.

L'énergie éolienne est devenue une source fiable de production d'électricité centralisée ou décentralisée. Avec une vitesse moyenne de vent supérieur à 8m/s à 10 m de hauteur dans les régions côtières du sud étendu sur plusieurs centaines de km, le Maroc jouit d'un potentiel éolien très important (tableau 3). Ainsi pour un parc de 10 MW/km² produira annuellement environ 50 GWh/km². Le coût du kWh éolien, produit sous les conditions précitées, est estimé à 0,35 dh/kWh. L'utilisation de cette électricité dans des électrolyseurs avec une consommation spécifique de 4 kWh/m³H₂, permettrais une production d'environ 12,5 10⁶ Nm³H₂/ km².an, à un coût de 1,75 dh/Nm³ d'hydrogène.

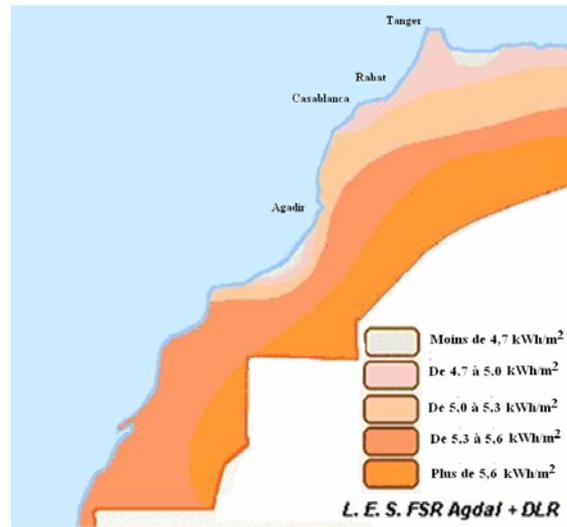
Le Maroc est doté aussi d'un potentiel important en énergie solaire (tableau 4), il jouit d'un ensoleillement estimé selon des régions entre 1600 kWh/m².an à 2200 kWh/m².an. Les technologies solaires permettent la production annuelle d'environ 150 GWh/km². Et par électrolyse 37,5 10⁶ Nm³ H₂/km².an.

Le tableau 5 résume les estimations du coût de production d'hydrogène par électricité d'origine éolienne ou solaire. La part autre que l'électricité dans le coût de l'hydrogène est estimée à 0,5dh/Nm³H₂.

Tableau 4 : Potentiel éolien et solaire au Maroc



Carte éolienne du Maroc (CDER)



Carte solaire du Maroc

Tableau 5 : Estimation de production d'hydrogène

Sources solaires	Energie électrique	Energie thermique
Technologies	éolienne	thermo solaire
Densité énergétique	10 MW/ km ²	50 MW/ km ²
Production estimée	50 GWh/km ² .an	150 GWh/km ² .an
Coût de production du kWh	0,35 dh/kWh	1,5 dh/kWh
Production d'hydrogène	Electrolyse / eau	
Production d'hydrogène	12,5 10 ⁶ Nm ³ / km ² .an	37,5 10 ⁶ Nm ³ / km ² .an
Coût d'hydrogène produit	1,90 Dh/Nm ³ H ₂	6,5 Dh/ Nm ³ H ₂

4 Conclusion

Plusieurs études de faisabilité de ce système ont été effectuées et ont prouvées l'efficacité du système à répondre à une demande varié en énergie. Le concept modulaire de ce système permettra de couvrir un large spectre de demande et garantira un large succès sur le marché d'énergie futur. Le coût élevé d'électricité est la raison derrièrè les programmes de recherche & développement des technologies éoliennes et solaires et des électrolyseurs. Les électrolyseurs fonctionnant à haute température présente un potentiel futur très important, vu qu'ils permettent de réduire considérablement la consommation spécifique en électricité. En effet une partie de l'énergie nécessaire pour l'électrolyse peut être fournie sous forme de chaleur au lieu d'électricité. Dans le cas des températures élevés d'électrolyse, environ 900°C, plus de 40 % de l'énergie est sous forme de chaleur.

La production de l'hydrogène par différents cycles thermochimiques s'avère prometteuse que les méthodes classiques de reformage et gazéification de ressources fossiles avec un avantage qui est un impact beaucoup plus faible sur l'environnement. La recherche développement est focalisée actuellement sur l'utilisation de l'énergie solaire dans des réactions thermochimique pour la production d'hydrogène à grande échelle, dont l'objectif est de réaliser ainsi un processus industriel important pour stocker l'énergie renouvelable.

Références

Wind energy and production of hydrogen and electricity – opportunities for renewable hydrogen ; J. Levene, B. Kroposki, and G. Sverdrup ; Renewable Energy and Fuels Technical Conference ; Las vegas, Nevada, April 10-12, 2006.

Large Scale Wind Hydrogen; Production in the Argentine Patagonia ; Sergio Raballo, Jorge LLera ; International Conference for Renewable Energies ; 1 – 4 June, 2004 ;Bonn, Bonn, Germany.

The Role of Hydrogen in a Future Sustainable Energy System ; A. Wokaun, U. Baltensperger, K. Boulouchos, F. Gassmann, W. Hoffelner, P. Jansohn, R. Palumbo, G. Scherer, A. Steinfeld, S. Stucki ; Paul Scherrer Institut and ETH Zurich, October 18, 2004.

Renewable Energy, Hydrogen Systems ; Øystein Ulleberg, Senior Research Scientist & Section Head, Institute for Energy Technology ; EU-Seminar on Renewable Energy (SFFE) ; Trondheim, 16 March 2006, NTNU.

Probabilistic sizing of wind and hydrogen power systems for remote areas ; Lars Nesje Grimsmo ; Magnus Korpaas ; Terje Gjengedal, Statkraft ; 15th PSCC, Liege, 22-26 August 2005.

The role of hydrogen in high wind energy penetration electricity systems: The Irish case ; A. González, E. McKeogh , B.O' Gallachoir ; Renewable Energy 29 (2003) 471–489.

Hydrogen Generation from High-Temperature Thermal Solar Energy ; A. Castro¹, V. Gallardo¹, E. Moreno, V. Fernández, M. Romero, M. J. Marcos ; Proceedings International Hydrogen Energy Congress and Exhibition IHEC 2005 ; Istanbul, Turkey, 13-15 July 2005.

Large Renewables - Hydrogen Energy Systems: Gathering and Transmission Pipelines for Windpower and other Diffuse, Dispersed Sources ; William C. Leighty, Director, The Leighty Foundation ; presentation at World Gas Conference 2003, Tokyo, 1-5 June.

Integrated Wind-Hydrogen Systems for Wind Parks ; Varkaraki, E., Lymberopoulos, N., Zoulias E., Kalyvas , E., Christodoulou, C., Vionis P., Chaviaropoulos P. ; EWEC, Athens, February 27th – March 2nd, 2006.

Wind energy and the hydrogen economy—review of the technology ; S.A. Sherif, F. Barbir, T.N. Veziroglu ; Solar Energy 78 (2005) 647–660.