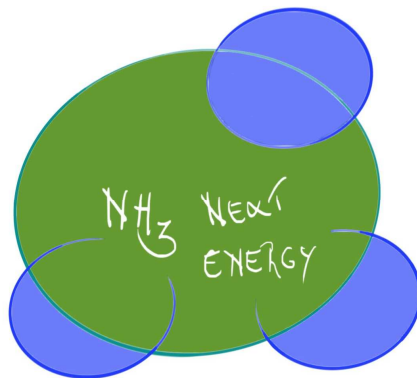


**L'AMMONIAC,**

**COMBUSTIBLE RENOUVELABLE**

**SANS EMISSION DE CO<sub>2</sub>**



Edgar Vercruysse, Ir. RUG

Emmanuel De Neyer, Master final d'Ir. Civil, en cours à l'UCL

Juillet 2011

Probatex sc

Avenue des Tarins 6A - 1301 Bierges - BELGIUM

Mail to : [e.vercruysse@probatex.be](mailto:e.vercruysse@probatex.be) - Fax : +32 (0)10 417352 - Tel. : +32 (0)10 417352

Site Internet : <http://blog.probatex.be>

## Table des matières

<b>0 Résumé</b>	
<b>1 Historique et contexte du projet</b>	<b>4</b>
<b>2 Objectifs du projet</b>	<b>4</b>
<b>3 Description détaillée du projet</b>	<b>4</b>
3.1. Caractéristiques de l'ammoniac	4
3.2. Choix du procédé de fabrication de l'ammoniac	5
3.3. Fabrication d'ammoniac-vert à partir d'électricité	8
3.4. Coût de production d' $\text{NH}_3$ -vert, transport et stockage compris, pour livraison FOB	10
3.5. Prix FOB de l' $\text{NH}_3$ -fossile versus celui de l' $\text{NH}_3$ -vert utilisé comme engrais Subside en faveur de l' $\text{NH}_3$ -vert	11
3.6. Prix de l'essence aux Etats-Unis versus celui de l' $\text{NH}_3$ -vert utilisé comme fuel. Subside en faveur de l' $\text{NH}_3$ -vert	11
3.7. Coût de l'électricité solaire versus celle obtenue par une turbine gaz-vapeur alimentée par de l' $\text{NH}_3$ -vert	12
<b>4 Conclusions</b>	<b>12</b>
<b>5 Raisons de promotion du projet</b>	<b>13</b>
<b>Références</b>	<b>14</b>
<b>Liste des annexes :</b>	
Annexe 1 - Calcul du coût de production de l' $\text{H}_2$	16
Annexe 2 - Calcul du coût de production de l' $\text{NH}_3$	17
Annexe 3 - Estimation du coût de production de l'électricité via une turbine gaz-vapeur à l'ammoniac	18
Annexe 4 - Photos d'installations existantes de stockage et de transport de l' $\text{NH}_3$	19
Annexe 5 - L'ammoniac utilisé comme carburant routier et aérien	22
Annexe 6 – Liste des abréviations	23
<b>Liste des tableaux :</b>	
Tableau 1 : Coût de production d'électricité	9
Tableau 2 : Caractéristiques des énergies vertes <i>continues</i> et coût du kWh obtenu	9
Tableau 3 : Coût de l' $\text{H}_2$ et de l' $\text{NH}_3$	10
Tableau 4 : Coût de l' $\text{NH}_3$ rendu FOB d'une installation de 1.000 t/jr de capacité	10
Tableau 5 : Subside nécessaire à la vente de l' $\text{NH}_3$ -vert utilisé comme engrais	11
Tableau 6 : Prix de détail en janvier 2011 de l'essence aux Etats Unis	11
Tableau 7 : Prix de détail en janvier 2011 de l' $\text{NH}_3$ -vert en Europe	12
Tableau 8 : Subside nécessaire à la vente de l' $\text{NH}_3$ -vert utilisé comme fuel	12

## 0. Résumé

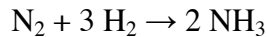
L'apport des énergies renouvelables pour la production d'électricité verte est bien connu. La difficulté de *stockage* de l'électricité produite les handicape toutefois face aux combustibles fossiles stockables sous forme solide ou liquide mais à émissions de CO<sub>2</sub>. Ces combustibles pourraient être remplacés par de l'ammoniac-vert.

Utilisé actuellement comme engrais, l'ammoniac (NH<sub>3</sub>) est aussi un combustible *stockable* sous forme liquide. Sa combustion ne relâche dans l'atmosphère que de l'azote et de l'eau c'est-à-dire les seules matières premières avec l'électricité nécessaires à sa fabrication.

Son utilisation en remplacement des combustibles fossiles permettrait, moyennant un subside temporaire, de rencontrer les objectifs énergétiques de la planète.

## 1. Historique et contexte du projet

L'ammoniac (NH<sub>3</sub>) est produit par la synthèse de l'azote (N<sub>2</sub>) et de l'hydrogène (H<sub>2</sub>) :



Pendant la première moitié du 20<sup>e</sup> siècle l'*NH<sub>3</sub>-vert* était produit sans émission de CO<sub>2</sub> à partir d'hydroélectricité, d'eau et d'air atmosphérique.

L'H<sub>2</sub> provenait de l'électrolyse de l'eau, l'N<sub>2</sub> de l'air atmosphérique.

Son caractère *vert* s'est perdu par le remplacement progressif de ce procédé par la fabrication, avec émission de CO<sub>2</sub>, d'NH<sub>3</sub> à partir de gaz naturel ou de charbon. Le faible coût de ces matières premières en est la principale raison.

Un regain d'intérêt se manifeste aujourd'hui pour la production, avec des outils plus performants, d'*NH<sub>3</sub>-vert* et pour son utilisation comme combustible ou comme engrais sans émissions de CO<sub>2</sub>.

La production d'*NH<sub>3</sub>-vert* à un prix compétitif à l'NH<sub>3</sub> issu des énergies fossiles est le défi à surmonter.

## 2. Objectifs du projet

Le projet vise la production, sans émission de CO<sub>2</sub>, d'*NH<sub>3</sub>-vert* à partir d'énergies renouvelables, d'eau et d'air et son utilisation, également sans émission de CO<sub>2</sub>, comme engrais et comme combustible stockable.

## 3. Description détaillée du projet

### 3.1. Caractéristiques de l'ammoniac

L'ammoniac est l'un des produits chimiques les plus utilisés. Il est plus connu comme engrais chimique. Près de 136 millions de tonnes ont été produites mondialement en 2008 [35]. Navires, chalands, camions semi-remorque, pipelines en assurent sa distribution mondiale. Quelques photos en sont présentées à l'Annexe 4. Ce réseau pourrait aussi distribuer l'ammoniac utilisé comme combustible en concurrence avec les hydrocarbures. Son pouvoir calorifique 6,25 kWh/kg contre 13,6 kWh/kg environ pour les hydrocarbures, est compensé par son caractère non polluant. Il est comme le propane normalement stocké dans des réservoirs sous pression ou, refroidi, dans des réservoirs verticaux de grande capacité.

Sa combustion relâche dans l'atmosphère uniquement de l'eau et de l'azote.

Deux procédés permettent sa fabrication :

- Le premier à partir de gaz naturel, d'eau et d'air atmosphérique avec émissions de CO<sub>2</sub>
- Le second à partir d'électricité, d'eau et d'air atmosphérique sans émissions de CO<sub>2</sub>

## 3.2. Choix du procédé de fabrication de l'ammoniac

### 3.2.1. Remarque préliminaire

La fabrication d'ammoniac à partir de *gaz naturel* se fait *avec* émission de CO<sub>2</sub>.

La fabrication d'ammoniac à partir d'*électricité verte* issue d'énergies renouvelables se fait *sans* émission de CO<sub>2</sub>.

L'électricité verte peut se présenter soit à un *réseau alimenté par des combustibles fossiles* soit dans une *région dépourvue de réseau ou ne disposant que d'un réseau alimenté par de l'électricité verte*.

- *Réseau alimenté par des combustibles fossiles*

Une *électricité verte continue* pourrait remplacer complètement ces combustibles fossiles jusqu'à l'arrêt des centrales thermiques. Le débit *stable et continu* de ces énergies garantit en effet l'alimentation satisfaisante du réseau.

Une *électricité verte discontinue* par contre est limitée à environ 20% de la capacité du réseau. Sa présence excessive conduirait, par sa discontinuité, à l'arrêt ou au travail à faible charge et à un coût plus élevé de la production d'une ou de plusieurs centrales thermiques. La remise en service d'une centrale au charbon, en cas d'insuffisance de ces énergies discontinues, poserait de sérieux problèmes.

L'*électricité verte continue ou discontinue* paraît par ailleurs, toujours dans le cas d'un réseau alimenté par des énergies fossiles, inapte à la production d'NH<sub>3</sub>.

L'NH<sub>3</sub> produit ne représenterait, *en tant que combustible*, que le quart environ de l'énergie fossile et du CO<sub>2</sub> économisé par une remise directe de l'électricité verte au réseau.

- *Région dépourvue de réseau ou ne disposant que d'un réseau alimenté par de l'énergie verte*

Trois situations peuvent se présenter :

- La région ne dispose pas d'un réseau d'électricité.

Les énergies vertes disponibles sont utilisées à la production d'NH<sub>3</sub>, stocké sous forme liquide, pour une distribution sur le marché mondial comme *engrais*, comme *combustible* ou pour toute autre application chimique.

- La région dispose d'un réseau insaturé et *demandeur* alimenté par de l'électricité verte.

Les énergies vertes disponibles alimenteront le réseau jusqu'à sa saturation en électricité.

- La région dispose d'un réseau saturé *non-demandeur* alimenté par de l'électricité verte.

Les énergies vertes encore disponibles peuvent être utilisées à la production d' NH<sub>3</sub>.

### Conclusion

L'électricité verte alimentera en priorité le réseau pour réduire les émissions de CO<sub>2</sub>.  
L'excédent d'électricité verte pourra être utilisé à la production d' NH<sub>3</sub>.

En l'absence de réseau, l'électricité verte peut être utilisée pour la production d' NH<sub>3</sub>. Cette production se fait normalement par des procédés *continus*.

Préférence est ainsi donnée pour cette fabrication à une électricité verte *continue*, hydraulique, géothermique ou végétale. Pour cette alternative le coût de production de l'ammoniac est calculé en 3.4. et 3.5.

A défaut d'une électricité verte *continue*, une *discontinue*, éolienne ou solaire, devrait assurer toute la production pendant sa période d'activité.

Cela conduit à un surdimensionnement des installations et à un surcoût de l' NH<sub>3</sub> produit.  
Cette étude ne retient pas cette alternative.

<p><b>3.2.2. Fabrication d'ammoniac à partir de gaz naturel, d'eau et d'air atmosphérique</b></p> <p>L'ammoniac est produit par la synthèse de l'azote et de l'hydrogène : <math>N_2 + 3 H_2 \rightarrow 2 NH_3</math></p> <p>L'hydrogène est obtenu par <i>reforming</i> du <i>méthane</i>, constituant du gaz naturel :  <math>CH_4 + 2 H_2O \rightarrow CO_2 + 4 H_2</math></p> <p>L'azote provient de l'air atmosphérique.</p> <p><u>Inconvénients</u></p> <p>Disponibilité du gaz naturel réservé à certaines régions</p> <p>Les coûts environnementaux ne sont peu ou pas comptés</p> <p>Réserves épuisables</p> <p>Son coût est fonction de ses réserves</p> <p>Production de CO<sub>2</sub></p> <p>Taxation du CO<sub>2</sub></p> <p><u>Avantage</u></p> <p>Hydrogène de synthèse de l'NH<sub>3</sub> est peu coûteux</p>	<p><b>3.2.3. Fabrication d'ammoniac à partir d'électricité verte, d'eau et d'air atmosphérique</b></p> <p>L'ammoniac est produit par la synthèse de l'azote et de l'hydrogène : <math>N_2 + 3 H_2 \rightarrow 2 NH_3</math></p> <p>L'hydrogène provient de l'électrolyse de l'eau.</p> <p>L'azote provient de l'air atmosphérique.</p> <p><u>Avantages</u></p> <p>Disponibilité universelle de l'eau</p> <p>Absence de coûts environnementaux</p> <p>Réserves inépuisables</p> <p>Stabilité de son coût lié à son abondance</p> <p>Sans production de CO<sub>2</sub></p> <p>Aucune taxe de pollution</p> <p><u>Inconvénient</u></p> <p>Le coût de l'hydrogène de synthèse de l'NH<sub>3</sub> est lié à celui de l'électricité.</p> <p>Le coût de l'électricité ne permet actuellement pas, <i>sauf exception</i>, d'obtenir de l'hydrogène à un prix de revient concurrentiel à celui obtenu par <i>reforming</i> du méthane.</p>
<p><b>Conclusion</b></p> <p>La rentabilité financière constitue l'avantage premier du procédé par reforming du méthane. Ceci toutefois sans tenir compte des coûts environnementaux causés par le CO<sub>2</sub></p>	<p><b>Conclusion</b></p> <p>Aucun des inconvénients liés à la production d'ammoniac à partir de gaz naturel ne se retrouve pour le procédé d'électrolyse de l'eau.</p> <p>Un coût réduit de l'électricité rendrait le procédé de fabrication d'NH<sub>3</sub>-vert par électrolyse compétitif.</p>

### 3.3. Fabrication d'ammoniac-vert à partir d'électricité

#### 3.3.1. Comparaison des coûts de production de l'électricité

L'ammoniac est principalement produit à partir d'hydrogène issu du gaz naturel. Un coût peu élevé de l'électricité permettrait sa fabrication à partir d'hydrogène issu de l'électrolyse de l'eau.

Les études [1], [6], [7], [8] et [9] mentionnent le coût de l'électricité pour :

- les moyens de production classiques les plus répandus tels que le charbon, la turbine gaz-vapeur, le nucléaire, l'hydraulique, le pétrole,
- les moyens de production peu répandus c'est-à-dire les énergies vertes telles que la biomasse, l'éolien on-shore, l'éolien off-shore, le géothermique, le photovoltaïque, les réflecteurs solaires,
- les installations pilote non commercialisées telles que la tour solaire à concentration, la tour solaire, la tour énergétique, l'énergie thermique des mers, les vagues.

Une fourchette de coûts est donnée pour chacune de ces alternatives. Sont sélectionnés ci-après les coûts de production les plus bas, pollution non comprise. Cette étude vise en effet à déterminer les conditions permettant la production d'ammoniac par électrolyse à un coût compétitif à celui du marché.

Le taux de rentabilité interne de 5% mentionné par l'étude de référence [1] a été retenu. Ce taux n'est pas mentionné dans les autres études référencées.

La classification ne reprend pas ou pas entièrement les coûts externes. Ce sont ceux à payer en compensation de la pollution engendrée, des dommages à la santé et des risques d'accidents.

Ces coûts en général moindres pour les énergies renouvelables sont de nature à modifier ce classement en leur faveur.

Pour l'établissement des coûts en € le taux de change a été compté à  $1\$ = 0,684 \text{ €}$  en 2008.



**Tableau 1 : Coût de production d'électricité**

Moyens de production	Classification par ordre de diffusion	Coût des matières premières	% de la production	Relevé des coûts les plus bas du kWh	Coût par ordre croissant	Année de référence des coûts	Référence
Moyens classiques	Charbon	86,34\$/t	41,0	0,0201 €	3e	2008	[1]
	Turbine gaz-vapeur	4,78\$/MMBTU	21,3	0,0245 €	6e	2008	[1]
	Nucléaire	110,23\$/kg ur.	13,5	0,0198 €	2e	2008	[1]
	Hydroélectrique	0	15,9	0,0078 €	1e	2008	[1]
	Pétrole	50,37\$/MWh	5,5	0,0715 €	13e	2008	[1]
Energies renouvelables, moyens peu répandus	Biomasse solide	6,73\$/MWh		0,0367 €	9e	2008	[1]
	Biogaz	0		0,0325 €	7e	2008	[1]
	Eolien on-shore	0		0,0331 €	8e	2008	[1]
	Eolien off-shore	0		0,0690 €	12e	2008	[1]
	Géothermie	0		0,0222 €	4e	2008	[1]
	Photovoltaïque	0		0,0840 €	15e	2008	[1]
	Réflecteur parabol.	0		0,0930 €	16e	2008	[1]
	Marémotrice	0		0,1960 €	18e	2008	[1]
Energies renouvelables en projet	Tour solaire à conc.	0		0,0800 €	14e	2007	[8]
	Tour solaire	0		0,0400 €	10e	2004	[7]
	Tour énergétique	0		0,0235 €	5e	2001	[6]
	ETM	0		0,1030 €	17e	2010	[9]
	Vagues	0		0,1154 €	11e	2009	[1]

### 3.3.2. Coûts minimum relevés de l'électricité verte *continue* d'installations *existantes*

Seuls sont retenus par cette étude les coûts d'électricité verte d'installations *existantes* et *continues*. L'électricité *discontinue* n'est pas retenue car elle devrait assurer toute la production pendant sa période d'activité et conduirait à un surcoût de l' $\text{NH}_3$  produit.

Le tableau ci-après mentionne pour diverses sources d'énergies renouvelables *continues*, la localisation, la capacité de l'installation, son coût et celui de l'électricité produite.

**Tableau 2 : Caractéristiques des énergies vertes *continues* et coût du kWh obtenu**

Energies continues renouvelables	Pays	Capacité MW	Coût de l'installation €/kW	Coût de l'électricité €/kWh	Référence
Hydroélectrique	Chine	4783	613	0,0078	[1]
Géothermique	USA	50	1198	0,0222	[1]
Biogaz	USA	30	1781	0,0325	[1]
Biomasse	USA	80	2620	0,0367	[1]

### 3.4. Coût de production d'NH<sub>3</sub>-vert, transport et stockage compris, pour livraison FOB

#### 3.4.1. Introduction

Le projet évalue le coût de production de l'NH<sub>3</sub>, obtenu par l'énergie hydroélectrique, géothermique, du biogaz et de la biomasse, transport et stockage compris jusqu'à un port de mer, en vue de sa livraison FOB sur le marché mondial.

La comparaison du prix FOB avec celui du marché mondial est une mesure de la faisabilité du projet.

L'objectif du projet est la fabrication d'ammoniac-vert comme engrais et comme combustible, compétitif face à l'ammoniac-fossile, pour sa fourniture sur le marché mondial.

Les capacités de production de 500 à 1.000 tonnes par jour sont actuellement courantes avec une nette tendance à la hausse.

Cette étude retient une capacité de 1.000 tonnes d'NH<sub>3</sub> par jour pour laquelle 180 tonnes d'H<sub>2</sub> par jour sont nécessaires.

Sont présentés :

- en 3.4.2. le coût de production de l'H<sub>2</sub> et de l'NH<sub>3</sub> issu de l'énergie hydraulique, géothermique, du biogaz et de la biomasse,
- en 3.4.3. le coût de livraison FOB de l'NH<sub>3</sub>-vert.

#### 3.4.2. Coût de production de l'H<sub>2</sub> et de l'NH<sub>3</sub>

Le calcul détaillé du coût de production de l'H<sub>2</sub> d'une unité de 180 t/jr de capacité est repris sous l'Annexe 1.

Celui de l'NH<sub>3</sub> d'une unité de 1.000 t/jr de capacité est repris sous l'Annexe 2.

Ces coûts sont résumés dans le tableau ci-après pour les différentes sources d'énergie.

**Tableau 3 : Coût de l'H<sub>2</sub> et de l'NH<sub>3</sub>**

Coût de l'électricité, €/kWh		0,0078 Hydraul.	0,0222 Géotherm.	0,0325 Biogaz	0,0367 Biomasse
<b>Coût de production de l'H<sub>2</sub>,</b>	<b>€/t</b>	<b>682,3</b>	<b>1410</b>	<b>1929</b>	<b>2141</b>
<b>Coût de production de l'NH<sub>3</sub>,</b>	<b>€/t</b>	<b>180,1</b>	<b>316,7</b>	<b>414,3</b>	<b>454,0</b>

#### 3.4.3. Coût FOB de l'NH<sub>3</sub>

L'étude de Iowa State University [18] évalue le coût du transport par pipeline de l'ammoniac sur une distance de 1610 km et son stockage pendant 45 jours à 34\$/t et 32\$/t respectivement soit 66\$/t au total ou 45€/t au taux de change de 1\$ pour 0,684 €. Ce coût ajouté aux coûts figurants au tableau précédant donne le prix FOB de l'NH<sub>3</sub>.

**Tableau 4 : Coût de l'NH<sub>3</sub> rendu FOB d'une installation de 1.000 t/jr de capacité**

Source d'énergie	Hydraul.	Géotherm.	Biogaz	Biomasse
------------------	----------	-----------	--------	----------

<b>Coût de l'NH<sub>3</sub>-FOB,</b>	<b>€/t</b>	<b>225,1</b>	<b>361,7</b>	<b>459,3</b>	<b>499,0</b>
--------------------------------------	------------	--------------	--------------	--------------	--------------

### 3.5. Prix FOB de l'NH<sub>3</sub>-fossile versus celui de l'NH<sub>3</sub>-vert utilisé comme engrais. Subside en faveur de l'NH<sub>3</sub>-vert

En 3.4. le coût FOB de l'NH<sub>3</sub>-vert a été évalué. Ce coût est comparé ci-après avec le prix de l'NH<sub>3</sub>-fossile vendu actuellement en tant qu'engrais en Europe afin d'évaluer l'incitant nécessaire à la production d'NH<sub>3</sub>-vert.

Prix FOB en Europe de l'NH <sub>3</sub> en janvier 2011, non compris		
le coût de la pollution CO <sub>2</sub> , calculé au taux de 1\$ = 0,721 €; €/t		310 [20]
Emission de CO <sub>2</sub> ; t/ t.NH <sub>3</sub>	1,5	
Coût de la pollution; €/t.CO <sub>2</sub>	22,0 soit 30 \$/t.CO <sub>2</sub>	
Coût de la pollution; €/t.NH <sub>3</sub>		33
Prix FOB en Europe en janvier 2011, coût de la pollution CO <sub>2</sub> comprise; €/t		343

**Tableau 5 : Subside nécessaire à la vente de l'NH<sub>3</sub>-vert utilisé comme engrais**

Prix FOB de l'NH <sub>3</sub> vert ; €/t	Hydraul. 225,1	Géotherm. 361,8	Biogaz 459,3	Biomasse 499,0
Prix FOB de l'NH <sub>3</sub> fossile; €/t	343	343	343	343
Subside requis ; €/t	- 117,9	+ 18,76	+ 116,3	+ 156,0

Il apparaît que le prix de l'NH<sub>3</sub>-vert produit à partir d'hydroélectricité et vendu comme engrais peut être compétitif face à l'NH<sub>3</sub>-fossile. Une compensation est nécessaire pour la production d'NH<sub>3</sub>-vert issu des autres énergies.

### 3.6. Prix de l'essence aux Etats-Unis versus celui de l'NH<sub>3</sub>-vert utilisé comme fuel. Subside en faveur de l'NH<sub>3</sub>-vert

Cette étude ne traite pas de l'élimination nécessaire des *faibles quantités* d'NOx présentes, en cas de combustion imparfaite de l'NH<sub>3</sub>, dans les émissions gazeuses. Ces émissions sont hors proportion avec les *émissions massives* de CO<sub>2</sub> issus de la combustion des énergies fossiles.

Le Tableau 6 évalue le prix de détail de l'essence aux Etats-Unis en janvier 2011 par MMBtu, unité calorifique utilisée aux Etats-Unis.

Le Tableau 7 évalue le prix de détail de l'NH<sub>3</sub>-vert utilisé comme fuel en janvier 2011 par MMBtu.

Le Tableau 8 compare ces deux prix afin d'évaluer l'incitant nécessaire à la production d'NH<sub>3</sub>-vert.

**Tableau 6 : Prix de détail en janvier 2011 de l'essence aux Etats Unis [21]**

Taxes et coûts de distribution <i>compris</i> , pollution CO <sub>2</sub> non comprise ;	\$/gal.	3,20
Taxes et coûts de distribution <i>non compris</i> , pollution CO <sub>2</sub> <i>non comprise</i> ;	\$/gal.	2,5
Taxes et coûts de distribution <i>non compris</i> , pollution CO <sub>2</sub> <i>comprise</i> à 30\$/t.CO <sub>2</sub> ;	\$/gal.	2,76
Taxes et coûts de distribution <i>non compris</i> , pollution CO <sub>2</sub> <i>comprise</i> à 30\$/t.CO <sub>2</sub> ;	\$/MMBtu	23,77
Taxes et coûts de distribution <i>non compris</i> , pollution CO <sub>2</sub> <i>comprise</i> à 30\$/t.CO <sub>2</sub> ;	€/MMBtu	17,14

**Tableau 7 : Prix de détail en janvier 2011 de l'NH<sub>3</sub>-vert en Europe**

		Energ. hydr.	Energ. géoth.	Energ. biog.	Energ. biom.
Prix FOB de l'NH <sub>3</sub> vert ;	€t	225,1	361,8	459,3	499,0
<i>Prix FOB de l'NH<sub>3</sub> vert, utilisé comme fuel, taxes et coûts de distribution non compris, pollution CO<sub>2</sub> inexistante;</i>					
	€MMBtu	12,76	20,50	26,02	28,28

**Tableau 8 : Subside nécessaire à la vente de l'NH<sub>3</sub>-vert utilisé comme fuel**

		Hydr.	Géot.	Biog.	Biom.
Prix FOB de l'NH <sub>3</sub> vert, taxes et coûts de distribution non compris, pollution CO <sub>2</sub> inexistante;	€MMBtu	12,76	20,50	26,02	28,28
Prix de détail en janvier 2011 de l'essence aux E.U., taxes et coûts de distribution non compris, pollution CO <sub>2</sub> comprise à 30\$/t.CO <sub>2</sub> ;	€MMBtu	17,14	17,14	17,14	17,14
Marge, soit la différence ;	€MMBtu	- 4,38	+ 3,36	+ 8,88	+ 11,14
<i>Subside requis ; en % du prix de l'essence aux E.U.</i>		- 25,58	+ 19,59	+ 51,82	+ 64,96
<i>Subside requis ;</i>	€t.NH <sub>3</sub> -vert	- 77,38	+59,26	+156,76	+196,52

Il apparaît que le prix de l'NH<sub>3</sub>-vert produit à partir d'hydroélectricité et vendu comme fuel peut être aux Etats-Unis compétitif face à l'essence. Une compensation est nécessaire pour la production d'NH<sub>3</sub>-vert issu des autres énergies et vendu comme fuel.

Ainsi l'NH<sub>3</sub>-vert issu d'énergie géothermique et vendu comme fuel aux Etats-Unis y sera compétitif pour un prix de l'essence majoré de 19,59 %.

A noter que l'ammoniac a déjà été utilisé par le passé comme carburant pour le transport routier et aérien. Quelques photos sont présentées à l'Annexe 5.

### 3.7. Coût de l'électricité solaire versus celle obtenue par une turbine gaz-vapeur alimentée par de l'NH<sub>3</sub>-vert

L'électricité produite par turbine gaz-vapeur (TGV) à partir d'énergie fossile pourrait également l'être à partir d'NH<sub>3</sub>-vert. Le coût de l'électricité produite par une telle installation, présentée en annexe 3, est voisin de celui de l'électricité solaire. Il complète et prolonge l'action, limitée par sa discontinuité, de ces énergies. L'ammoniac a pour avantage son caractère d'énergie renouvelable *continue*.

## 4. Conclusions

L'NH<sub>3</sub>-vert peut bénéficier des installations existantes de transport et de stockage. Il est appelé à devenir :

- un engrais compétitif sur le marché international, sans émission de CO<sub>2</sub> pour sa fabrication
- un carburant compétitif face à l'essence, sans émission de CO<sub>2</sub> lors de sa combustion, et de NO<sub>x</sub> après traitement des gaz de combustion

- un *combustible vert* compétitif pour les installations TGV appelées en particulier à combler l'action intermittente de l'énergie éolienne et solaire,
- une *énergie verte* stockable et de remplacement, sans limitation, du charbon ou du fuel consommés par les centrales thermiques classiques. Elle complète et prolonge l'action des énergies éoliennes et solaires limitées par leur discontinuité,

Un bien-être de la planète et de tous les Etats en est attendu à court, moyen et long terme.

A court terme par *une subvention temporaire des Etats, de 100 € par tonne d'ammoniac-vert produit, qu'il y soit fabriqué ou non, importé ou non. Cette subvention serait un stimulant simple d'application à sa promotion en vue de l'objectif recherché.* Elle est préférable à la pénalisation du CO<sub>2</sub> actuellement produit, le CO<sub>2</sub> restant toujours présent dans l'atmosphère.

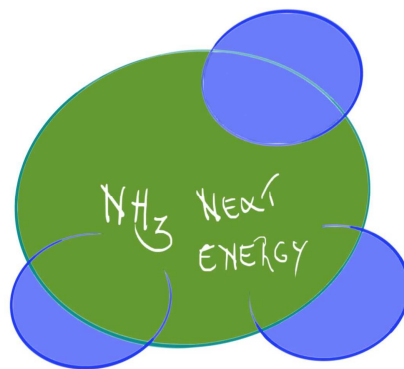
A moyen terme par *l'implantation d'usines produisant de l'ammoniac-vert.* Les technologies sont disponibles. Quelques années suffisent à leur implantation.

A long terme par un *programme de recherche et de développement des technologies prometteuses pour la réduction du coût de fabrication de l'ammoniac-vert*

## 5. Raisons de promotion du projet

Le projet cherche à être reconnu par :

- . la présentation d'un engrais et d'un combustible produits et utilisés sans émissions de CO<sub>2</sub>,
- . l'amélioration durable qu'il apporte à l'environnement,
- . sa faisabilité, technique et économique,
- . la diversification apportée aux sources d'énergie,
- . sa rencontre des objectifs énergétiques des Etats et de l'Union Européenne en particulier.



## Références

- [1] International Energy Agency (IEA), Nuclear Energy Agency (NEA), *Projected Costs of Generating Electricity - 2010 Edition - Executive Summary*
- [2] Freris L., Infield D., *Les énergies renouvelables pour la production d'électricité*, Dunod, Paris, 2009
- [3] PB Power, *Powering the nation Update 2010*
- [4] The royal academy of engineering (UK), *The cost of generating electricity*, 2004
- [5] IEA PVPS, *Energy from the desert-Executive Summary*, 2009
- [6] Israel-India steering committee, *Energy tower for producing electricity and desalinated water without a collector*, 2001
- [7] Sixth Framework Programme, New Energy Externalities Developments for Sustainability (NEEDS), *Cost development-an analysis based on experience curve*, 2004-2006
- [8] Quoilin S., *Les centrales solaires à concentration*, 2007, Université de Liège
- [9] Van Ryzin J, Grandelli P, Lipp D. et al., *The hydrogen economy of 2050: OTEC driven?*, Oceans (2005) 3:2675-2682
- [10] Plocek T., laboy M., Marti J., *Ocean thermal energy conversion (OTEC): technical viability, cost projections and development strategies*, 2009, Offshore Technology Conference
- [11] A. Rabl, J.V.Spadaro, *Les coûts externes de l'électricité*, Revue de l'énergie, No.525, Mars-Avril 2001
- [12] Ivy J., *Summary of electrolytic hydrogen production*, Milestone completion report, NREL/MP-560-36734, Sept 2004
- [13] Statoil, *Hydrogen Technologies: World leader in electrolysis for hydrogen solutions*, 2009
- [14] Sixth Framework Programme, NEEDS, *Generation, of the energy carrier hydrogen. In context with electricity buffering generation through fuel cells*, 2004-2008
- [15] Kroposki et al., *Electrolysis: Information and opportunities for electric power utilities*, NREL, technical report, NREL/TP-581-40605, September 2006
- [16] Bello B., Junker M., *Large scale electrolyzers*, Alpea hydrogene, 2006
- [17] Sigurvinson J., Werkoff F., *On the cost of the hydrogen produced by alkaline electrolysis*, Proceedings International Hydrogen Energy Congress and Exhibition IHEC 2005

- [18] Bartels J., Pate M., *A feasibility study of implementing an Ammonia Economy*, Iowa State University, December 2008
- [19] Gruhn S., *Wind to ammonia*, Freedom Fertilizer
- [20] *Ammonia Prices and Pricing Information*, sur <http://www.icis.com/v2/chemicals/9075153/ammonia/pricing.html>, page consultée le 28/02/11
- [21] U.S. Energy Information Administration – Independent Statistics and Analysis, *Gasoline and Diesel Fuel Update*, sur <http://tonto.eia.doe.gov/oog/info/gdu/gasdiesel.asp>, page consultée le 06/03/11
- [22] Porter S., *Hydrogen generation from electrolysis: 100 kgH<sub>2</sub>/day trade study*, Proton energy systems, June 2008
- [23] Ganley et al., *Solid State Ammonia Synthesis*, NHThree LLC, October 2007
- [24] International Energy Agency, *World Energy Outlook 2009*
- [25] International Energy Agency, *Key World Energy Statistics*, 2010
- [26] BP, *Statistical Review of World Energy 2010*
- [27] World Energy Council, *Comparison of energy systems using life cycle assessment*, July 2004
- [28] GIEC, *Bilan 2007 des changements climatiques: Rapport de synthèse*, 2008
- [29] Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 2010*, December 2009, sur [http://en.wikipedia.org/wiki/Cost\\_of\\_electricity\\_by\\_source](http://en.wikipedia.org/wiki/Cost_of_electricity_by_source), page consultée le 14/09/10, article mis à jour le 13/09/10
- [30] California regulatory agencies, 2008, sur [http://www.sourcewatch.org/index.php?title=Comparative\\_electrical\\_generation\\_costs](http://www.sourcewatch.org/index.php?title=Comparative_electrical_generation_costs), page consultée le 04/08/10, article mis à jour le 27/01/10
- [31] Idaho National Laboratory, 2005, sur [http://hydropower.inel.gov/hydrofacts/plant\\_costs.shtml](http://hydropower.inel.gov/hydrofacts/plant_costs.shtml), consultée le 05/11/10, article mis à jour le 18/07/10
- [32] Ocean Thermal Bob Energy ([www.seasolarpower.com](http://www.seasolarpower.com)), sur <http://en.wikipedia.org/wiki/OTEC>, page consultée le 27/07/10, article mis à jour le 27/07/10
- [33] World Energy Council, *2010 Survey of Energy Resources*
- [34] Ammonia Fuel Network, <http://www.ammoniafuelnetwork.org/>
- [35] Procédé Haber, sur [http://fr.wikipedia.org/wiki/Proc%C3%A9d%C3%A9\\_Haber](http://fr.wikipedia.org/wiki/Proc%C3%A9d%C3%A9_Haber)

## Annexe 1 - Calcul du coût de production de l'H2

Réaction de synthèse de l'NH<sub>3</sub> :  $N_2 + 3 H_2 = 2 NH_3$

Rendement de la réaction de synthèse : 98 %

Rapport pondéral H<sub>2</sub>/NH<sub>3</sub> : 6/34

H<sub>2</sub> nécessaire pour la production de 1.000 t/jr d'NH<sub>3</sub> ; t.H<sub>2</sub> : 180

Production d'hydrogène, t/jr : 180

Disponibilité : 0,97 [12]

Durée de vie : 30 ans, comme pour l'unité de production d'NH<sub>3</sub>

Consommation d'électricité, kWh/kg : 50,4 [16]

Consommation d'électricité, kWh/jr : 9.072.000

Consommation d'électricité, kWh/hr : 378.000

Puissance de la source d'électricité, MW : 378

Coût de l'électricité, €/kWh : 0,0078 ; 0,0222 ; 0,0325 ; 0,0367

Coût de l'installation d'électrolyse, €/MW : 500.000 [16]

Coût de l'installation d'électrolyse, M€ : 173,460

Annuité sur 30 ans au taux d'intérêt de 5%, M€ : 12,294721

Coût de l'annuité par jour, € : 34.726

Coûts opérationnels annuels, €/kgH<sub>2</sub> : 3% de l'investissement [16]

Eau, litre/kgH<sub>2</sub> : 10 [14]

Eau, m<sup>3</sup>/jr : 1.800

Coût évalué de l'eau, €/m<sup>3</sup> : 1

Coût de l'eau, €/jr : 1.800

### Coût de production de l'H<sub>2</sub> d'une installation de production de 180t/jr de capacité

Coût de l'électricité, €/kWh	0,0078 hydraulique	0,0222 géothermique	0,0325 biogaz	0,0367 biomasse
Coût de l'annuité, €/jr	34.726	34.726	34.726	34.726
Coût de l'électricité, €/jr	70.761	201.398	294.840	332.942
Coûts opérationnels, €/jr	15.534	15.534	15.534	15.534
Eau, €/jr	1.800	1.800	1.800	1.800
Total, €/jr	122.822	253.804	347.245	385.348
<b>Coût de l'H<sub>2</sub>, €/t</b>	<b>682,3</b>	<b>1.410</b>	<b>1.929</b>	<b>2.141</b>



## Annexe 2 - Calcul du coût de production de l' $\text{NH}_3$

L'installation comprend :

- l'unité de production de l' $\text{N}_2$  par liquéfaction de l'air,
- l'unité Haber-Bosch de synthèse de l' $\text{NH}_3$  par l' $\text{N}_2$  et l' $\text{H}_2$ .

Réaction de synthèse :  $\text{N}_2 + 3 \text{H}_2 = 2 \text{NH}_3$

Production d' $\text{NH}_3$ , t/jr : 1.000  
 Disponibilité, % : 90 [18]  
 Durée de vie, années : 30 [18]

Consommation d' $\text{H}_2$ , kg/kg $\text{NH}_3$  : 0,180  
 Consommation d' $\text{H}_2$ /jr, t : 180  
 Coût de l' $\text{H}_2$ , €/t. $\text{H}_2$  : 682,3 ; 1.410 ; 1.929 ; 2.141

Consommation d'électricité, kWh/kg $\text{NH}_3$  : 0,39 [18]  
 Consommation d'électricité par jour, kWh : 390.000  
 Coût de l'électricité, €/kWh : 0,0078 ; 0,0222 ; 0,0325 ; 0,0367

Coût de l'installation, M€: 176,19 [18]

Annuité sur 30 ans au taux d'intérêt de 5%/an, M€: 11,461  
 Coût de l'annuité par jour, €/jr : 34.890  
 Coûts opérationnels annuels, M€/an ; 4% de l'investissement [18]  
 Coûts opérationnels, €/jour : 19.308

### Coût de production de l' $\text{NH}_3$ d'une installation de 1.000 t/jr de capacité

Coût de l'électricité, €/kWh		0,0078 Hydraul.	0,0222 Géotherm.	0,0325 biogaz	0,0367 biomasse
Coût de l'annuité, €/jr		34.890	34.890	34.890	34.890
Coût de l' $\text{H}_2$ , €/jr		122.871	253.905	347.384	385.502
Coût de l'électricité, €/jr		3.042	8.658	12.675	14.313
Coûts opérationnels, €/jr		19.308	19.308	19.308	19.308
Total, €/jr		180.111	316.762	414.258	454.013
<b>Coût de production de l'<math>\text{NH}_3</math>, €/t</b>		<b>180,1</b>	<b>316,7</b>	<b>414,3</b>	<b>454,0</b>

### Annexe 3 – Estimation du coût de production de l'électricité via une turbine gaz-vapeur à l' $\text{NH}_3$

Hypothèses :

- Les caractéristiques de l'installation turbine gaz-vapeur à l'ammoniac sont les mêmes que pour l'installation au gaz naturel
- Le coût d'investissement est multiplié par un facteur 1,5 pour prendre en compte les éventuelles modifications techniques

Combustion de l'ammoniac :

- $4 \text{ NH}_3 + 3 \text{ O}_2 \rightarrow 6 \text{ H}_2\text{O} + 2 \text{ N}_2$
- PCI, kJ/kg $\text{NH}_3$ : 18600
- Consommation, kg $\text{NH}_3$ /MWh : 307 (via une modélisation du cycle combiné)

Puissance, MW : 1350 [1]  
 Facteur de charge : 0,85 [1]  
 Production annuelle, kWh : 10.052.100.000

Durée de vie : 30 [1]  
 Coût de l'installation, €/kW :  $1,5 \times 399 = 598$  [1]  
 Annuité sur 30 ans au taux d'intérêt de 5%, M€: 52,56  
 Coût d'investissement, €/MWh : 5,23

Coûts opérationnels, €/MWh : 2,08 [1]

Coût du fuel, €/t  $\text{NH}_3$  FOB : 225,11 ; 361,76 ; 459,26 ; 499,01  
 Coût du fuel, €/MWh : 69,03 ; 110,94 ; 140,84 ; 153,03

#### Coût de production de l'électricité via une turbine gaz-vapeur à l'ammoniac

Coût d'investissement, €/MWh	5,23	5,23	5,23	5,23
Coûts opérationnels, €/MWh	2,08	2,08	2,08	2,08
Coût du fuel, €/MWh	69,03	110,94	140,84	153,03
Coût de l'électricité, €/kWh	<b>0,076</b>	<b>0,118</b>	<b>0,148</b>	<b>0,160</b>

## **Annexe 4 – Photos d'installations existantes de stockage et de transport de l'ammoniac**

### **Stockage atmosphérique de l'ammoniac**

Stockage atmosphérique d'ammoniac liquide, pouvant varier de 1000 à 5000 tonnes, en attendant le transport de celui-ci :



Figure 1: Source : <http://www.mannvit.com/Industry/AmmoniaStorage/>

### **Transport de l'ammoniac**

#### **1. Par pipeline, puis par bateau**



Figure 2: Source : [http://www.bfpl.com.au/index.php?option=com\\_content&task=view&id=5&](http://www.bfpl.com.au/index.php?option=com_content&task=view&id=5&)

Transport de l'ammoniac par pipeline jusqu'à un port en vue de son transport par bateau (jusqu'à 40000 tonnes):



Figure 3: Source : [http://www.bfpl.com.au/index.php?option=com\\_content&task=view&id=5&](http://www.bfpl.com.au/index.php?option=com_content&task=view&id=5&)

Ci-dessous, les pipelines et terminaux de stockage de l'ammoniac présents aux USA:



Figure 4: Source : [18]

## 2. Par camion

Transport de 7500 à 57000 litres d'ammoniac liquide par camion, du port à l'endroit d'utilisation de l'ammoniac :



Figure 5: Source : <http://bnhgastanks.com/products-catagories/ammonia-tanks>

## Annexe 5 – L'ammoniac utilisé comme carburant routier et aérien

Ci-dessous, le premier véhicule ayant roulé à l'ammoniac en 1943 en Belgique sur plusieurs milliers de kilomètres sans difficultés :

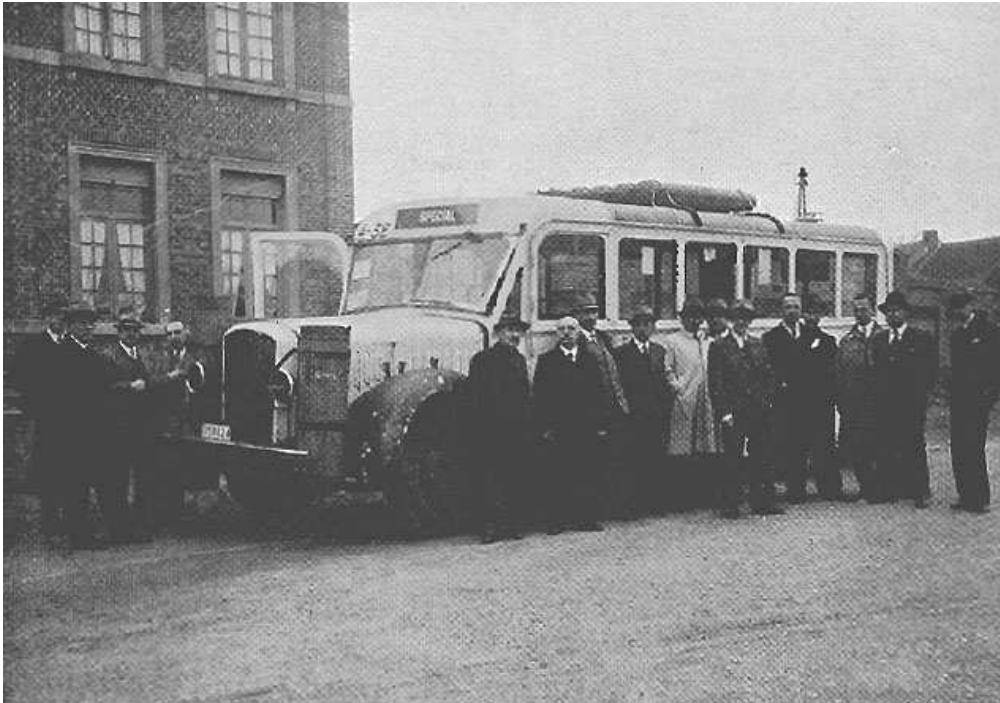


Figure 6: Source: <http://www.ammoniafuelnetwork.org/>

Et voici le *X-15 rocket plane* qui a volé à l'ammoniac dans les années 60.



Figure 7: Source: <http://www.ammoniafuelnetwork.org/>

## **Annexe 6 - Liste des abréviations**

- H<sub>2</sub> : hydrogène
- NH<sub>3</sub> : ammoniac
- N<sub>2</sub> : azote
- NO<sub>x</sub> : oxydes d'azote
- FOB : free on board, sans les frais de transport et autres frais et taxes
- MMBtu : millions de BTU (British Thermal Unit) et 1 BTU=1054-1060 J (joule)
- PCI : pouvoir calorifique inférieur
- kW, MW : kilo et méga-watts, unité de puissance, 1 W=1 J/s
- kWh, MWh : kilo et méga-watts-heure, unité d'énergie, 1 Wh=3600 J