



Séminaire d'Alembert  
Jeudi 26 janvier 2017



UNIVERSITÉ  
PARIS  
SUD  
Comprendre le monde,  
construire l'avenir®

# LES ENJEUX ET LA MISE EN ŒUVRE DU POWER-TO-GAS

**P. Millet**  
Université Paris-Saclay - ICMO  
Equipe de Recherche et d'Innovation en Electrochimie pour l'Energie






## Sommaire




UNIVERSITÉ  
PARIS  
SUD  
Comprendre le monde,  
construire l'avenir®

UNIVERSITÉ  
PARIS  
SUD  
Comprendre le monde,  
construire l'avenir®

- 1- La transition énergétique**
  - combustibles fossiles; ENR: nécessité du stockage
  - la loi sur la transition énergétique, SNR-SNRE
- 2- Le power-to-gas**
  - principe: interconversion des vecteurs énergétiques
  - les besoins des réseaux électriques
  - vecteurs chimiques carbonés
  - la filière hydrogène-énergie
- 3- Exemple de power-to-H<sub>2</sub>: l'usine-démonstrateur de Mayence**
  - l'électrolyse de l'eau
  - services aux réseaux électriques
  - performances énergétiques
- 4- Conclusion**

---

2

ICMMO

UNIVERSITÉ PARIS SUD  
Comprendre le monde, construire l'avenir®

# 1- La transition énergétique

CIFRS  
dépasser les frontières

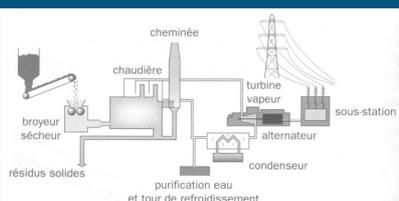
Slide 3

ICMMO

UNIVERSITÉ PARIS SUD  
Comprendre le monde, construire l'avenir®

## Centrales électriques

CIFRS  
dépasser les frontières



9.13 - Principe d'une centrale PCI [source : World Coal Institute]

**Centrale thermique :**

- nucléaire
- combustion
- moteur thermique



**Turbine à vapeur/combustion: carburant + comburant → chaleur → travail**

**Charbon:**  $C + O_2 \rightarrow CO_2$   
 $\Delta_r H^\circ = - 393,1 \text{ kJ.mol}^{-1}$

**Gaz naturel:**  $CH_4 + O_2 \rightarrow CO_2 + 2H_2$   
 $\Delta_r H^\circ = - 318,5 \text{ kJ.mol}^{-1}$

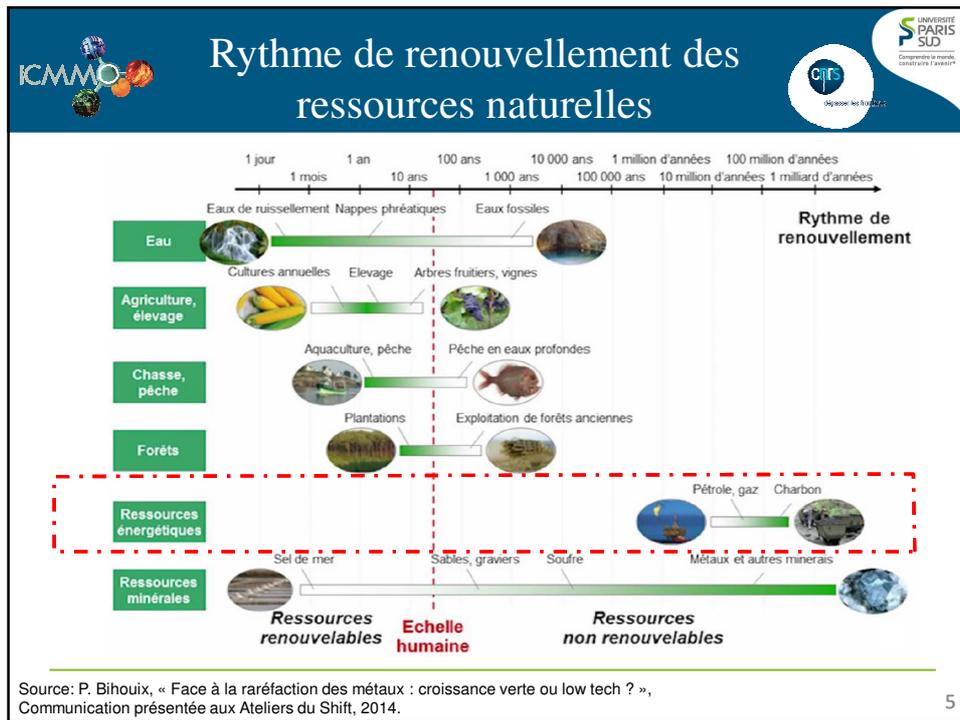
**Pétrole:**  
 $C_n H_{2n+2} + (3n+1)/2 O_2 \rightarrow n CO_2 + (n+1) H_2O$

Pouvoir calorifique moyen de quelques combustibles

Combustible	MJ/kg	kJ/L	BTU/lb	kJ/mol
Dihydrogène	120,5	12,75	61 000	286
Essence	47,3	35 475	20 400	4 200
Gazole (carburant pour Diesel)	44,8	38 080	19 300	7 600
Éthanol	29,7	21 300	12 800	1 300
Propane	50,35			2 219
Butane	49,51		20 900	2 800
Bois	15	---	6 500	---
Charbon	15-27	---	8 000 - 14 000	---

1 kg d'uranium 235 produit 80 TJ soit 1900 tep.

4



## La transition énergétique en France: la loi TECV

Actualités

De la COP21 à la COP22

Publications et chiffres clés

Économies d'énergie

Énergies

La transition énergétique pour la croissance verte

Effet de serre et changement climatique

Comprendre le changement climatique

Emissions de gaz à effet de serre - les constats

Impacts du changement climatique

Actions de la France pour réduire ses émissions

Les plans d'actions

Au niveau national

Au niveau local

Principales mesures dans tous les secteurs

Outils d'aide à la décision

Donner un prix au carbone : un outil pour réduire les émissions de CO2

France climate policy (mitigation - english presentation)

Actions de la France pour s'adapter au changement climatique

Marchés carbone

Actions et négociations à l'international

Observatoire National sur les Effets du Réchauffement Climatique

MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT, DE L'ÉNERGIE ET DE LA MER

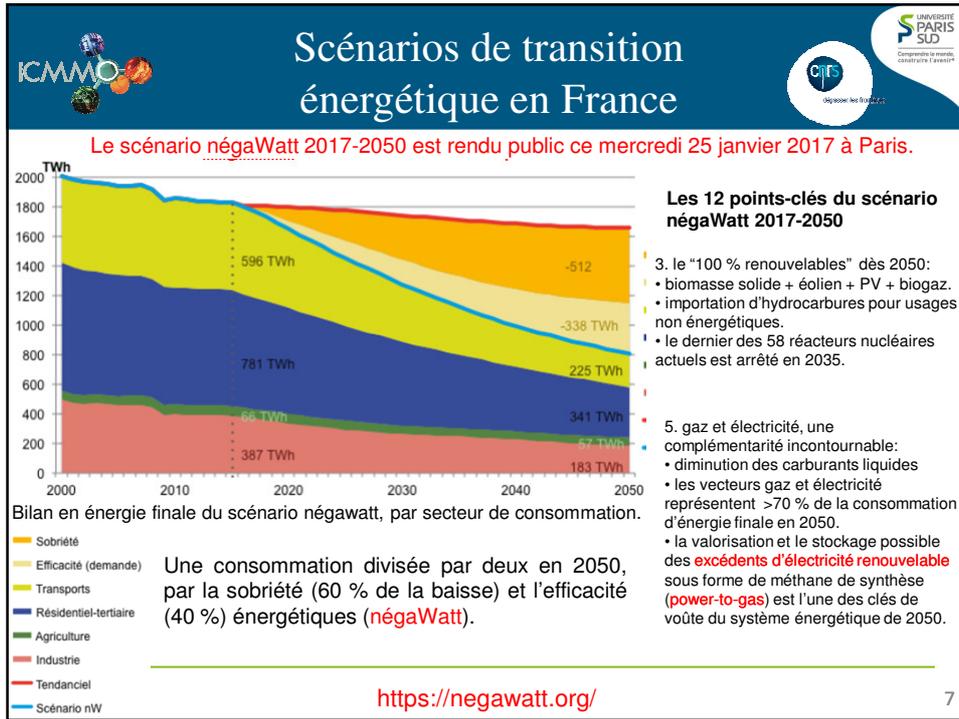
**Stratégie nationale bas carbone**

7 janvier 2015 (mis à jour le 11 avril 2016)

LA COP21 en action

- Par la **loi de transition énergétique pour la croissance verte**, la France s'est engagée à réduire les émissions de gaz à effet de serre de 40 % entre 1990 et 2030 et à diviser par quatre ses émissions de gaz à effet de serre entre 1990 et 2050.
- La loi instaure des outils de mise en œuvre de l'économie bas-carbone (SNBC= [Stratégie nationale bas-carbone](#)) + «budgets carbone» (plafonds d'émissions de gaz à effet de serre tous les 4-5 ans).
- Le 18 novembre 2015, Ségolène Royal a présenté la [stratégie nationale bas carbone](#) en conseil des ministres. Le décret fixant les trois premiers « budgets carbone » pour les périodes 2015-2018, 2019-2023, 2024-2028 et approuvant la SNBC a été publié au JO (19/11/2015).
- La stratégie sera revue d'ici fin juin 2019 puis tous les 5 ans.
- D'ici la prochaine actualisation de la stratégie, un suivi régulier de sa mise en œuvre est prévu.

<http://www.developpement-durable.gouv.fr/Strategie-nationale-bas-carbone.html>

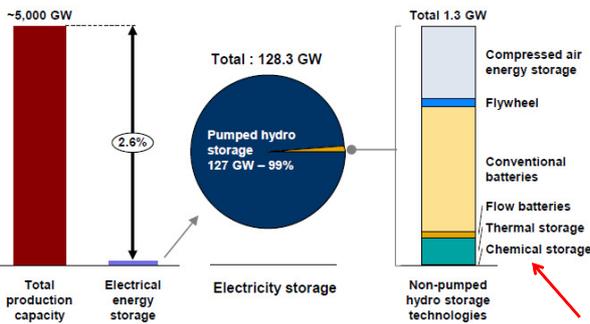


ICMMO **La part du stockage de l'énergie**  

Le stockage électrique est largement utilisé dans les applications mobiles/nomades. A plus grande échelle, il a longtemps été considéré comme étant hors de prix.

Les opérateurs de systèmes de puissance ont longtemps by-passé le stockage électrique (hors hydraulique), préférant le stockage primaire (charbon, gaz, pétrole, biomasse, barrages, retenues).

Fin 2014, environ 128 GW de puissance étaient fournis dans le monde par des technologies de stockage de l'électricité. Cela ne représente que 2,6 % du total de la puissance installée.



1- sur ces 128 GW, le stockage hydraulique pompé représente 99%. Ces techniques sont apparues dans les années 1980, avec les fluctuations importantes de coût heure creuse/pleine.

2- le stockage massif par batteries/volants inertiels est resté limité.

3- le stockage thermique et le stockage chimique (8MW) se développent.

power-to-gas

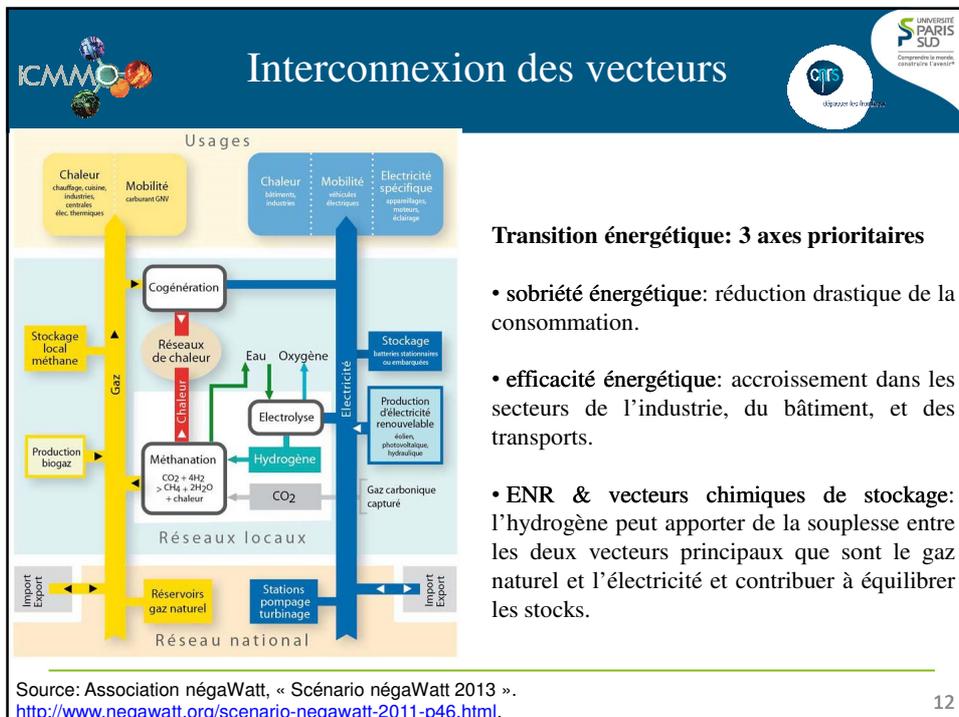
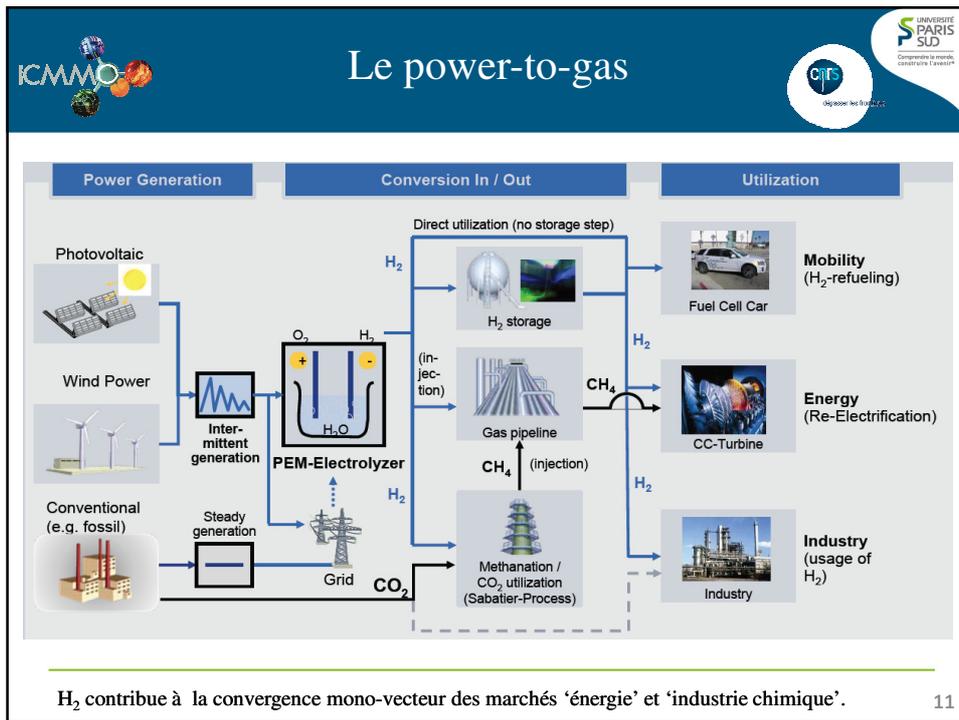
9

ICMMO **2- LE POWER-TO-GAS:**  
interconversion électricité-vecteur chimique

 UNIVERSITÉ PARIS SUD  
Comprendre le monde, construire l'avenir®

 dépasser les frontières

10



**Principales sources d'H<sub>2</sub>**

1 kg d'hydrogène contient autant d'énergie que 2,1 kg de gaz naturel ou 2,8 kg d'essence. C'est le combustible qui a le plus fort ratio énergie/masse.

**vaporeformage du méthane**

étape 1 :  $\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{CO} + 3 \text{H}_2$   
(700-1100°C + Ni)  
 $\Delta H^\circ = + 206 \text{ kJ/mol}_{\text{CH}_4}$

étape 2 :  $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2$   
(200-250°C + Cu/Fe)  
 $\Delta H^\circ = - 41 \text{ kJ/mol}_{\text{CO}}$

bilan:  $\text{CH}_4 + 2 \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO}_2 + 4 \text{H}_2$   
 $\Delta H^\circ = + 165 \text{ kJ/mol}_{\text{CH}_4} = + 41 \text{ kJ/mol}_{\text{H}_2}$

**dissociation de l'eau**

$\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2 + \frac{1}{2} \text{O}_2$   
 $\Delta H^\circ = + 285 \text{ kJ/mol}_{\text{H}_2}$

**Il faut 7 fois plus d'énergie pour extraire une mole d'H<sub>2</sub> de l'eau que du CH<sub>4</sub>.**

13

**La filière H<sub>2</sub> :**  
inter-conversion électricité ↔ H<sub>2</sub>

**opérations unitaires**

(i) captage rayonnement solaire:  
EnR → **électricité**

(ii) distribution vecteur primaire:  
réseaux électriques

(iii) conversion chimique (power-to-gas):  
**électricité → liaison chimique**

(iv) stockage-transport-distribution du vecteur chimique:  
interconnexion avec réseaux chimiques

(v) ré-électrification en temps différé (service énergétique):  
**liaison chimique → électricité**

**Rendements**

**électricité → liaison chimique ≈ 80-90 %**

**électricité ← liaison chimique ≈ 50-70 %**

**rendement de cycle ≈ 40-65 % selon la température de fonctionnement des technologies.**

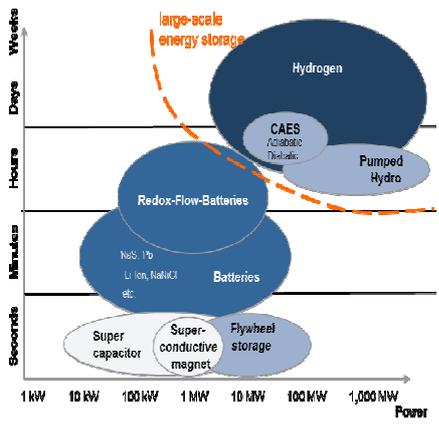
14



## La filière H<sub>2</sub> permet le stockage de l'énergie à grande échelle




### Segmentation of electrical energy storage



### Key Statements

- Large scale storage can only be addressed by Pumped Hydro, Compressed Air (CAES) and **chemical storage** media like Hydrogen and Methane
- The potential to extend pumped hydro capacities is very limited
- Hydrogen is used in many main industries as a reductive or protective gas or is used as an input in synthesis processes;
- Onsite hydrogen production is a promising alternative to trailer/truck supply.

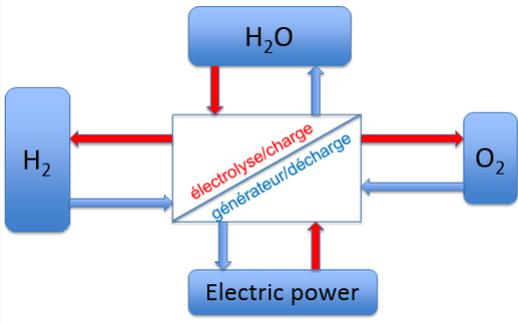
15



## Batterie H<sub>2</sub>/O<sub>2</sub>

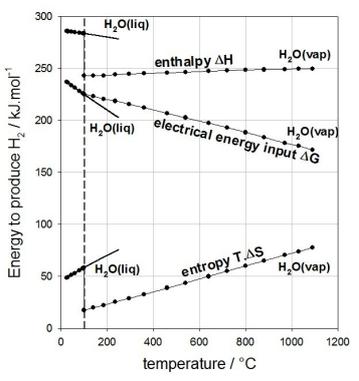



**charge:** H<sub>2</sub>O (l) → H<sub>2</sub> (g) + ½ O<sub>2</sub> (g)  
 $\Delta G^\circ = +237 \text{ kJ/mol}$   
 $E^\circ = 1,23 \text{ V}$



**décharge:** H<sub>2</sub> (g) + ½ O<sub>2</sub> (g) → H<sub>2</sub>O (l)  
 $\Delta G^\circ = -237 \text{ kJ/mol}$   
 $fem^\circ = 1,23 \text{ V}$

### thermodynamique



P. Millet in : 'Water Electrolysis', chapter 2, *Fundamentals of water electrolysis*, A. Godula-Jopek Editor, Wiley-VCH, ISBN 9783527333424 (2014)

16



# Production par électrolyse







Industry	Transportation & fueling	Electricity storage
 Mature	 Developing	 Introduction
• Stable growth in industrial production – stable level of hydrogen capacity additions	• Roll-out of fuel cell electrical vehicles targeted 2015-16 in some countries	• Growth in inflexible wind and solar power capacity driver for hydrogen energy storage
• Electrolysis selected when no access to steam reforming	• Split between off-site hydrogen from reforming and on-site hydrogen from electrolysis	• Electrolysis the sole technology for conversion of electricity to hydrogen

**Technology Readiness Levels (TRLs)**

System Test, Launch & Operations	TRL 9	Actual system "flight proven" through successful mission operations
	TRL 8	Actual system completed and "flight qualified" through test and demonstration (Ground or Flight)
System/ Subsystem Development	TRL 7	System prototype demonstration in a space environment
	TRL 6	System/subsystem model or prototype demonstration in a relevant environment (Ground or Space)
Technology Demonstration	TRL 5	Component and/or breadboard validation in relevant environment
	TRL 4	Component and/or breadboard validation in laboratory environment
Technology Development	TRL 3	Analytical and experimental critical function and/or characteristic proof-of-concept
Research to Prove Feasibility	TRL 2	Technology concept and/or application formulated
Basic Technology Research	TRL 1	Basic principles observed and reported

Source: Arkwright Consulting analysis

P. Millet, 'Electrochemical Technologies for Energy Storage and Conversion', chapter 9, *Water electrolysis for hydrogen generation* R-S. Liu, X. Sun, H. Liu, L. Zhang and J. Zhang Editors, J. Wiley & Sons (2011).



# Transport



- L'hydrogène est léger. C'est un handicap pour son stockage et son transport.
- Transport sous pression par bouteilles ou des pipelines.
- La forme liquide (à - 253°C) est beaucoup plus coûteuse.
- Le pipeline est le moyen le plus utilisé, avec un réseau de plus de 2 500 km dans le monde, dont 1 500 en Europe et 900 aux Etats-Unis.




**Projet EnergiePark – Mainz; Objectives:**

- Develop an energy storage plant for the decentralized use of grid bottlenecks in order to provide grid services ("Regelenergie")
- High efficiency, dynamic load changes
- Injection in local gas grid and multi-use trailer-filling
- Budget: Total: 17 M€
- 6 MW Electrolyzer (3 Stack à 2 MW) delivered in 1<sup>st</sup> half 2015
- Timeline: 4 years (03/2013 – 12/2016)



Ingenuity for Life

## Mobilité hydrogène





### Chiffres clés

- Berline : 1 kg H<sub>2</sub> = 100 km
- Bus : 8 kg H<sub>2</sub> = 100 km
- 1 kg H<sub>2</sub> 'bleu' = 2 €
- 1 kg H<sub>2</sub> 'vert' = 4-8 €
- Stockage embarqué = 5-6 kg
- Pression = 700 bars
- Recharge = 2-3 min
- Autonomie = 500-800 km
- Prix berline 5 portes = 50 → 30 k€
- Infrastructure 03-2013 : 208 worldwide
- 20% électrolyse eau + 80% SMR



780 kg day<sup>-1</sup> (Hamburg, Germany)

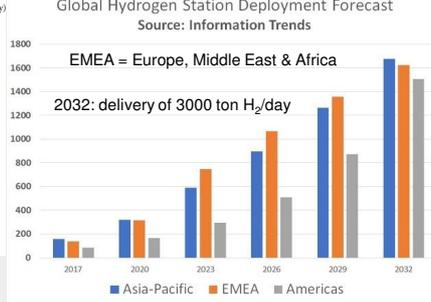


### Global Hydrogen Station Deployment Forecast

Source: Information Trends

EMEA = Europe, Middle East & Africa

2032: delivery of 3000 ton H<sub>2</sub>/day



Year	Asia-Pacific	EMEA	Americas
2017	~100	~100	~100
2020	~300	~300	~300
2023	~600	~700	~400
2026	~1000	~1200	~600
2029	~1400	~1600	~900
2032	~1800	~2000	~1200

### Le véhicule électrique dans le scénario négaWatt

Le scénario négaWatt 2011-2050 propose un usage modéré du véhicule électrique. Il privilégie son utilisation comme moyen de transport en milieu urbain, permettant de diminuer les nuisances sonores et les émissions de polluants locaux, améliorant ainsi la qualité de l'air.

En milieu péri-urbain ou rural, d'autres solutions sont envisagées pour assurer la mobilité individuelle des personnes et des marchandises, notamment l'utilisation de véhicules fonctionnant au gaz naturel d'origine renouvelable, produit à partir de déchets agricoles (méthanisation) ou d'excédents d'électricité renouvelable (méthanation).



## Ré-électrification: plateforme Myrte (Ajaccio)

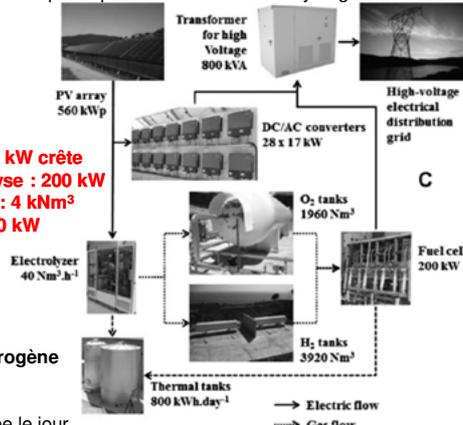




- couplage entre un champ photovoltaïque et une chaîne H<sub>2</sub> utilisée comme un moyen de stockage.
- charge = fourniture au réseau électrique, alimentée par PV ou par la pile à combustible via l'hydrogène stocké.



vue d'ensemble



PV : 560 kW crête  
 électrolyse : 200 kW  
 H<sub>2</sub> tank : 4 kNm<sup>3</sup>  
 pile : 200 kW

### Avantages du couplage énergie solaire et vecteur hydrogène

- coproduction électricité-H<sub>2</sub> à partir d'énergie solaire.
- écrêtage des pics de consommation
- restitution le soir sur le réseau l'énergie électrique stockée le jour
- atténuation des variations de production (ex. liées au passage de nuages)
- la chaleur de la pile et de l'électrolyseur pourra être valorisée dans le tertiaire.

C. Darras, M. Muselli, P. Poggi, C. Voyant, J.-C. Hogue, F. Montagnac, *PV output power fluctuations smoothing: The MYRTE platform experience*, Int. J. Hydrogen Energy, 37 (19) (2012) 14015-14025

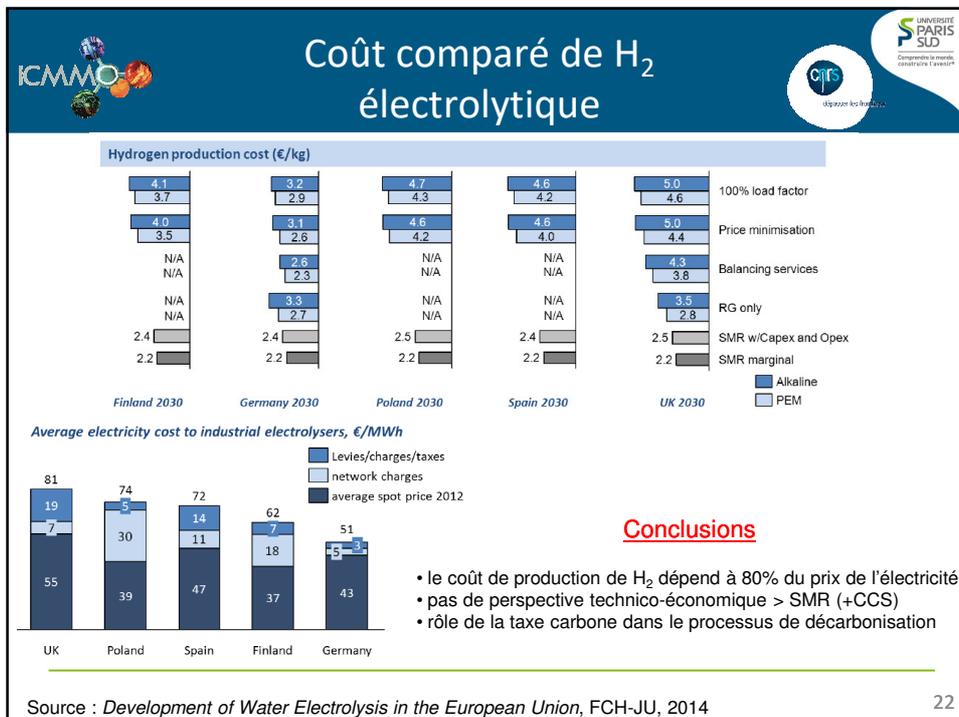


## Rendements d'inter-conversion




Vecteur chimique	Rendement (%)	conditions
<b>Electricité → vecteur gazeux</b>		
Hydrogène	65-80	pression atmosphérique
Hydrogène	55-75	comprimé à 80 bars (réseau)
Hydrogène	54-72	comprimé à 200 bars
Méthane synthétique (SNG)	51-65	pression atmosphérique
Méthane synthétique (SNG)	50-64	comprimé à 80 bars (réseau)
Méthane synthétique (SNG)	49-64	comprimé à 200 bars
<b>Electricité → vecteur gazeux → électricité (sans co-génération)</b>		
Hydrogène	35-45	comprimé à 80 bars (réseau)
Méthane synthétique (SNG)	30-38	
<b>Electricité → vecteur gazeux → électricité + chaleur</b>		
Hydrogène	48-62	comprimé à 80 bars (réseau)
Méthane synthétique (SNG)	43-54	

Michael Sterner, Mareike Jentsch et Uwe Holzhammer, « *Energiawirtschaftliche und ökologische Bewertung eines Windgas-Angebotes* », Fraunhofer IWES, 2011. 21






Comprendre le monde, construire l'avenir®

## 3- Exemple de Power-to-H<sub>2</sub>: l'usine-démonstrateur de Mayence

A joint research project






Supported by




Forschungsinitiative der Bundesregierung



dépasser les frontières

Slide 3



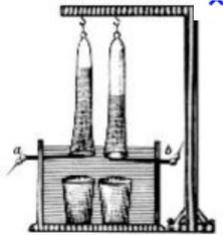

## Controverse sur les origines 1789 or 1800 ?



dépasser les frontières



Luigi Galvani  
(1737-1798)



Johann Wilhelm Ritter  
(1776-1810)



Alessandro Volta  
(1745-1827)

They used a Leyden jar (electrostatic machine) to produce electricity which was discharged on gold electrodes with water.

They used the voltaic pile from Volta to split water.



**1789**

Adriaan Paets Van Troostwijk  
(1752-1837)



Jan Rudolph Deiman  
(1743-1808)



**1800**

William Nicholson  
1737-1798



Anthony Carlisle  
(1768-1840)

S. Trasatti, 1799–1999: *Alessandro Volta's 'Electric Pile' Two hundred years, but it doesn't seem like it*, J. Electroanal. Chem. 460 (1999) 1.  
R. de Levie, *The electrolysis of water*, Journal of Electroanalytical Chemistry 476 (1999) 92–93.

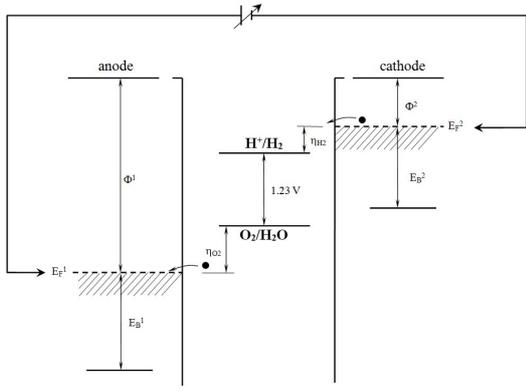
24



## Chaines galvaniques pour électrolyse de l'eau

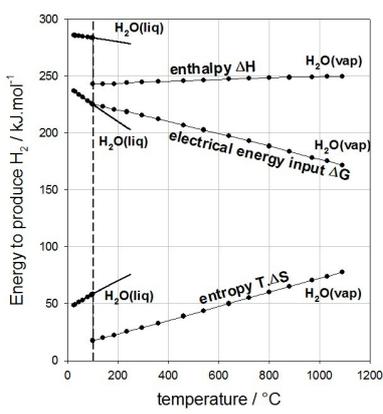



### chaîne galvanique



$H_2O \rightarrow \frac{1}{2} O_2 + 2 H^+ + 2 e^-$ 
 $2 H^+ + 2 e^- \rightarrow H_2$

### thermodynamique



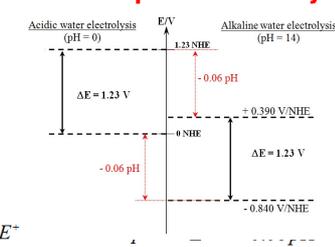
P. Millet, 'Encyclopedia of Membrane Science and Technology', chapter 13, Membrane Electrolysis. J. Hoek Editor, J. Wiley & Sons (2013)



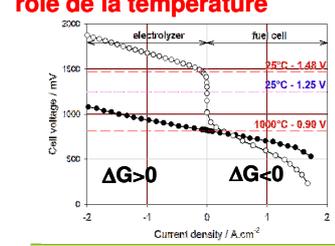
## Technologies d'électrolyse



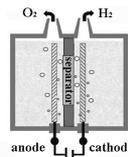

### rôle du pH de l'électrolyte



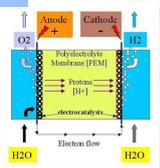
### rôle de la température



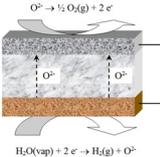
### procédé alcalin




### procédé acide (PEM)




### procédé haute température




26

## Technologie PEM : description

**Unit PEM cell (4 to 7 mm)**

**cathodic compartment:**  $2 H^+ + 2 e^- \rightarrow H_2$   
 $H_2O + H^+$

**MEA**

**anodic compartment:**  $H_2O \rightarrow \frac{1}{2} O_2 + 2 H^+ + 2 e^-$   
 $H_2O + O_2$

(a)  $H^+$  (in  $H_2O$ )

(b)  $H_2O$

**HER: Pt**

**OER: IrO<sub>2</sub>**

Cell voltage / Volt

Current density / mA.cm<sup>-2</sup>

HHV = 70%

HHV = 80%

HHV = 90%

operational range of PEM electrolyzers

lower Capex

lower Opex

future PEM performances

117

115

**état de l'art : 1-5 MW; roadmap : 100 MW**

C. Rozain, P. Millet, *Electrochemical characterization of Polymer Electrolyte Membrane Water Electrolysis Cells*, *Electrochimica Acta*, 131 (2014) 160-167. 27

## Electrolyse de l'eau PEM : facteurs clés

**process flow sheet**

Charge électrique

Transformation & Régulation du courant

Réaction d'électrolyse

Déminéralisation de l'eau

Régulation thermique

Séparation H<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>O

Séparation O<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>O

Purificateur H<sub>2</sub>

Purificateur O<sub>2</sub>

Vers hydrogénation ou valorisation combustible

O<sub>2</sub> coproduit

**Gamme de puissance : 1 kW à 300 kW<sup>1</sup> soit une capacité max de production de 66.67 Nm<sup>3</sup>/h d'H<sub>2</sub> par unité**

**maturité**

R&D  Commercial

**conditions opératoires**

**Pression**  
Commercial : 1 – 30 bar  
R&D : 1 – 350 bar

**Température**  
Commercial : 50 – 70°C  
R&D : jusqu'à 150°C

**flexibilité**

Temps de réaction au démarrage à froid :

- Moins de 1 minute avec équipements en veille
- Moins de 2 minutes si boucle de froid présente à quelques dizaines de minutes si démarrage d'un ou plusieurs groupe froid requis

**données économiques**

1 700 €/kW à 2500 €/kW pour des capacités respectives de 300 kW<sub>e</sub> à 50 kW<sub>e</sub>

Une répartition typique des CAPEX peut être donnée (répartition pour petites unités, la part des cellules augmentant avec la capacité) :

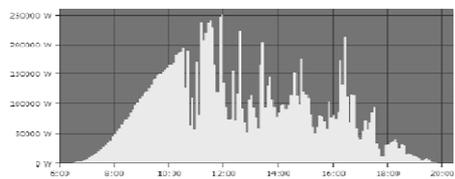
- Cellules d'électrolyse : 46%
- Electronique de puissance : 13%
- Equipements annexes : 28%
- Connexion adaptation au réseau: 4%
- Construction, transport et installation : 7%
- Ingénierie : 3%

**Consommation d'électricité** : 4,3 – 4,5 kWh/Nm<sup>3</sup> d'hydrogène produit à 0,8 – 1 A/cm<sup>2</sup> pour la réaction d'électrolyse (soit un rendement enthalpique de 80%), 4,9 – 5,4 kWh/Nm<sup>3</sup> en fonction de la puissance du générateur et en prenant en compte les auxiliaires et la purification du produit (soit un rendement enthalpique de 65-70%). 28

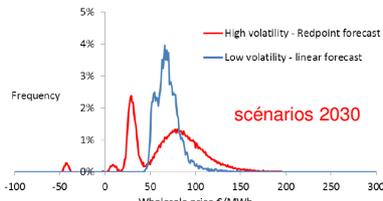
## Irruption de l'intermittence: risque ou opportunité ?



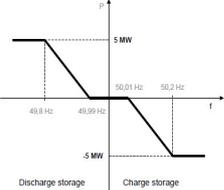

**intermittence**



**volatilité des prix de l'électricité**



**volatilité = opportunités kWh bas coût**  
**flexibilité des électrolyseurs ?**

réseau → Electrolyseur → mobilité

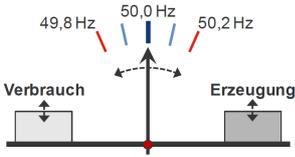
*Service au réseau électrique kWh bas-coût ?*

**PSE** Grid frequency has to be kept constant at any time. Generation has to follow demand. Electrolyzers as a concept for grid stabilization must be very dynamic and durable under changing load conditions.

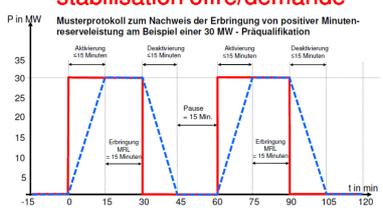
## Services réseau: opportunités pour le PtG




**Maintien de la fréquence de 50.0 Hz**



**stabilisation offre/demande**



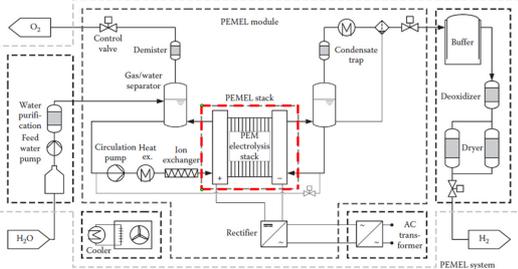
(source: www.regelleistung.net)

need to customize PEM @ system level to catch cheap kWh for automotive H<sub>2</sub>

↓

design flexible/réactif

**PEMEL system**



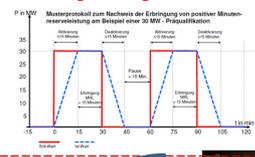
Source: PEM water Electrolysis for hydrogen production: Principles and Applications, D. Bessarabov, H. Wand, H. Li, N. Zhao, CRC Press (2015).



# Power-to-H<sub>2</sub>: projet FlexiPEM



### Load profile specification





**PEM electrolyzer @ system level**

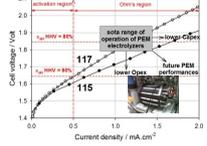
### Definition of test protocol



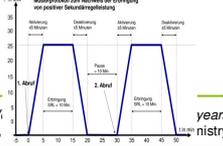


**Data analysis - modeling**

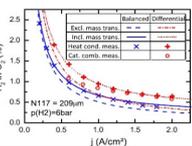
### KPI1: efficiency



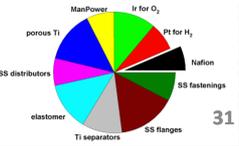
### KPI2-3: flexibility/reactivity



### KPI5: safety aspects



### KPI6-7: Capex/Opex



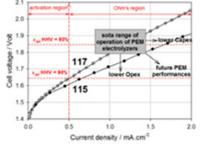


# Step 3- selection of key performance indicators

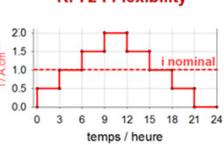


		State-of-the-art	2017	2020	2023	
KPI 1	H2 production electrolysis, energy consumption (kWh/kg) @ rated power	57-60 @100kg/d	55@500kg/d	52 @1000+kg/d	50 @1000+kg/d	➔ Efficiency
KPI 2	H2 production electrolysis, flexibility with a degradation < 2% /year (refer to KPI 3)	5% - 100% of nominal power	5% - 150% of nominal power	0% - 200% of nominal power	0% - 300% of nominal power	➔ Flexibility
KPI 3	H2 production electrolysis, hot start from min to max power (refer to KPI 4)	1 minute	10 sec	2 sec	< 1 sec	➔ Reactivity
KPI 4	H2 production electrolysis, efficiency degradation @ rated power and considering 8000 H operations / year	2% - 4% / year	2% / year	1,5% / year	<1% / year	➔ Durability
KPI 5	H2 concentration in oxygen @ rated stationary power load	< 25% ILE	<25% ILE + flexibility	< 25% ILE + reactivity		➔ Safety
KPI 6	H2 production electrolysis, CAPEX @ rated power including ancillary equipments and commissioning	8.0 M€/(t/d)	3.7 M€/(t/d)	2.0 M€/(t/d)	1.5 M€/(t/d)	➔ Capex/Opex

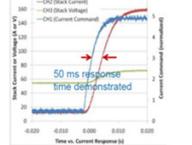
### KPI 1 : Efficiency



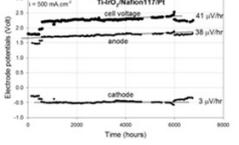
### KPI 2 : Flexibility



### KPI 3 : Reactivity



### KPI 4 : Durability/Reliability



=> Définition de tests harmonisés (pour l'IEA et le FCH-JU)

**Usine d'électrolyse de l'eau**  
**EnergiePark, Mayence**

ICMMO

UNIVERSITÉ PARIS SUD  
Comprendre le monde, construire l'avenir®

CITS  
dépasser les frontières

3 x 1.25 MW nominal load  
(2.0 MW peak) 35 bar outlet pressure

2 x 82 m<sup>3</sup> 80 bar, 5.0

0.7 – 0.9 Mpa 10% H<sub>2</sub>

Power grid connection 20kV

Transformer-Rectifier Unit

Electrolysis 2-3.5 MPa

DeOxo Unit

Ionic Compressor

Condensate trap

Compressor 1st stage

Compressor 2nd stage

Gas storage (max. 8 MPa)

NG grid injection

Final drying

Trailer filling 22.5 MPa

Water purification

Condensate recycle

Max. output /station: 3500A DC  
Input voltage 20 KW 3-ph

Max. water consumption: 1 m<sup>3</sup>/h  
Produced water quality < 1µS/cm

Min. P. inlet 15 bar  
Max. P. outlet 250 bar

Trailer pressure 200 bar,  
300-600 kg  
duration fueling ~3h

**SIEMENS**  
Ingenuity for life

<http://www.energiepark-mainz.de/en/>

33

ICMMO

UNIVERSITÉ PARIS SUD  
Comprendre le monde, construire l'avenir®

## 4- Conclusions

CITS  
dépasser les frontières

Slide 3



## Conclusions




- La transition énergétique vise à généraliser les ENR comme source primaire
- L'intermittence exige la mise en place d'une infrastructure de stockage/distribution
- Le terme « power-to-gas » désigne les réactions électrochimiques permettant l'interconversion du vecteur électricité en vecteur chimique
- La filière hydrogène-énergie, annoncée depuis le premier choc pétrolier et constamment décriée en France est devenue réalité
- L'électrolyse de l'eau permet de produire de l'hydrogène électrolytique de manière flexible, à un coût compatible avec le marché actuel de l'énergie.
- Le rendement de cycle compris entre 50 et 75% environ dépend de la température à laquelle les convertisseurs fonctionnent
- La ré-électrification à l'aide de technologies fonctionnant à basse température n'ont pas de réel intérêt économique sauf pour la mobilité
- Les technologies haute température ont des rendements de cycle bien plus élevés
- A côté de l'hydrogène, il existe d'autres vecteurs chimiques carbonés.

35



## Remerciements




European projects  
GenHyPEM, ReversPEM











**Eriée (mtx&énergie)**

Dr. P. Millet (Prof)  
Dr. M. Guymont (Prof)  
Dr. A. Ranjbari (A. Prof)  
Dr. S. Franger (A. Prof)  
Dr. J.M. Duffault (A. Prof)  
Dr. L. Assaud (MCF)

*Mrs A. Soundiramourty (PhD student)*  
*Mr. A. Villagra (PhD student)*  
*Dr. P. Vorburger (IR)*  
*Mr. M. Antuch (PhD student)*  
*Mr. B. Verdin (PhD student)*  
*Dr. G. Mouchaham (Post-doc)*  
*Dr. R. Zakari (Post-doc)*

**CET H<sub>2</sub>**

Dr. F. Auprêtre  
N. Quéromes  
G. Doucet  
E. Gernot

**ECI**

Dr. E. Anxolabéhère (DR CNRS)  
Dr. A. Aukauloo (Prof)  
Dr. M.T. Dinh-Nguyen (PhD student)  
Dr. M. Sircoglou (MCF)  
Dr. L. Catala (MCF)  
Dr. L. Batchelor (post-doc)  
S. Mazérat (ADT)

**Services communs**

Dr. F. Brisset (IR)  
J. Forté (AI)

**ECM**

Dr. M. Mellah (MCF)

Campus Paris Saclay  
FONDATION DE COOPERATION SCIENTIFIQUE

SUPPORTED BY  
**ANR**

*Énergie*  
LE COUILLÉ GÉNÉRAL

**PSE**  
PARIS SACLAY  
UNIVERSITÉ PARIS SACLAY

36