



Le projet GRHYD

Grid Management by Hydrogen Injection for Reducing Carbonaceous Energies

Isabelle ALLIAT, ENGIE Lab CRIGEN

Paris, A. Centrale Energies, 14 décembre 2016



CONTENTS

Chapter 1

Power – to – Gas

Chapter 2

Background and Overview of GRHYD

Chapter 3

Environmental and economic matters addressed via the GRHYD pilots



01

Power-to-Gas

engie

Développement des EnR dans le mix énergétique européen : Les énergies renouvelables intermittentes se développent

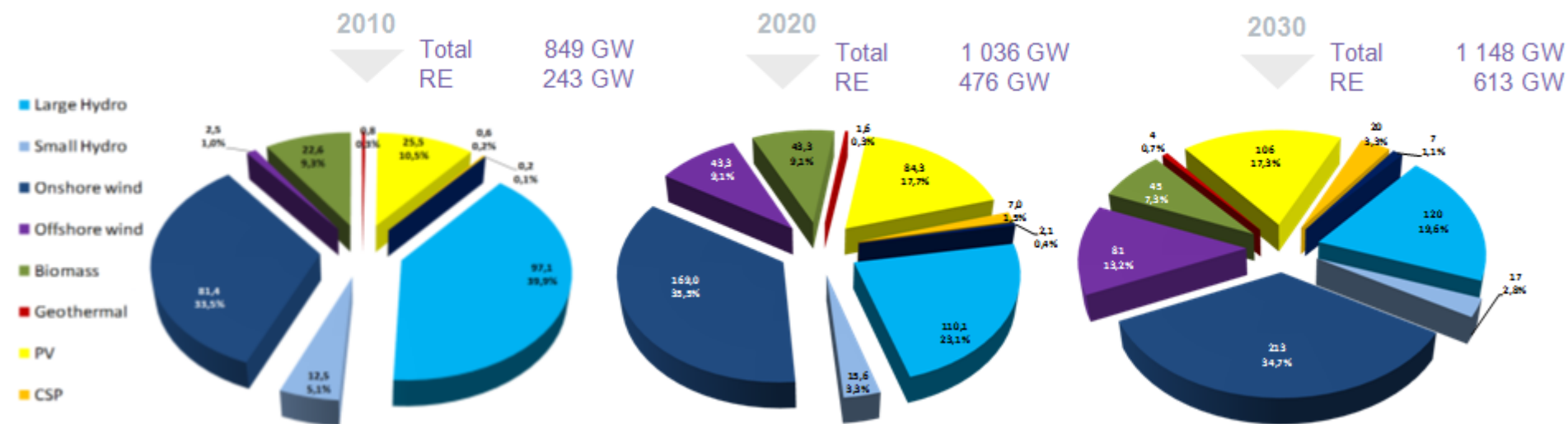
En 2020, l'éolien représentera la principale source EnR et sa capacité installée doublera par rapport à 2010.

— 7 574 GW éolien installé en France à fin 2012 (CRE)

Le solaire triplera d'ici 2020.

— 3 559 MW photovoltaïque installé en France à fin 2012 (CRE)

Renewable Electricity installed capacity in Europe (GW)

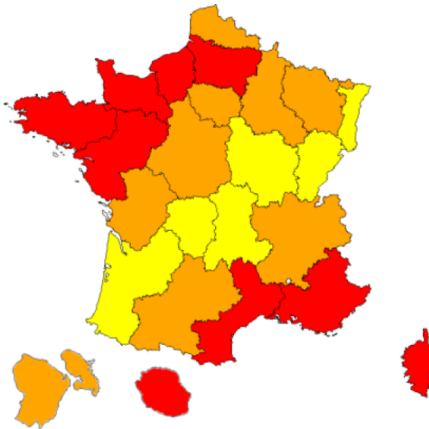


Développement des EnR dans le mix énergétique français : Décalage géographique entre les capacités installées EnR et la consommation instantanée d'électricité

En 2020, la production éolienne d'électricité correspondra à 10% de la production totale (2% en 2010).

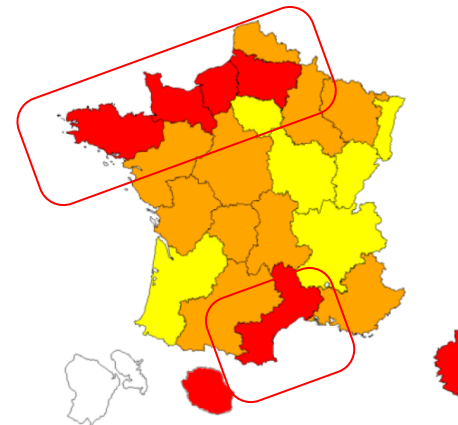
La majorité des parcs éoliens sont situés dans le nord et l'ouest de la France.

Les projets PV



Capacité installée EnR en 2020

- En **rouge** : $\text{Cap}_{\text{REint}} > 1500 \text{ MW}$
- En **orange** : $500 \leq \text{Cap}_{\text{REint}} \leq 1500 \text{ MW}$
- En **jaune** : $\text{Cap}_{\text{REint}} < 500 \text{ MW}$



Besoins locaux
pour le stockage
d'énergie en 2050

Rapport entre la capacité installée EnR (MW) et la
consommation instantanée d'électricité (MW) en 2020

- En **rouge** : Ratio $> 100\%$
- En **orange** : $50\% \leq \text{ratio} \leq 100\%$
- En **jaune** : Ratio $< 50\%$

La transformation des mix énergétiques impose de développer des flexibilités nouvelles

Les énergies renouvelables intermittentes se développent

- éoliens onshore et offshore, photovoltaïque, énergies marines, etc.

L'équilibre entre l'offre et la demande, de plus de plus en plus difficile à assurer, menace la stabilité du système et dégrade la qualité de fourniture

- productions intermittentes des ENR, plus ou moins prévisibles, rarement programmables
- déficit « peak » vs surproduction « off peak »
- points de congestion, difficulté à développer les réseaux

La création de nouveaux vecteurs de flexibilité est devenue une nécessité

- flexibilité au niveau de la consommation => nouveaux usages flexibles et « smart grids »
- flexibilité au niveau de la production => plus de flexibilité sur les centrales « classiques »

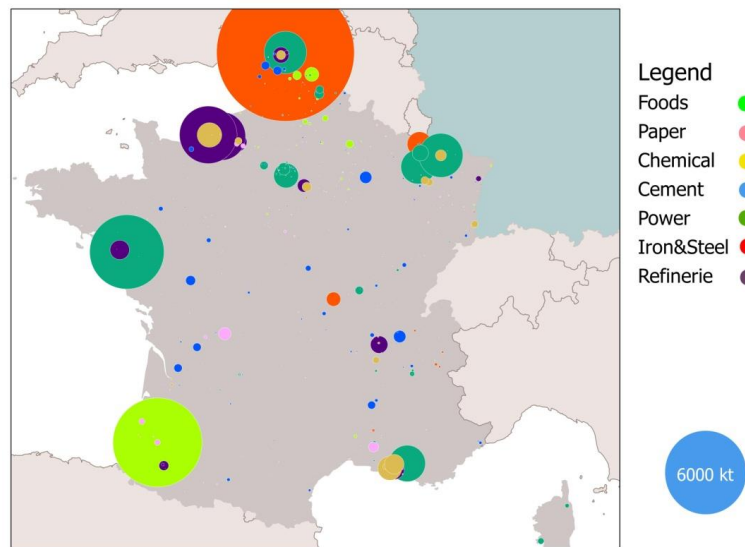
dans le respect de l'environnement et avec la réduction des émissions de gaz à effet de serre comme fil directeur



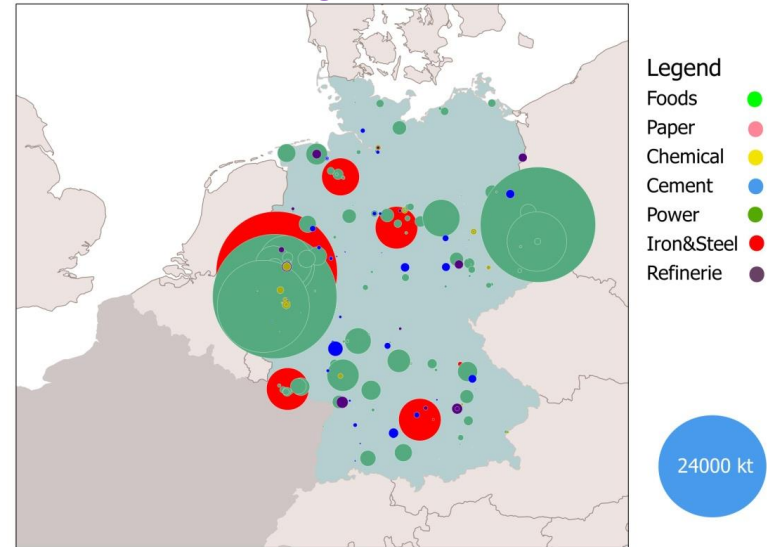
Contexte: Emissions de CO2

Les émissions CO2 en Allemagne sont 3 fois plus importantes qu'en France (du fait des centrales électriques).

En France, les principales sources de CO2 sont localisées à proximité des zones en surproduction d'électricité renouvelable intermittente.



Emissions CO₂ (tout secteur inclus) en France = 204 665 kt

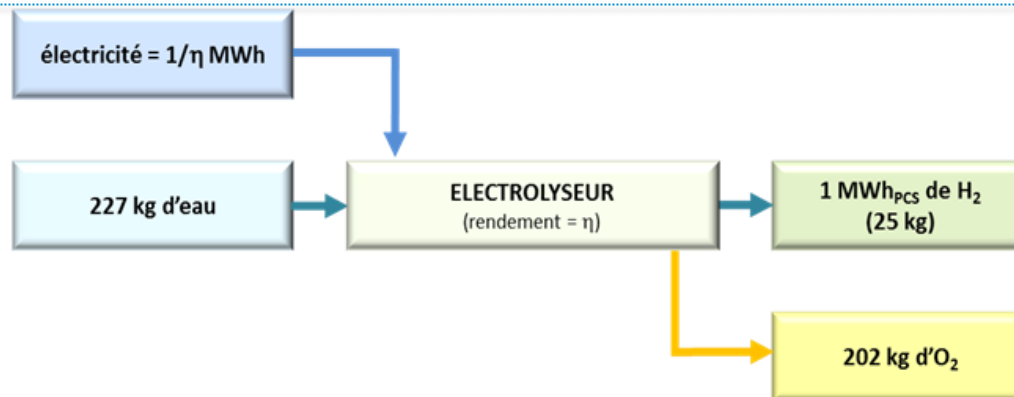


Emissions CO₂ (tout secteur inclus) en Allemagne = 542 915 kt

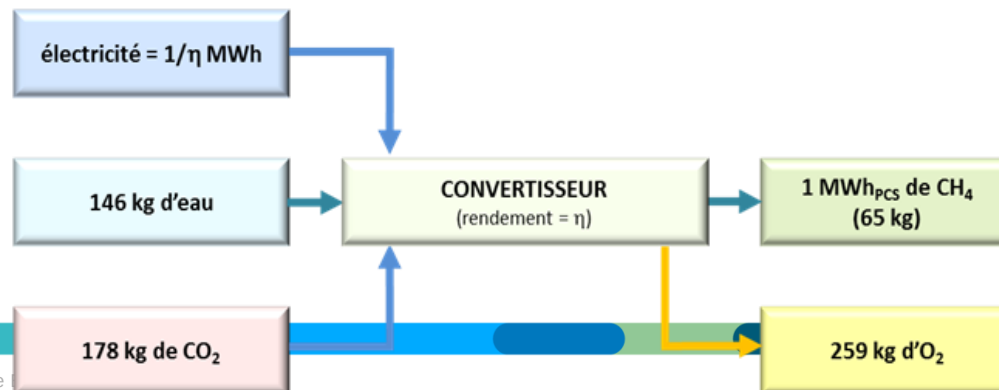
Concept Power to Gas: Power to H₂ ... to CH₄ ... to Gas

Le « Power to Gas » devrait devenir une réalité sur le marché à un horizon de 5 à 10 ans en bénéficiant de l'évolution **structurelle** de la production intermittente de l'électricité à partir d'EnR et de l'arrivée à maturité de nouvelles technologies d'électrolyseur.

Power to H₂



Power to CH₄



Power to Gas

Tirer parti de prix bas d'électricité sur les marchés, engendrés par des surproductions intermittentes d'électricité à faible coût marginal, pour produire des gaz combustibles (hydrogène ou méthane de synthèse) facilement stockables et transportables dans les infrastructures existantes de gaz naturel

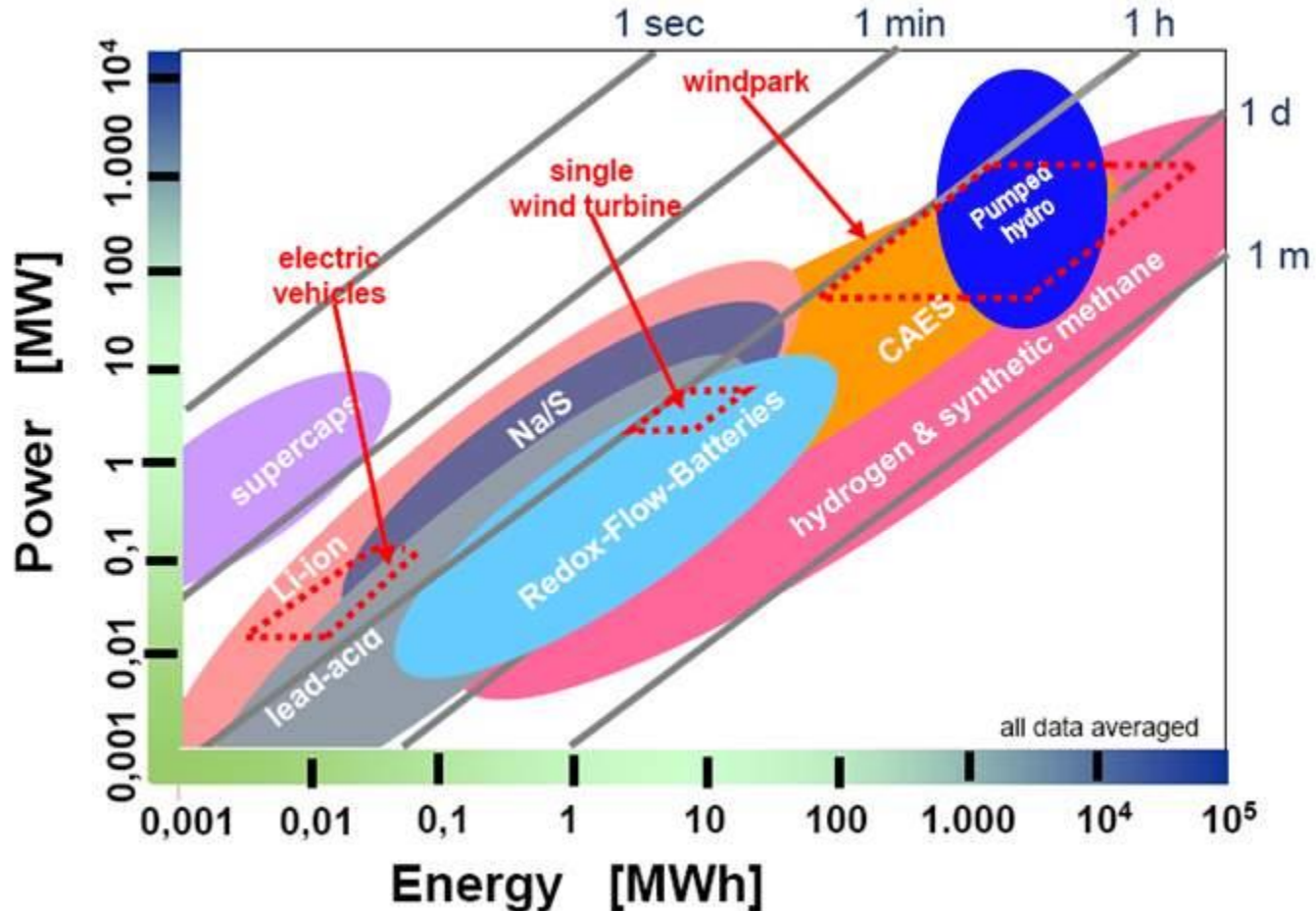
■ 4 atouts différenciant :

1. Stocker de très grandes quantités d'énergie sur de très longues périodes (jusqu'à plusieurs mois)
2. Transporter de l'énergie en utilisant les réseaux GN
3. Arbitrer les marchés entre la production d'électricité et les autres utilisations du gaz = « Power to Gas » ... « not to Power » (option)
4. Forte capacité du système gazier à absorber/amortir des productions intermittentes et variables

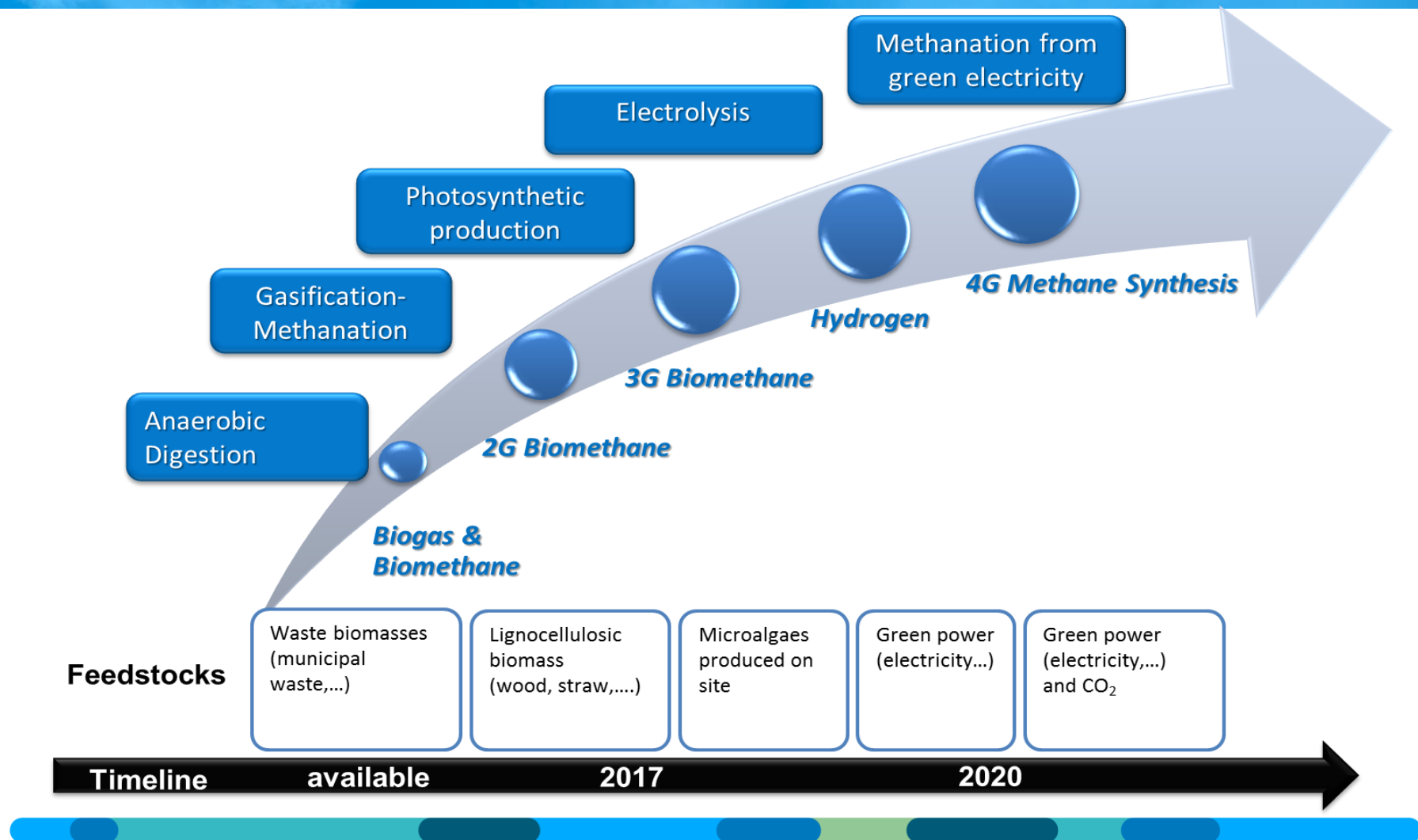
■ Le « Power to Gas » : une activité au carrefour des métiers de ENGIE

- Production d'électricité, transport, stockage, distribution et commercialisation de gaz, arbitrages sur les marchés gaz et électricité, valorisation du CO2 (services)

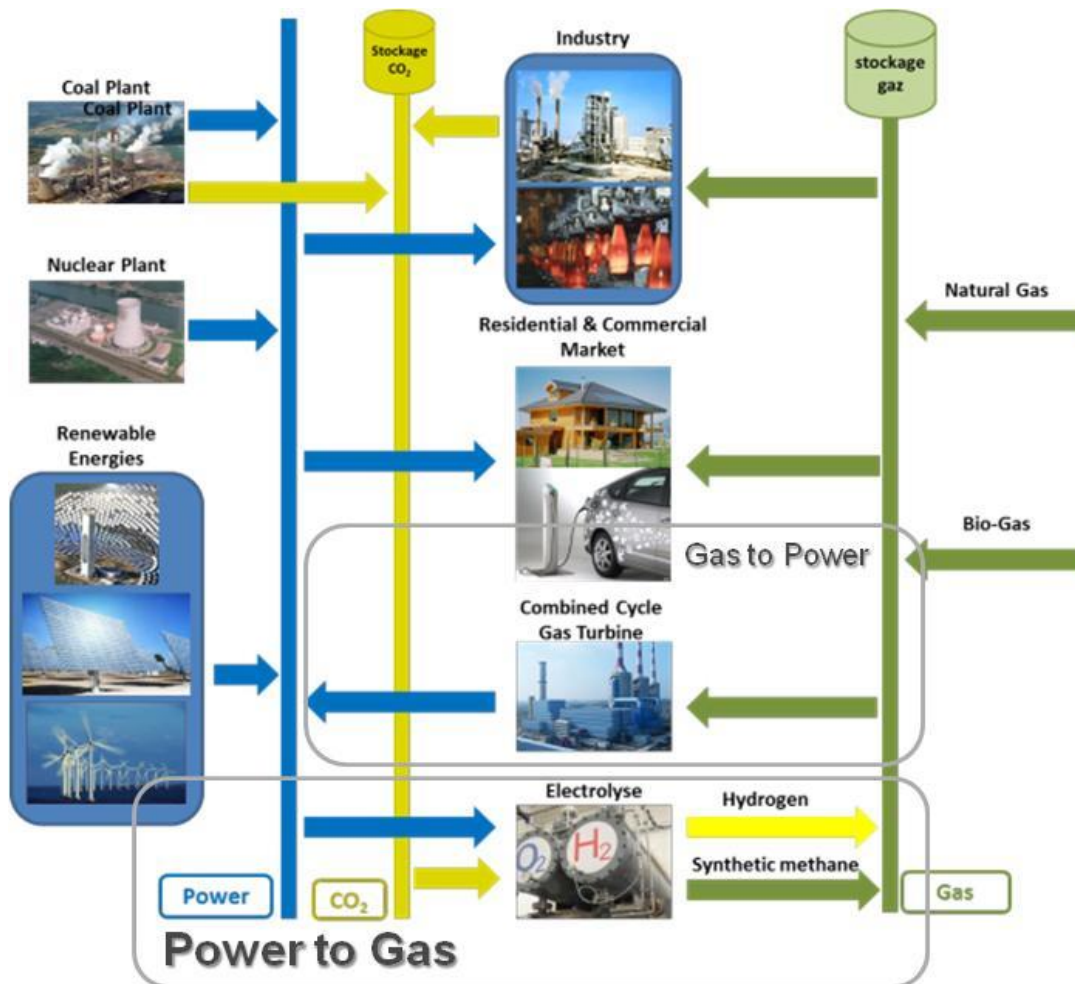
Le « Power to Gas », une forme de stockage au domaine d'application étendu



Le « Power to Gas » s'inscrit dans une trajectoire de développement des « gaz verts »



Le « Power to Gas » génère des synergies entre les systèmes électriques et gaziers



A horizon 2050, dans un scénario de forte pénétration des EnR intermittentes, couplé à des objectifs ambitieux d'efficacité énergétique, des modélisations du système électrique montrent que **les surplus de production pourraient approcher les 75 TWh/an soit près de 15% de la production actuelle du parc français**. Sur la base de ces modélisations, **la production d'hydrogène ou de méthane synthèse pourrait atteindre 20 TWh/an, soit près de 7% des consommations de gaz naturel en France**.

Power to Gas : Premiers éléments économiques

- ❖ Objectif : Produire de l'hydrogène ou du méthane de synthèse compétitif par rapport à du gaz naturel fossile au point d'injection, externalités incluses (taxe CO2, par exemple)
- ❖ Exemple : des conditions réunies pendant 2600 heures en 2012
 - ❖ La compétitivité du P2G n'impose pas l'accès à des prix d'électricité anormalement bas (nuls ou négatifs)
 - ❖ En prenant comme hypothèses un **prix de vente** du gaz à 40 €/MWhPCS, de l'oxygène coproduit à 40 €/t et un rendement de 75%, la limite de **compétitivité du P2G est atteinte pour un prix d'électricité de 37 €/MWh**.
 - ❖ Powernext a servi un prix inférieur à cette valeur pendant **2600 heures en 2012** pour un prix moyen sur cette durée de 27,2 €/MWh.
- ❖ Le « Power to Gas », une solution de flexibilité au moins aussi intéressante que le stockage de l'électricité

Principales Opportunités et Menaces sur le développement du « Power to Gas »

O

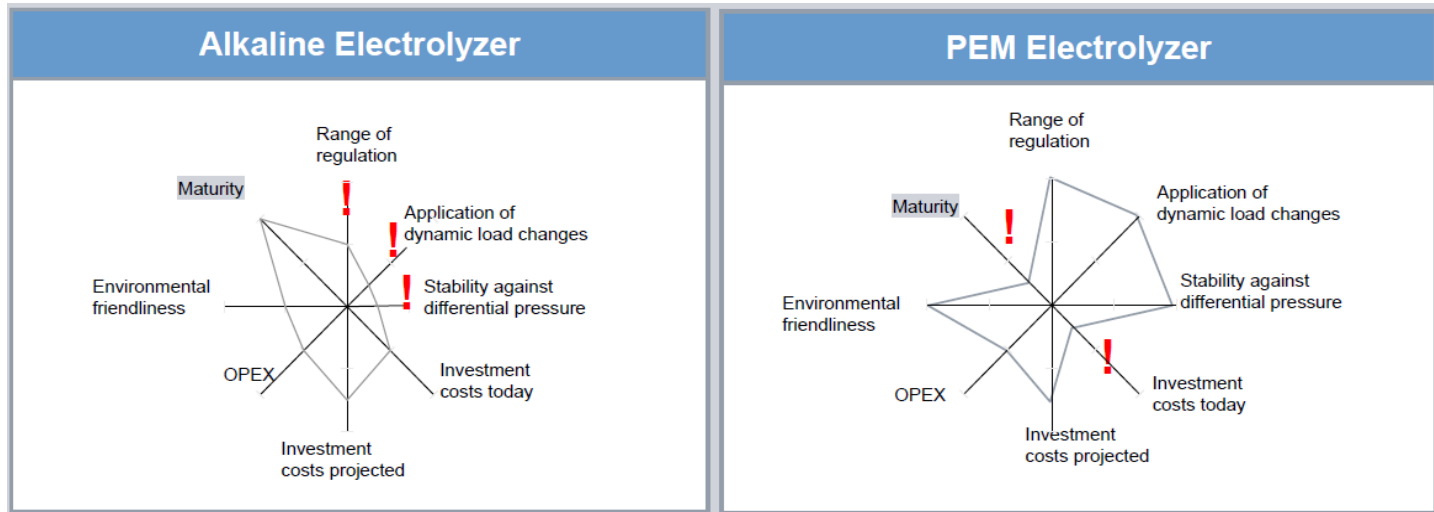
- Développement des EnR intermittentes
- Accroissement des besoins de flexibilité sur le système électrique
- Possibilité d'arbitrage sur les marchés du gaz et de l'électricité
- Développement difficile des réseaux électriques

M

- Chute et maintien durable à un niveau très bas du prix du gaz naturel en Europe (effet shale gas)
- Concurrence d'autres consommateurs flexibles dans l'accès à l'électricité
- Réforme du marché électricité dans son mécanisme de formation des prix

Technologies et défis à relever

- Electrolyse alcaline aujourd'hui, PEM demain, haute température après demain



- Les défis à relever
 - Des défis de R&D : flexibilité de fonctionnement, augmentation de la durée de vie des cellules (matériaux pour la haute température), réduction des besoins en métaux précieux (Pt)
 - Réduction drastique des coûts d'investissement (objectif : division par 5) : un défi industriel qui impose de passer d'une production unitaire ou en petite série à un production en grande série des cellules et stacks
 - Accès au CO₂ pour la production de méthane de synthèse

Les projets démonstrateurs :

Quelques « projets phares » *(liste non exhaustive)*

Projets ENGIE

❖ **Projet GRHYD (France) (Invest. d'Avenir)**

- Projet développé par ENGIE visant à tester l'injection d'hydrogène dans le réseau de gaz naturel un quartier neuf de 200 logements et l'utilisation d'Hythane® dans une flotte de 50 bus à Dunkerque
- **Premier projet Power to Gas de ENGIE pour explorer les bénéfices de la filière GN+H₂**

❖ **Projet Minerve (France) (KIC)**

- Projet de co-électrolyse eau-CO₂ à haute température porté par CEA en partenariat avec SOLVAY, GDF SUEZ, KIT, etc.
- **Projet Power to Methane**

Projets Européens

■ **Projet Ameland (Pays Bas)**

- Injection d'hydrogène dans un réseau gaz naturel desservant 14 habitations

■ **Projet E.On (Allemagne)**

- Injection dans le réseau de distribution de gaz d'hydrogène produit par électrolyse (360 Nm³/h, 2 MW) à partir des excès de production éolienne

■ **Projet Audi (Allemagne)**

- Production de méthane à partir d'hydrogène vert
- Alimentation de véhicules et d'habitations

Les projets démonstrateurs : Quelques nouveaux projets PtG *(liste non exhaustive)*

Projet espagnol

- Démontrer la faisabilité de transformer le surplus d'électricité produite par les énergies renouvelables en hydrogène pour plus tard le combiner avec du dioxyde de carbone et le convertir en méthane
- **Partenaires:** Centre national pour l'expérimentation et de la technologie des piles à combustible à hydrogène Espagnol (CNH2), Gas Natural, autres.
- **Financement FEDER de 7 millions euros pour la construction**, sur 5000 m² cédés par la mairie de Puertollano, d'un nouveau centre de recherche et de plusieurs pilotes dont l'unité de PtG

Projet de PtG en Hollande

- Une unité de 12 MW de PtG, près de Groningen
- **Partenaires** : fondation Energy Valley, province de Gröningen, Torrgas, Siemens, Stedin, Gasunie New Energy, A.Hak, Hanzehogeschool (Université de Sciences Appliquées de la Hanse/Gröningen)
- Recherche le financement

La Nouvelle France Industrielle : Le plan « autonomie et puissance des batteries »

Dirigé par Florence Lambert du CEA Liten, appuyée par les écoles et organismes de recherche (RS2E, CNRS), les industriels utilisateurs (Arkema, Alstom, BIC, DCNS, EADS, EDF, E4V, ENGIE, Pellenc, Renault, Symbio FCell, Total, Venturi, GRTgaz, Dassault Aviation, Ataway), les acteurs publics (MRP, MEDDE, CGI), et les fournisseurs (Air Liquide, AREVA SE, Bolloré, Forsee Power, McPHY Energy, Michelin, Prollion, SAFT, SOLVAY-RHODIA, Zodiac AEROSPACE).

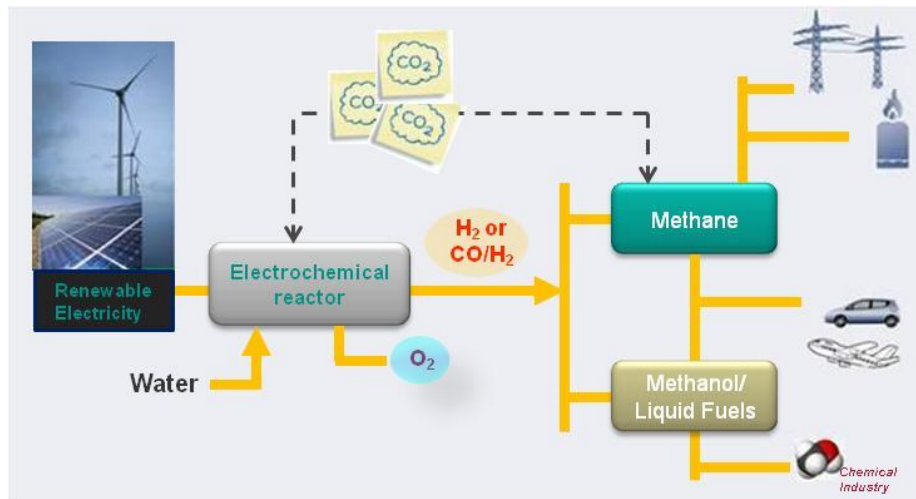
Ce plan met en avant la complémentarité des batteries et de la pile à combustible pour le stockage d'énergie, pilier de la transition énergétique pour sécuriser des sites isolés, soutenir les réseaux, pallier l'intermittence des énergies renouvelables ou permettre une mobilité électrique décarbonée.

Action	Calendrier	Finalité/livrable
Développement d'une offre de «stack» française compétitive pour pile à combustible	Premier produit livré en 2016	Investissement privé, potentiel co-investissement de l'État
Aide au développement d'offres de stockage d'hydrogène haute pression	2015	R&D industrielle
Aide aux clients précurseurs (chariots élévateurs, VUL, Bus urbains)	Première flotte en 2015	Démonstration d'usage via des flottes privées vitrines
Définition d'un modèle économique pour le déploiement d'infrastructures	2015	Évaluation de l'opportunité d'un partenariat franco-allemand
Filière industrielle « Power to Gas »	Lancement dès 2014, développement 2015	Réalisation de pilotes industriels
Stockage nomade de l'hydrogène	Phase pilote en 2016, Production en 2019	Lab Fab puis industrialisation
Lancement d'une plateforme d'information sur les technologies de l'hydrogène à destination du grand public.	Immédiat avec concrétisation 2015	Mise en commun des 11 projets existants, réalisation d'un site Web

Projet MINERVE : projet R&D sur le Power to Methane

Développement d'une solution flexible de stockage de la surproduction d'électricité décarbonée (EnR et nucléaire) en produits à haute valeur ajoutée: CH₄, fuels, méthanol

Concept MINERVE Co-électrolyse HT + méthanation (H₂, CO)



- Co-électrolyseur à HT couplé avec un réacteur de méthanation de CO
 - Récupération de chaleur du procédé de méthanation pour la production de valeur d'eau
 - Performances élevées du co-électrolyseur (~90%)
 - Réduction des CAPEX du fait de la double fonction du co-électrolyseur
 - Technologie de méthanation CO plus mature que la méthanation CO₂
 - Efficacité globale du procédé élevée
- Procédé
- plus performant
 - plus flexible
 - plus intégré

-Projet financé par la KIC InnoEnergy
-Projet coordonnée par ENGIE
-Partenaires: CEA, KIT, AGH et Solvay



02

Background and Overview of GRHYD

ENGIE

Investment for the Future: The GRHYD 'Power-to-Gas-to Grid' project



- Selected mid-2011 by the French Government, as part of the **'Investment for the Future'** *pilot and technology platform for renewable and low carbon energy: hydrogen and fuel cells.*
- France's first ever 'Power-to-Gas-to-Grid' project in France **and a significant step** towards the development of hydrogen at urban level.
- The GRHYD project also addresses the theme of **'Hydrogen for a Sustainable City'** as **this energy is Green.**

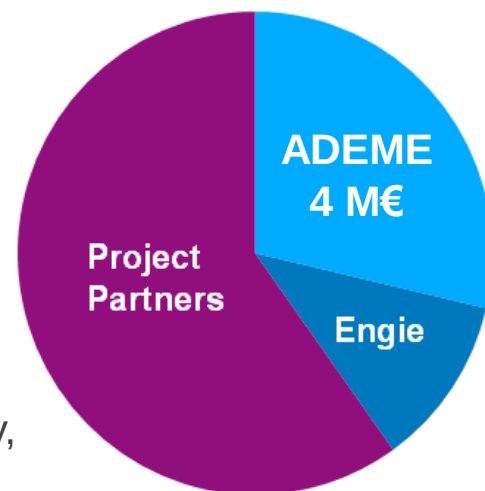


An Experts Partnership to build a new supply chain based on Hydrogen-enriched natural gas



- Dunkirk municipality
- The area's public bus company, DK'BUS Marine.
- Leading energy company ENGIE plus 3 subsidiaries:
 - **ENGIE Ineo** (energy management for the H2 production&storage station,
 - with **GRDF** (GN-H2 mix injection and distribution in the gas grid),
 - and **GNVERT** (CNG) for the Hythane® refueling station for buses.
- **OEMs:** AREVA H2Gen and McPhy Energy, for H2 production and storage
- **R&D and technical centers,** CEA, INERIS, CETIAT

Budget: 15.3 M€



GRHYD – Two pilots based on Hydrogen to assess the relevance of underlying Power to Gas supply chain

GRHYD Objective : Produce H₂ from renewable electricity, supply it to customers as an NG-H₂ mixture by means of the gas distribution grid, and consume it locally

Residential use, heating, cooking, hot water, CHP, and mobility (fuel for buses)

A NEW TYPE OF GAS FOR GRID



A new kind of gas for homes

A new 200-home estate will be supplied with NG-H₂ blends.

The H₂ content may fluctuate but will never exceed 20% vol.

SUSTAINABLE MOBILITY



A new fuel for urban buses

By piloting Hythane® fuel on a commercial level. The NGV station and dozens of urban buses will be adapted to Hythane® (20% vol. H₂)

03

Environmental and
economic matters
addressed via the pilots

ENGIE

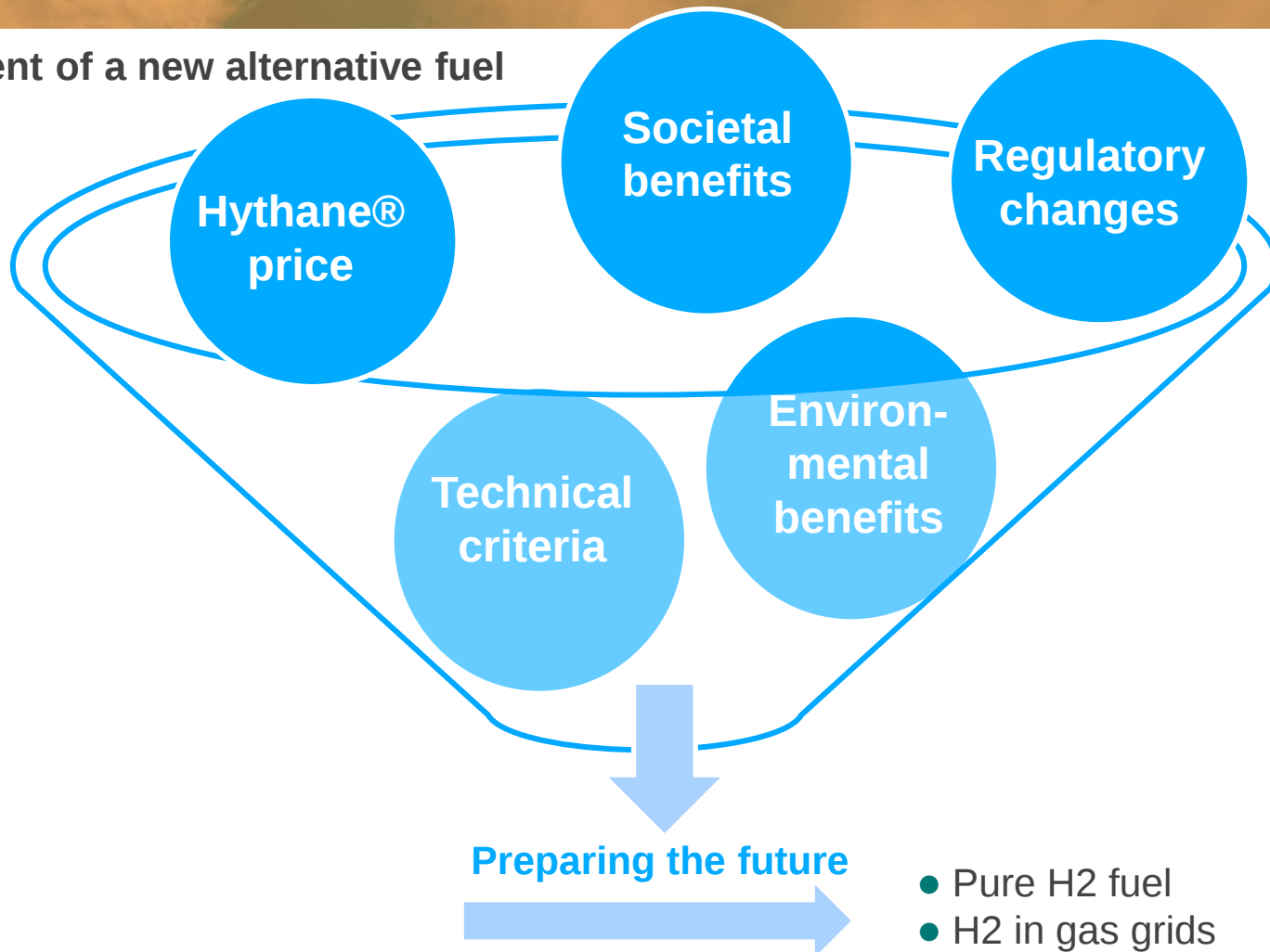
Power to Gas has major environmental benefits

- **Unlocks markets for renewable and low carbon energy sources**, through their conversion into hydrogen gas.
- **It opens up several options, including H2 injection into the natural gas grid and utilization of the H2/NG blend as a vehicle fuel (Hythane®, 'H2 enriched NG'):**
 - **Higher engine efficiency** (+7% vs CNG)
 - **Lower emissions of local pollutants** (-10% vs CNG)
 - **Lower consumption of primary energy** (fossil energy replaced by renewable H2 energy).



GRHYD Project to explore the conditions for expanding the Hythane® fuel market

Deployment of a new alternative fuel



R&D Pilot : « new gas for residential uses » Hythane® to be supplied to 200 houses



Objectives

Progress

Technical feasibility study	▪ Design optimization of the H2 chain vs energy needs (heating, hot water, cooking) and availability of 'green' electricity	✓
Safety (regulations)	▪ French Ministry gave in June 2016 its approval for injecting H2 in gas grid, for GRHYD experimentation	✓
Performance assessment of 'green' H2 production & storage	▪ Technology innovation for electrolysis (PEM) and H2 storage (at low pressure on metallic hydrides)	
Social acceptance	▪ No objection for this new 'gas' at home, but clear and complete information needed	✓
Assessment of economic and environmental results.	▪ Support mechanism to valorize the renewable value of this green gas, to be designed (guarantee of origin,...)	

Industrial Pilot “Hythane® fuel for bus fleet”

Deployment of a new vehicle fuel on a commercial scale



Objectives

Progress

Technical and economic analysis of Hythane®	Design optimization of the H2 station vs fuel needs and ‘green’ electricity	
Safety (regulations)	Ongoing risk assessment & management for permitting issue	
Deployment of Hythane®	- Bus, engine and depot adaptation - Regulation for vehicle “homologation” to be adapted - Hythane® fuel station start planned for 2018	
Social acceptance	Introduction of the new fuel to passengers: no objection noticed trough first sociological studies	✓
Development of a sustainable economic model	Ongoing negotiation between Hythane® supplier (ENGIE GNVERT) and Dunkirk municipality for a 15 years contract	



PERSPECTIVE B : ARTÈRE PRINCIPALE



Thank you !

DRI-GRHYD@engie.com

Isabelle.Alliat@engie.com