

# ATEE 23/11/2017

## Power-to-gas et Jupiter 1000

Les démonstrateurs sont-ils encore nécessaires pour caler les modèles économiques ?

Patrick Prunet, GRTgaz

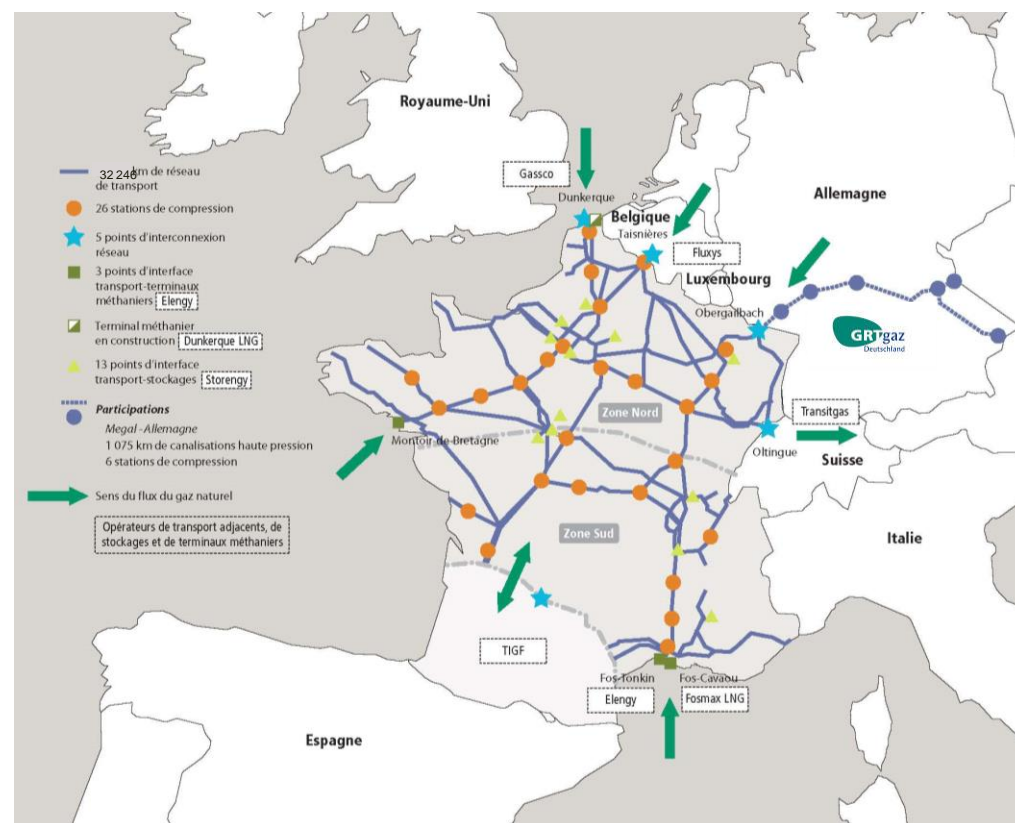




# Présentation de GRTgaz



- Transporteur indépendant, Contexte régulé
- 3000 salariés
- 32 400 km de canalisation
- 28 stations de compression
- 9 interconnexions avec les réseaux étrangers
- 617,1 TWh transportés en 2016
- Environ 4500 points de consommation raccordés au réseau
- 120 clients expéditeurs, 839 clients industriels
- 2 milliards € de chiffre d'affaires



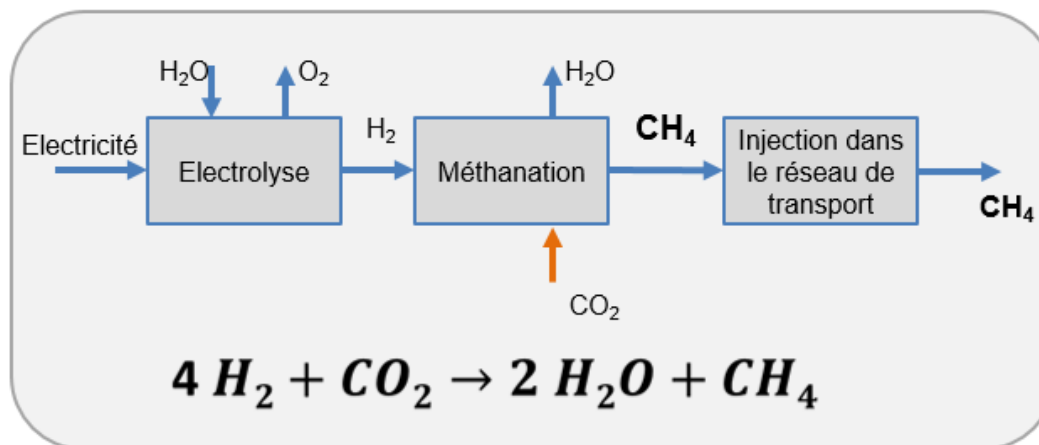
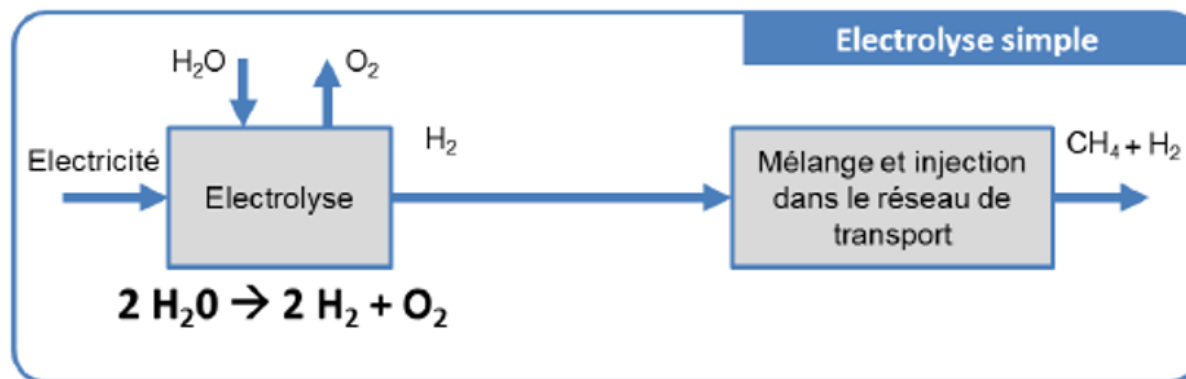
Actionnariat :  
75% **ENGIE**  
25% Société d'Infrastructures Gazières





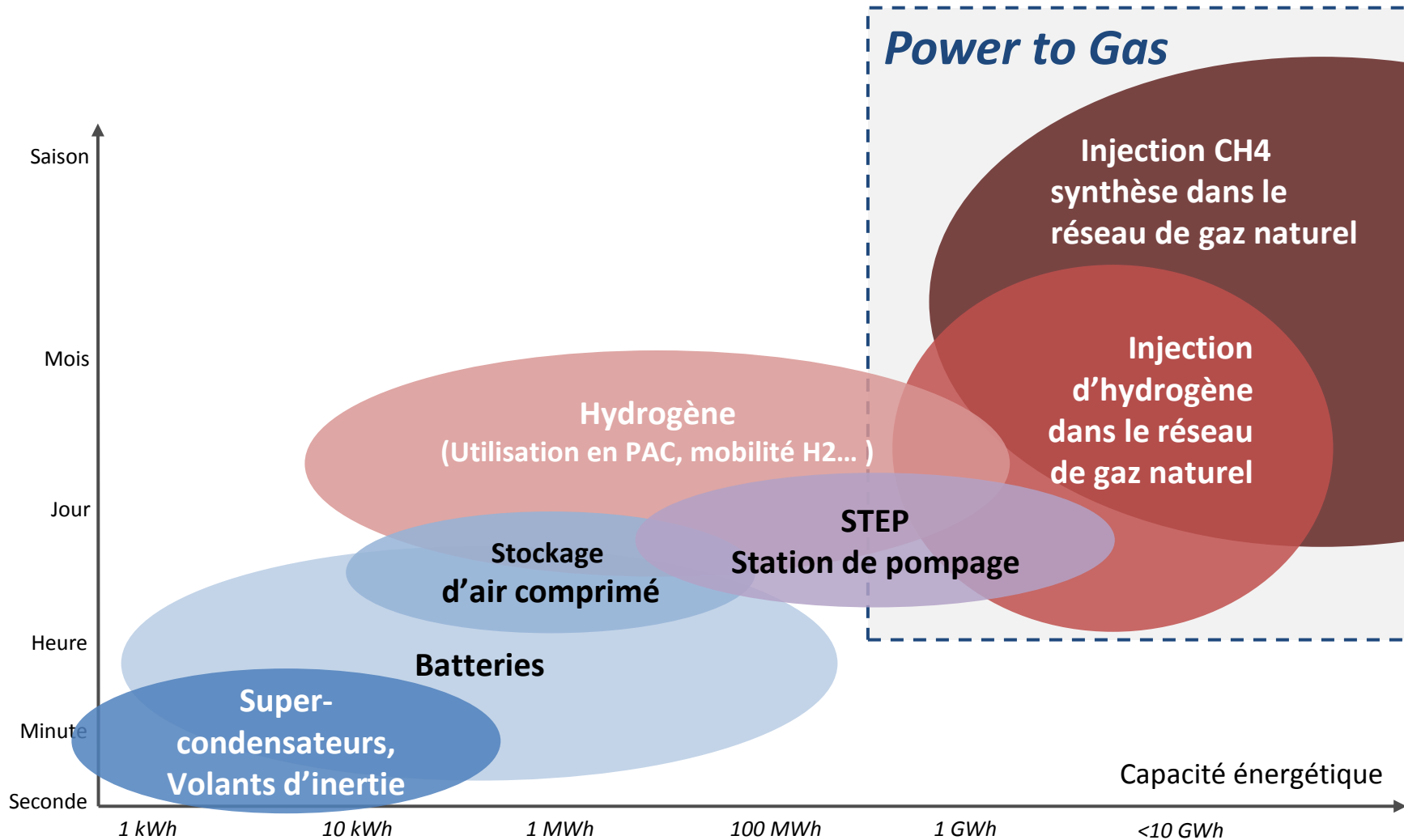
## Qu'est-ce que le Power-to-Gas ?

Le Power to Gas consiste à transformer l'électricité en **gaz vert** permettant ainsi **de stocker un surplus d'énergie électrique d'origine EnR** soit sous forme de bouteille de gaz (mobilité) soit directement dans les canalisations et les réservoirs du réseau de gaz HP.





## Le Power to Gas avec injection réseau est la solution la plus adaptée au stockage de longue durée (>1 jour)



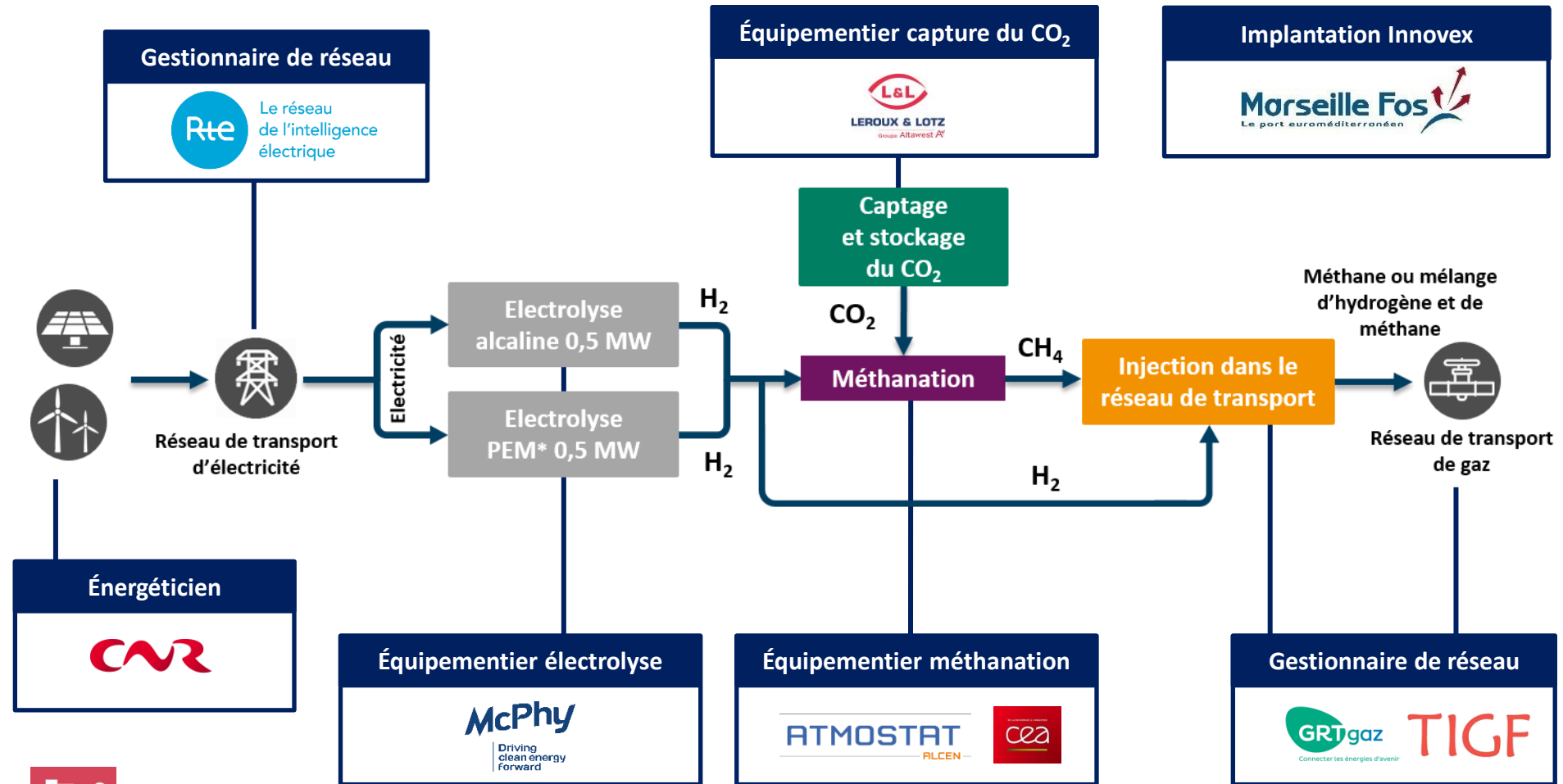


# LE PROJET JUPITER 1000 / Pertinence technico-économique

**Injecter de l'hydrogène dans le réseau de transport et tester l'intégration d'un étage de méthanation.**



# Les acteurs de la filière réunis autour du projet





## Les objectifs du démonstrateur à plus court terme

### Valider le procédé comme mode de stockage vis à vis du réseau électrique

- Valider des services rendus au réseau électrique (modularité ...)
- Valider les technologies, notamment de la méthanation, de l'électrolyse PEM et du captage de CO2
- Valider l'injection d'hydrogène dans nos réseaux

### Construire un Business Model

- Faire émerger et traiter un à un les points durs afin d'atteindre la rentabilité

### Lancer la filière Power-To-Gas en France

- Construire les conditions favorables à l'émergence d'une filière industrielle exportatrice de technologies

*Le meilleur moyen de convaincre est de passer du concept à un outil réel*



# Planning

Décision de réalisation	Mars 2016
Dépôt du dossier AP transport sans enquête publique	Avril 2017
Dépôt du dossier de déclaration ICPE	Juillet 2017
Dépôt du Permis de Construire	Août 2017
Début de la construction	Novembre 2017
Obtention AP transport	Novembre 2017
Mise en service	Décembre 2018



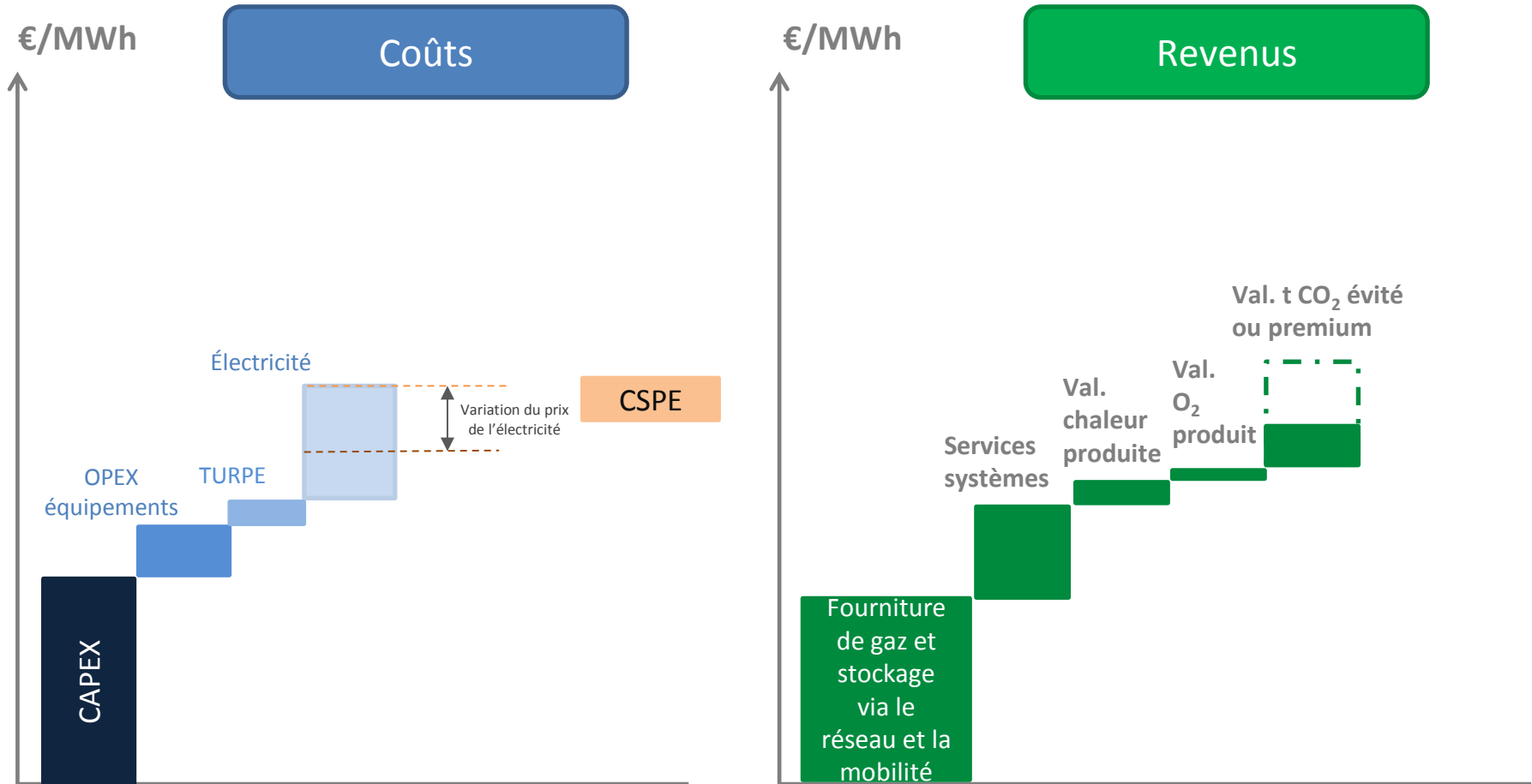




# MODÈLE ÉCONOMIQUE



## Modèle économique : schéma général



*Echelle à titre indicatif*





## Jupiter 1000, un projet d'analyse technico-économique

Réalisée en partenariat avec le CEA de Grenoble, la modélisation du système pour l'analyse économique se base sur les données de l'ensemble des partenaires du projet :

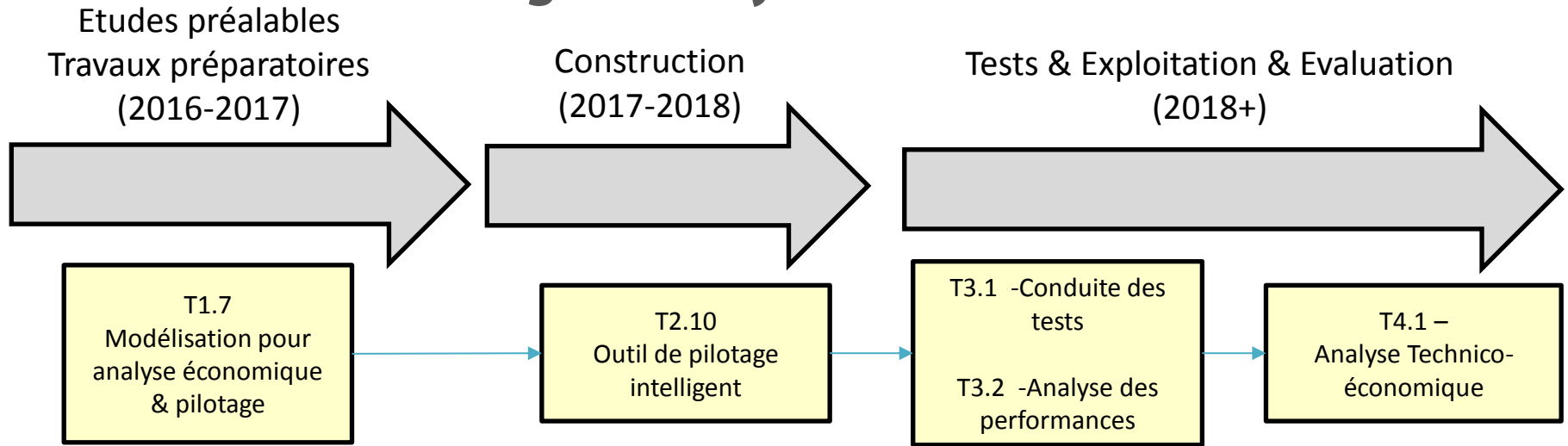


Chaque partenaire apporte une donnée pertinente à l'ensemble de la chaîne.

**La construction d'un démonstrateur se révèle utile pour confirmer ou infirmer les hypothèses données.**



# Approche de l'analyse économique JUPITER 1000 / Le logiciel Odyssée du CEA



Objectifs :

- Modélisation du système
- Modélisation des marchés à adresser
- *Identification d'une/des stratégies optimales de fonctionnement*
- *Evaluation économique préliminaire sur base de(s) stratégie(s) choisie(s)*

Objectifs :

- *Déclinaison des stratégies optimales en outil de pilotage*
- Mise à disposition de(s) l'outil(s) de pilotage pour essais

Objectifs :

- Evaluation composants & système
- Collecte de ReX (Système vs. Stratégies)

Objectifs :

- Recalage modélisation
- Recalage stratégies
- *Evaluation économique finale*





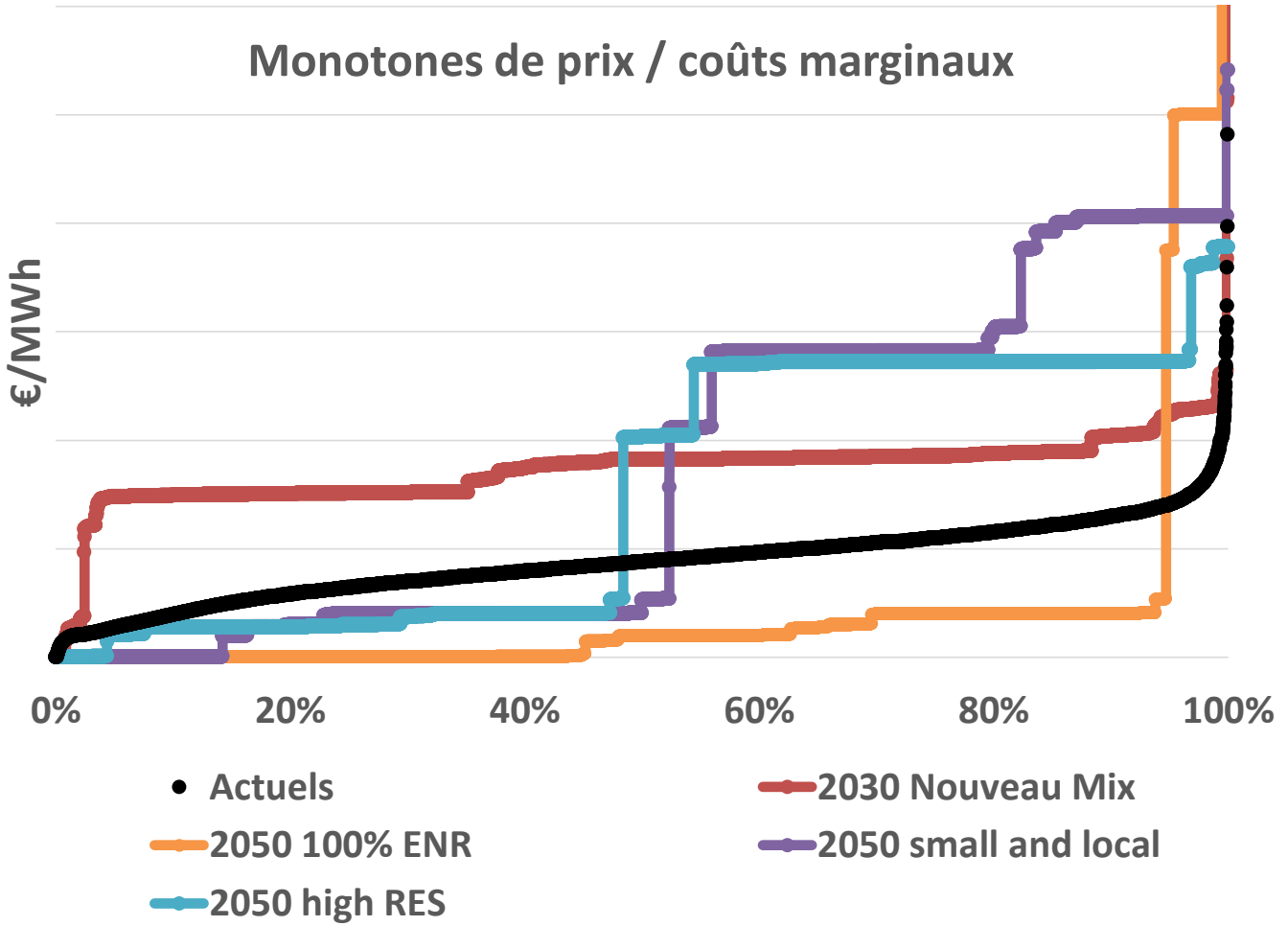
# QUELQUES ORDRES DE GRANDEUR ÉCONOMIQUES





# Influence du sourcing de l'électricité

Les différents scénarios de prix de l'électricité à 2030 et 2050 en fonction du mix électrique :

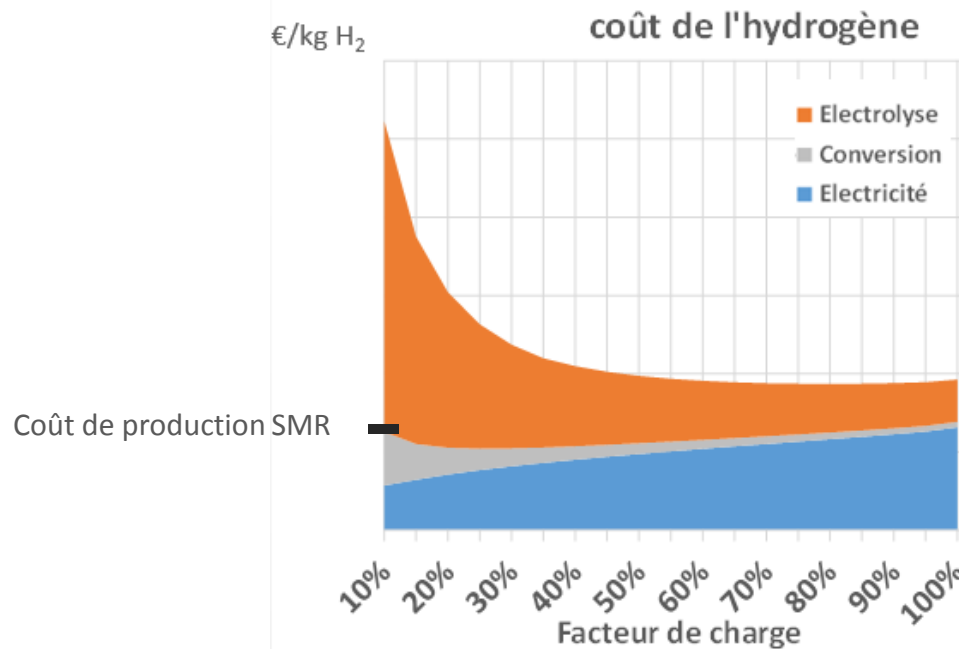




# Influence des CAPEX liés au coût de l'hydrogène

## Hypothèses :

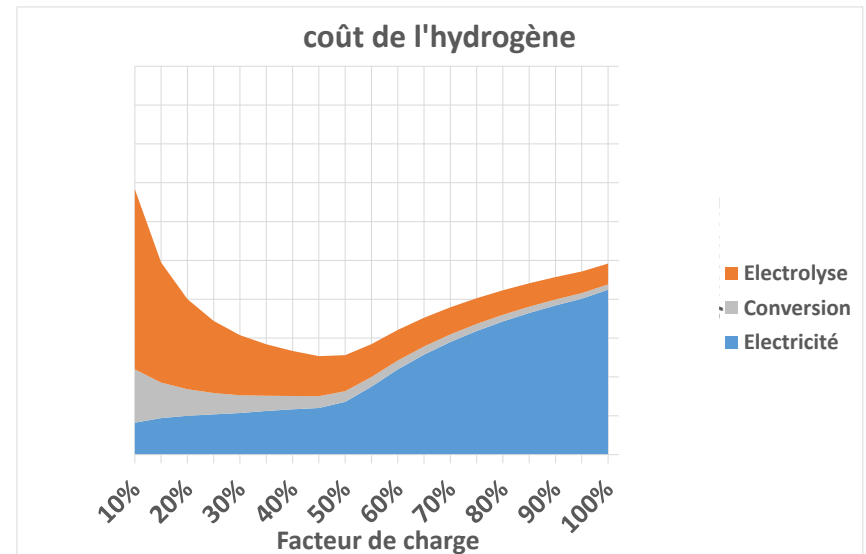
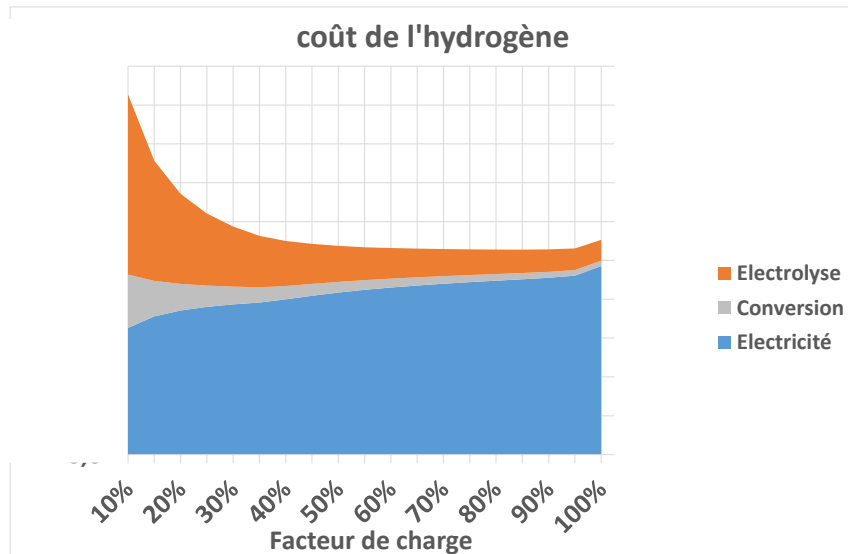
- Prix électrolyse de 1200 €/kW + convertisseur AC/DC 300 €/kW, hors coefficient d'environnement (GC, racc élec / gas )
- Prix élec sur la base du marché spot 2016
- Rendement environ 70 %



- Le niveau élevé des CAPEX à ce stade nécessite un temps de fonctionnement long pour être amorti
- Possibilité d'amélioration avec la courbe d'apprentissage et effet d'échelle à évaluer



## Impact sur le coût de production de l'hydrogène



### Scénario « Nouveau Mix » (BP 2030 version 2014)

- Consommation : 481 TWh
- Éolien + PV : 61 GW (39 %)
- Thermique : 9 GW (12%)
- Nucléaire : 38 GW (49 %)

### Scénario « large scale RES » (eHighways 2050)

- Consommation : 795 TWh
- Éolien + PV : 101 GW
- Nucléaire : 72 GW

D'après les premiers calculs et aux niveaux actuels, les meilleures stratégies consistent surtout à éviter les pics de prix (facteurs de charge très élevés) tout en assurant un facteur de charge minimum.



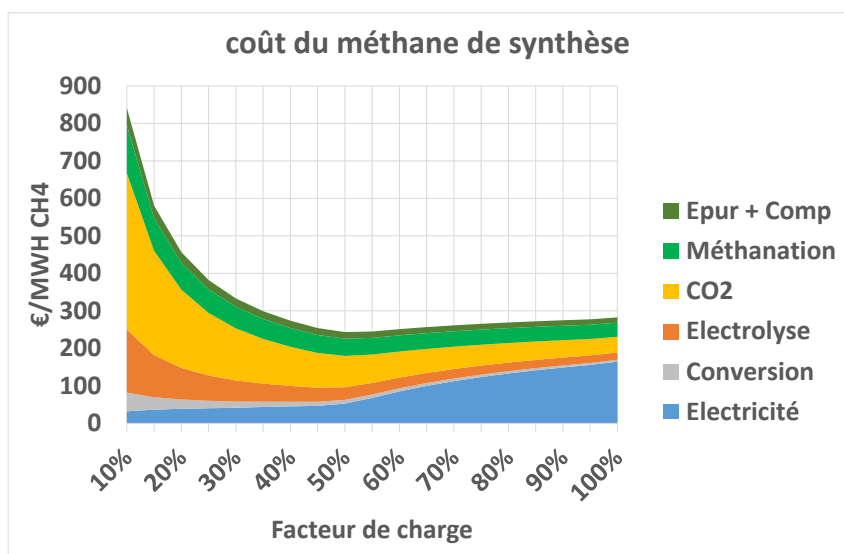




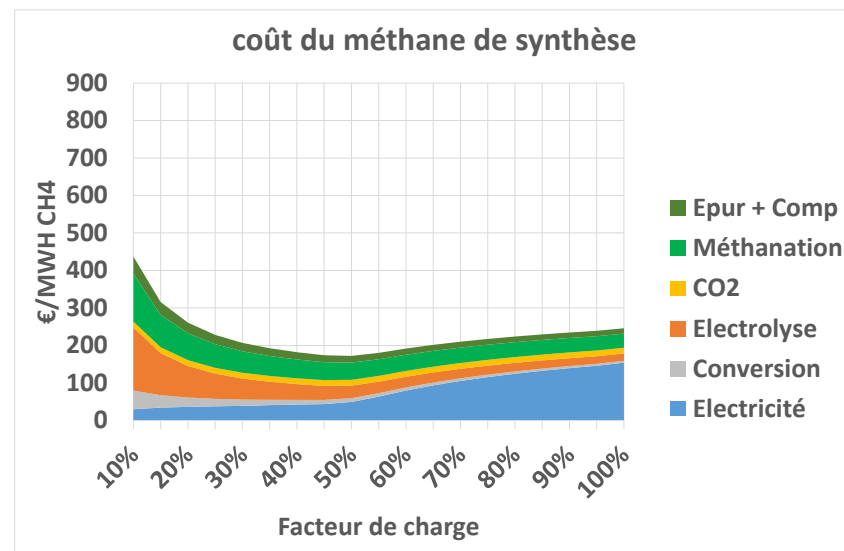
# Le coût du CO<sub>2</sub>, un enjeu fort pour la méthanation

**Le coût et la disponibilité de l'approvisionnement en CO<sub>2</sub> sont des enjeux forts pour la méthanation.**

Deux hypothèses de coût en fonction de la capture du CO<sub>2</sub>, « large scale RES » perspective 2050 :



Captage industriel à 2500 €/Nm<sup>3</sup> méthane



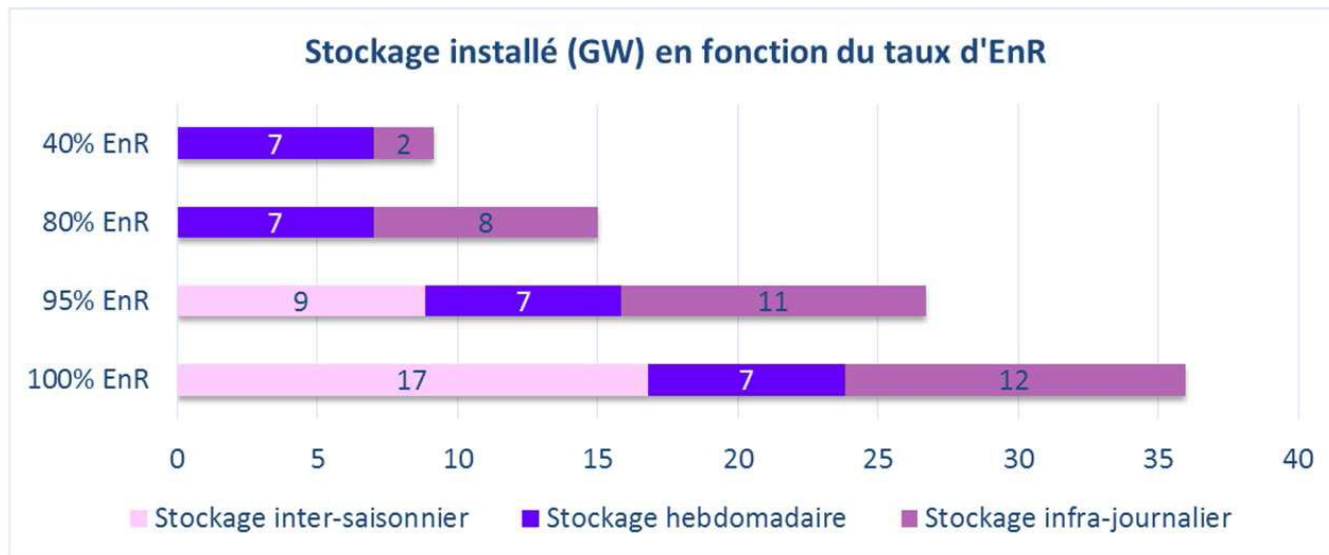
Valorisation de la taxe CO<sub>2</sub> estimée à 100 €/tonne

**La technologie mise en œuvre et son coût énergétique dépendent de la source sur laquelle est réalisée le prélèvement. La courbe d'apprentissage de la technologie de capture devrait sensiblement diminuer les coûts. La taxation du carbone est également primordiale.**



# Fonction stockage inter saisonnier

Le Power-to-Gas-to-Power (méthanation + TAC) apparaît indispensable pour des taux d'insertion ENR > 80 %, induisant un besoin de stockage électrique saisonnier. ( cf étude ADEME 100 % EnR)



**Dépasser 80% de production renouvelable nécessite un stockage inter-saisonnier via le Power-to-Gas.**





# Le Power-to-Gas vs coût évité de construction d'une ligne aérienne

- **Doublement d'une ligne HT évité :**

La rentabilité n'est pas évidente pour l'instant, cf calcul simple avec uniquement le prix d'un package électrolyse non environné ( sans prise en compte de méthanation, de rendement..)

Solution qui peut cependant répondre à des contraintes environnementales

ligne 400 kV	aérien	souterrain
M€/GW/km	0,5	5
Amortissement (ans)	40	40
M€/GW/km/an	0,03	0,3

Electrolyse	M€/GW	Amortissement (ans)	M€/GW/an	Ratio (km)		
<b>Actuel (alcaline)</b>	1200	20	~100		~3 300	~330



# Le Power-to-Gas vs service d'équilibrage du réseau électrique ?

- Services systèmes:

Réserve	Puissance concernée	Délai de mobilisation	Sens	Rémunération capacité
Primaire*	600 MW	30 s	Hausse et/ou baisse de conso	18 €/MW/h
Secondaire	500 à 1000 MW	15 min		~150 k€/MW/an si dispo 100%

Cette valeur est à comparer au coût sec **d'un package électrolyse de 1200 k€/MW, soit sur 20 ans et 5,25% ; environ 100 k€/an/MW**. C'est un revenu significatif mais attention à la pérennité du niveau de rémunération sur 20 ans et aux performances techniques attendues. Celles-ci seront testées sur Jupiter 1000



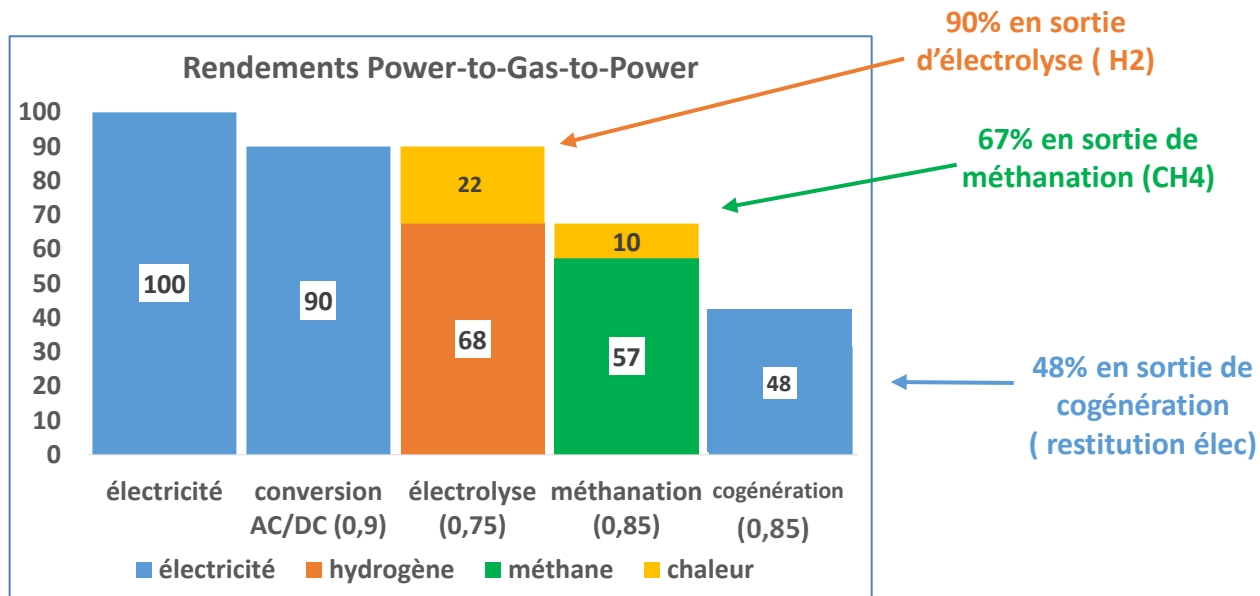
# Le Power-to-Gas vs service d'équilibrage rendu au réseau électrique ?

- **Autres services:**
  - Effacement
  - Gestion des congestions
  - Périmètre d'équilibre / valorisation par rapport au règlement des écarts

Ces revenus additionnels sont difficiles à quantifier sur la durée et leur valeur semble modeste



# Ordre de grandeur des rendements



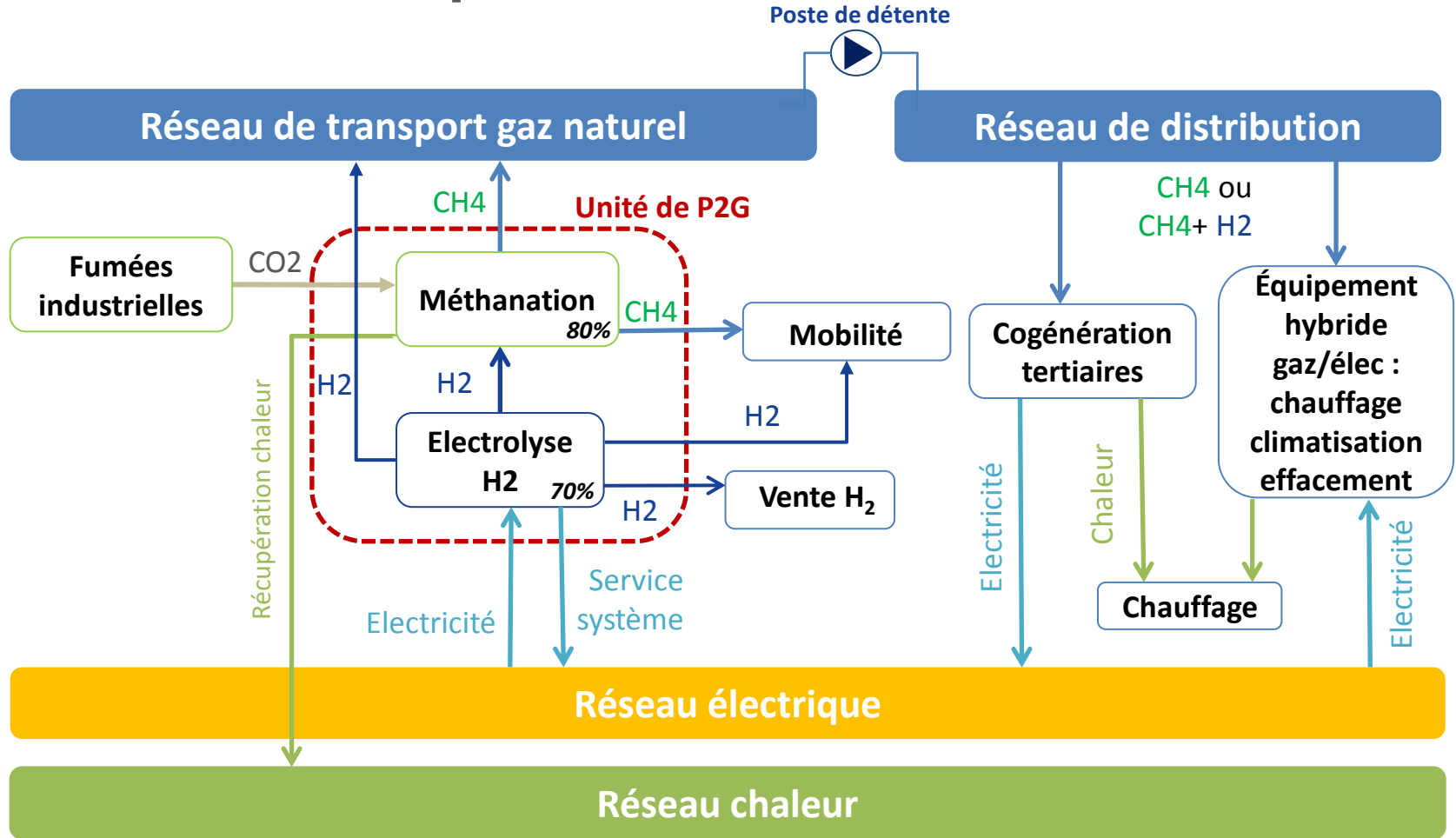


# ORIENTATIONS PROPOSEES

- Cumul des fonctions ( services système, effacement, valorisation chaleur, mobilité, vente de gaz ou arbitrage gaz/électricité..)
- Une approche multi-énergies
- Courbe d'apprentissage et effet d'échelle pour les CAPEX
- Réflexion sur l'acheminement de CO2
- Valorisation de la taxe carbone
- Valorisation des externalités environnementales positives (bilan CO2...)/ prix premium.



# Des plateformes industrielles



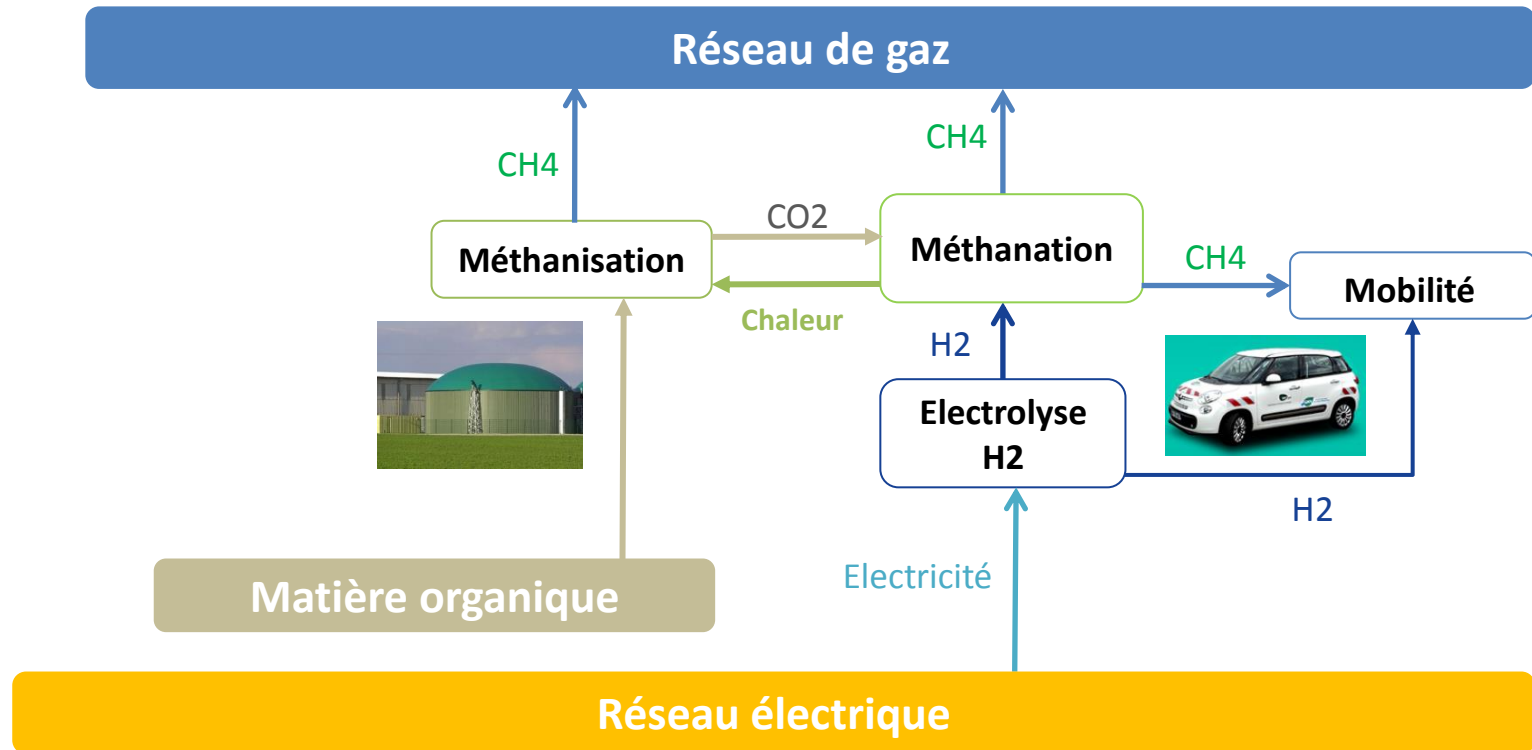
Rendement en %







# Répartition décentralisée – unité de taille plus petite





Le projet **JUPITER 1000** dont les objectifs principaux sont de **construire et d'exploiter un démonstrateur Power to Gas** avec méthanation, captage et valorisation du CO2 est coordonné par GRTgaz et réunit à ce jour des partenaires aux expertises complémentaires.

## Projet soutenu par



Région  
Provence  
Alpes  
Côte d'Azur

Le projet **JUPITER 1000** est **cofinancé par l'Union Européenne** dans le cadre du Fonds **FEDER**, par **l'Etat** dans le cadre des **Investissements d'Avenir** confiés à **l'ADEME** et par la **Région Provence Alpes Côte d'Azur**.

Le projet a également été **labellisé** par le pôle de compétitivité **Capénergies**.

