

# ACCOMPAGNER L'INDUSTRIE DES HYDROCARBURES DANS SA CONVERSION BAS-CARBONE

---

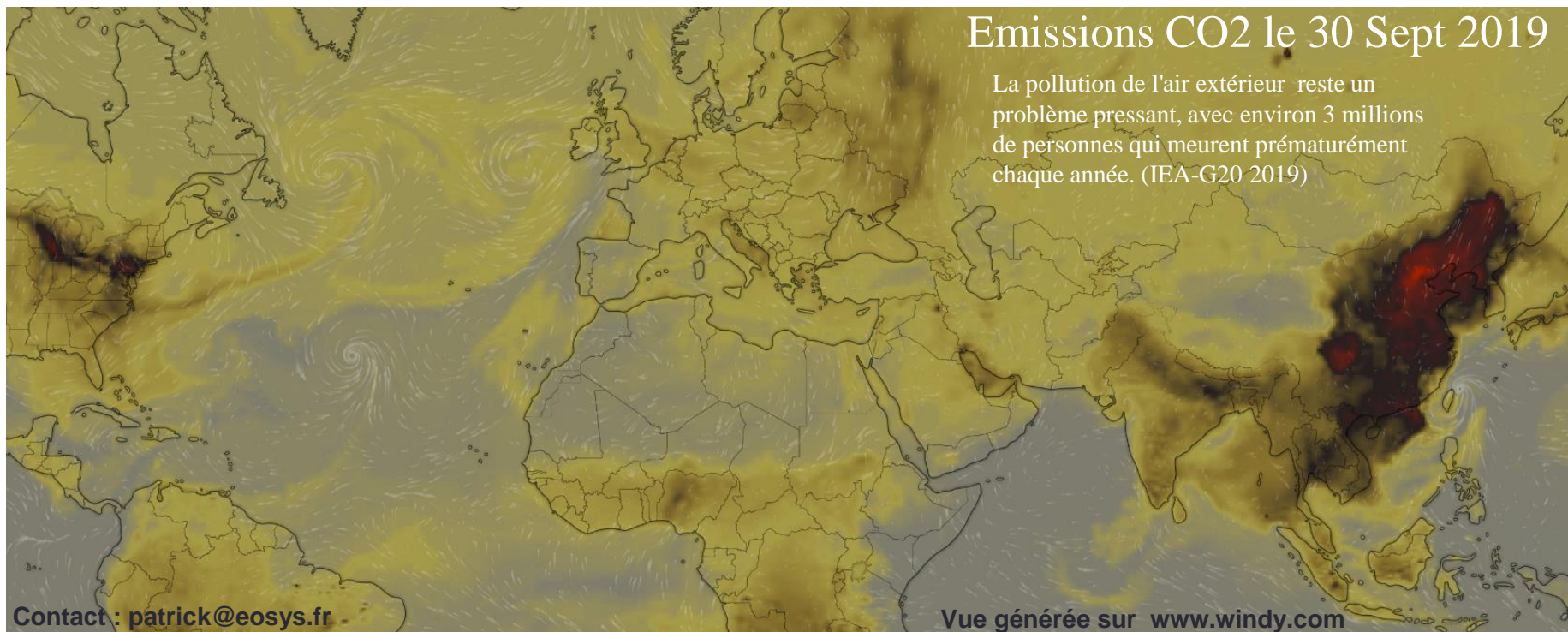
PRÉPARÉ POUR ACP  
ASSOCIATION DES CONSULTANTS PÉTROLIERS  
OCTOBRE 2019  
par Patrick Portolano

## Vocation de l'ACP

- Un lieu de réflexion, force de propositions auprès des
  - IOC (opérateurs internationaux)
  - NOC (compagnies nationales)
  - Sociétés de services pétroliers
  - Fonds d'investissements
  - Autorités territoriales
  - Gouvernements
- sur des sujets tels que
  - la transition bas carbone de l'industrie des hydrocarbures
  - la sécurité / HSE
  - la formation et les partenariats pour développer le « local content »

## Transition bas-carbone de l'industrie des hydrocarbures Pourquoi ?

- l'usage des hydrocarbures est pointé avec le charbon comme le principal facteur d'accroissement des GES (gaz à effet de serre).
- l'industrie des hydrocarbures ne peut plus continuer à opérer sans une prise en compte de son impact écologique global



## Transition bas-carbone de l'industrie des hydrocarbures Pourquoi ?

Recommandations de l'IEA en Juin 2019 (G20 Japon) :

**« le moment est venu d'exploiter le potentiel de l'hydrogène pour jouer un rôle clé pour un avenir énergétique propre, sûr et abordable »**

*Short term recommandations :*

- *Make industrial ports the nerve centers for scaling up the use of clean hydrogen.*
- *Build on existing infrastructure, such as millions of kilometers of natural gas pipeline*
- *Expand hydrogen in transport through fleets, freight and corridors*
- *Launch the hydrogen trade's first international shipping routes*

## Transition bas-carbone de l'industrie des hydrocarbures

### Constat : l'usage des hydrocarbures augmente

L'usage des hydrocarbures continue néanmoins de croître :

- substitution du charbon par le gaz
- croissance de la demande liée à l'élévation du niveau de vie moyen mondial

Noter toutefois que ceci sera affecté positivement ou négativement par:

- la prise en compte des émanations réelles de méthane (incomplètement mesurées à ce jour) dans la chaîne de gazière
- les forts déclin des champs à attendre suite aux décisions industrielles actuelles (priorité au shale, absence d'explo/développement à long terme)
- le développement de projets CO<sub>2</sub>-EOR (84 Md de barils de réserves aux US)
- le retour à terme sur les marchés du Venezuela, de l'Iran, de la Libye
- les nouvelles provinces pétrolières : Guyane, Afrique de l'Ouest, PNG,...
- la montée en charge de l'hydrogène vert et des énergies renouvelables

## Transition bas-carbone de l'industrie des hydrocarbures

### Constat : il y a trop de réserves pétrolières

Il y a plus de réserves aujourd'hui qu'il n'en faut pour dépasser fortement les limites d'émissions GES (gaz à effet de serre) fixées par la COP 21

- augmentation des risques de pérennité d'exploitations (actifs échoués)
  - fuite des fonds d'investissements hors des industries extractives
  
- baisse des subventions aux activités pétrolières
  
- réaction des sociétés pétrolières (« *public companies* »)
  - reclassification du domaine minier et ventes d'actifs à forte intensité carbone (annonces récentes de BP, Exxon, Total,...)
  - arrêt des investissements explo ou techno à long terme
  - avec pour conséquence à terme un accroissement global des risques industriels liés à l'exploitation des hydrocarbures

## Transition bas-carbone de l'industrie des hydrocarbures

### Constat : il y a trop de réserves pétrolières

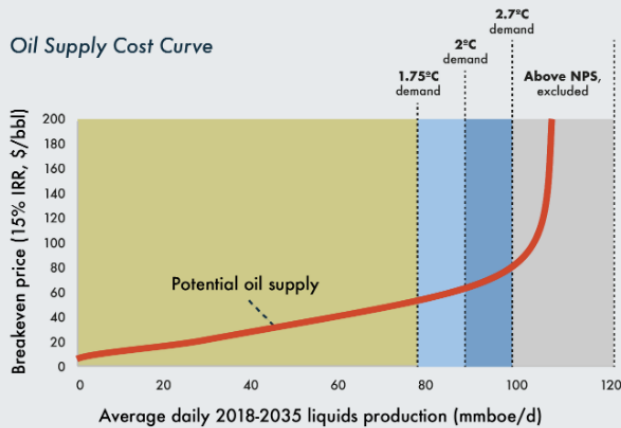
Etude publiée par Carbon Tracker et PRI (mise à jour 2018)

**2 degrees of separation at a glance:**  
are the oil and gas majors aligned with a 2°C / 1.75°C carbon budget?

July 2018 Update

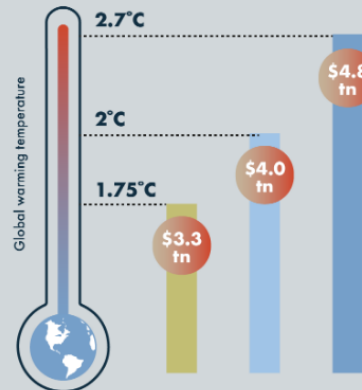
#### Carbon budget alignment

How does potential oil and gas supply compare to demand under different global warming outcomes?

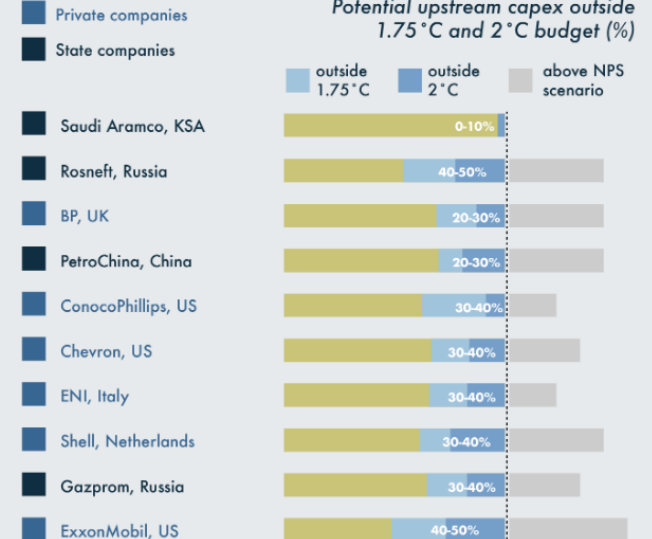


#### How much money is it risk?

Oil and gas upstream capital expenditure (capex) to 2025



#### How much capex in excess?



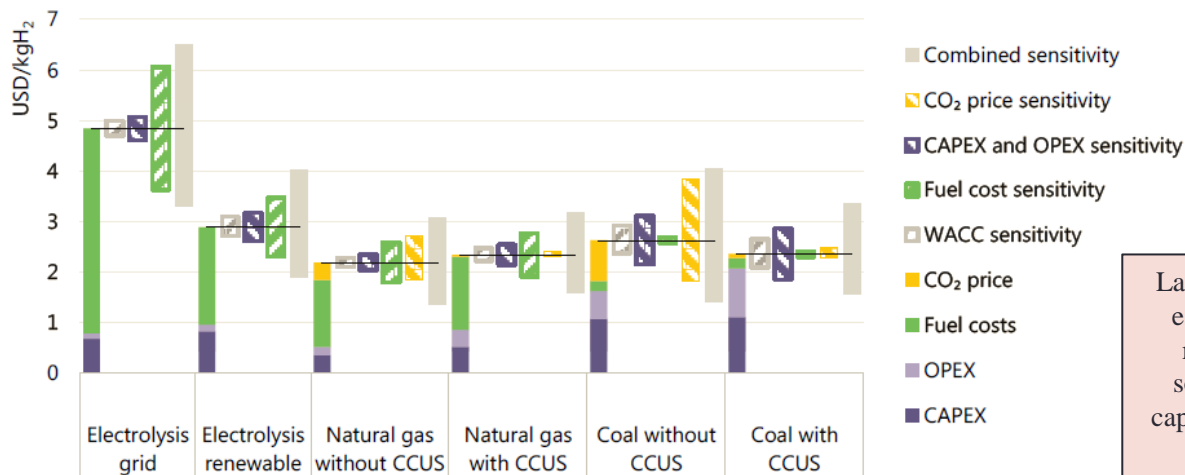
Ce graphique résume le fait que le respect de la limite de 2°C en 2050 de la COP 21 implique d'arrêter de suite une partie des investissements pétroliers

## Transition bas-carbone de l'industrie des hydrocarbures Constat : chemins vers une économie hydrogène (H2)

Pour que l'hydrogène « gris » (ie obtenu par reformage des hydrocarbures) soit un des modes principaux d'approvisionnement dans une économie H2 il serait nécessaire qu'il devienne « bleu » c'est à dire que le carbone cogénéré pour la production de H2 soit récupéré et stocké ou réutilisé. Ceci impliquerait :

- un fort développement des projets de récupération et stockage/réutilisation du carbone
- une évolution des modes de production de H2 par reformage qui permette d'en baisser les couts tout en récupérant l'essentiel du carbone coproduit (C,CO2,...)

Figure 16. Hydrogen production costs for different technology options, 2030



La génération de H2 à partir de renouvelable est sur le point de devenir compétitive par rapport à la génération de H2 à partir de sources carbonées, dès lors que le cout de capture et stockage du CO2 coproduit est pris en compte

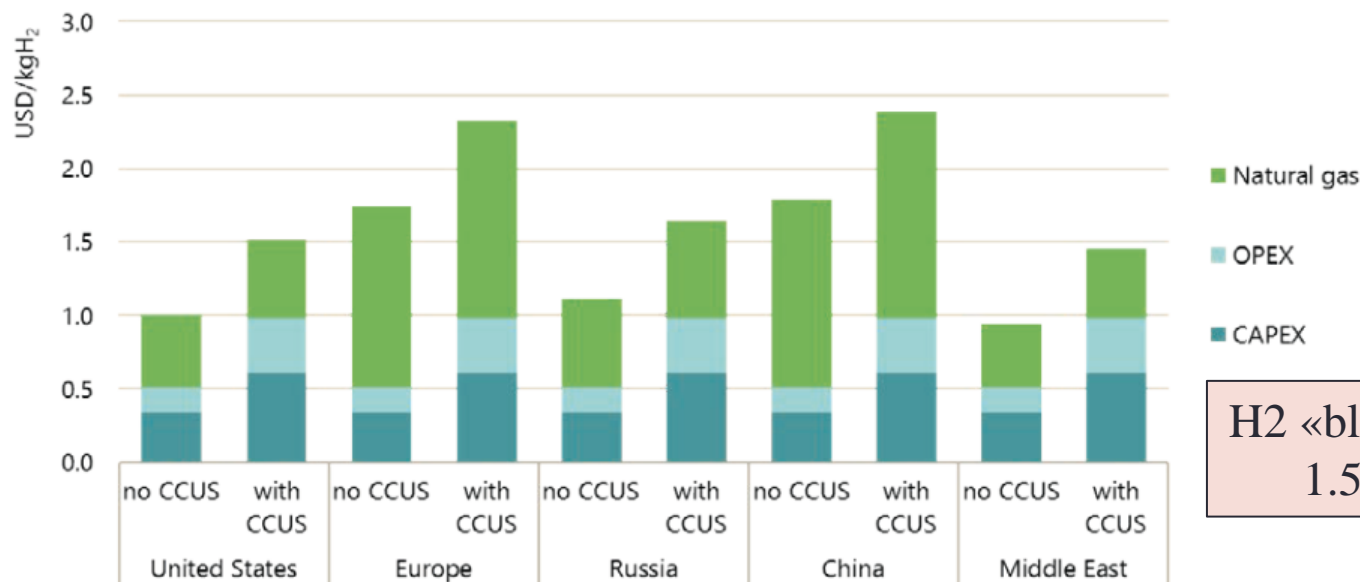
Notes: WACC = weighted average cost of capital. Assumptions refer to Europe in 2030. Renewable electricity price = USD 40/MWh at 4 000 full load hours at best locations; sensitivity analysis based on +/-30% variation in CAPEX, OPEX and fuel costs; +/-3% change in default WACC of 8% and a variation in default CO<sub>2</sub> price of USD 40/tCO<sub>2</sub> to USD 0/tCO<sub>2</sub> and USD 100/tCO<sub>2</sub>. More information on the underlying assumptions is available at [www.iea.org/hydrogen2019](http://www.iea.org/hydrogen2019).

Source: IFA 2019. All rights reserved.

## Transition bas-carbone de l'industrie des hydrocarbures

### Constat : couts actuel de production H2 à partir de gaz naturel

Figure 9. Hydrogen production costs using natural gas in different regions, 2018



H2 «bleu » (avec CCUS)  
 1.5 à 2.5 USD/kg

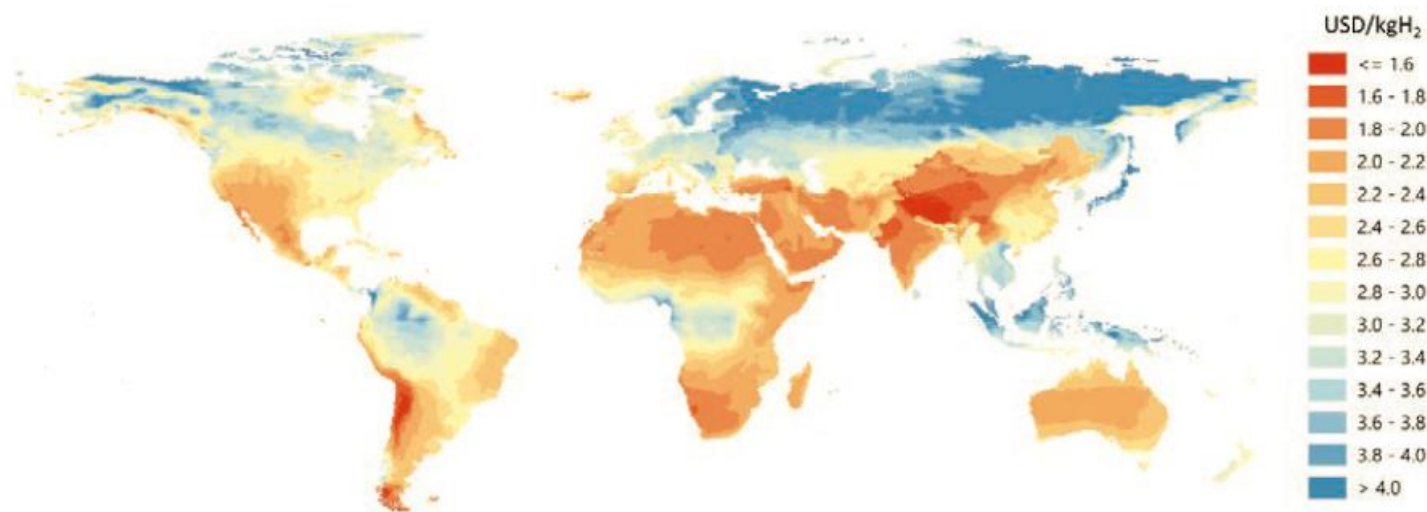
Notes: kgH<sub>2</sub> = kilogram of hydrogen; OPEX = operational expenditure. CAPEX in 2018: SMR without CCUS = USD 500–900 per kilowatt hydrogen (kW<sub>H<sub>2</sub></sub>), SMR with CCUS = USD 900–1 600/kW<sub>H<sub>2</sub></sub>, with ranges due to regional differences. Gas price = USD 3–11 per million British thermal units (MBtu) depending on the region. More information on the underlying assumptions is available at [www.iea.org/hydrogen2019](http://www.iea.org/hydrogen2019).

Source: IEA 2019. All rights reserved.

Availability of low-cost gas is a crucial cost determinant for SMR-based hydrogen.

## Transition bas-carbone de l'industrie des hydrocarbures Constat : couts H2 d'origine solaire et/ou éolien à « long terme »

Figure 14. Hydrogen costs from hybrid solar PV and onshore wind systems in the long term



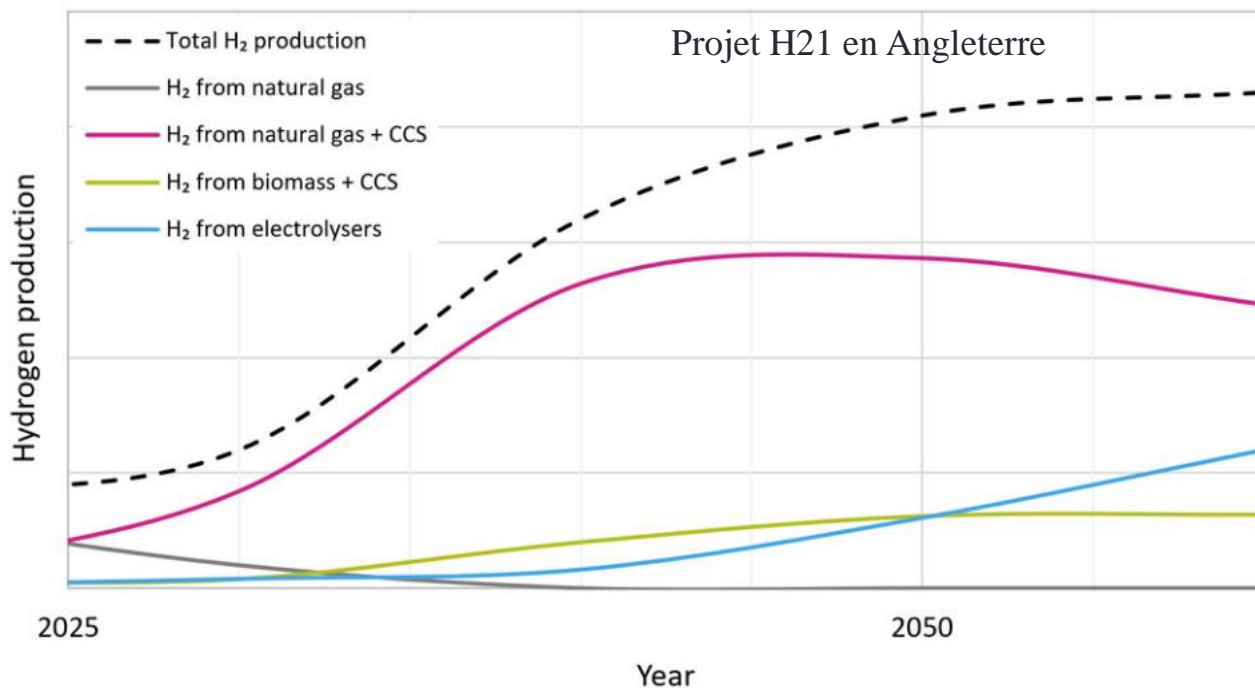
Le H2 vert  
couterà  
1.6-2.5 USD/kg  
à « long terme »  
dans les régions  
tropicales et y  
deviendra plus  
intéressant que le  
H2 bleu, car  
décarbonné

Notes: This map is without prejudice to the status of or sovereignty over any territory, to the delimitation of international frontiers and boundaries and to the name of any territory, city or area. Electrolyser CAPEX = USD 450/kW<sub>e</sub>, efficiency (LHV) = 74%; solar PV CAPEX and onshore wind CAPEX = between USD 400–1 000/kW and USD 900–2 500/kW depending on the region; discount rate = 8%.

Source: IEA analysis based on wind data from Rife et al. (2014), NCAR Global Climate Four-Dimensional Data Assimilation (CFDDA) Hourly 40 km Reanalysis and solar data from renewables.ninja (2019).

The declining costs of solar PV and wind could make them a low-cost source for hydrogen production in regions with favourable resource conditions.

## Transition bas-carbone de l'industrie des hydrocarbures Constat : implications d'une économie H2



Possible prédominance du H<sub>2</sub> « bleu » par rapport au H<sub>2</sub> « vert » dans les zones à moindre ensoleillement (Europe, Chine, Japon, zones froides ou équatoriales)

Figure 11: Scenario for future production of hydrogen from natural gas, electricity from renewables and biomass.

## Transition bas-carbone de l'industrie des hydrocarbures Constat

- la transition bas-carbone va conduire à une reclassification des actifs pétroliers en fonction des écosystèmes naturels, industriels et économiques dans lesquels ils se trouvent
- chaque territoire pétrolier cherchera des solutions pour éviter que ses actifs ne deviennent « échoués »
- d'autres territoires non pétroliers chercheront à mettre en valeur leurs énergies renouvelables
- **on va assister au développement d'une mosaïque complexe de paysages énergétiques spécifiques à chaque territoire**

## Transition bas-carbone de l'industrie des hydrocarbures Comment ?

- Il faut redonner aux autorités publiques la main sur ce qui se passe sur leurs territoires
- notamment,
  - leur permettre une appréciation des ressources en place et des processus biophysiques naturels qui s'y déroulent
  - leur offrir des outils et scénarios permettant une recomposition industrielle locale ou régionale et un contrôle accru des activités extractives
- Ceci pourrait être une des missions de l'ACP

## Transition bas-carbone de l'industrie des hydrocarbures Comment ? Exemple projet H2I en Angleterre

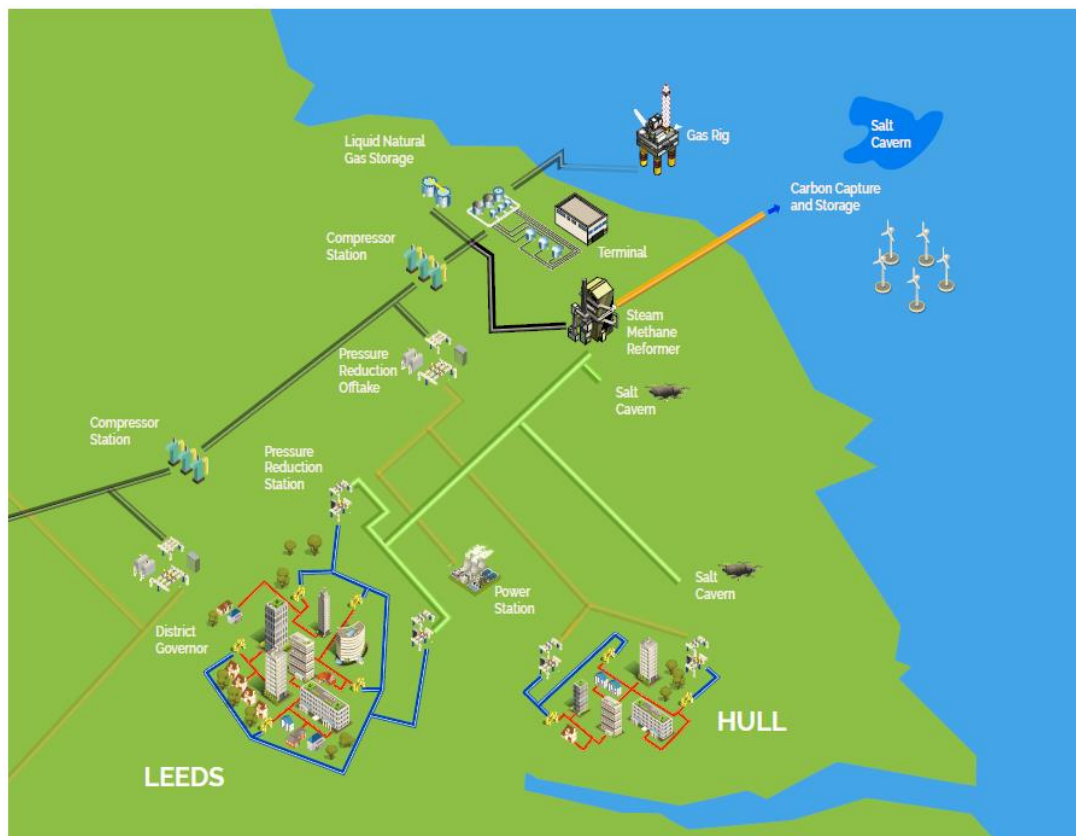


Image 1.6. H2I Leeds City Gate – Amended Concept

Projet de génération de H2 « bleu » dans le NE de l'Angleterre et de distribution de H2 dans les réseaux des villes de Leeds et Hull



## Transition bas-carbone de l'industrie des hydrocarbures Comment ?

- Opérer un ré-engineering du processus de production après l'avoir analysé sous les angles thermodynamique, (bio)chimique et économique
  - examen taux de retour énergétique (EROI) et de l'intensité carbone (IC) de chaque maille de la chaîne pétrolière
  - utilisation d'énergies et ressources renouvelables au sein de la chaîne pétrolière pour un accroissement de l'EROI et une diminution de l'IC
  - analyse des modes locaux de production H<sub>2</sub> et potentialités CCUS

## Transition bas-carbone de l'industrie des hydrocarbures Comment ?

La question des modalités d'application d'une taxe carbone doit être posée

La responsabilité première des émissions carbonées incombe aux producteurs de charbon et d'hydrocarbures, notamment aux bénéficiaires de la rente minière (états, propriétaires privés et compagnies productrices)

- l'activité industrielle qu'ils soutiennent revient à injecter dans la biosphère un carbone qui sinon, resterait géologiquement neutralisé pour des millions d'années

In fine, ils devraient se charger :

- soit de remettre ce carbone dans son état initial (CCUS)
- soit de l'intégrer dans des processus biosphériques écologiquement acceptables (sols recarbonés, développement forêts naturelles, etc..)

Ou à défaut payer des taxes permettant à des tiers de se charger de cela.

## Transition bas-carbone de l'industrie des hydrocarbures Comment ?

- Des groupes de travail au sein de l'ACP
  - Transition bas carbone de l'industrie des hydrocarbures : CO2 - H2 - ENR
  - Taxe Carbone
- communicant des dossiers et articles auprès de médias spécialisés ou de vulgarisation
- faisant connaître leurs vues et capacités auprès d'états, régions, investisseurs ou fondations, notamment via des études de cas qui seraient commanditées
- avec l'appui de subventions ou crédits d'études publics ou privés.
- Exemples similaires ?
  - Shift Project / Carbon Tracker International / World Resource Institute / Carbon Disclosure Project /

## Transition bas-carbone de l'industrie des hydrocarbures Exemple d'étude de cas

D'importantes découvertes de gaz ont lieu en Afrique et pourraient donner lieu à des développements LNG.

Ne serait-il pas opportun de se poser dès maintenant la question de leur transition vers une chaîne hydrogène dans ces pays et de leur compétitivité à terme par rapport à de l'hydrogène solaire ?

- Maroc/Algérie/Tunisie/Libye/Egypte
- Senegal/Mauritanie
- Nigeria/Cameroun/Gabon/Congo
- Afrique du Sud/Tanzanie/Mozambique

## Transition bas-carbone de l'industrie des hydrocarbures Etude de cas : Senegal/Mauritanie (projet en cours Eosys)

