



## **Bilan prévisionnel à l'horizon 2050**

### **GT 4 « interfaces électricité – autres vecteurs »**

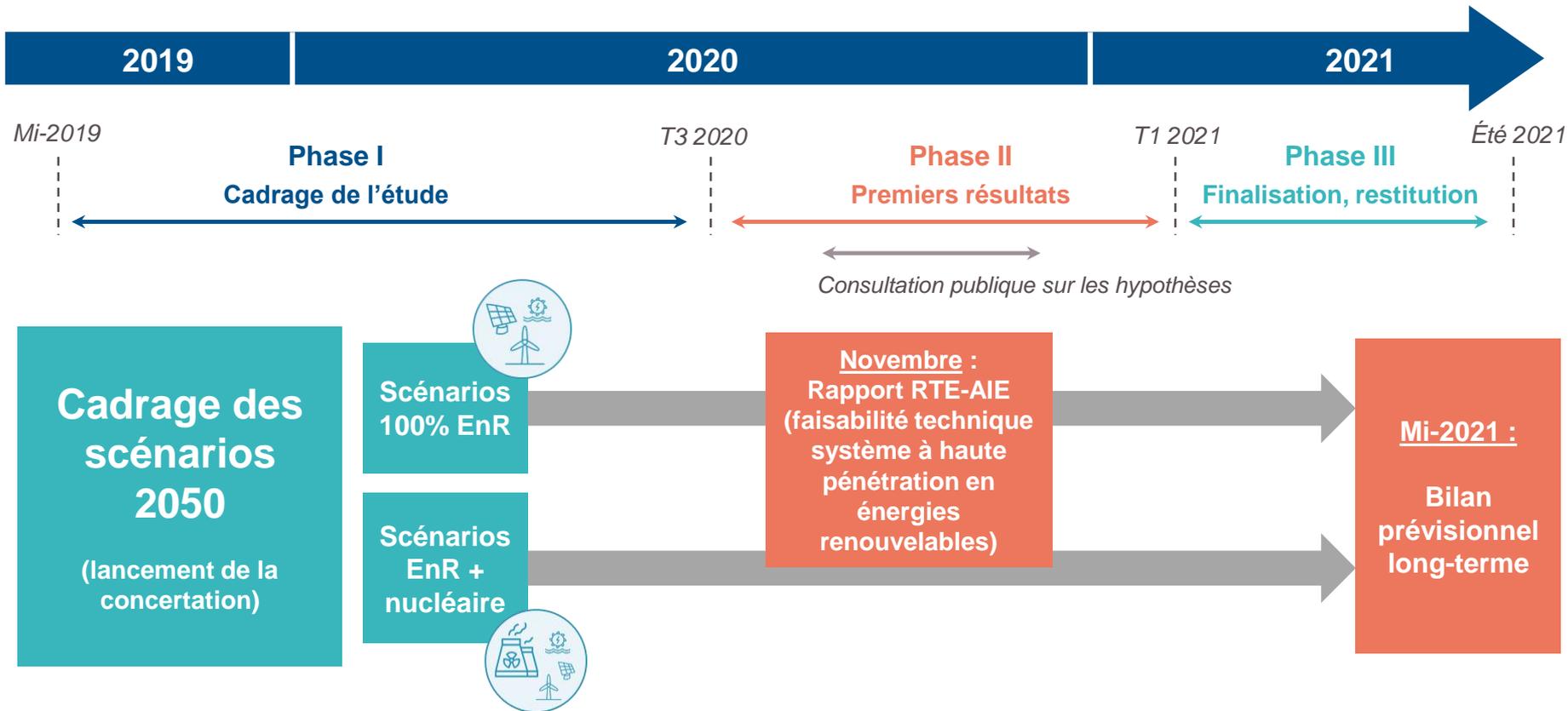
*Trajectoires de développement de l'hydrogène bas-carbone et couplages entre l'électricité et les réseaux de chaleur (propositions pour discussion)*

*17 novembre 2020*



# Rappel du contexte et des objectifs

# Rappel du calendrier de concertation sur les scénarios 2050



# Rappel des éléments de cadrage sur les scénarios 2050

- Cadrage général des prochains scénarios de long terme :
  - ① articulé autour de l'objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050 et des trajectoires de la SNBC
  - ② avec des trajectoires (pas uniquement le point d'arrivée)
  - ③ en intégrant les conséquences du changement climatique
  - ④ avec une modélisation complète du système à l'échelle européenne, et avec une représentation des couplages entre l'électricité et les autres vecteurs (gaz, chaleur...)
- Une description des scénarios selon 4 axes principaux :
  -  Description technique du système
  -  Description des enjeux environnementaux
  -  Description économique
  -  Description des enjeux sociétaux (implication sur les modes de vie)

# Rappel du dispositif de concertation renforcé

## Lancement d'une large concertation sur la scénarisation et les hypothèses des scénarios

pour cibler les points d'intérêt du débat public, renforcer la pertinence et la légitimité des scénarios, et accroître la transparence sur les hypothèses

### La CPSR

Instance de cadrage stratégique des travaux et d'arbitrage des orientations

### Des groupes de travail

Instances de partage des hypothèses et résultats au niveau technique

### Une consultation publique

Appel à contribution qui viendra enrichir les échanges initiés en groupes de travail



Exemples :

- GT1 « référentiel climatique »
- GT2 « consommation »
- GT3 « cadrage et scénarisation »
- **GT4 « interfaces électricité et autres vecteurs »**
- GT5 « dynamiques sociétales »
- GT6 « environnement »
- GT7 « flexibilités »
- GT8 « fonctionnement du système électrique »
- GT9 « coûts »

→ **3ème réunion aujourd'hui**

# Des premiers travaux sur les enjeux du développement de l'hydrogène bas-carbone à l'horizon 2035 publiés début 2020

- Les interfaces et les couplages entre les vecteurs énergétiques constituent désormais un point d'attention spécifique dans la construction des scénarios de mix énergétique de long terme
- Dans le cadre du plan hydrogène lancé en 2018, **RTE a publié début 2020 un rapport sur le développement de l'hydrogène bas-carbone à l'horizon 2035** et les atouts et enjeux pour le système électrique
- Les analyses portaient sur les impacts techniques, économiques et environnementaux associés au développement rapide de l'électrolyse projeté par la PPE / SNBC, selon **plusieurs hypothèses de modes de fonctionnement des électrolyseurs**
- Les analyses publiées mettent en évidence l'intérêt de l'électrolyse pour décarboner certains usages de l'économie (usages industriels, mobilité lourde...). Elles soulignent également la nécessité de mettre en place un soutien public pour lancer le développement industriel de la filière



Lien vers le rapport :

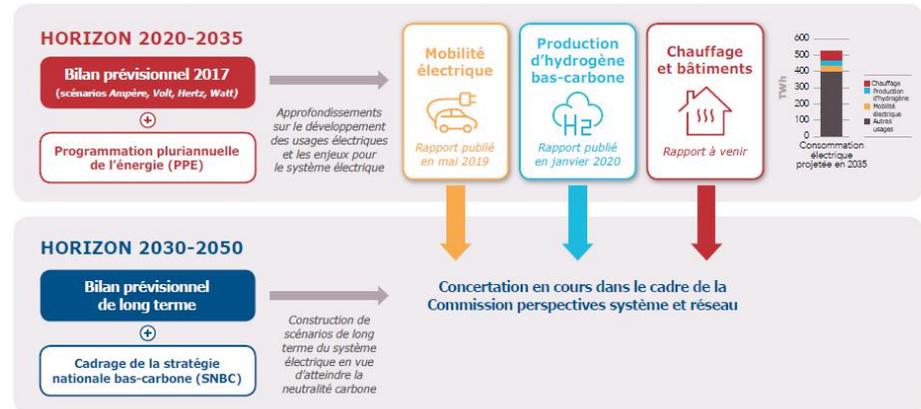
<https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-07/rapport%20hydrogene.pdf>

➤ **Cadre cohérent avec la stratégie « Hydrogène France » publiée en septembre 2020**

# Des prolongements sur la place de l'hydrogène pour atteindre la neutralité carbone dans le cadre du Bilan prévisionnel 2050...

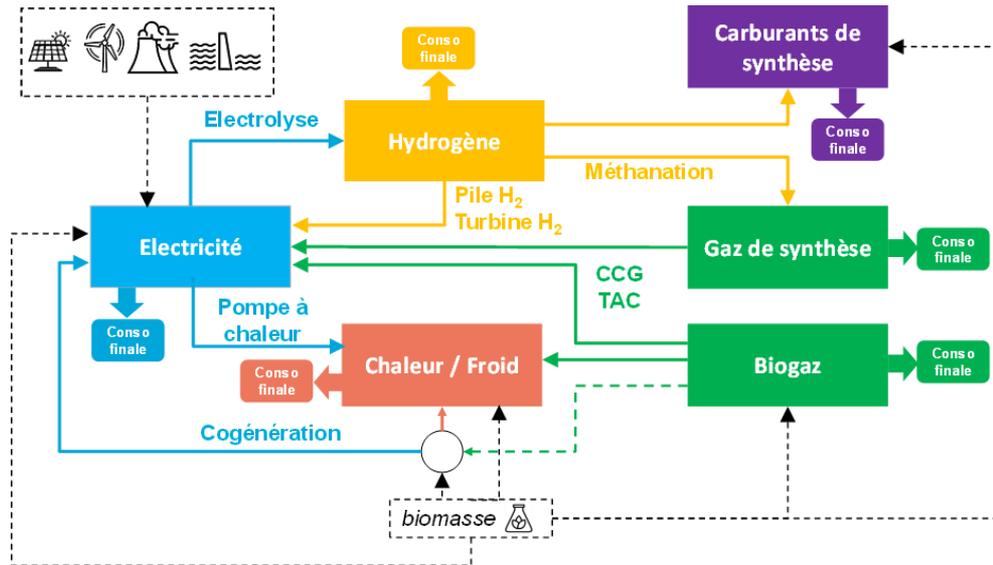
- Les interrogations portent désormais sur **la trajectoire vers la neutralité carbone en 2050**:
  - nouveaux besoins pour la décarbonation de l'économie (mobilité, industrie...) ? la SNBC donne des orientations mais qui nécessitent d'être précisées et déclinées
  - équilibre entre électrification directe et indirecte ? ou entre mobilisation de la biomasse et production de gaz de synthèse ?
  - besoins pour la flexibilité du système électrique (stockage saisonnier) ?
  - comparaison avec d'autres stratégies européennes

➤ Dans le cadre de l'élaboration des scénarios 2050, RTE intègre l'étude de ces prolongements dans un volet spécifique du Bilan prévisionnel consacré aux interfaces entre l'électricité et les autres vecteurs (objet du GT4)



## ... qui s'inscrivent dans un cadre plus large de représentation des interfaces entre l'électricité et l'ensemble des vecteurs

- Au-delà des problématiques sur le développement de l'hydrogène et de l'électrolyse, la question des interfaces sera élargie à l'ensemble des vecteurs (chaleur, combustibles de synthèse...) dans le cadre des études du Bilan prévisionnel à l'horizon 2050
  - Cadrage présenté lors de la 2<sup>e</sup> réunion du GT4, le 19 décembre 2019 :



## Les points soulevés lors des dernières réunions du GT4



Demande d'étudier des **variantes contrastées sur l'hydrogène** et la production de gaz de synthèse



Ajout d'une variante « hydrogène + » intégrant un développement accru, par rapport aux projections de la SNBC (cadre présenté dans la réunion de ce jour)



Demande de ne pas centrer l'étude uniquement sur l'électrolyse et d'intégrer d'autres sources possibles



La modélisation du système intégrera bien d'autres sources d'approvisionnement possibles en hydrogène (cf. suite de la présentation)



Demande de prise en compte des infrastructures de stockage et de réseau hydrogène



Les infrastructures seront prises en compte de manière explicite dans les analyses mais des hypothèses sur leur dimensionnement doivent être définies (cf. suite)



Des demandes d'approfondissement sur l'évaluation des besoins de flexibilité et des indicateurs associés



Une analyse détaillée des besoins de flexibilité dans les différents scénarios sera présentée dans les prochains groupes de travail (printemps 2021)

- ① **Trajectoires de développement de l'hydrogène bas-carbone :**
  - Analyses des orientations publiques nationales et européennes
  - Détails des trajectoires hydrogène (référence et variante « hydrogène + »)
  
- ② **Modélisation du « système hydrogène » dans l'étude des scénarios :**
  - Modes opératoires des électrolyseurs, courbes de consommation d'hydrogène
  - Sources alternatives d'approvisionnement
  - Infrastructures de réseau et de stockage
  
- ③ **Cadrage des couplages entre l'électricité et les autres vecteurs :**
  - Éléments de cadrage pour discussion



2

# Les trajectoires de développement de l'hydrogène

# Contexte pour l'élaboration des trajectoires de développement de l'hydrogène

- **La SNBC, donne de premières orientations sur la place des différents vecteurs énergétiques à long terme dans le cadre de l'atteinte de la neutralité carbone**
  - Elle contient des trajectoires de développement de l'hydrogène bas-carbone, sans en donner les détails de répartition entre secteurs et usages
- **L'année 2020 a vu une montée en puissance de la place de l'hydrogène dans les réflexions nationales et européennes**
  - Elle traduit une volonté d'accélérer les efforts de décarbonation et de structurer une filière industrielle sur l'hydrogène, à l'échelon national et européen

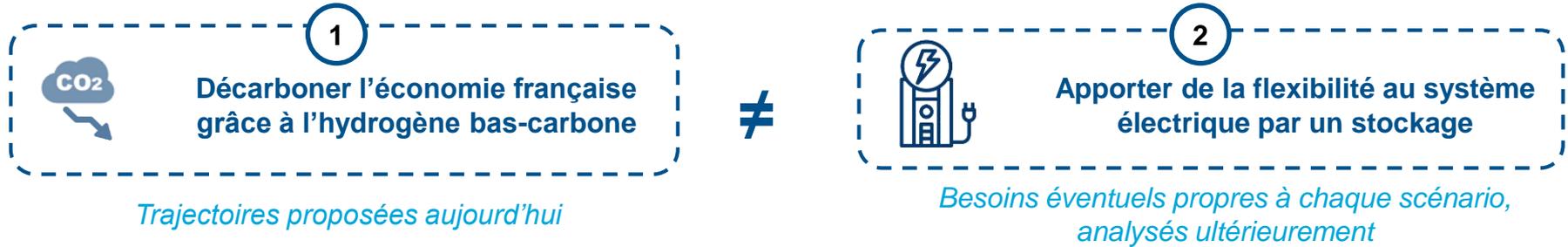
 RTE propose des scénarios possibles de développement de l'hydrogène à considérer dans le Bilan prévisionnel, en s'appuyant sur les ambitions françaises et en comparaison de ses équivalents européens

## 2.1

# Les orientations publiques sur le développement de l'hydrogène bas-carbone

# Les différentes catégories d'usage de l'hydrogène

- Dans ses travaux précédentes, RTE avait mis en évidence la confusion parfois existante entre différents objectifs de développement de l'hydrogène à long terme



- Le découpage utilisé retient 3 grandes catégories d'usages de l'hydrogène

- Les **usages matériau de l'hydrogène**, essentiellement industriels : raffinage de pétrole, fabrication d'ammoniac pour la production d'engrais, ...
- Les **usages énergétiques directs de l'hydrogène** : mobilité (piles à combustibles), chaleur (chaudières), ...
- La **fabrication de combustibles de synthèse** faisant intervenir de l'hydrogène : méthane de synthèse, combustibles liquides, ammoniac-énergie, ...



Usages  
spécifiques non  
substituables



Usages  
« arbitrables »  
avec d'autres  
vecteurs

# Aujourd'hui, environ 30 TWh<sub>H<sub>2</sub>-PCI</sub> consommés dans l'industrie, dont une grande partie est issue de coproduits

- Environ 800 000 tonnes d'hydrogène consommés annuellement en France

source : AFHYPAC,  
EY, Hiniçio, 2020



Sources : HINICIO & EY, 2020 | \*Production : H<sub>2</sub> issu de procédés générant de l'H<sub>2</sub> pur ou en mélange avec d'autres gaz  
\*\*Dont HMD : 40 kt, Traitement de surface du métal : 10 kt, Peroxyde d'H<sub>2</sub> : 7kt

- Une grande partie est issue de coproductions inhérentes aux procédés industriels
- 40 à 50% de la consommation est approvisionnée par des productions dédiées par vaporeformage de gaz

# Les grandes lignes de la SNBC pour l'hydrogène

- **Priorité : incorporer l'hydrogène décarboné dans l'industrie (PPE)**

- 2023 : taux de 10%
- 2028-2030: taux de 20 à 40%

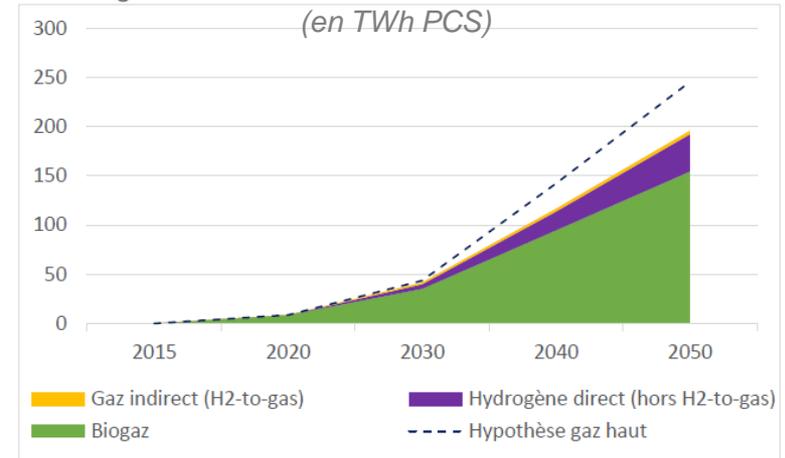
- **Au-delà, poursuivre la consommation d'hydrogène décarboné**

- 2030 : 17 TWh<sub>H<sub>2</sub>-PCI</sub> (~20 TWh<sub>H<sub>2</sub>-PCS</sub>)
- 2050 : 34 TWh<sub>H<sub>2</sub>-PCI</sub> (~40 TWh<sub>H<sub>2</sub>-PCS</sub>)
- Les détails des usages associés ne sont pas fournis

- **Les orientations de la SNBC laissent entrevoir une place prépondérante pour la production en France par électrolyse**

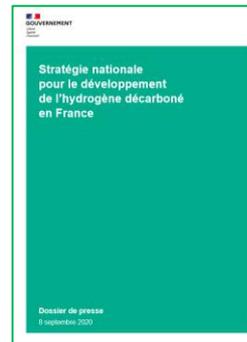
- Limiter les imports énergétiques tend à exclure un développement massif des imports d'hydrogène.
- Limiter les technologies de captage et de stockage du carbone (CCS) conduit à restreindre le développement de la production par vaporeformage du gaz naturel associé à du CCS.

Evolution de la production d'hydrogène et de gaz renouvelable en France dans la SNBC  
(en TWh PCS)



# Les précisions apportées par la stratégie hydrogène France

- **La stratégie « Hydrogène France » présentée le 8 septembre 2020 porte essentiellement sur la décennie 2020-2030**
  - 7 Md€ de soutien public d'ici à 2030
  - Objectif : lancer une filière industrielle nationale (électrolyse, mobilité, industrie...)
- **Les grands segments de consommation visés sur la décennie sont**
  - Les usages industriels « matériau » de l'hydrogène : raffinage, ammoniac et engrais, chimie, ...
  - La mobilité routière lourde, sur les segments nécessitant une forte puissance ou une longue distance
  - Des efforts de recherche sont prévus sur la décennie pour développer d'autres usages à plus long terme : usages industriels, mobilité aérienne et maritime, ...
- **La stratégie vise le développement de l'hydrogène bas-carbone, sans exclure aucun mode de production à ce stade... mais avec une priorité donnée à l'électrolyse**
  - Avec une capacité-cible d'électrolyseurs de 6,5 GW en 2030



# D'autres scénarios de développement de l'hydrogène en France proposés par certains acteurs



- **Etude prospective AFHYPAC / McKinsey (2018)**

Développement ambitieux de la demande d'hydrogène atteignant près de 200 TWh en 2050

Développement très important de l'utilisation de l'hydrogène dans tous les secteurs, y compris dans certains secteurs non privilégiés par la SNBC (mobilité légère, chauffage résidentiel...).

- **Etude de l'Académie des Technologies (2020)**

Scénario comparable : volume 200 TWh d'hydrogène en 2050 (plus de 275 TWh d'électrolyse)

Cette trajectoire implique également l'utilisation de l'hydrogène de manière très importante dans les transports ou encore pour l'injection dans le réseau gaz existant (à hauteur de 20%).



- **Analyse AFHYPAC / EY / H2ic (2020) sur un horizon plus court (2020-2030)**

Potentiel de développement d'hydrogène renouvelable ou bas-carbone pouvant atteindre plus de 700 kt à l'horizon 2030 (environ 23 TWh).

- **Perspectives Gaz proposées par les gestionnaires de réseau gaz (2020)**

Développement de l'hydrogène atteignant entre 40 TWh et plus de 100 TWh à l'horizon 2050

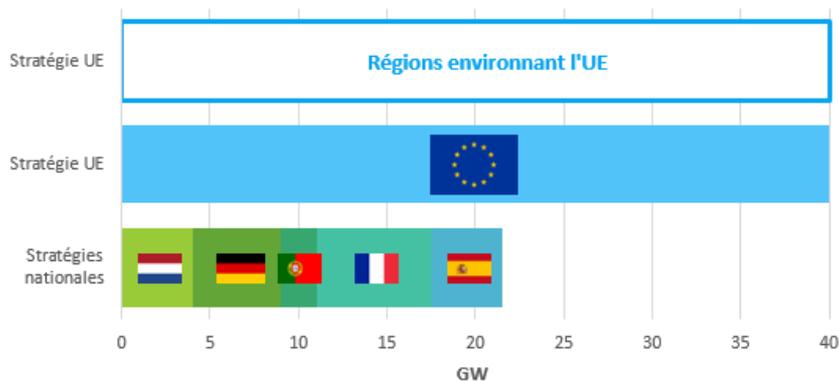


## 2.2

# La comparaison avec d'autres scénarios et plans européens

# Les stratégies hydrogène des Etats et de l'Union européenne

Capacité d'électrolyse inscrite dans les stratégies hydrogène



## Des priorités similaires à 2030

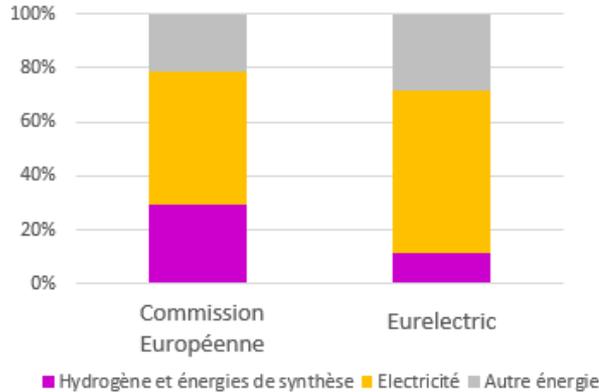
- **Démarrage de la filière** de production d'hydrogène bas-carbone par **électrolyse** (les 5 stratégies nationales publiées en 2020 contribuent pour la moitié de l'objectif européen)
- Un usage privilégié dans les secteurs les plus difficiles à électrifier (**industrie et mobilité terrestre lourde**)

## Des approches complémentaires à la question de l'approvisionnement en hydrogène

- Une Allemagne voire des Pays-Bas **fortement importateurs**
- **Exportateurs historiques** (Norvège, Russie, Australie) et **nouveaux venus** (Espagne et Maroc) saisissant des opportunités d'exports d'hydrogène bas-carbone et renouvelable



# A l'horizon 2050, l'hydrogène comme complément à l'électrification

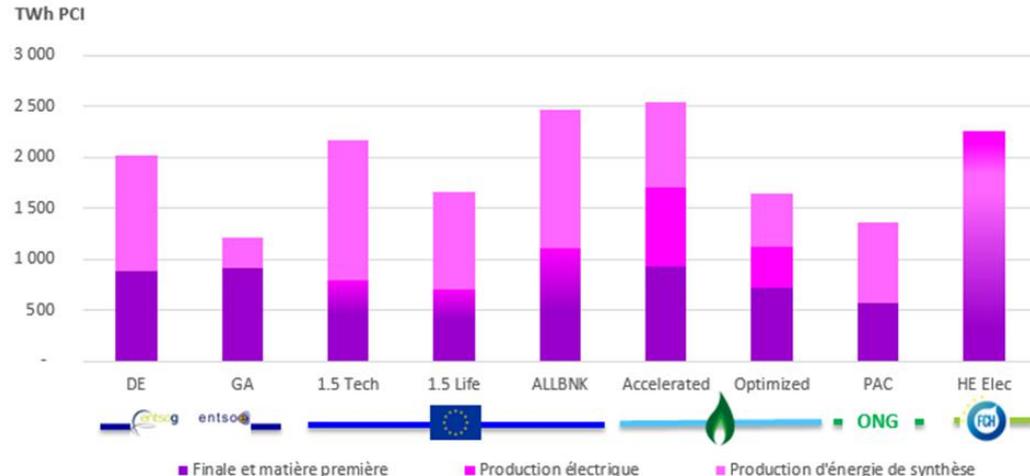


## L'ensemble des scénarios anticipent une part croissante de l'hydrogène dans la consommation finale

- Une part généralement comprise entre 10 et 30% à l'échelle européenne, mais dépend des scénarios et des pays
- Dans le cas d'une production par électrolyse, l'hydrogène contribue à une forme **d'électrification indirecte**

## Vers une diversification des usages

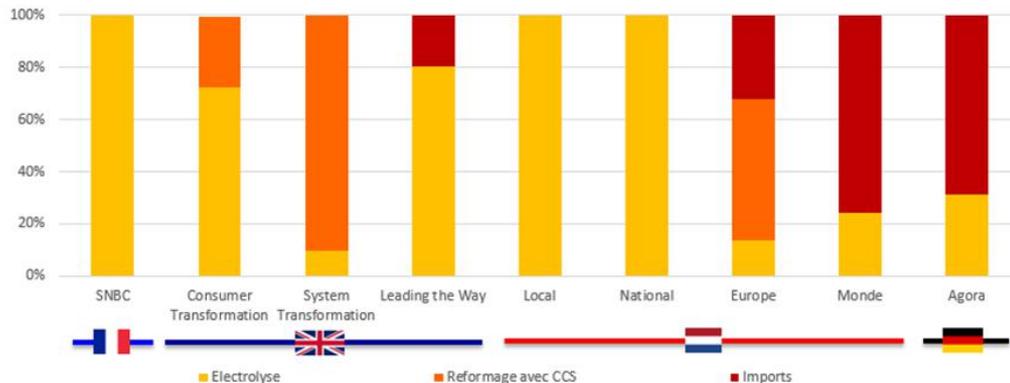
- Au-delà des priorités identifiées à 2030, la production **de carburants de synthèse** pour le transport maritime et aérien pourrait se développer
- Une **source potentielle de flexibilité** du parc de production électrique dans les mix à très forte composante renouvelable non pilotable



# Des orientations différentes sur l'approvisionnement en H2

- **L'économie de l'hydrogène suppose la mise en place d'approvisionnements bas-carbone, reposant sur :**

- Électrolyse reposant sur une production européenne d'électricité bas carbone
- Reformage d'importants de gaz naturel avec CCS
- Imports d'hydrogène bas-carbone issu d'électrolyse ou de reformage/CCS



- **Des défis propres à chaque chaîne d'approvisionnement**

- **Electrolyse** : développement de la production électrique bas-carbone et de plusieurs centaines de GW de capacités d'électrolyse
- **Reformage/CCS** : développement de la séquestration carbone en Mer du Nord notamment
- **Imports** : développement d'une production excédentaire dans certains pays et acheminement (coûts, infras)

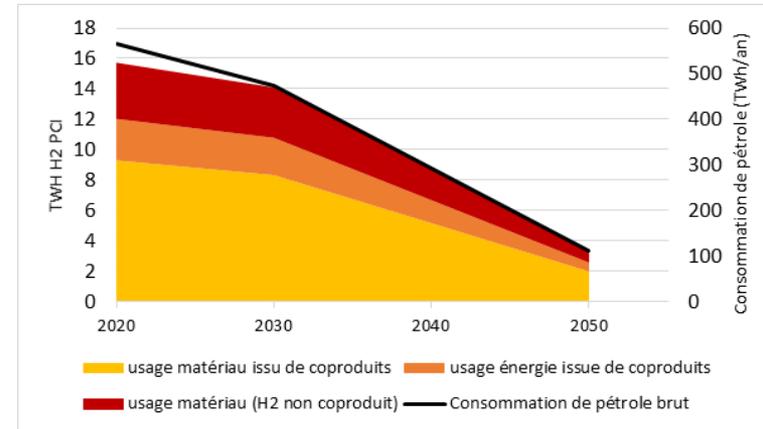
## 2.3

# La trajectoire de référence

# Usages de l'hydrogène « matériau »

## Trajectoire de référence

- **La consommation d'hydrogène pour le raffinage suit la trajectoire de consommation de pétrole**
  - Une forte baisse non compensée par des besoins de produits plus raffinés et le raffinage de biocarburants
  - Concerne majoritairement des coproductions
- **Les consommations d'hydrogène dans les secteurs de l'ammoniac et de la chimie sont supposées stables**
  - Il existe néanmoins des incertitudes pesant sur l'évolution future de l'utilisation d'engrais agricoles ou sur l'évolution dans le secteur de la chimie
- **L'utilisation de l'hydrogène pour la réduction du minéral de fer dans la sidérurgie**
  - Développement à partir de 2030, atteignant 5 TWh<sub>H<sub>2</sub>-PCI</sub> en 2050

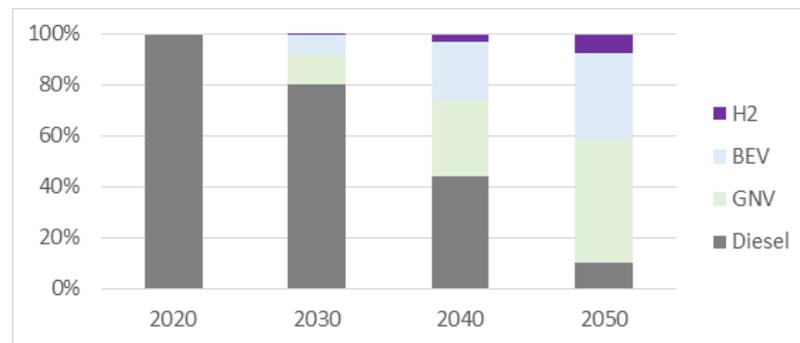


*Evolution de la consommation de pétrole brut et de la consommation d'hydrogène pour le raffinage*

# Usages énergétiques directs et indirects de l'hydrogène

## Trajectoire de référence

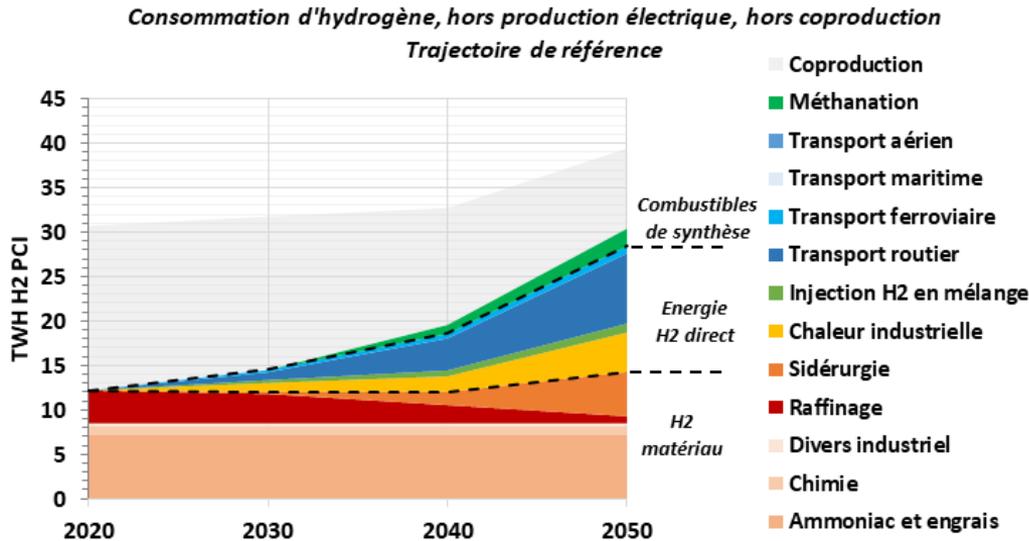
- **Dans l'industrie, l'hydrogène est utilisé pour la production de chaleur haute température**
  - La consommation d'hydrogène pour cet usage atteint 4 TWh en 2050 et se développe progressivement
- **L'injection directe d'hydrogène dans le réseau de méthane est limitée**
  - Limitation à 1 TWh en 2050 en raison des contraintes de dilution dans le gaz : teneur énergétique, baisse du vecteur méthane, stabilité des process énergétiques, usages matériau du méthane...
- **La mobilité lourde à l'hydrogène se développe**
  - En faible volume pour les transports ferroviaires, le gisement étant faible. Il atteint environ 1 TWh<sub>H2-PCI</sub> en 2050.
  - Plus fortement sur le segment du transport routier lourd, atteignant 8 TWh<sub>H2-PCI</sub> en 2050 (7% du parc français et étranger roulant en France)
  - Conformément aux orientations de la SNBC, les véhicules légers restent motorisés à l'électricité directe
- **La méthanation est limitée à une faible quantité**
  - Suivant les orientations de la SNBC : 1,6 TWh de méthane de synthèse en 2050 (2 TWh<sub>H2-PCI</sub>)



Evolution du parc de poids lourds dans la trajectoire de référence

# Pour la trajectoire de référence, une augmentation de la consommation non coproduite

- L'augmentation des nouveaux usages de l'hydrogène compense progressivement la diminution des usages de raffinage
  - Ces niveaux s'entendent hors besoins éventuels pour la production électrique après 2035



## Volumes hors coproduction

- 2030 : 15 TWh<sub>H2-PCI</sub>
- 2040 : 20 TWh<sub>H2-PCI</sub>
- 2050 : 30 TWh<sub>H2-PCI</sub>

*Evolution de la consommation totale d'hydrogène (hors production électrique) dans la trajectoire de référence, hors coproduction. La coproduction apparaît en gris transparent.*

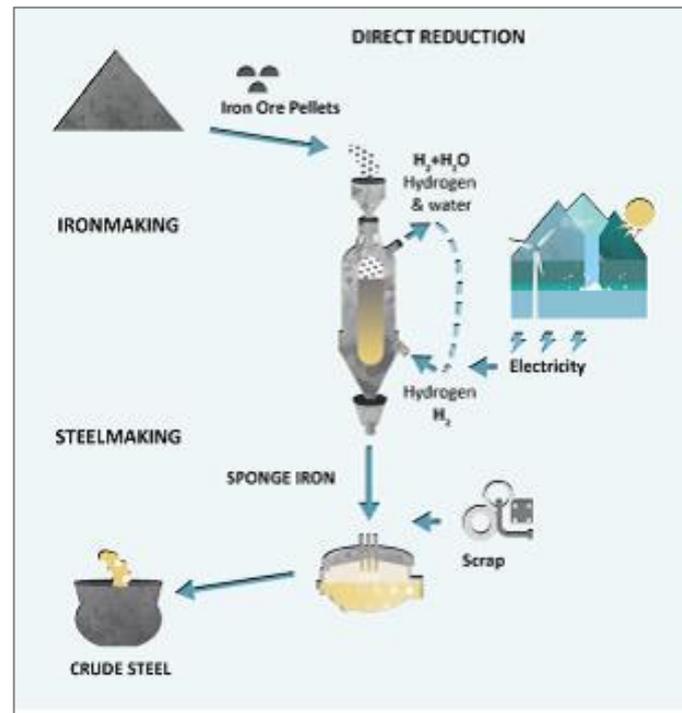
## 2.4

# Trajectoire hydrogène +

# Usages de l'hydrogène « matériau »

## Trajectoire Hydrogène +

- La consommation industrielle « matériau » correspondant aux usages existants est similaire à celle de la trajectoire de référence
  - Maintien des consommations pour l'ammoniac et la chimie et baisse de la consommation du raffinage pétrolier en proportion de la consommation de pétrole brut en France.
- L'utilisation de l'hydrogène pour la réduction du minerai de fer dans la sidérurgie augmente
  - Doublement par rapport à la trajectoire de référence (~ 10 TWh<sub>H<sub>2</sub>-PCI</sub> en 2050), en substitution au procédé Ulcowin

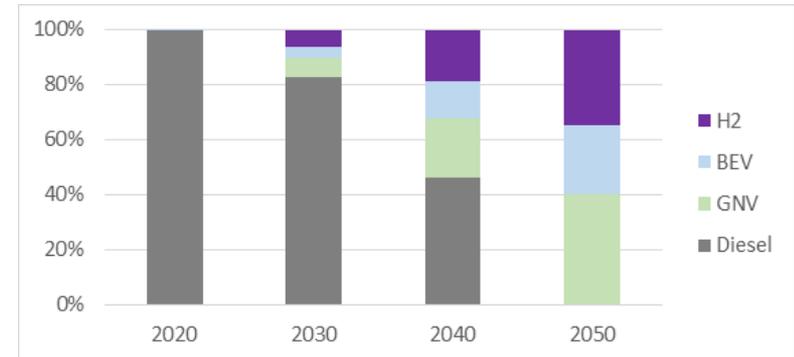


Procédé Hybrit de réduction directe du minerai de fer à l'hydrogène (source blog CedricPhilibert.net)

# Usages énergétiques directs de l'hydrogène

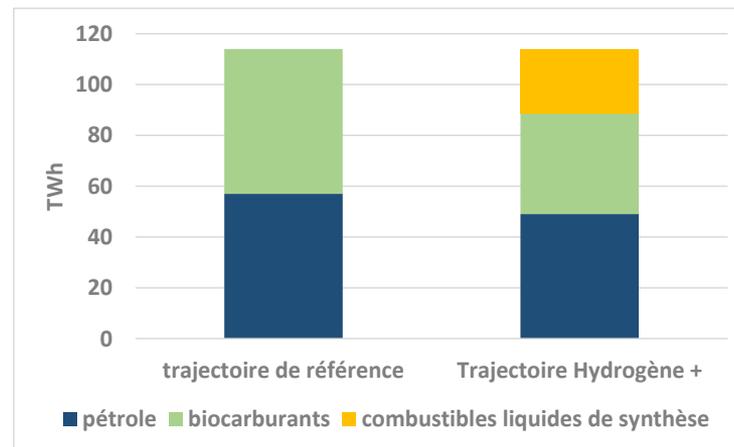
## Trajectoire Hydrogène +

- **L'hydrogène est utilisé massivement pour la production de chaleur haute température**
  - La consommation d'hydrogène pour cet usage atteint 22 TWh<sub>H2-PCI</sub> en 2050
- **L'injection directe d'hydrogène dans le réseau de méthane reste limitée à 1 TWh<sub>H2-CI</sub>**
- **La mobilité lourde à l'hydrogène se développe fortement**
  - En faible volume pour les transports ferroviaires, atteignant environ 2 TWh<sub>H2-PCI</sub> en 2050.
  - Plus fortement sur le segment du transport routier lourd, atteignant 28 TWh<sub>H2-PCI</sub> en 2050 (35% du parc français et étranger roulant en France)



Evolution du parc de poids lourds dans la trajectoire Hydrogène +

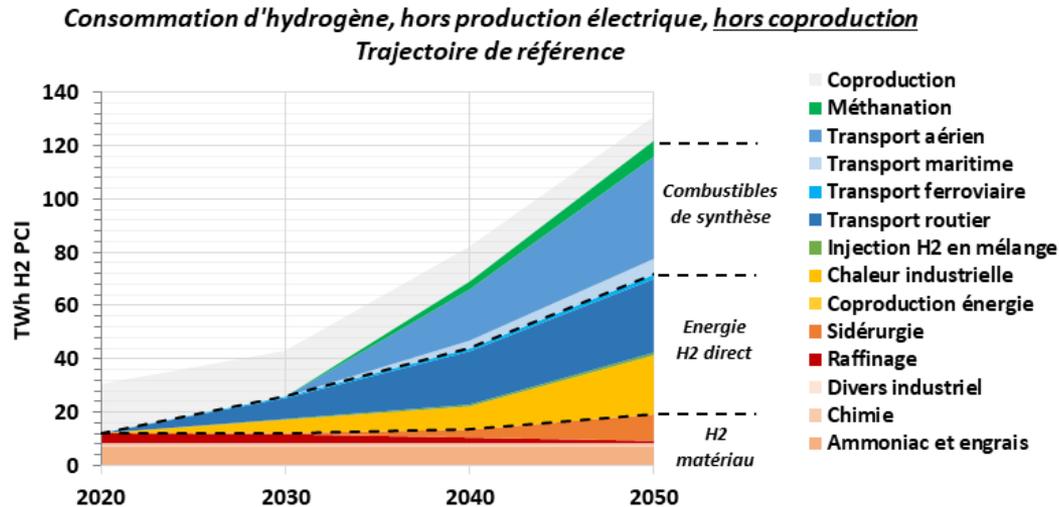
- **L'utilisation de l'hydrogène pour la fabrication de combustibles de synthèse liquides ou gazeux se développe fortement**
  - Cela facilite la décarbonation des soutes du transport international aérien et maritime consommant encore en 2050 des combustibles pétroliers
  - Les volumes sont calés en cohérence avec les scénarios les plus ambitieux de la Commission européenne:
    - 22% du segment aérien (combustibles liquides)
    - 31% du segment maritime (combustibles liquides ou gazeux)
- **La part de méthanation augmente également**
  - Elle atteint 6 TWh de méthane injecté en 2050



*Part des différents carburants dans les soutes aériennes internationales*

# Pour la trajectoire Hydrogène +, les usages énergétiques tirent une forte croissance

- Jusqu'à 2030, la croissance des usages énergétiques de l'hydrogène est tirée par la chaleur industrielle et le transport routier lourd
- Au-delà, les combustibles liquides, pour le transport aérien en particulier, conduisent à une croissance plus forte



## Volumes hors coproduction

- **2030 : 26 TWh<sub>H2-PCI</sub>**
- **2040 : 69 TWh<sub>H2-PCI</sub>**
- **2050 : 122 TWh<sub>H2-PCI</sub>**

*Evolution de la consommation totale d'hydrogène (hors production électrique) dans la trajectoire Hydrogène +, hors coproduction. La coproduction apparaît en gris transparent.*

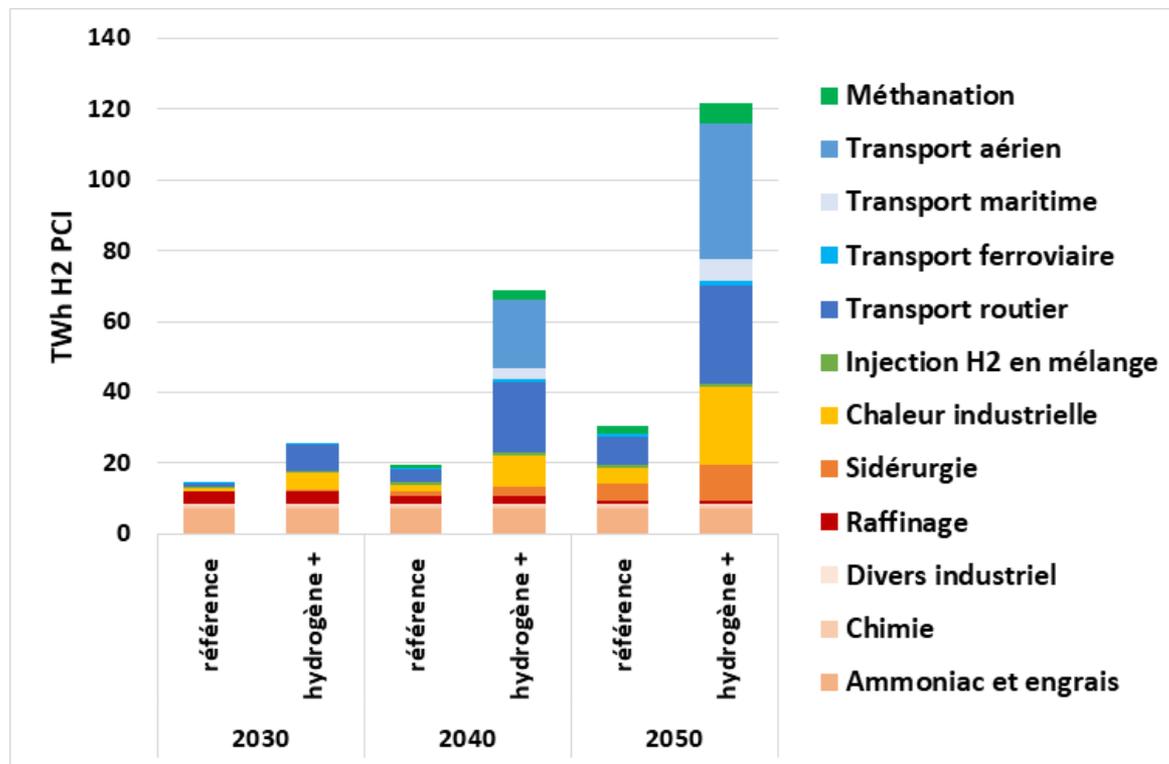
## 2.5

# Synthèse comparative des deux trajectoires de demande d'hydrogène proposées

# Les usages énergétiques, principales sources d'écart entre les deux trajectoires

## Les écarts de consommation d'hydrogène entre les deux trajectoires se font sur :

- Le transport aérien
- Le transport routier
- La chaleur industrielle
- La sidérurgie (dans une moindre mesure)

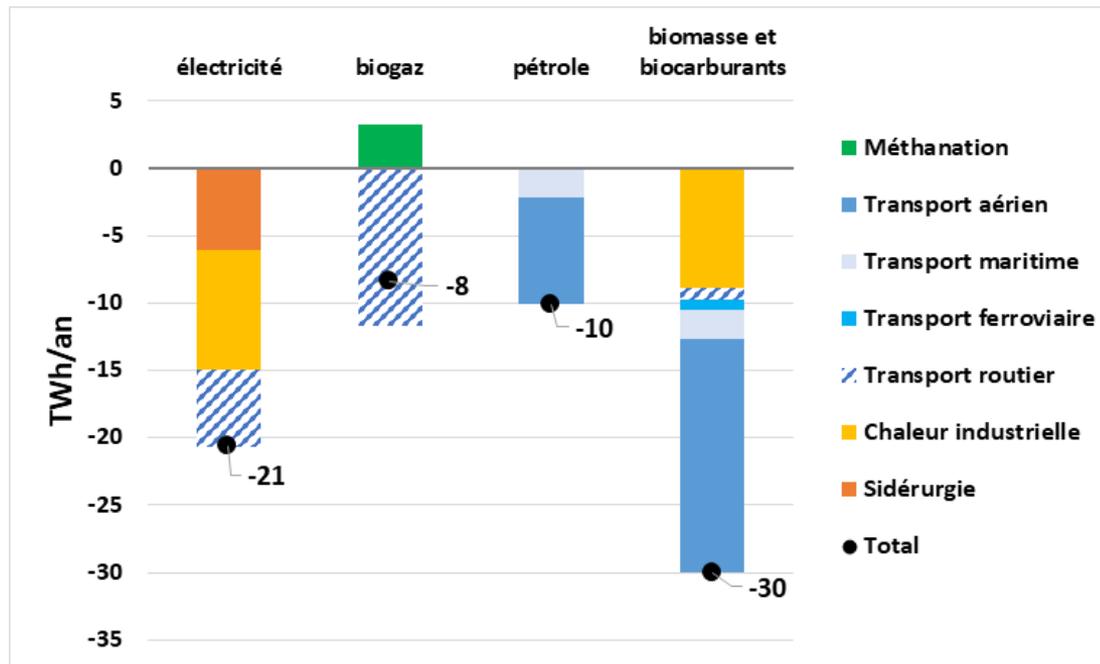


Consommation d'hydrogène (hors production électrique, hors hydrogène coproduit) dans les trajectoires de référence et « hydrogène + »

# Les usages énergétiques, principales sources d'écart entre les deux trajectoires

L'écart de consommation d'hydrogène entre les trajectoires « hydrogène + » et la trajectoire de référence se traduit par une diminution du recours aux autres vecteurs

- L'augmentation de consommation de 91 TWh<sub>H<sub>2</sub>-PCI</sub> entre les deux trajectoires induit une diminution du recours aux autres vecteurs de 69 TWh (rendement moyen de 76% lié aux pertes des procédés de fabrication des combustibles liquides)
- La trajectoire « hydrogène + » résulte en 10% d'hydrogène et 30% de biomasse dans la consommation énergétique finale et se rapproche des derniers scénarios de la Commission européenne (20%/20%)



*Diminution du recours aux autres vecteurs énergétiques associée à l'augmentation de la consommation d'hydrogène de la trajectoire « hydrogène + »*

# Une trajectoire haute d'hydrogène conditionnée à certaines évolutions technologiques

Certaines technologies nécessaires à la trajectoire « hydrogène + » en sont encore au stade de prototype ou de démonstration

- La trajectoire « hydrogène + » suppose que les technologies passent au niveau mature rapidement
- C'est un des enjeux de la stratégie nationale hydrogène que de favoriser cette maturité
- Les technologies aujourd'hui au stade de prototype se développent au plus tôt en 2030

Niveau de maturité technologique	Infrastructures	Usages		
		Usages matériaux industriels	Usages énergétique pour les transports	Fabrication de combustibles de synthèse
<b>Mature</b>	Canalisations hydrogène et réservoirs d'hydrogène haute pression	Fabrication d'ammoniac avec CCS		
<b>Adoption rapide</b>	Stockages salins d'hydrogène	Fabrication de méthanol avec CCS	Piles à combustibles pour véhicules légers	
<b>Démonstration</b>	Injection d'hydrogène en mélange dans le méthane	Electrolyse pour la production de méthanol et d'ammoniac	Piles à combustibles pour camions, navires et trains	Méthane de synthèse
<b>Prototype</b>	Stockage et transport d'hydrogène liquide	Réduction directe du fer à l'hydrogène	Moteurs à combustibles de synthèse, ammoniac pour les navires	Combustibles liquides de synthèse

*Maturité des technologies hydrogène bas-carbone, d'après l'AIE (ETP 2020)*



# Une trajectoire haute d'hydrogène conditionnée à une mise en œuvre industrielle d'ampleur

Outre les évolutions technologiques, la trajectoire « hydrogène + » suppose un déploiement industriel important

- Le segment de la production de combustibles de synthèse requiert, outre de l'hydrogène, un **recours au captage de carbone**, ouvrant la voie à plusieurs types de combustibles de synthèse
  - Le captage de CO2 biogénique associé à la méthanisation serait une voie possible
  - A défaut de CCS en France, les combustibles de synthèse pourraient être importés
- Le développement massif du transport routier à partir d'hydrogène implique le **développement conjoint des motorisations et des stations de ravitaillement**, ainsi que la logistique correspondante, et cela à une maille internationale
- Le développement de la **chaleur industrielle questionne les alternatives possibles** (électricité, biomasse, biogaz) et les pertinences technico-économiques respectives de chacune des solutions, tenant compte des durées de vie et des périodes de renouvellement des installations

# Une question sur la répartition entre différents modes d'approvisionnement ou de production de l'hydrogène

## Dans la trajectoire de référence, les volumes d'hydrogène peuvent être couverts par la production d'électrolyse en France

- Les scénarios d'étude prévoient d'ailleurs déjà que le mix électrique puisse couvrir la totalité des 40-45 TWh d'électrolyse nécessaires à la production des 30 TWh<sub>H<sub>2</sub>-PCI</sub>.

## Dans la trajectoire « hydrogène + », les volumes d'hydrogène projetés posent des questions sur l'origine possible des approvisionnements

- Une production par électrolyse en France du complément de demande d'hydrogène nécessiterait une augmentation du mix de production d'électricité décarbonée, renouvelable ou nucléaire, en fonction des scénarios d'étude envisagés
- D'autres techniques de production pourraient également être développées : le vaporeformage du gaz naturel associé à du captage et stockage de carbone (CCS), non privilégié par la SNBC; la gazéification de biomasse, technologie moins mature qui accroîtrait la pression sur la biomasse
- Un recours significatif aux imports d'hydrogène bas-carbone depuis l'étranger serait envisageable (comme dans d'autres pays) mais conduirait à sortir du cadre de limitation des imports donné par la SNBC



**Différentes variantes d'approvisionnement seront explorées dans le cadre du Bilan prévisionnel, en association avec des variantes sur le mix européen**



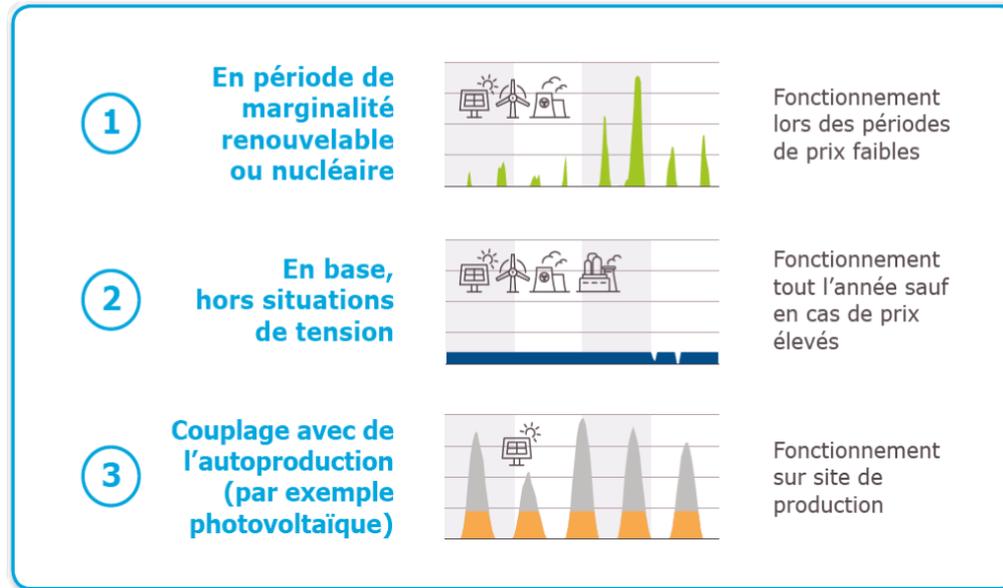
3

# Modélisation du système électrique intégrant la consommation et la production d'hydrogène

## 3.1

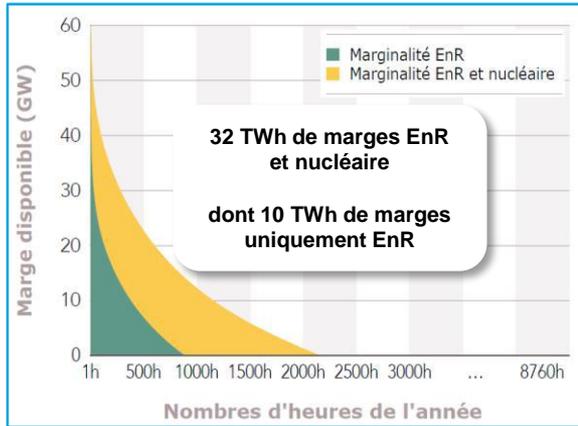
# Les modes opératoires de l'électrolyse

# Trois modes opératoires, volontairement très marqués, étudiés dans le cadre du rapport de janvier 2020

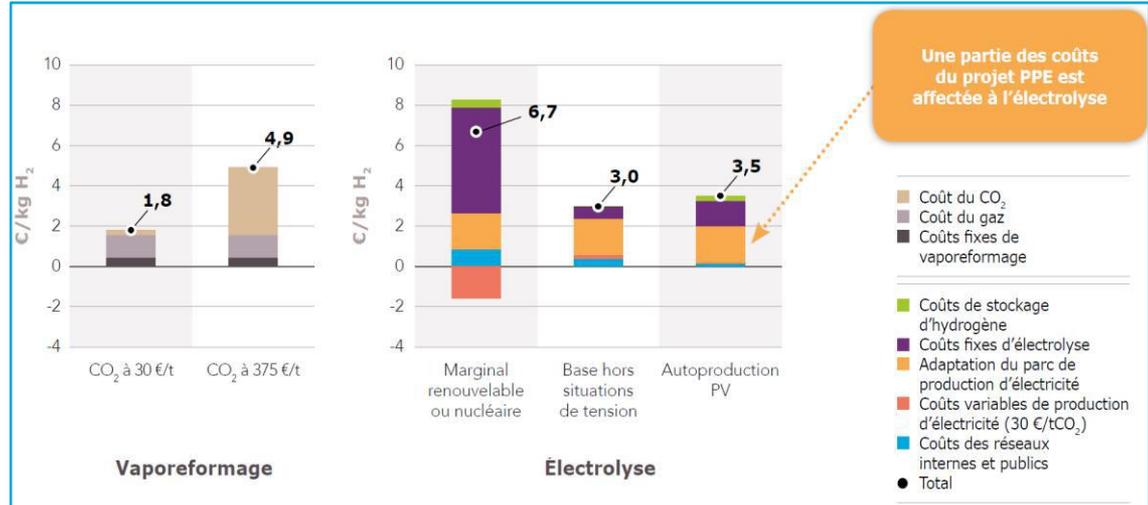


- Ces trois modes constituent des exemples « encadrants »
- Ils ne visent pas à prédire les modes de fonctionnement qui se développeront réellement mais à [tester les impacts pour le système électrique de plusieurs scénarios extrêmes](#) de développement de l'électrolyse.

# Le mode opératoire des électrolyseurs conduit à des enjeux techniques, environnementaux et économiques très différents



Monotone d'excédents renouvelables et marge nucléaire accessibles en France en tenant compte des interconnexions en 2035 sans flexibilité concurrente



Comparaison des coûts collectifs du vaporeformage et de l'électrolyse à l'horizon 2035

- **Le mode uniquement « marginalité EnR »** pénalise sensiblement la production, seuls 10 TWh<sub>élec</sub> de surplus renouvelables disponibles à l'horizon 2030-2035, durant des périodes très irrégulières
- Pour une consommation de 30 TWh<sub>élec</sub> en 2035 (scénario référence), **le mode «marginalité EnR et nucléaire »** est le plus difficile à rentabiliser : il conduit à des durées de fonctionnement équivalentes < 1000 heures par an, une capacité d'électrolyse de **38 GW**, et de forts besoins de stockage pour pallier la forte variabilité de l'approvisionnement

# Des hypothèses de répartition entre les différents modes opératoires d'électrolyse à long terme à définir

- **A l'horizon 2030:** les 6,5 GW d'électrolyse du plan national hydrogène correspondraient à des durées annuelles moyennes de fonctionnement :
  - de **~3 200 heures** pour la trajectoire **de référence**.
  - de **~5 700 heures** pour la trajectoire « **hydrogène +** »

**Ces durées peuvent s'envisager en pondérant les durées des différents modes opératoires :**

- environ 8 000 h/an (~90% du temps) en mode base
- environ 3 500 h/an (~40% du temps) en mode autoproduction
- des durées annuelles moyennes extrêmement variables en mode marginalité renouvelable ou nucléaire



**La production devrait s'appuyer sur des modes ayant de meilleurs facteurs de charge : base ou en autoproduction** (ou marginal EnR et nucléaire dans de faibles volumes).

Exemple : à 50% en base et 50% avec un facteur de charge de 40% compatible avec des formes d'autoproduction.

- **A l'horizon 2050:**



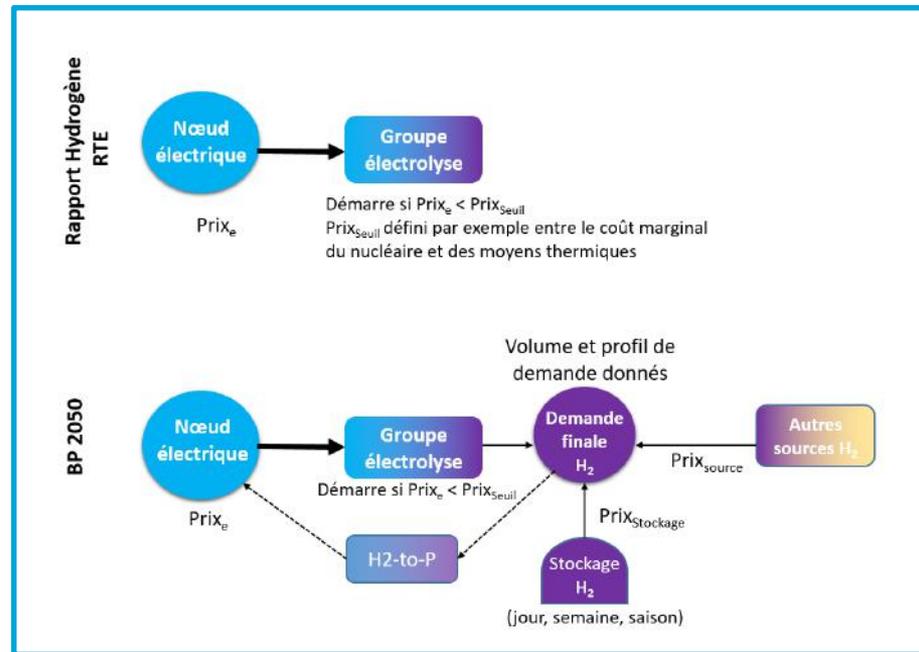
**Les périodes de « marginalité décarbonée » devraient être bien plus importantes** sous l'effet d'un développement massif des énergies renouvelables, les durées de fonctionnement de ce mode augmenteront

## 3.2

# La modélisation du système électrique en interaction avec le vecteur hydrogène

# Une modélisation explicite d'un « système hydrogène »

- Dans les analyses précédentes de RTE, une **modélisation simplifiée** de la production d'hydrogène par électrolyse :
  - Puissance des électrolyseurs dimensionnée a priori en fonction des modes opératoires
  - Prise en compte simplifiée du stockage
  - Pas d'alternatives à l'électrolyse modélisées.
  - Demande supposée constante non explicitée dans le modèle
- Dans le cadre du **BP 2050**, la modélisation intégrera de manière plus **explicite** le système hydrogène en interaction avec le vecteur « électricité » :
  - Modélisation explicite d'une **demande horaire**, de différents **modes d'approvisionnements**, de **stockages**, en France et dans les autres pays européens avec des **capacités d'échanges** entre les pays.

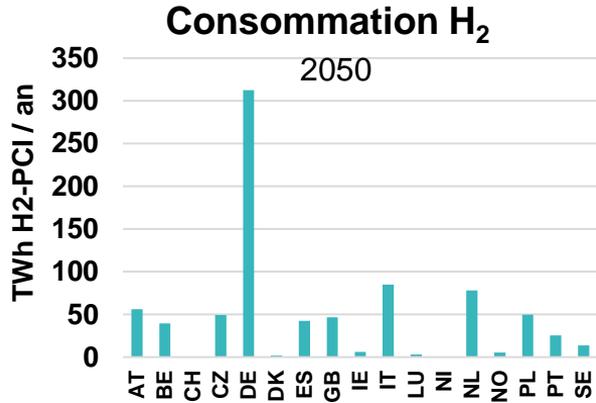


Description de modèle d'électrolyse

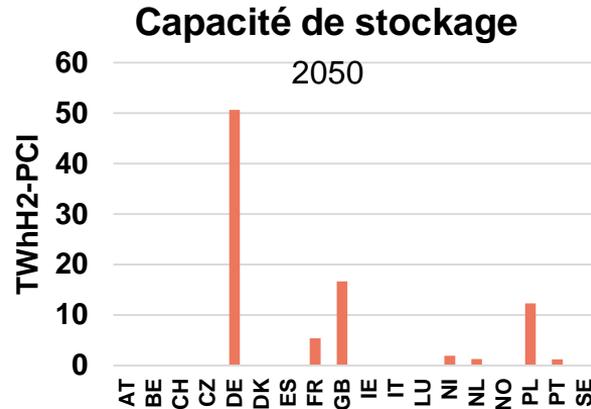
Les « **nœuds** » représentant le système électrique ou le système hydrogène d'un pays donné et pour lesquels l'équilibre entre l'offre et la demande doit être respectée à chaque pas de temps considéré

# Des hypothèses de consommation, de capacités de stockage et de sources alternatives d'H<sub>2</sub> dans les pays européens

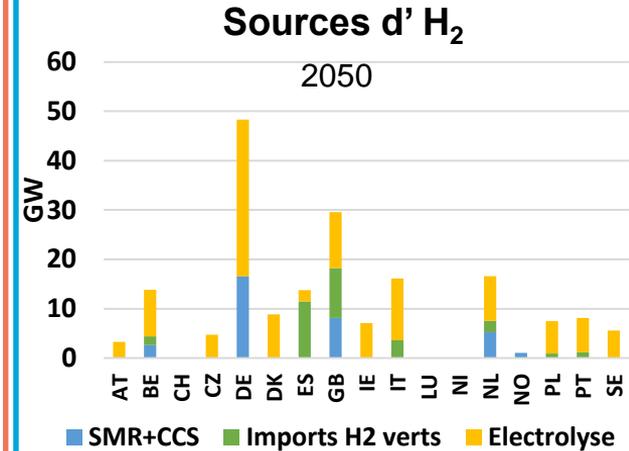
- Les hypothèses sont estimées **par pays** en partie à partir du scénario *Distributed Energy* (ENTSO-E et ENTSO-G) :



- Demandes totales d'hydrogène, y.c méthanation
- Par défaut, profil de demande supposé constant



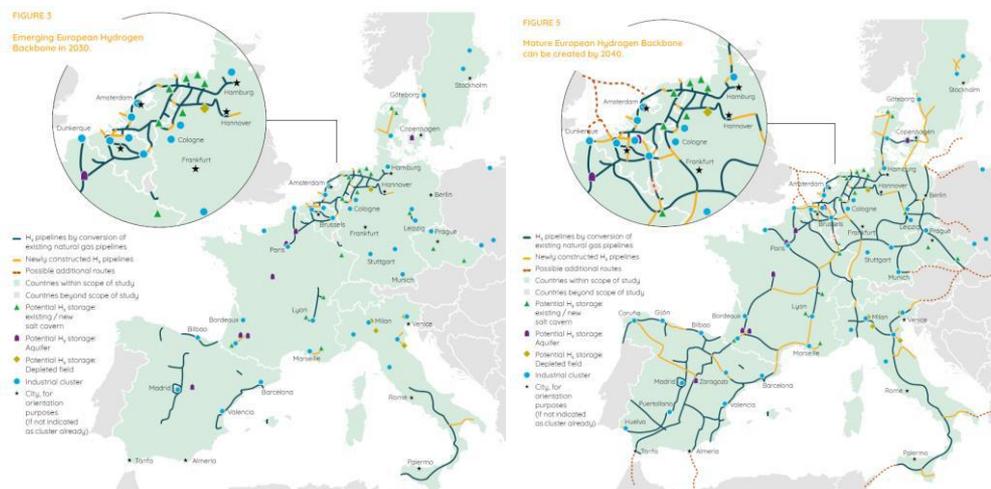
- La moitié des stockages salins existants supposés dédiés à l'hydrogène (en tenant compte de la moindre densité énergétique volumique de l'hydrogène : 1/6ème des capacités énergétiques équivalentes en méthane)



- SMR+CCS
- Imports H2 verts
- Electrolyse
- Volume d'imports défini dans les scénarios européens et ensuite réparti entre les différents pays
- Les valeurs pourront être réajustées (ex: Allemagne)

# Modélisation explicite d'un réseau hydrogène

- L'étude *European Hydrogen Backbone* préfigure un exemple d'évolution possible du réseau de transport hydrogène européen utilisant à la fois :
  - (i) des canalisations de méthane existantes converties et adaptées à l'hydrogène,
  - (ii) complétés par des canalisations neuves dédiées à l'hydrogène
- Les possibilités d'échanges entre les différents pays pourraient jouer un rôle important en permettant le **foisonnement** de la production et de la consommation d'hydrogène à une **maille supranationale**

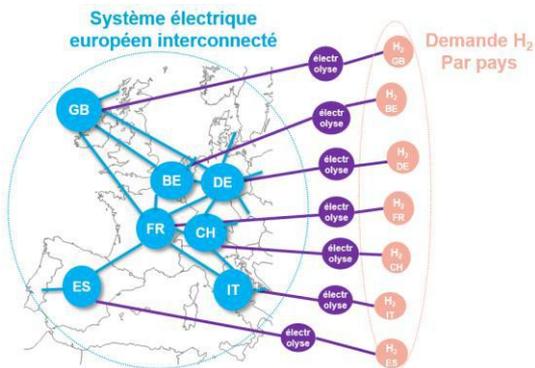


Préfiguration d'un réseau hydrogène européen (à gauche en 2030, à droite en 2040).

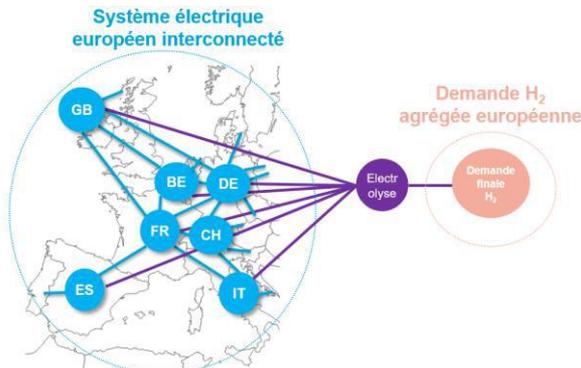
Source : European Hydrogen Backbone

# Différentes options possibles de représentation des interconnexions d'hydrogène

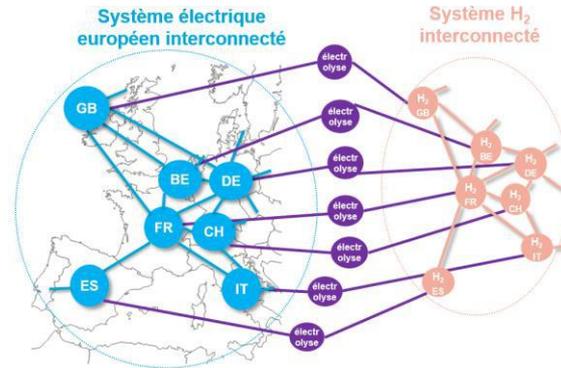
## Hypothèse « interconnexions nulles »



## Hypothèse « interconnexions infinies »



## Hypothèse « interconnexions limitées »



Autonomie nationale en hydrogène pour chaque pays

Modélisation simplifiée  
Hypothèse de flexibilité « parfaite » du système hydrogène européen

Modélisation plus fine et réaliste  
Analyse des enjeux de développement d'interconnexions électriques et d'hydrogène

Sous-estimation de la flexibilité du système hydrogène

Surestimation de la flexibilité hydrogène  
Analyse des productions nationales non facilitée

Nécessite des hypothèses sur le couplage et de stockage par pays

# La simulation du système électrique + système hydrogène

Les outils de simulation de RTE permettent de simuler les équilibres électricité et hydrogène:

- en optimisant le coût total d'exploitation du système (électricité + hydrogène),
- en assurant l'équilibre offre-demande sur chaque vecteur
- et en tenant compte des hypothèses données sur la consommation d'énergie et les capacités de production et de stockage.

Hypothèse du système électrique

Hypothèse du système hydrogène

Simulation du fonctionnement du système électrique européen et de l'électrolyse  
Modélisation du Bilan prévisionnel - équilibre offre-demande

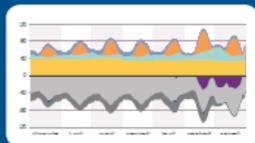
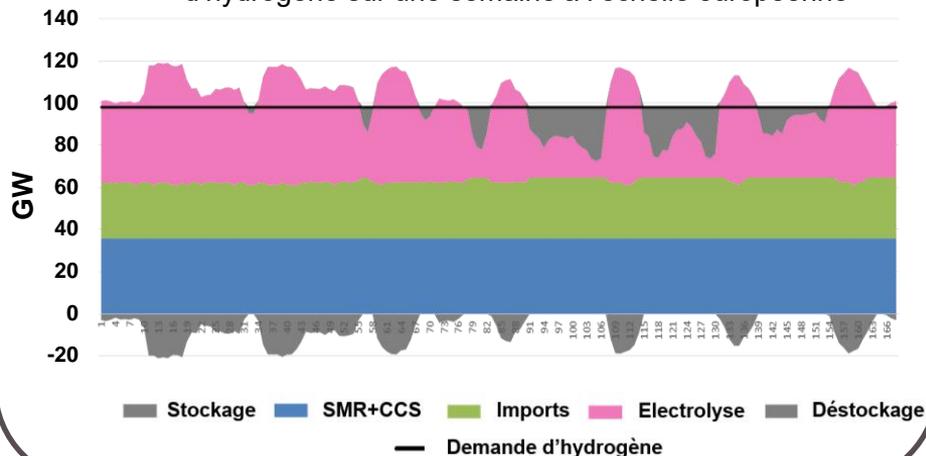


Illustration de la simulation de l'équilibre offre-demande d'hydrogène sur une semaine à l'échelle européenne

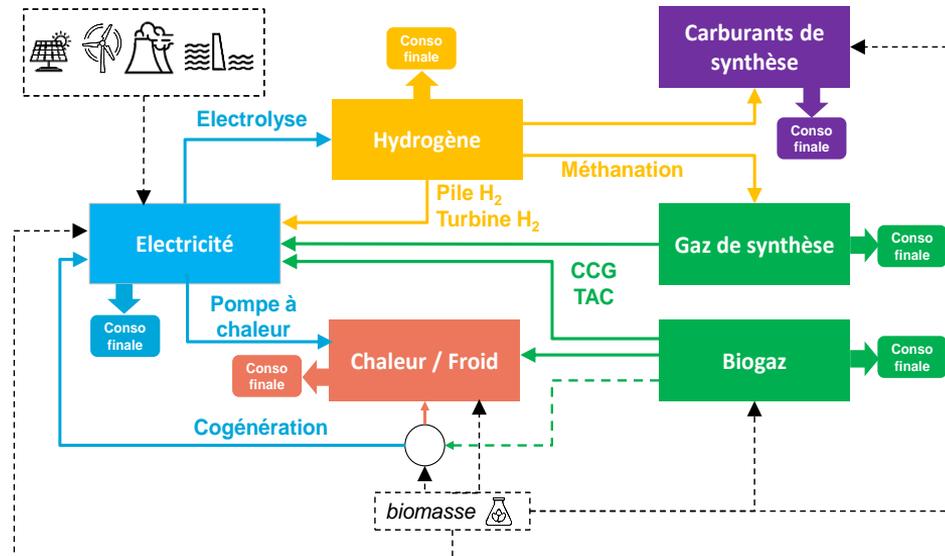




# La représentation des interactions entre système électrique et réseaux de chaleur

# La chaleur de réseau est, avec l'hydrogène, le second vecteur concerné par les interactions directes avec le système électrique

- Les trajectoires de consommation d'électricité intègrent un développement important des pompes à chaleur électriques pour la production de chaleur des bâtiments (voir GT n°2)
  - Outre la production de chaleur directe dans les bâtiments résidentiels et tertiaires, des installations fonctionnant à l'électricité peuvent alimenter les besoins énergétiques des réseaux de chaleur, en alternative ou en complément d'autres vecteurs

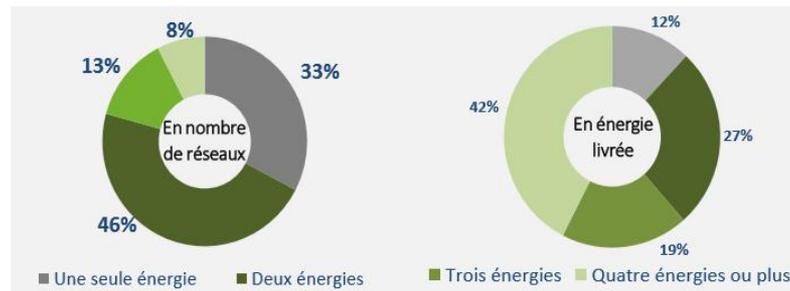


Interaction entre électricité et autres vecteurs énergétiques

# La chaleur de réseau est, avec l'hydrogène, le second vecteur concerné par les interactions avec le système électrique

La fourniture de chaleur de réseau présente des enjeux spécifiques (par rapport à la fourniture « individuelle ») qui justifient une prise en compte particulière de l'interaction avec l'électricité

- Les **performances des pompes à chaleur** et chaudières industrielles : en raison de la taille des équipements (équipement industriels et non individuels) et en raison de la source froide utilisée
- Une **source de flexibilité potentielle** pour le système électrique, par l'utilisation de stockages de taille variable et par le recours aux solutions « hybrides » facilité par l'utilisation fréquente de plusieurs sources d'énergie



Sources d'énergies utilisées par les réseaux (source FEDENE / SNCU)

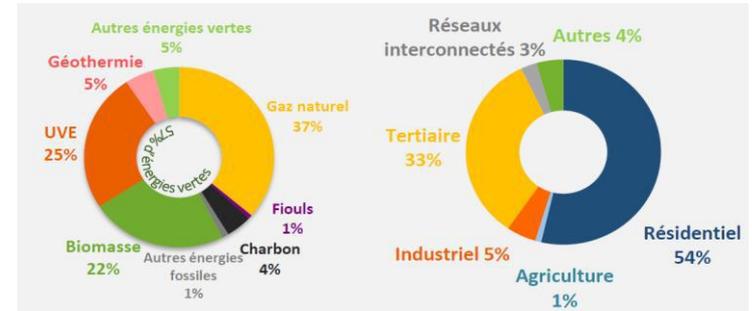
- La **cogénération chaleur / électricité** peut être privilégiée pour maximiser les rendements de conversion, en proportions pouvant être modulées sous certaines contraintes : il convient d'en tenir compte pour le système électrique

# Les orientations nationales sur la chaleur et le froid

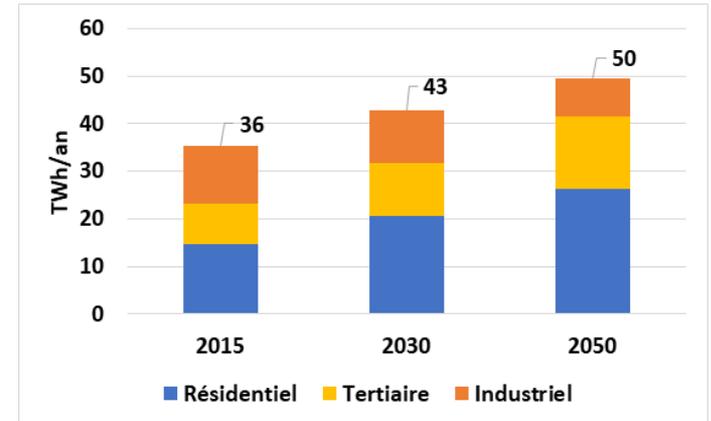
Une fourniture actuelle d'environ 25 TWh/an de chaleur, avec un bouquet énergétique très varié

## Les orientations des pouvoirs publics (SNBC) :

- Augmenter la part des réseaux de chaleur dans le mix énergétique : 50 TWh en 2050
- Augmenter la part de chaleur fournie à partir des énergies renouvelables et de récupération (40 TWh en 2030)



Bouquet énergétique et secteurs de livraison des réseaux de chaleur existants (source FEDEN/SNCU)



Evolution de la consommation de chaleur de réseaux par secteur dans la SNBC

## Un travail en cours pour la définition de trajectoires de *power-to-heat*

Pour approfondir la représentation de l'interaction entre électricité et réseaux de chaleur, plusieurs éléments sont nécessaires :

- Identifier les **technologies de production de chaleur renouvelable et de stockage thermique** (rendement, gamme de puissance, caractéristiques économiques, ...)
- Définir des « **cas types** » de **réseaux de chaleur** représentatifs de réseaux existants et des réseaux futurs, pour tracer les perspectives d'évolution de ces réseaux en France et en Europe.
- Comparer les **modélisations simplifiées** pouvant être intégrées aux outils de RTE dans la représentation du système électrique complet aux modélisations plus précises développées par CEA, afin de de capter l'essentiel des enjeux de l'interaction entre électricité et réseaux de chaleur.

Des travaux engagés avec le CEA (Laboratoire des Systèmes Energétiques et Démonstrateurs) qui contribueront à alimenter les travaux du Bilan prévisionnel sur la prise en compte des interactions entre électricité et réseaux de chaleur



# Suite des travaux

## Suite des travaux et prochaines étapes

- Le document de cadrage sur l'hydrogène (trajectoires et principes de modélisation) et la chaleur a été diffusé aux parties prenantes et sera publié sur le site de la concertation
- Les retours sur les éléments de présentés aujourd'hui sont les bienvenus

Points de contact : Olivier HOUVENAGEL, Marc LE DU  
ou via l'adresse mail [rte-concerte-bp@rte-france.com](mailto:rte-concerte-bp@rte-france.com)

- **La prochaine réunion du groupe de travail** portera sur l'analyse détaillée des interfaces entre l'électricité et les autres vecteurs et notamment de la variante « hydrogène + », ainsi que sur la contribution à la flexibilité du système électrique. Elle se tiendra au printemps 2021.

- **Calendrier des prochaines réunions pour les autres GT**



Vendredi 27/11 matin (9h-12h) - GT6 Environnement

Pas de réunion en décembre, mais une consultation publique

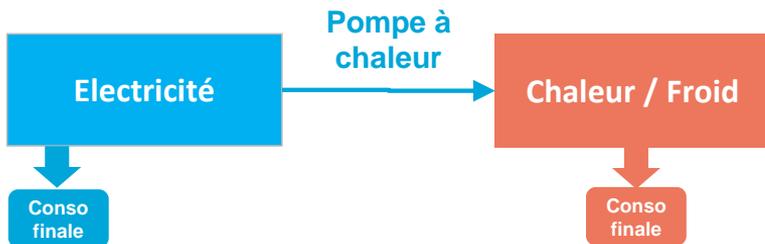




# Annexes

## Power-to-X : électricité → chaleur, via les pompes à chaleur ou d'autres convertisseurs

- La production de chaleur et de froid est un **usage** classique de l'électricité, notamment pour le chauffage des bâtiments, de l'eau chaude sanitaire ou la réfrigération.
- Cependant la notion de **vecteur** implique une possibilité de transport et de stockage de l'énergie
  - En utilisation individuelle : ballon d'eau chaude sanitaire, enveloppe thermique des bâtiments
  - Via les réseaux de chaleur : dans les réseaux eux-mêmes, dans des ballons tampons ou des stockages saisonniers



Stockage saisonnier d'eau de 12 000 m<sup>3</sup>  
de Friedrichshaffen en Allemagne  
(source CEREMA)

# Vision d'ensemble des interactions électricité – autre vecteurs énergétiques

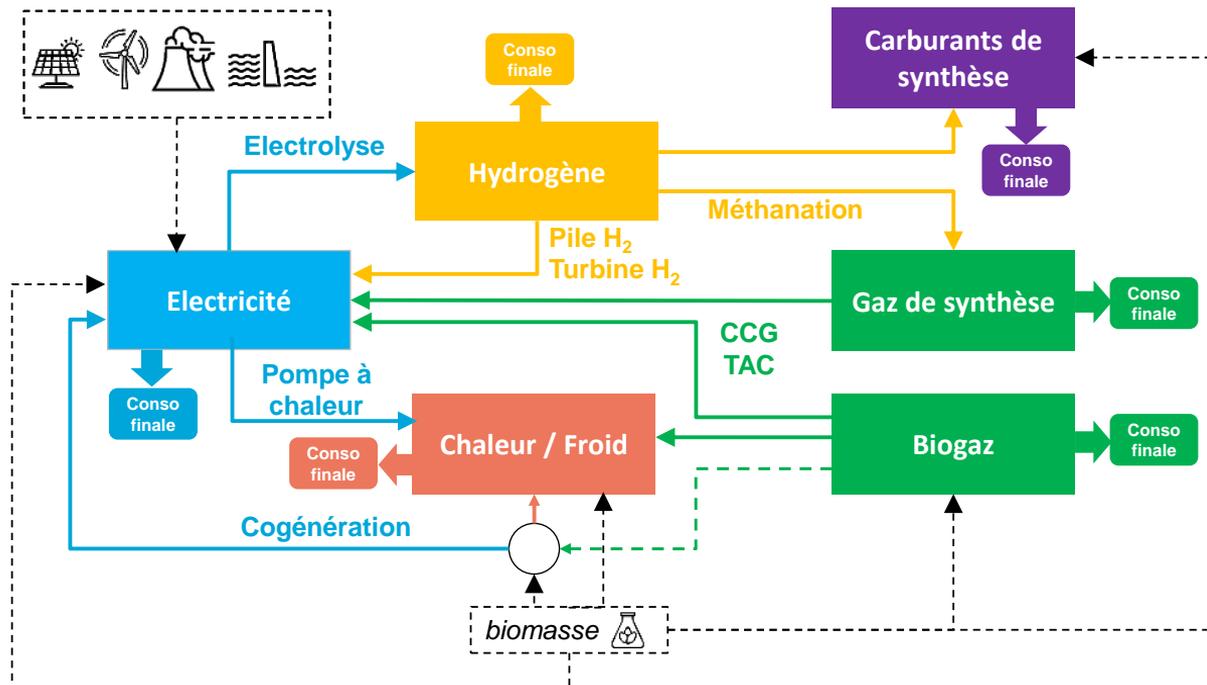
- La vision d'ensemble fait apparaître 5 interactions entre électricité et autres vecteurs

- Power-to-X :**

- l'**électrolyse** pour la fabrication d'hydrogène
- les **pompes à chaleur** pour la production de froid ou de chaud

- X-to-Power :**

- La production à partir de **biogaz** ou **méthane de synthèse** (CCG/TAC)
- La production à partir d'**hydrogène**
- L'électricité issue de la **cogénération**

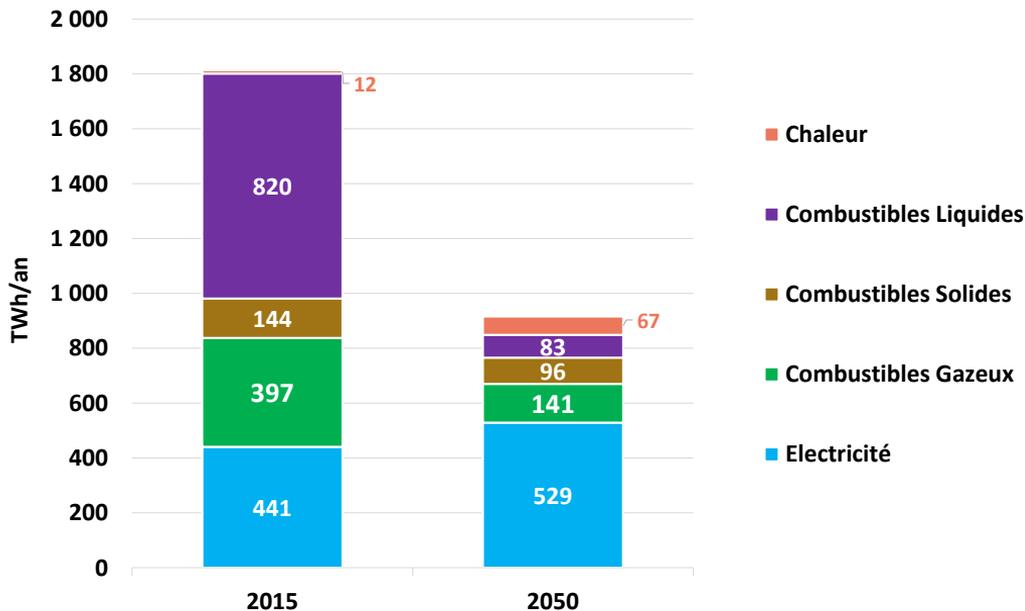


# Synthèse des orientations des pouvoirs publics concernant l'évolution des consommations finales et des productions

La stratégie repose sur deux axes principaux

1. la **réduction de la consommation** énergétique (environ une division par deux par rapport à 2015)
2. la **conversion des modes de production** d'énergie vers des sources décarbonées, sur la base des gisements nationaux :
  - 650 TWh/an d'électricité décarbonée ;
  - 100 TWh de chaleur renouvelable issue de l'environnement (pompes à chaleur, géothermie, solaire thermique)
  - 450 TWh de biomasse

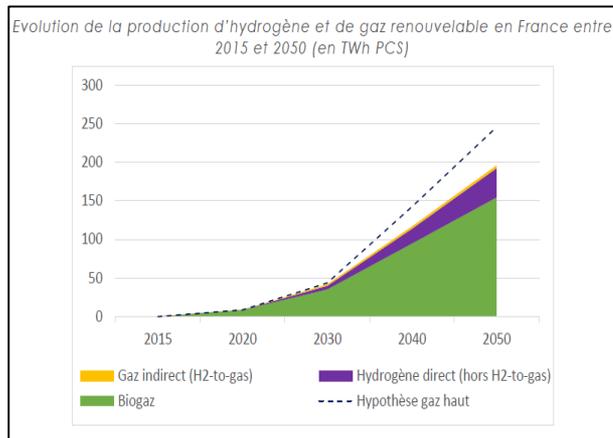
Les émissions résiduelles incompressibles sont compensées par des puits carbonés



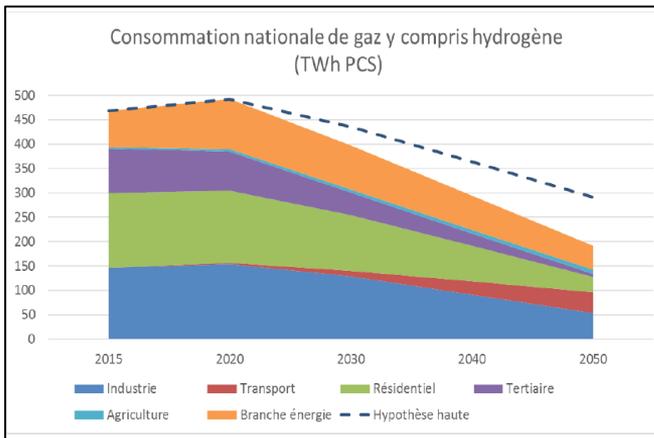
Source : synthèse du scénario de référence de la stratégie française pour l'énergie et le climat - Version provisoire du projet de stratégie nationale bas carbone (SNBC) et du projet de programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) - Direction Générale de l'Énergie et du Climat - 15/03/2019

# Mais les flux entre vecteurs énergétiques restent à préciser

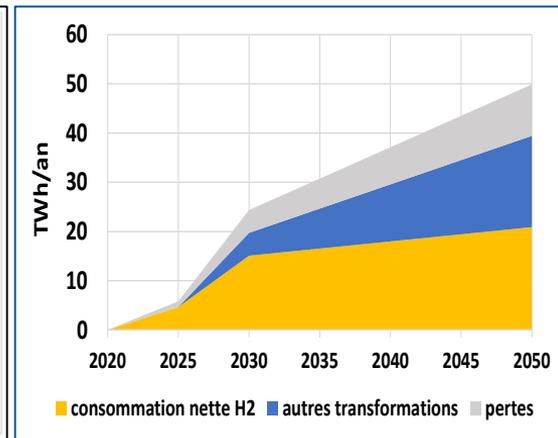
- Quelques indications sur les échanges entre électricité et vecteurs gaz à 2050



*Très peu de méthanation*



*Environ 50 TWh de consommation de gaz vert et d'hydrogène pour la production d'électricité ...*



*50 TWh de consommation d'électricité pour l'électrolyse et 15 TWh d'hydrogène pour l'électricité (?)*

- Peu d'indications sur l'utilisation de l'électricité pour les réseaux de chaleur et de froid (vs les usages individuels) ou pour la production d'électricité en cogénération