



Groupe de travail hydrogène – interfaces électricité et autres vecteurs

Réunion du 12 septembre 2019
Résultats préliminaires pour discussion



Contexte et objectifs

Dans le cadre de ses missions légales, RTE réalise des études prospectives portant sur l'évolution du système électrique

- **Le Bilan prévisionnel pluriannuel (Code de l'énergie L141-8)**
 - Diagnostic sur la sécurité d'approvisionnement à 5 ans et analyse sur des scénarios d'évolution de l'équilibre offre-demande à long terme
 - Dans le Bilan prévisionnel 2017, publication de cinq scénarios contrastés sur l'évolution du mix électrique à horizon 2035, dont deux scénarios versés au débat public sur la révision de la PPE
 - **Le schéma décennal de développement du réseau (Code de l'énergie L321-6)**
 - Vision sur l'évolution à court, moyen et long terme de l'infrastructure de réseau
 - Publication du schéma de réseau 2020-2035 prévue le 17 septembre 2019
- L'élaboration de ces documents est réalisée **en concertation avec l'ensemble des parties prenantes du secteur** dans le cadre de la Commission perspectives système et réseau (CPSR) et des groupes de travail associés.



Des questions récurrentes des parties prenantes sur l'équilibre du mix électrique et l'impact des nouveaux usages

- Depuis 2017, de nombreuses questions ont été adressées à RTE sur l'équilibre du système électrique à horizon 2030-2035, voire à plus long terme, et font l'objet d'analyses complémentaires :



L'existence de débouchés pour la production électrique

- Existence de débouchés via les exports ou de nouveaux usages électriques en France
- Publication d'un rapport complémentaire sur les exports d'électricité en octobre 2018



Les besoins d'investissement pour adapter le réseau à la transition énergétique

- Publication du schéma de réseau (SDDR) prévue le 17 septembre 2019



L'évolution de la consommation d'électricité

- Lancement d'un groupe de travail dédié aux trajectoires d'évolution de la consommation en mars 2019

L'essor des nouveaux usages électriques et des couplages avec d'autres vecteurs



- **Mobilité électrique** : groupe de travail RTE-AVERE France et publication d'un rapport en mai 2019



- **Hydrogène** : analyses menées dans le cadre du plan hydrogène et présentées en concertation, publication d'un rapport prévu à l'automne 2019



- **Chauffage électrique** : étude en cours

L'analyse du système électrique s'appuie sur des études détaillées des différents déterminants du mix électrique

Paramètres-clés



Consommation électrique

Analyse sur l'évolution des usages et des consommations associées



Parc de production

Analyse des options sur l'évolution des EnR, du parc nucléaire et du parc thermique (gaz, charbon, fioul)



Intégration européenne

Évolution des capacités d'interconnexion et des mix électriques des pays voisins



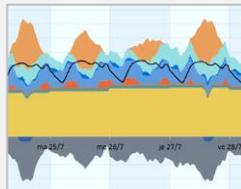
Économie

Évolution des coûts de combustible et des coûts des différentes technologies

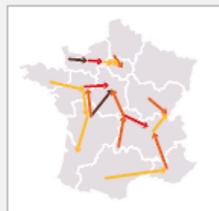


Interfaces avec autres vecteurs

Modélisation du système électrique européen (fonctionnement technique et économique pour différentes chroniques d'aléas)



Équilibre offre-demande



Réseau

Résultats de l'analyse



Émissions de CO2



Bilans énergétiques



Analyse de sécurité d'approvisionnement et besoins de flexibilité



Économie (coût des scénarios)



Échange d'électricité aux frontières

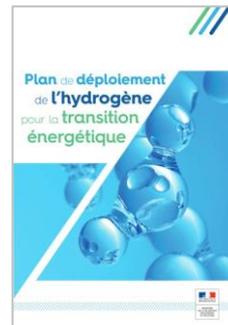


Flux sur le réseau et besoins d'investissement

Production d'hydrogène par électrolyse : une étude des enjeux pour le système électrique dans le cadre du « plan hydrogène »

En 2019, RTE a lancé des analyses sur les interfaces entre l'électricité et les autres vecteurs (gaz, chaleur...) et en particulier sur l'hydrogène, en vue de répondre à différentes questions du débat public :

- 1 Des analyses qui visent à alimenter le débat public et la **construction des prochains scénarios de long terme du Bilan prévisionnel** (à horizon 2050), dans le cadre des groupes de travail mis en place par RTE à cet effet.
- 2 **Dans le cadre du plan hydrogène**, une demande du ministre d'étudier les services que peuvent apporter les électrolyseurs au système électrique.



→ Objectifs de la réunion aujourd'hui :

- Présentation de la méthode
- Présentation des **résultats provisoires** pour discussion (avant publication d'un rapport)

Des études pour la construction des prochains scénarios de long terme qui s'appuient sur une concertation renforcée

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 (prochaine réunion : 27 sept.)

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 (prévu au T1 2020)

Exemples :

- GT « consommation »
- GT « base climatique »
- GT « scénarisation »
- **GT « interfaces électricité et autres vecteurs »**
- GT « représentation des attentes de la société »
- GT « environnement »
- GT « flexibilités »
- GT « fonctionnement du système électrique » ...

1^e réunion aujourd'hui



2

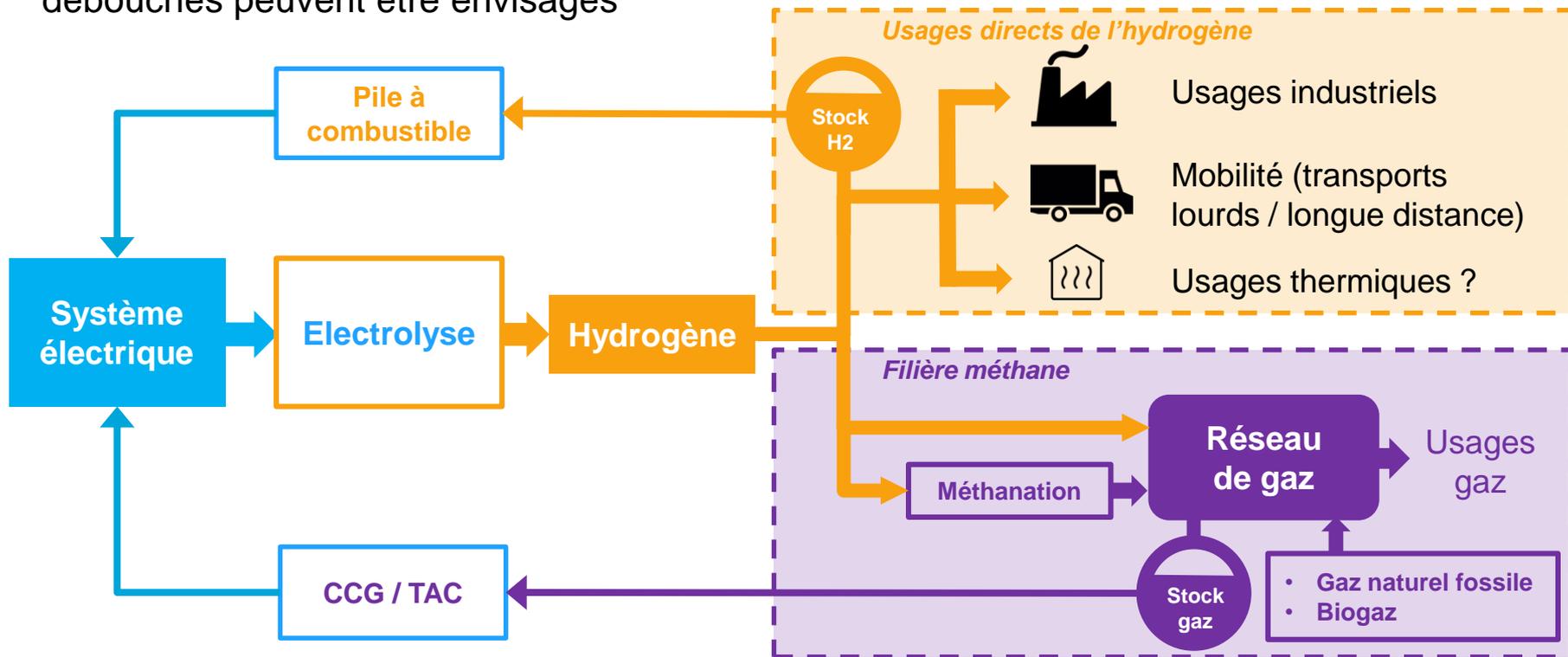
Analyse des enjeux du développement de l'électrolyse sur le mix électrique

2.1

État des lieux et enjeux autour du développement de l'électrolyse

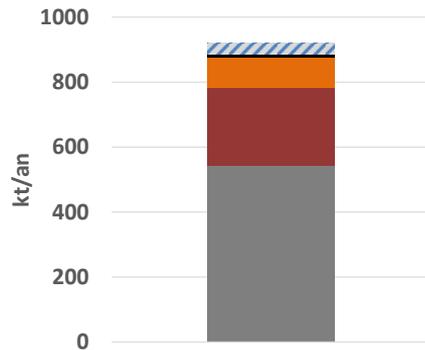
La décarbonation de l'hydrogène permet d'envisager des nouveaux usages

En premier lieu il s'agit de décarboner les usages industriels actuels, mais de nouveaux débouchés peuvent être envisagés



Aujourd'hui, l'hydrogène en France : une consommation industrielle et une production à base d'hydrocarbures

- Une grande partie de l'hydrogène est aujourd'hui produit par vaporeformage de méthane, mode conventionnel de production d'hydrogène, en complément des productions fatales (gazéification du charbon, oxydation d'hydrocarbures)
- Des émissions totales **d'environ 10 Mt CO₂ / an** (~ 2 à 3 % des émissions nationales)



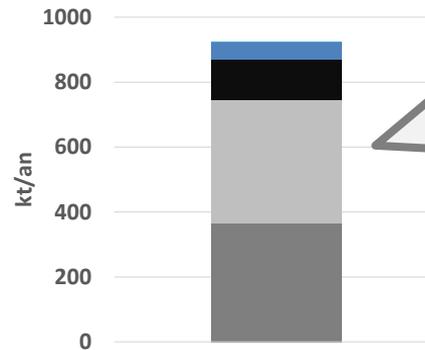
▨ Divers

■ Métallurgie

■ Industrie chimique (dont méthanol)

■ Ammoniac et engrais

■ Raffinage pétrolier



■ Electrolyse de l'eau

■ Electrolyse de la saumure

■ Gazéification de charbon

■ Vaporeformage du méthane

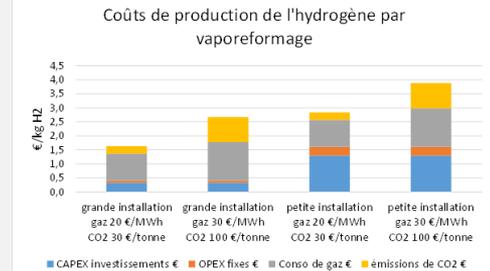
■ Oxydation des coupes pétrolières

Reformage d'hydrocarbures (« hydrogène gris »)

- Production à partir de gaz naturel, émettrice de CO₂ (9 kg CO₂ / kg H₂)



- Coût dépendant des prix de combustibles et CO₂, et des installations (1,5 à 3,5 €/kg H₂)

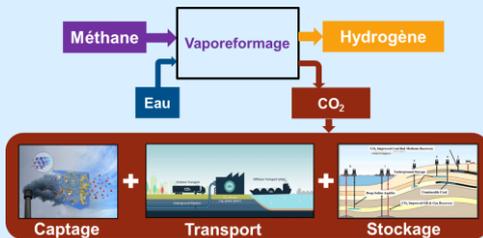


Demain : quelles alternatives à une production carbonée ?

Plusieurs modes de production possibles, dont en particulier :

Reformage d'hydrocarbures avec captation de carbone (« hydrogène bleu »)

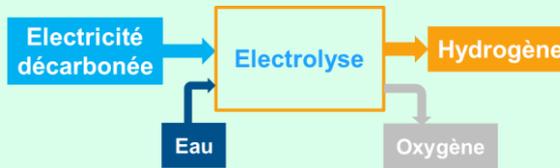
- Production conventionnelle associée à des procédures de captage et de stockage de CO₂ (par exemple, dans des anciens réservoirs de gaz naturel)



- Enjeux de faisabilité technico-économique et d'acceptabilité

Production par électrolyse de l'eau (« hydrogène vert ? »)

- Mode de production marginal (0,02%) mais mis en avant pour bénéficier de l'électricité décarbonée, en alternative aux productions conventionnelles émettrices de CO₂



- Se décline en plusieurs modes de fonctionnement selon le choix d'alimentation en électricité (détails dans la suite)

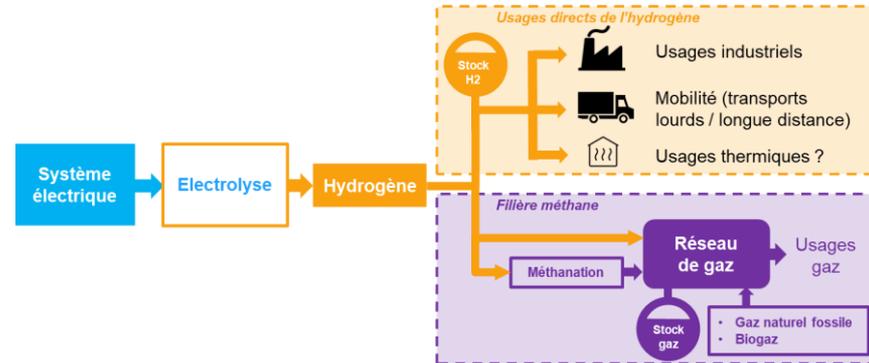
D'autres techniques moins matures pour un développement industriel

- *A partir de biomasse*
 - Pyrolyse et gazéification
 - Reformage
- *A partir d'eau*
 - Thermolyse
 - Photocatalyse
- *Procédés biologiques*
 - Photosynthèse
 - Fermentation
- *Gazéification souterraine* de sables bitumineux ou champs pétrolifères
- ...

Deux enjeux distincts peuvent justifier l'essor de l'électrolyse et sont souvent confondus dans le débat

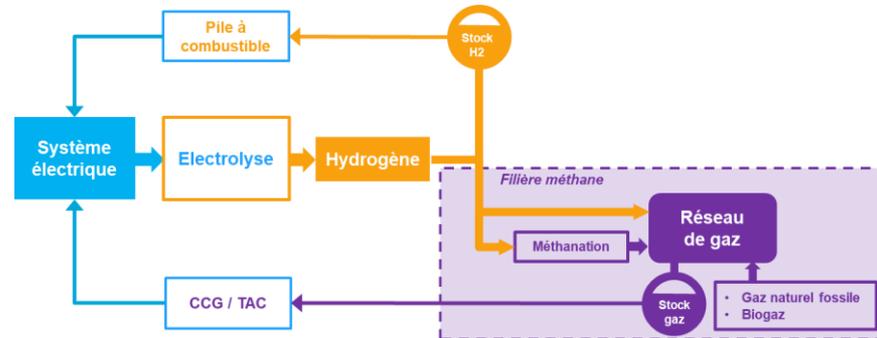
1. Décarboner les vecteurs gaziers (hydrogène, méthane...)

- Pour répondre aux objectifs nationaux et internationaux de décarbonation
- Vu du système électrique : crée une consommation potentiellement flexible



2. Contribuer à l'équilibre du système électrique en apportant une solution de stockage / déstockage

- En utilisant l'hydrogène en entrée de PAC ou directement dans le réseau de gaz naturel
- Ou avec une étape de méthanation afin d'utiliser le gaz comme de stockage d'électricité



→ Les enjeux diffèrent selon l'horizon et les scénarios

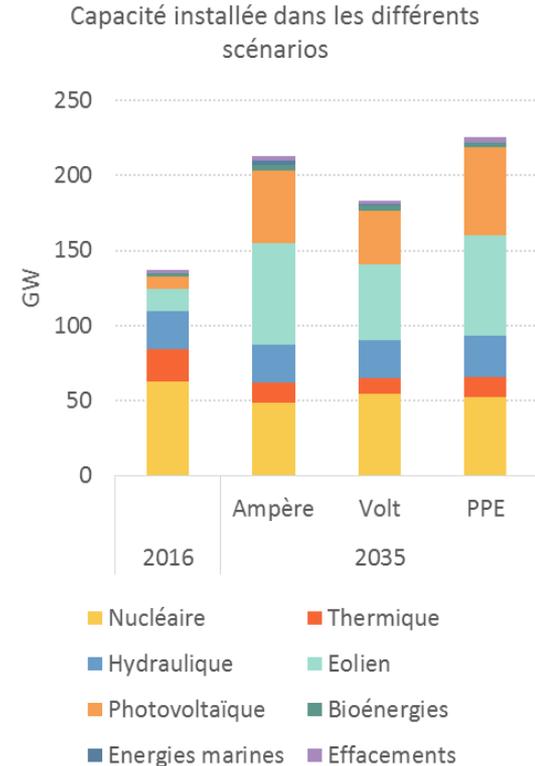
2.2

Le développement de l'électrolyse d'ici 2035 : plusieurs modes de fonctionnement possibles

Méthode: des analyses sur le développement de l'électrolyse dans les scénarios envisagés à horizon 2035

- Les scénarios du Bilan prévisionnel 2017 et celui projeté par la PPE, ne font pas apparaître de besoins de nouvelles sources de flexibilité saisonnière pour le système électrique d'ici 2035.
 - A cet horizon, l'électrolyse est en concurrence avec d'autres solutions de flexibilité : il reste beaucoup de groupes de production pilotables en France et à l'étranger, permettant de satisfaire les besoins de modulation du système.
 - Dans ces scénarios, la sécurité d'approvisionnement est satisfaite au niveau requis par la loi (voir BP 2017).

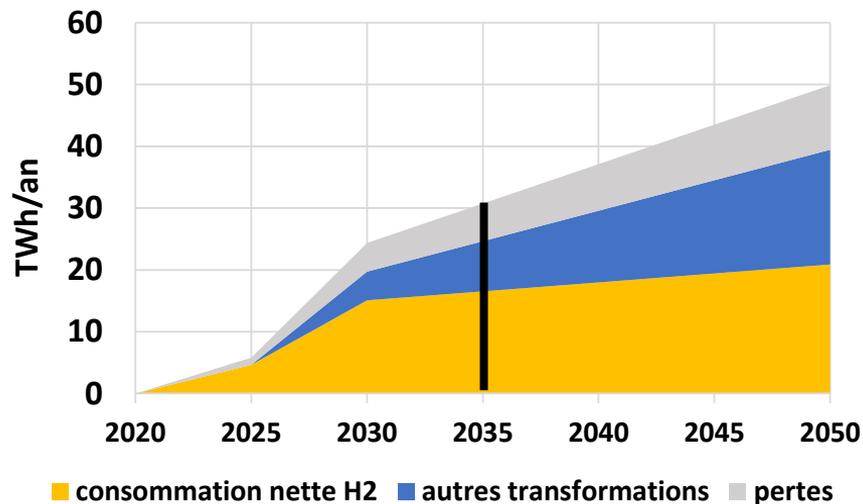
- **Les analyses sont à ce stade menées à horizon 2035 s'intéressent à la seule consommation des électrolyseurs.** Elles portent de manière principale sur le scénario de la PPE et sur les scénarios Ampère et Volt du Bilan prévisionnel en analyses de sensibilité.
- Les diapositives qui suivent présentent des résultats préliminaires pour discussion / enrichissement.
- Les analyses seront prolongées ultérieurement sur l'horizon 2050.



Dans le scénario de la PPE / SNBC, plusieurs dizaines de TWh d'hydrogène décarboné

- Dans le projet de loi énergie-climat, un objectif de **taux d'hydrogène bas-carbone compris entre 20% et 40%** de la consommation totale d'hydrogène à l'horizon 2030
- Dans la **SNBC**, plusieurs dizaines de TWh de production d'hydrogène par électrolyse dès l'horizon 2030, essentiellement pour deux usages :
 - Consommation industrielle
 - Utilisation pour le secteur de l'énergie
- Peu d'utilisation envisagée a priori pour la conversion en méthane de synthèse et la mobilité

Consommation d'électricité pour la production H₂
(source DGEC synthèse SNBC/PPE 15/03/2019)



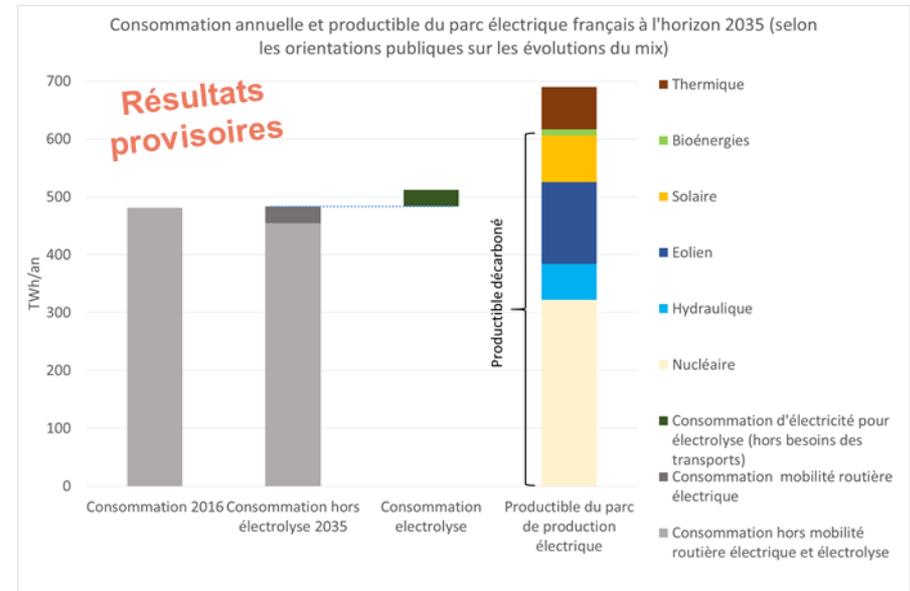
Dans le scénario de la PPE, une production d'électricité suffisante pour l'électrolyse

- Une consommation faible au regard de la production électrique décarbonée prévue par la PPE
 - Dans le scénario de la PPE, le système électrique français dispose de suffisamment d'électricité décarbonée pour alimenter les volumes d'électrolyse envisagés.
 - Toutes choses étant égales par ailleurs, l'électrolyse est susceptible de réduire les volumes d'export du système électrique français.

→ Pas de problème en « énergie » : le productible électrique en France est suffisant

→ Pas de problème en « puissance » / sécurité d'approvisionnement : les électrolyseurs sont par nature flexibles et pourront logiquement s'effacer pendant les périodes de pointe

→ Mais **des questions sur la manière dont se répartit l'énergie consommée par l'électrolyse au cours de l'année** et l'impact sur les bilans énergétiques et le bilan CO₂.

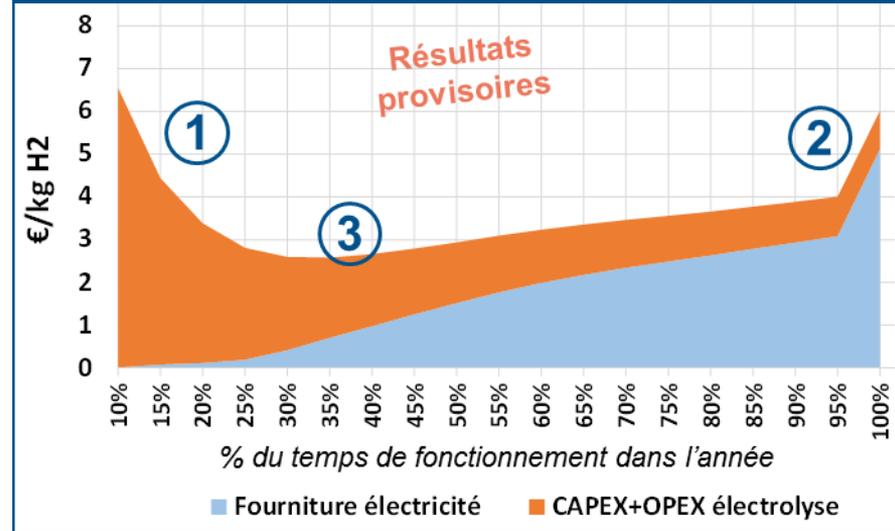


Déterminant n°1 sur le mode de fonctionnement : des enjeux économiques, liés notamment à l'amortissement des coûts

- Exemple : cas d'un approvisionnement en électricité sur le marché de gros :

- Un fonctionnement les seuls 10% du temps où est en situation d'excédent EnR ne permet pas d'amortir les coûts fixes des électrolyseurs
- Un fonctionnement en base pénalisé par des prix de marché de l'électricité élevés sur certaines périodes de l'année, notamment dans des scénarios avec un prix du CO₂ élevé
- Une utilisation les 30% du temps où existent des marges ENR ou nucléaire peut constituer un bon compromis entre amortissement des CAPEX et fourniture en électricité à faible coût

Exemple : estimation du coût de revient de l'hydrogène de synthèse dans le scénario Ampère à horizon 2035

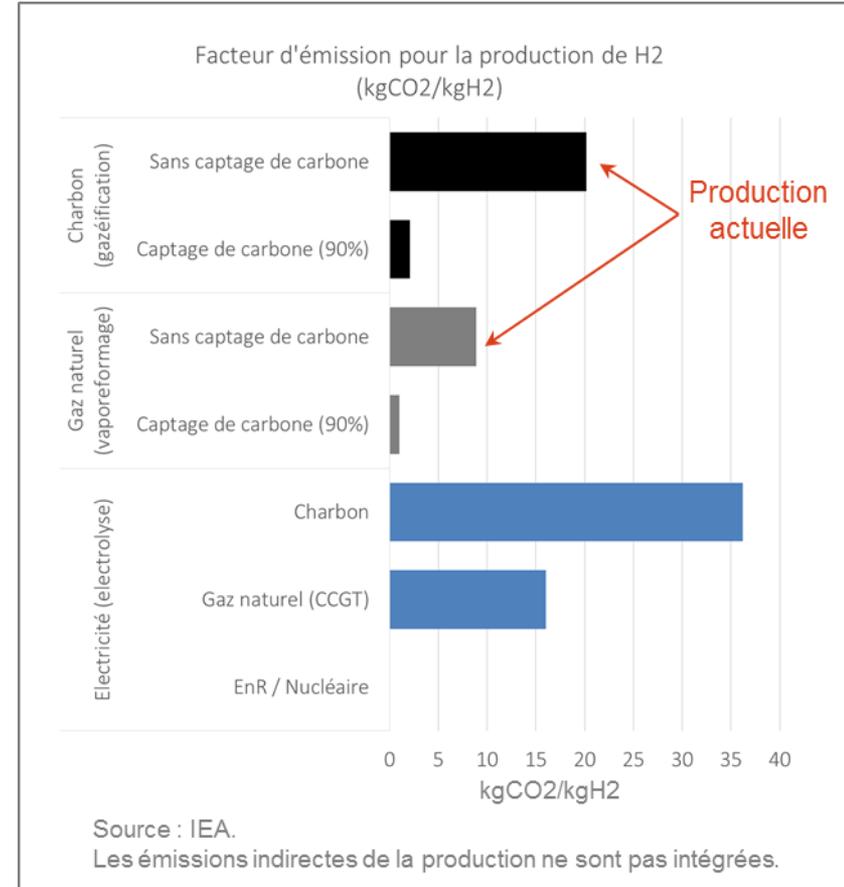


Hypothèses à 2035 :

CAPEX 910 €/kW (système complet installé), CMPC 5%/an,
 OPEX fixes 35 €/kW/an, durée de vie 20 ans,
 remplacement de pile 210 €/kW au bout de 90 000 h de fonctionnement ou 20 ans
 → annuité 87 €/kW/an (fonctionnement < 5 000 h/an) à 100 €/kW/an (fonctionnement continu) .

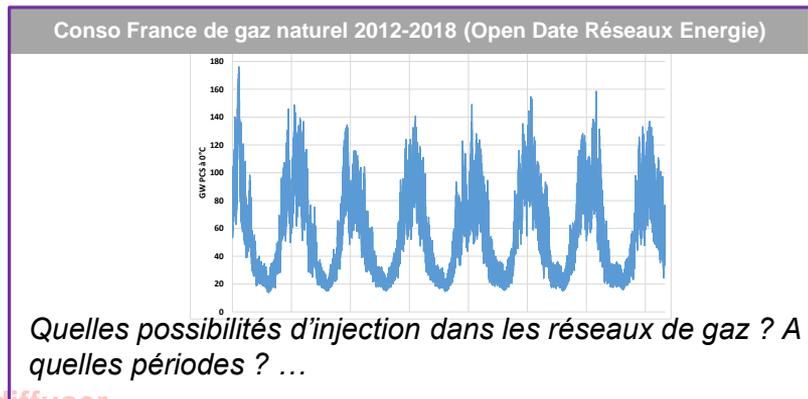
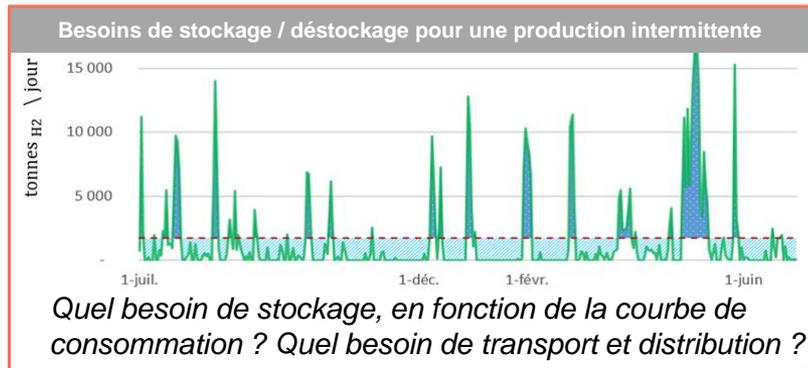
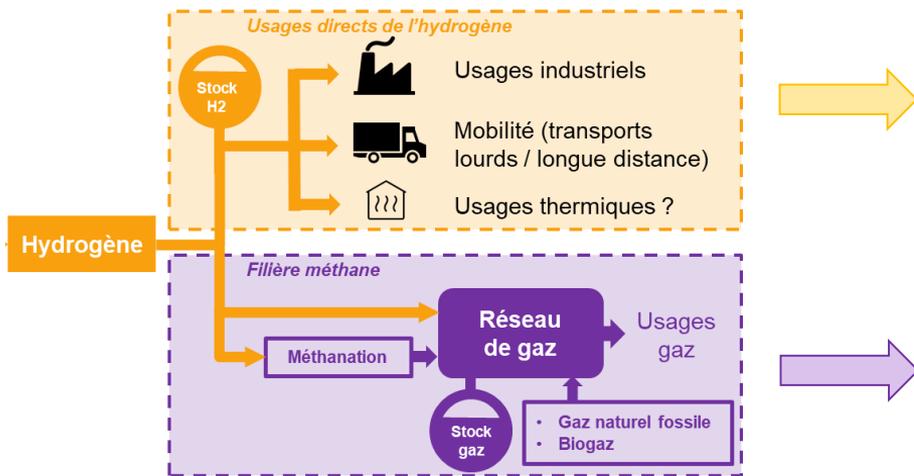
Déterminant n°2 sur le mode de fonctionnement : l'origine de l'électricité décarbonée

- Les modes de production conventionnels de l'hydrogène sont émetteurs de CO₂. Le développement de l'électrolyse apparaît comme une opportunité pour décarboner cette production.
 - Si l'électrolyse utilise uniquement de l'électricité décarbonée (EnR ou nucléaire), le transfert de la production conventionnelle vers l'électrolyse conduit logiquement à une réduction des émissions de CO₂.
 - En revanche, si l'électricité est produite à partir de gaz naturel, les émissions de CO₂ seront plus importantes que pour le vaporeformage.
- Une des problématiques : comment garantir que l'électricité utilisée par l'électrolyse est bien d'origine décarbonée ?



Rte Déterminant n°3 sur le mode de fonctionnement : les usages de l'hydrogène en aval

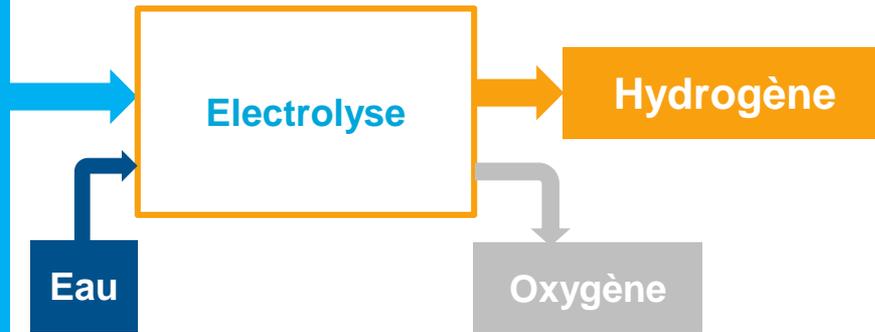
- Le type de demande d'hydrogène également peut conditionner le mode de fonctionnement des électrolyseurs et le recours éventuel à du stockage ou d'autres moyens de production (vaporeformage par exemple)



Plusieurs modèles revendiquent un approvisionnement en électricité décarbonée pour de l'hydrogène « vert »

Approvisionnement en électricité

1. Uniquement lorsque le système bénéficie de surplus décarbonés (EnR ou nucléaire)
2. En base ou semi-base, la provenance renouvelable de l'électricité étant certifiée par des garanties d'origine
3. En autoproduction en électricité renouvelable PV ou éolienne sur le site de production d'hydrogène



- Ces modèles diffèrent par leur coût, leur modèle économique et leurs impacts sur le système.

Plusieurs modèles revendiquent un approvisionnement en électricité décarbonée pour de l'hydrogène « vert »

- En période de marges EnR ou EnR + nucléaire:
fonctionnement lors des périodes de prix faibles

+ Electricité décarbonée par définition, peu chère sur les marchés ...

Fonctionnement réduit (<20% du temps)

= CAPEX élevés (surdimensionnement des électrolyseurs)

Production très variable et aléatoire

- En base (hors pointe) accompagnées de garanties d'origine :
fonctionnement toute l'année sauf en cas de prix élevés

+ Durée de fonctionnement longue (>90% du temps)

+ Amortissement des CAPEX

= Approvisionnement décarboné discutable

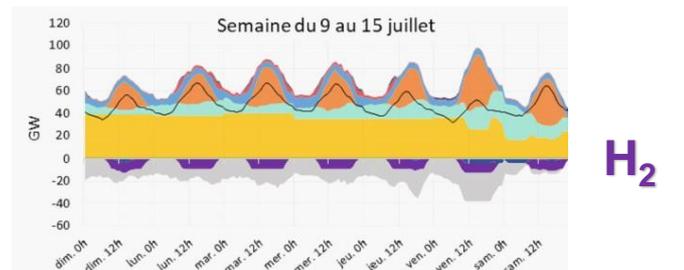
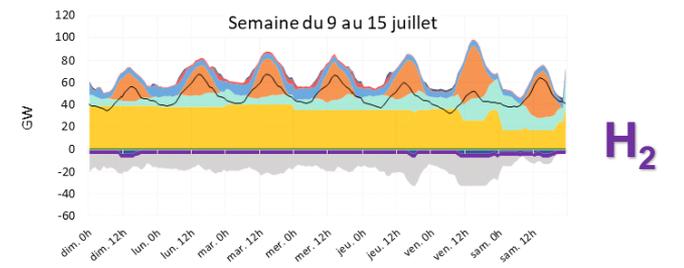
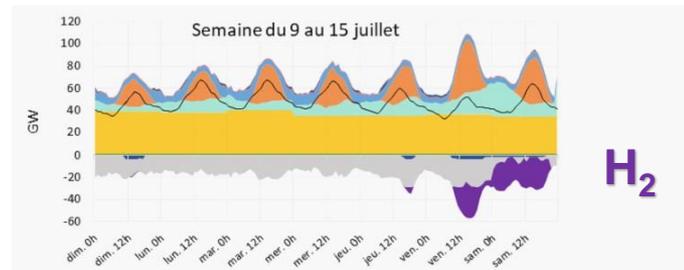
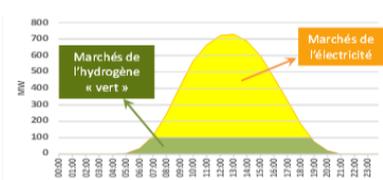
Coût d'approvisionnement en électricité élevé

- En autoproduction (PV ou éolienne) sur site de production

Coût d'électricité contrôlé (CAPEX PV)

+ Durées de fonctionnement potentiellement significatives (>40%)

= Bilan CO2 dépend de l'effet de l'installation EnR sur la capacité totale EnR du pays



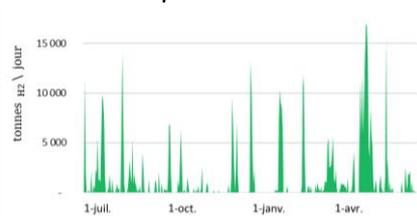


Un profil de production très variable selon le mode de fonctionnement

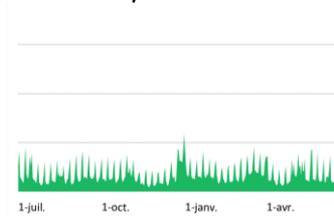
Mode opératoire

Marges
EnR ou nucléaire

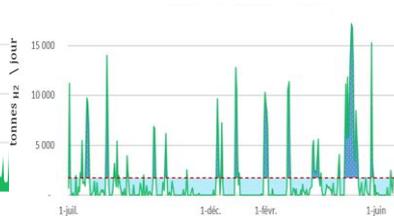
Production sur une année particulière



Production en moyenne chaque année

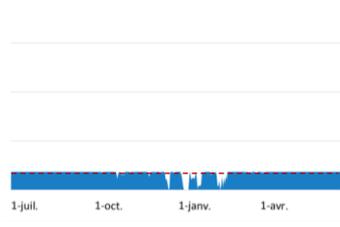
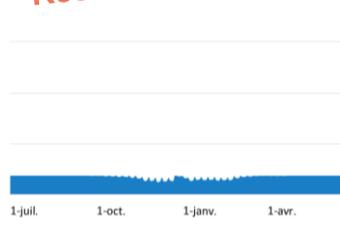
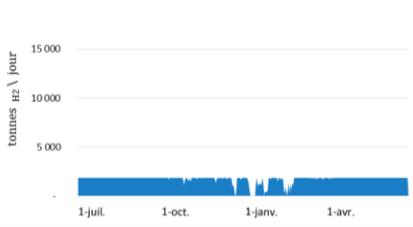


Gestion du stock pour une demande constante



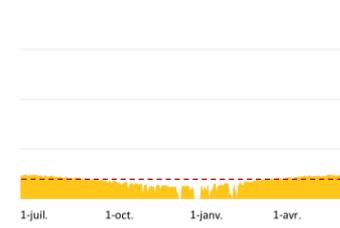
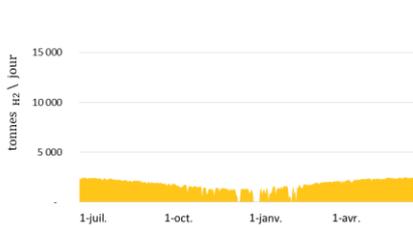
Résultats provisoires

Base hors pics



Résultats provisoires

Autoproduction
PV



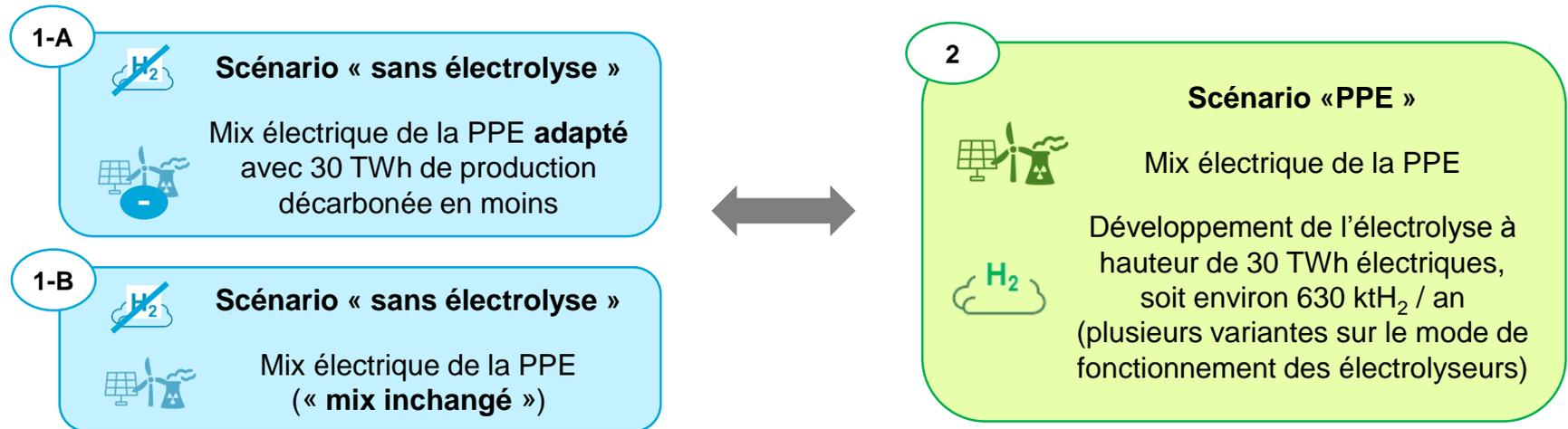
Résultats préliminaires pour discussion – ne pas diffuser

2.3

Le développement de l'électrolyse d'ici 2035 : évaluation des impacts sur le système électrique

Méthode : l'évaluation des impacts associés au développement de l'électrolyse nécessite de définir des points de comparaison

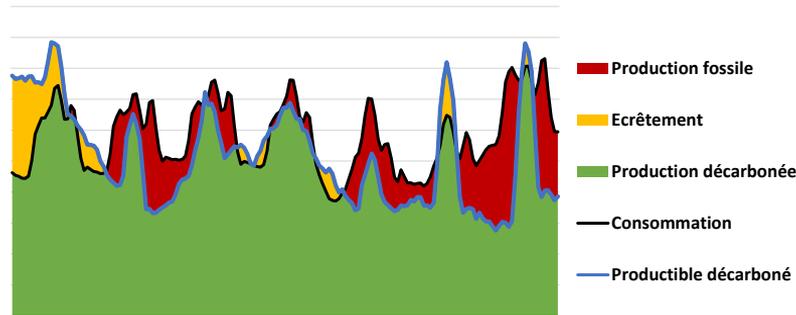
- L'analyse menée conduit à évaluer les coûts et les émissions de CO₂ du système complet dans un scénario avec développement de l'électrolyse (par exemple, le scénario de la PPE) et à les comparer à un scénario « sans développement de l'électrolyse ».



- Les coûts et bilans carbone sont évalués à l'échelle du système complet (système électrique européen + industrie de l'hydrogène), indépendamment de qui porte les coûts et indépendamment des modèles d'affaires des différents acteurs.

Méthode : l'évaluation des impacts associés au développement de l'électrolyse nécessite de définir des points de comparaison

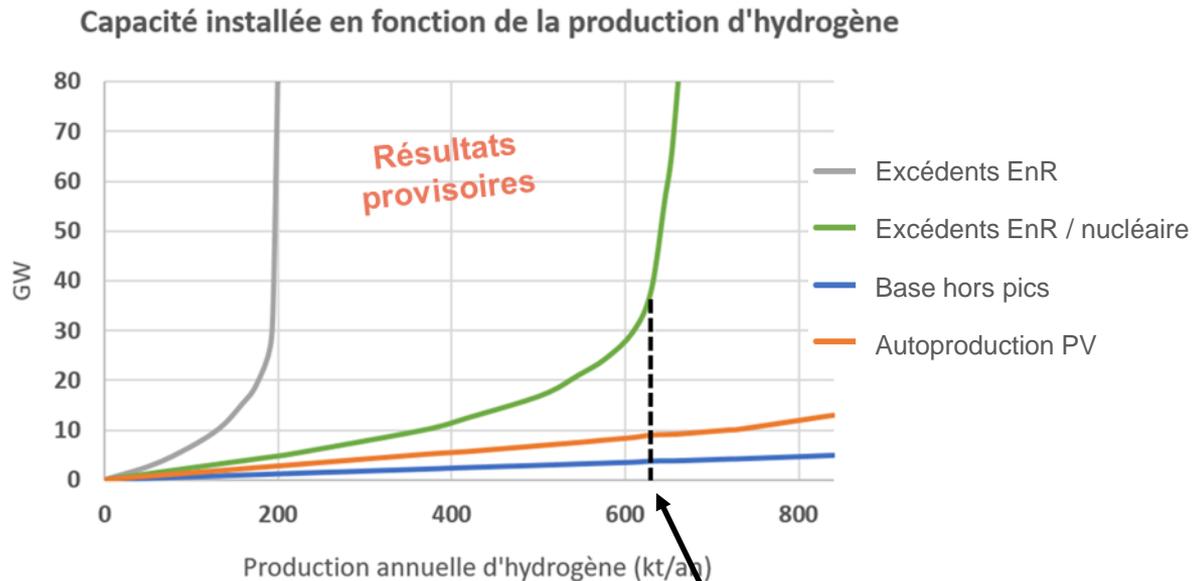
- Le « bon » point de comparaison nécessite de rendre compte de l'évolution du mix électrique susceptible d'accompagner le développement de l'électrolyse.
- Sur le plan technique, la solution la plus propre consiste à comparer le « scénario avec électrolyse » à un « scénario sans électrolyse avec parc adapté » (i.e. avec réduction de la capacité de production du mix électrique).
- Dans la suite, sauf mention contraire, les résultats présentés correspondent à la comparaison avec un parc « adapté » au prorata des productibles des filières éolienne, solaire et nucléaire dans le mix PPE.



La réduction des productions EnR/Nucléaire se traduit par une réduction des « excédents » décarbonés, et par une augmentation des productions thermiques fossiles.

La capacité d'électrolyse nécessaire dépend fortement du mode opératoire et de la quantité d'hydrogène produite

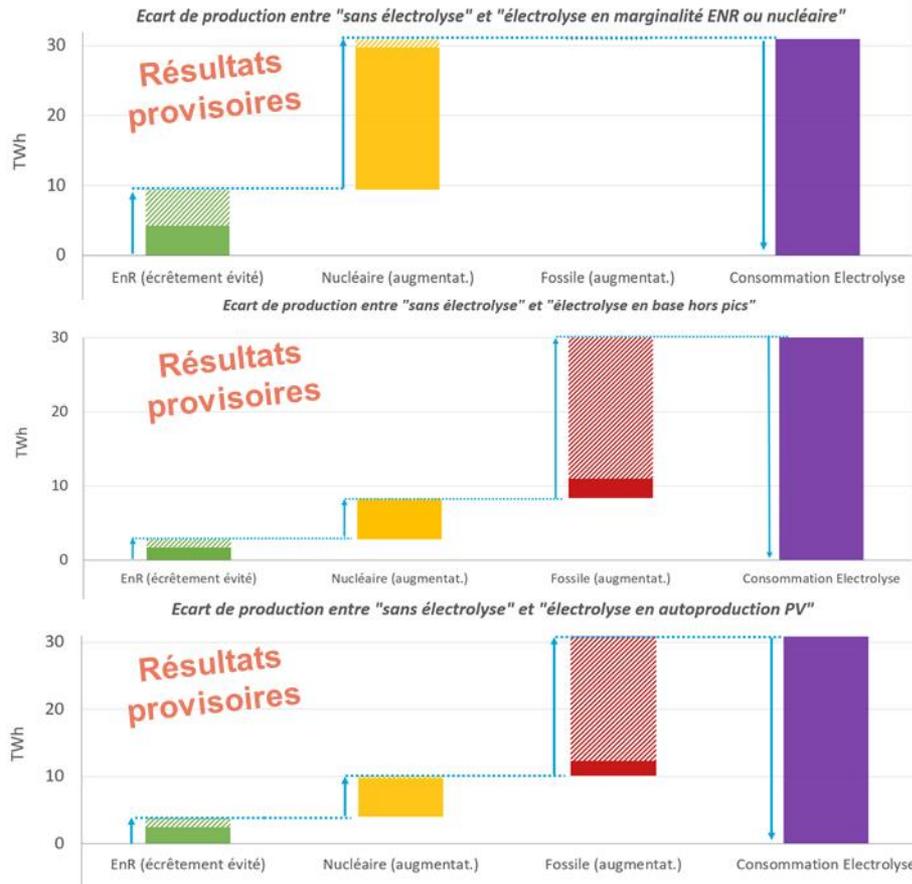
- Pour des modes opératoires avec des durées de fonctionnement courtes, il est nécessaire d'installer une capacité d'électrolyse importante pour atteindre les objectifs de décarbonation.
- Même en ajoutant de la production EnR dans le mix, les périodes avec des marges EnR ou nucléaire restent concentrées sur des heures précises.



Pour 630 kt H₂/an:

- 38 GW (~890 h/an) en mode « marges EnR / nucléaire »
- 3,7 GW (~8300 h/an) en mode base hors pics
- 9 GW (~3500 h/an) en mode autoproduction PV

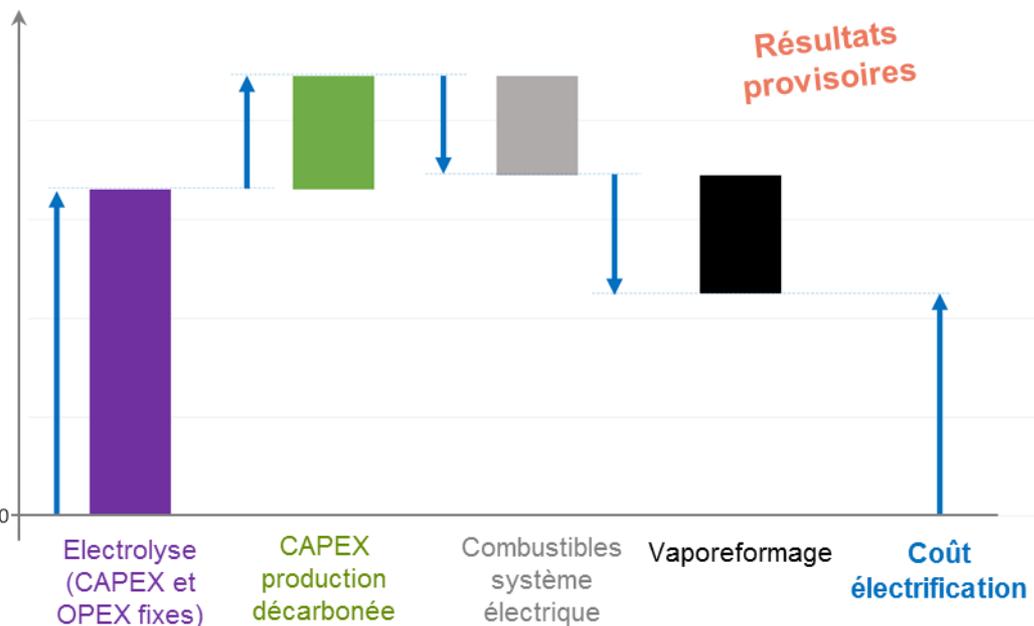
En raisonnant à « mix inchangé », les impacts système diffèrent fortement selon le mode opératoire



- À parc inchangé, le mode « marges EnR ou nucléaire » permet d'éviter la modulation à la baisse de 9,4 TWh de production EnR (dont plus de la moitié à l'étranger) et de 21 TWh de nucléaire, (essentiellement en France).
- À parc inchangé, les mode « bande hors pics » ou « autoproduction PV » permettent d'éviter la modulation des ENR ou du nucléaire, mais dans des proportions moindres. Ils conduisent surtout à une **production d'électricité d'origine thermique fossile plus importante**, à hauteur de 20 à 22 TWh/an, essentiellement dans les pays voisins.
- Ces bilans ne tiennent toutefois pas compte de l'adaptation du mix électrique qui accompagne l'essor de l'électrolyse

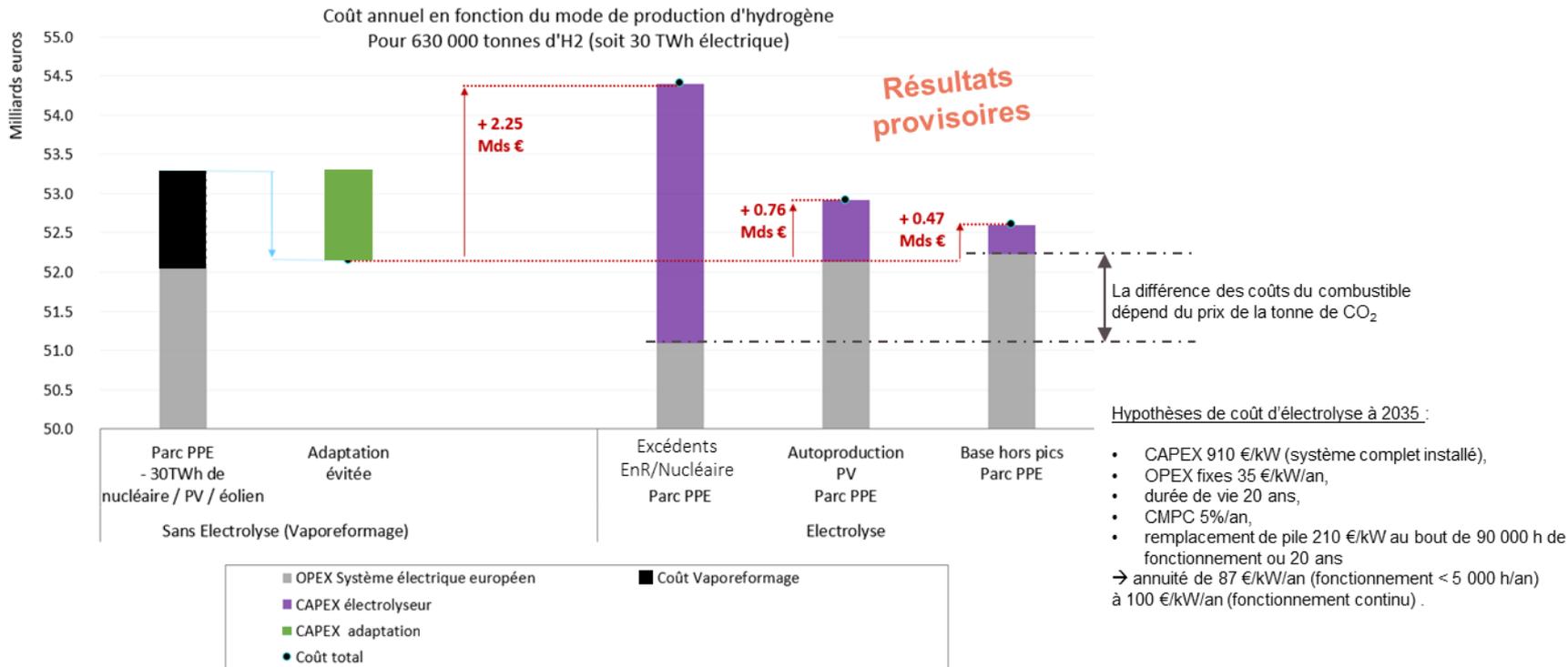
Les études permettent de procéder à une analyse économique des coûts totaux associés au transfert vers l'électrolyse

- L'analyse est menée à l'échelle des coûts pour la collectivité, en tenant compte de l'ensemble des composants variant entre les scénarios avec et sans électrolyse.



Les études permettent de procéder à une analyse économique des coûts totaux associés au transfert vers l'électrolyse

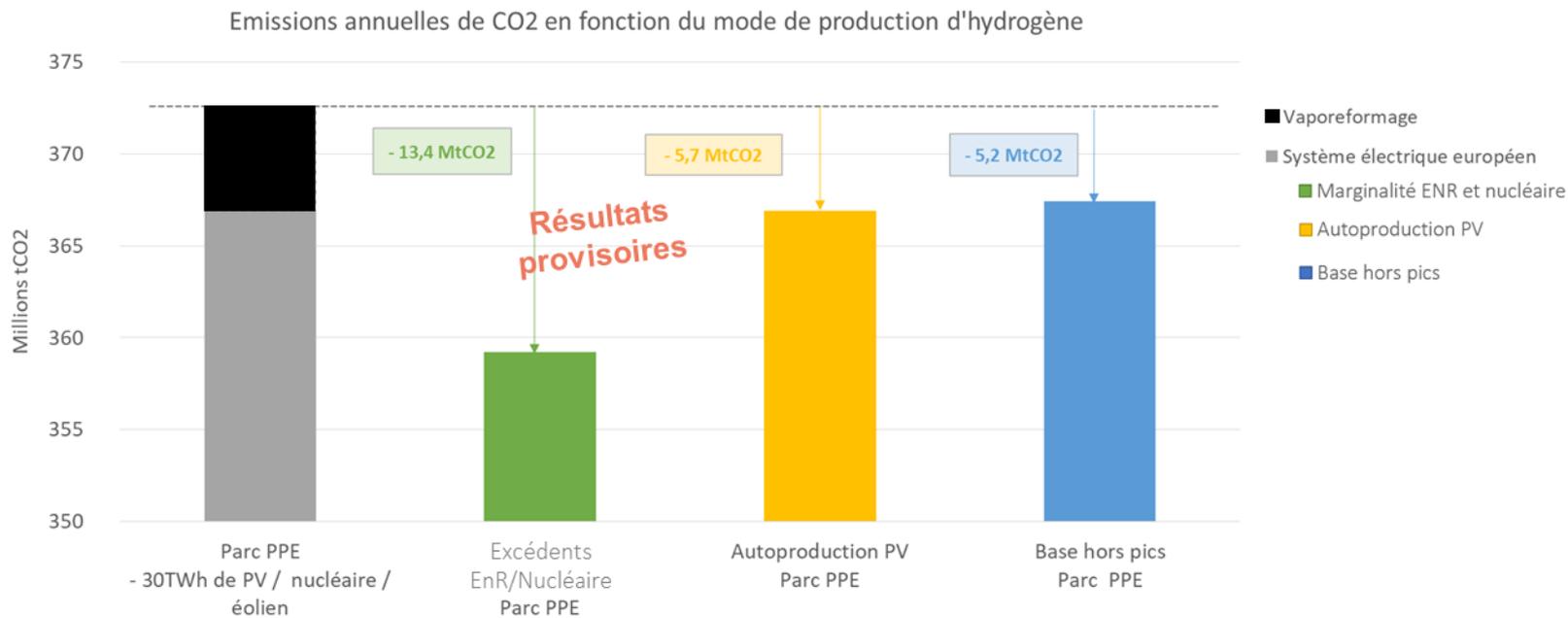
- Les coûts totaux varient de manière significative selon les modes de fonctionnement, avec des coûts plus importants pour les électrolyseurs fonctionnant sur les périodes de marges EnR / nucléaire. L'intérêt pour la collectivité dépendra toutefois de la valorisation du CO₂.



Résultats préliminaires pour discussion – ne pas diffuser

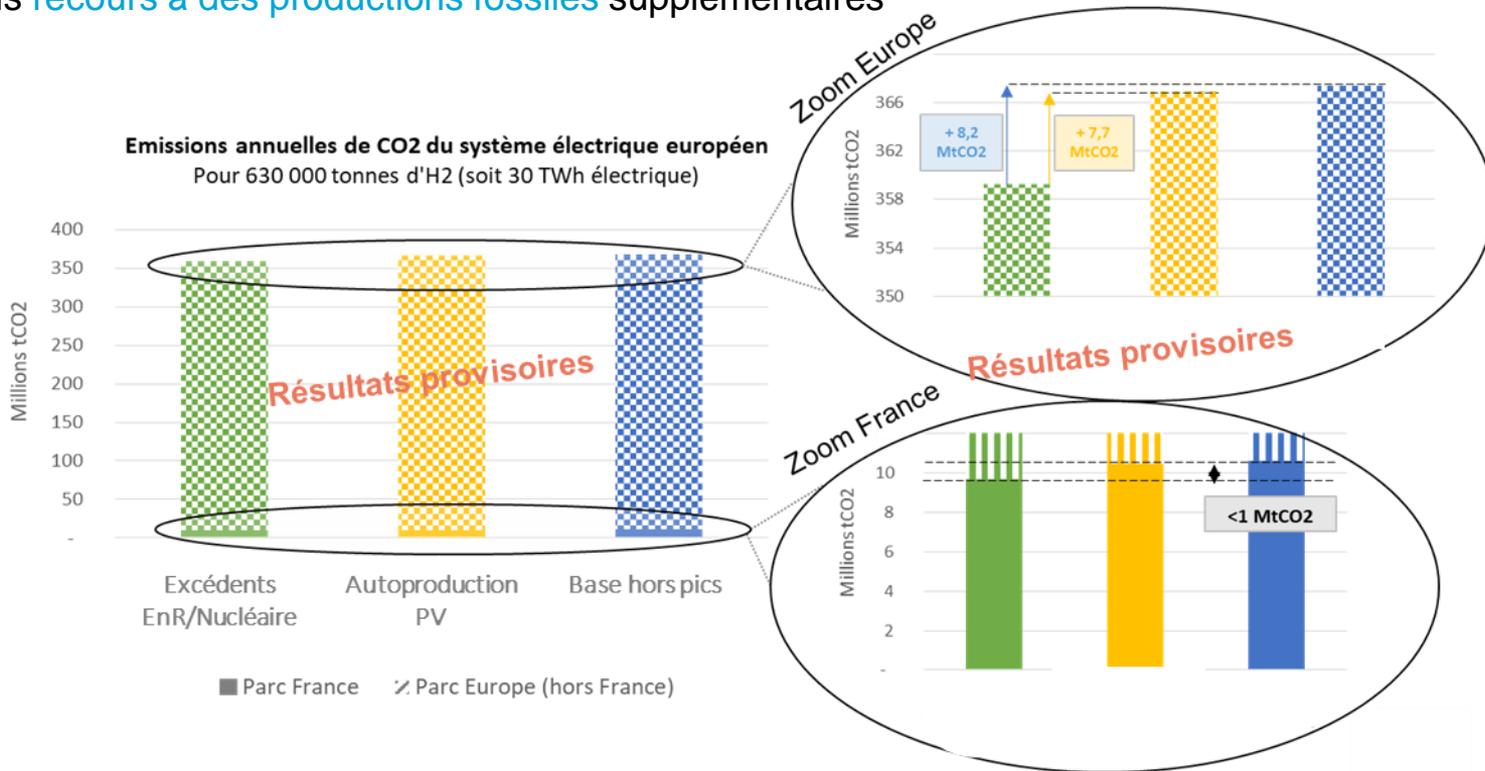
Remplacer le vaporeformage par de l'électrolyse conduit à une réduction des émissions de CO₂ quel que soit le mode opératoire

- Du point de vue des émissions de CO₂ à l'échelle européenne, l'électrification de la production d'hydrogène est bénéfique comparé au vaporeformage.
- D'un mode opératoire à l'autre, et à production d'hydrogène identique, le bilan des émissions varie de plus de 8 MtCO₂/an.



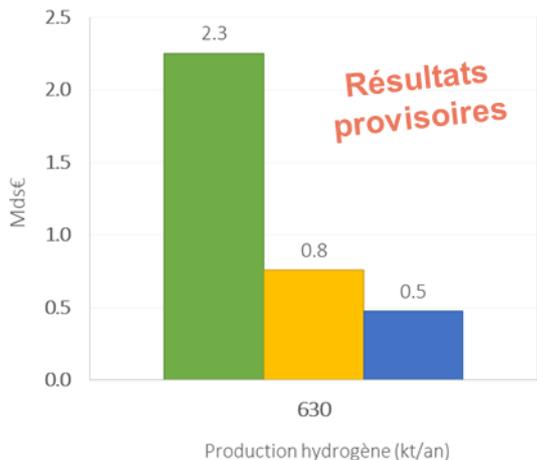
Les émissions induites sur le système électrique se situent essentiellement dans les pays voisins

- En limitant les exports d'électricité décarbonée dans les pays voisins, ceux-ci doivent avoir plus recours à des productions fossiles supplémentaires

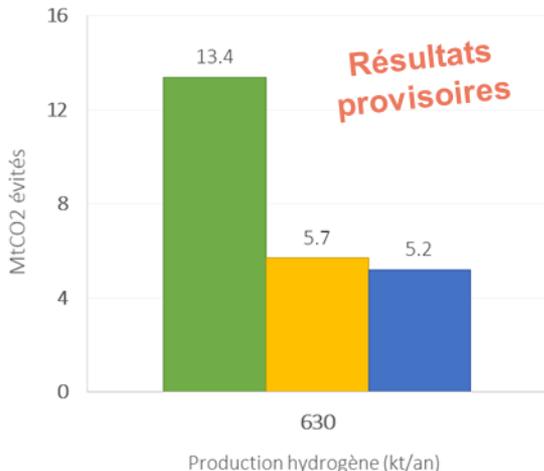


Quel que soit le mode opératoire, le coût implicite du CO₂ évité est inférieur à la valeur tutélaire du carbone en 2035 (375 €/t)

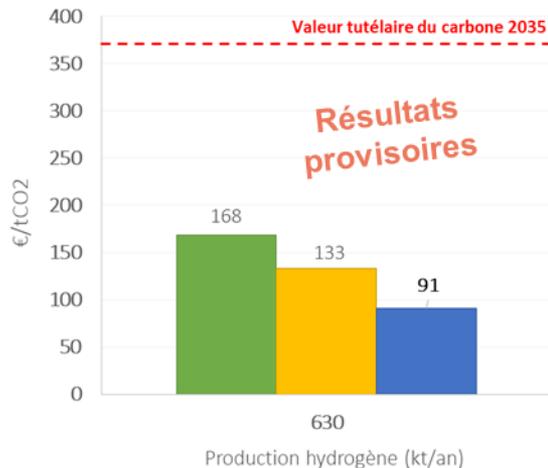
Coût d'électrification de la production d'hydrogène
(adaptation de parc, CAPEX électrolyseur et vaporeformeur, OPEX du système électrique)



Emissions de CO₂ évitées
Par rapport à une production de 630 ktonnes de H₂ (30 TWh électriques) par vaporeformage



Valorisation de la tonne de CO₂ évitée



→ Pour une production de 630 ktH₂/an : les coûts implicites de valorisation de la tonne de CO₂ varient de **91 €/tCO₂** (mode base hors pics) à **168 €/tCO₂** (mode marginalité décarbonée)

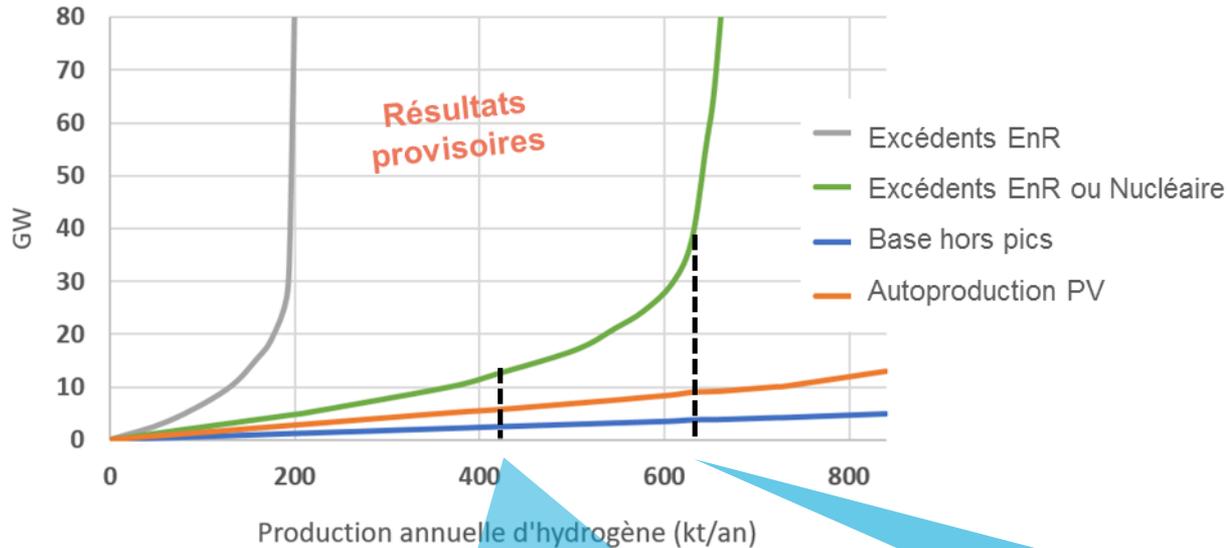
- Excédents EnR/Nucléaire
- Autoproduction PV
- Base hors pics

2.3

Le développement de l'électrolyse d'ici 2035 : analyses de sensibilité

La capacité d'électrolyseurs requise n'est pas proportionnelle au volume de production d'hydrogène ciblé

Capacité installée en fonction de la production d'hydrogène



- Les excédents ENR et nucléaire diminuent au fur et à mesure que les capacités d'électrolyse augmentent : cela réduit les durées de fonctionnement annuelles et requiert encore plus de capacité d'électrolyse ...
- **Pour passer de 420 à 630 ktH₂/an :**
 - + 50% d'hydrogène
 - Durée annuelle de fonctionnement divisée par 2
 - Capacité d'électrolyse requise multipliée par 3

Pour 420 kt H₂/an

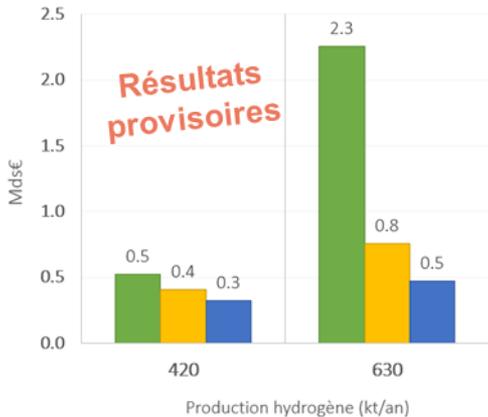
- 12,5 GW (~1 700 h/an) en mode excédents ENR et nucléaire
- 2,5 GW (~8 300 h/an) en mode bande hors pics
- 5,7 GW (~3 700 h/an) en mode autoproduction PV

Pour 630 kt H₂/an

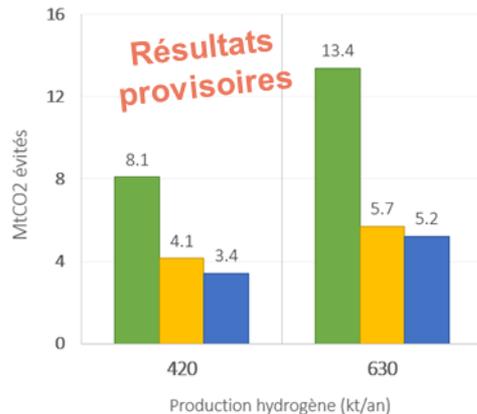
- 38 GW (~890 h/an) en mode excédents ENR et nucléaire
- 3,7 GW (~8 300 h/an) en mode bande hors pics
- 9 GW (~3 500 h/an) en mode autoproduction PV

Un coût de la décarbonation potentiellement très inférieur pour les premiers TWh d'électrolyse

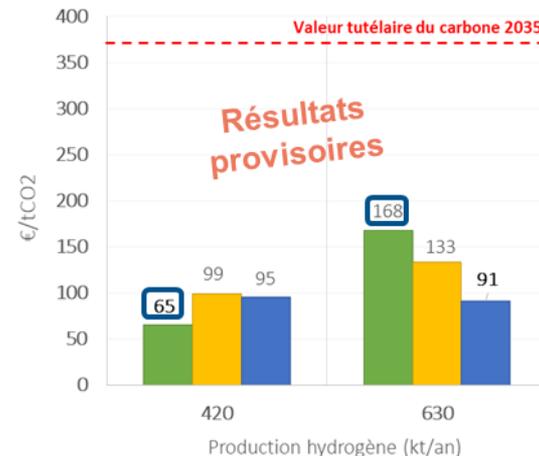
Coût d'électrification de la production d'hydrogène
(adaptation de parc, CAPEX électrolyseur et vaporeformeur, OPEX du système électrique)



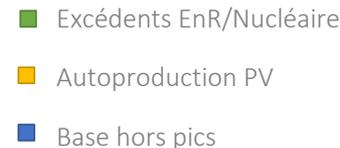
Emissions de CO₂ évitées
Par rapport à une production de 630 ktonnes de H₂
(30 TWh électriques) par vaporeformage



Valorisation de la tonne de CO₂ évitée

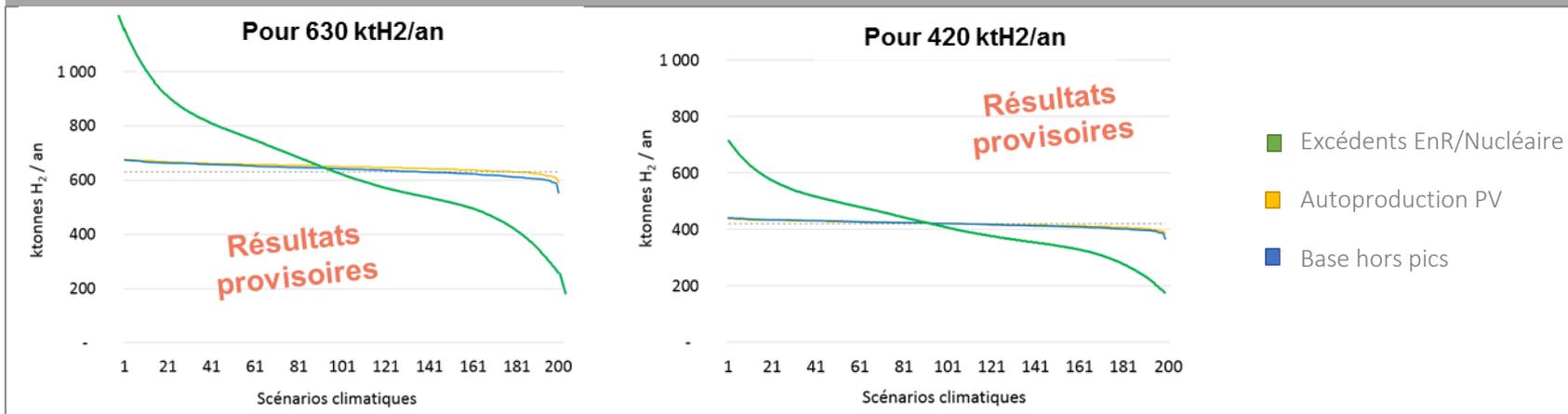


- En mode excédents ENR et nucléaire, dans le scénario à 420 kt/an, les coûts unitaires de production d'hydrogène sont nettement inférieurs (les électrolyseurs tournent plus longtemps et sont mieux amortis). Le coût de la décarbonation est donc dans ce cas nettement plus faible.

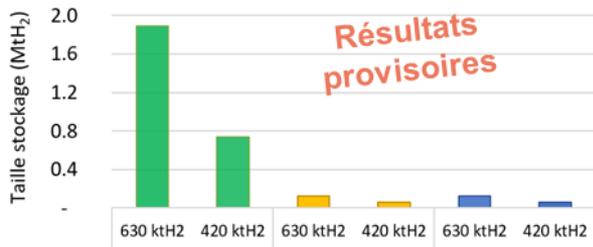


Les productions annuelles sur excédents ENR et nucléaire peuvent être très variables, requérant des capacités de stockage

Monotone de la production annuelle d'hydrogène en fonction des scénarios climatiques



Besoin de stockage en hydrogène pour satisfaire un besoin constant de livraison d'hydrogène



- Pour une production moyenne d'hydrogène de 630 kt/an, la production d'hydrogène peut varier de 0,2 à 1,2 Mt/an en fonction des années.
- Pour lisser la livraison de 630 ktH₂/an dans le temps, des capacités de stockage de 2 Mth₂ seraient nécessaires pour ce mode, et de « seulement » 140 kt_{H₂} pour les deux autres

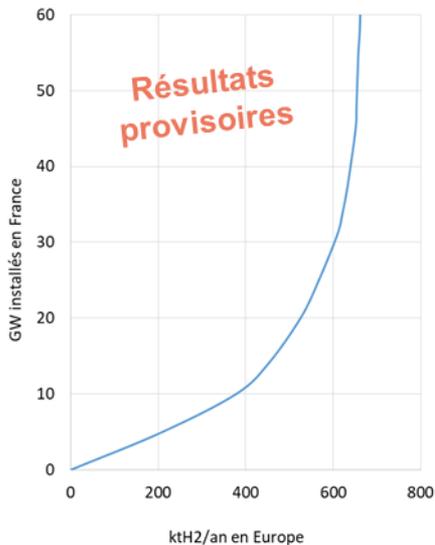
Résultats préliminaires pour discussion – ne pas diffuser

L'électrolyse utilisant les excédents EnR / nucléaire sera en concurrence avec d'autres usages flexibles

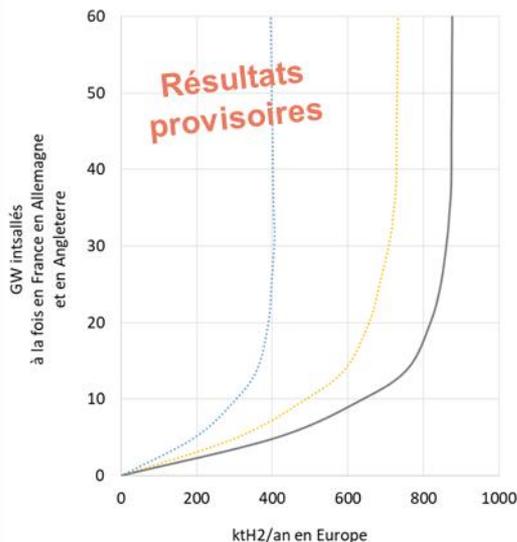
Concurrence avec le développement de l'électrolyse dans **d'autres pays**

- Si des puissances d'électrolyse similaires sont installées en Allemagne et en Angleterre, les possibilités de profiter des excédents EnR/Nucléaire en France se réduisent fortement.

Electrolyse utilisant les excédents ENR et nucléaire uniquement en France



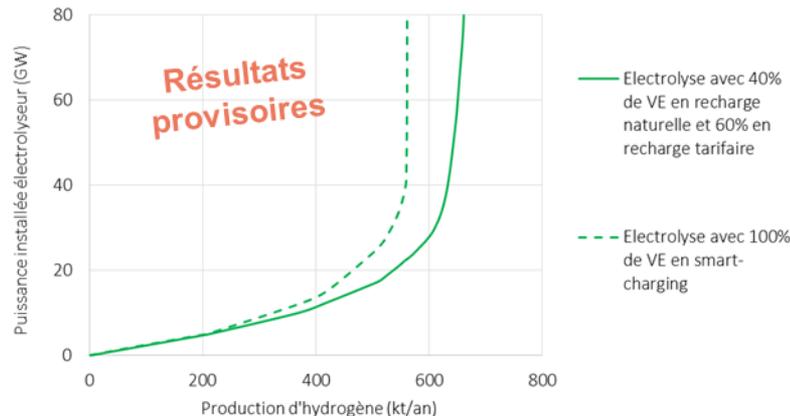
Electrolyse utilisant les excédents ENR et nucléaire en France, en Allemagne et en Angleterre



Concurrence avec le développement **d'autres flexibilités**

- Par exemple, le développement du pilotage de la recharge des véhicules électriques peut également permettre d'augmenter l'utilisation de la production d'électricité décarbonée.

Concurrence des véhicules électriques avec l'électrolyse en marginalité ENR et nucléaire

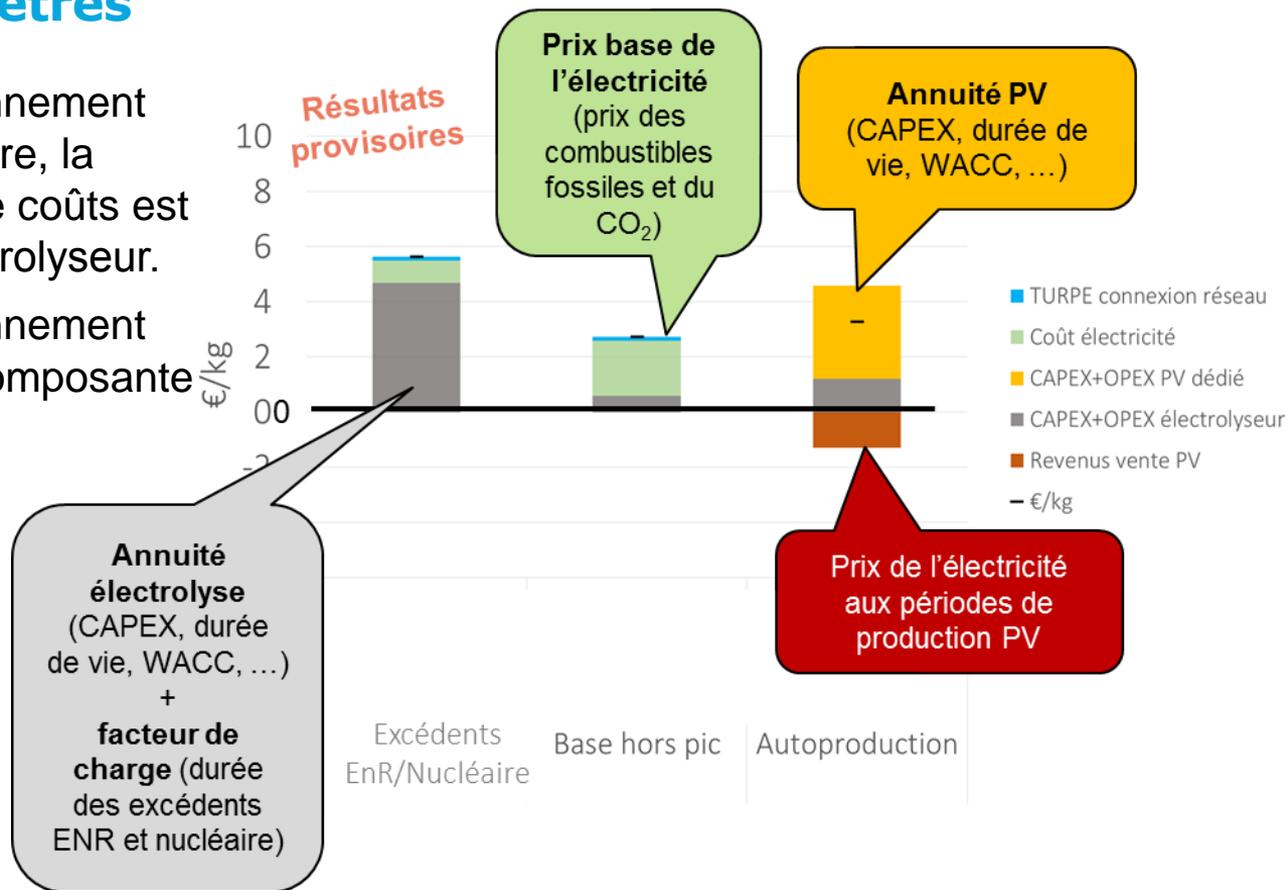


2.4

Des modèles d'affaires sensibles à de nombreux paramètres

Suivant le mode opératoire, le coût de revient est sensible à différents paramètres

- Dans le mode de fonctionnement sur marges EnR / nucléaire, la principale composante de coûts est l'amortissement de l'électrolyseur.
- Dans le mode de fonctionnement en bande, la principale composante est le coût de l'électricité.
- En autoproduction PV, le modèle d'affaires sera évidemment sensible au coût et à la valorisation du PV produit.



2.5

Perspectives : quelles répartitions des modes opératoires ?

Conclusions : pas de réponse évidente sur les modes de fonctionnement à privilégier pour les électrolyseurs

- Il n'existe pas d'évidence sur les modes de fonctionnement à privilégier : les choix de modes opératoires dépendront des modèles économiques, des usages de l'hydrogène en aval de la chaîne (en particulier, besoin ou non de stockage / transport / distribution d'hydrogène en fonction du besoin temporel de fourniture) ainsi que des objectifs en matière de CO₂.
- Des complémentarités sont par ailleurs envisageables, par exemple en combinant l'électrolyse lorsque le système électrique bénéficie de marginalités décarbonées avec le vaporeformage le reste du temps
- Sur le plan des émissions de CO₂ nationales, le développement de l'électrolyse a dans tous les cas un effet positif, quelque soit le mode opératoire envisagé.
- Sur le plan des émissions à l'échelle du système européen, la réduction des émissions est maximisée avec (i) une adaptation du mix d'électricité décarboné en accompagnement du développement de l'électrolyse et (ii) un mode de fonctionnement centré sur les périodes de marges EnR ou nucléaire.



3

Services de flexibilité que les électrolyseurs peuvent apporter au système électrique

Différents services de flexibilité pour le système électrique

- **Pour l'équilibre offre - demande**

- ① Les besoins de réserves en puissance pour faire face aux aléas de court-terme (équilibrage « court-terme »)
- ② Les besoins structurels de modulation (journaliers, hebdomadaires et saisonniers)



- **Pour la gestion des congestions sur le réseau**

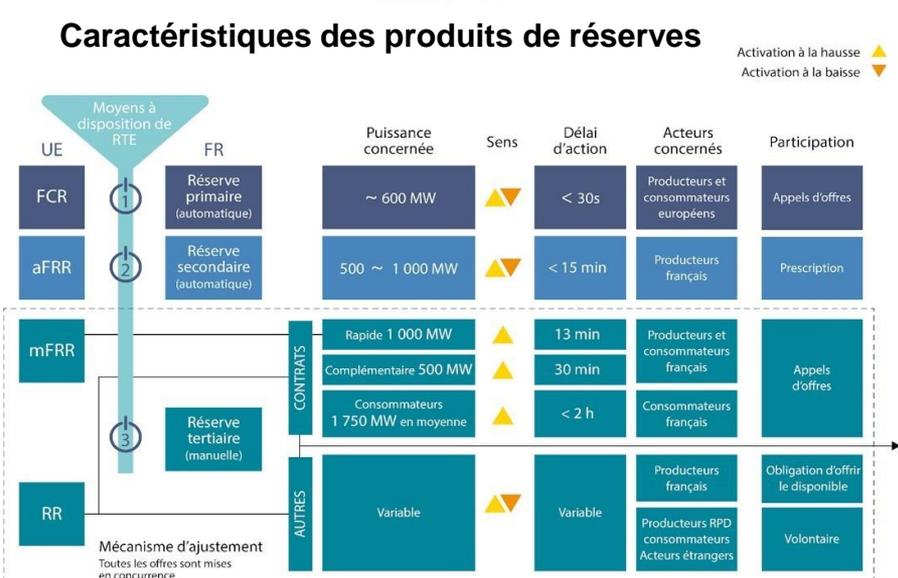
- ③ Sur le réseau de transport
- ④ Sur le réseau de distribution (non étudié par RTE, voir études Enedis)



Rte Les électrolyseurs ont la capacité technique à fournir les différents produits des réserve

- Les besoins d'équilibrage du système électrique sont couverts par plusieurs produits de réserve
- **Lorsqu'ils sont en fonctionnement, les électrolyseurs sont techniquement capables de fournir tous les produits de réserve « à la hausse »** (i.e. baisse de soutirage).
- Les produits FCR et aFRR peuvent aujourd'hui être fournis de façon dissymétrique. C'est la réserve à la hausse qui est la plus exigeante et détermine le prix.

Caractéristiques des produits de réserves



Caractéristiques techniques des électrolyseurs

Tableau 1 : Caractéristiques techniques de la dynamique des électrolyseurs.

		Alcaline	PEM
Dégradation du système	%/1000h	0.11	0.2
Temps de démarrage (chaud-froid)	secondes	60 - 600	1-300
Rampe de changement de charge	%/secondes	0.2-20	100
Temps d'arrêt	secondes	60 - 600	1

Tableau 1 : Participation aux mécanismes de réserve des électrolyseurs

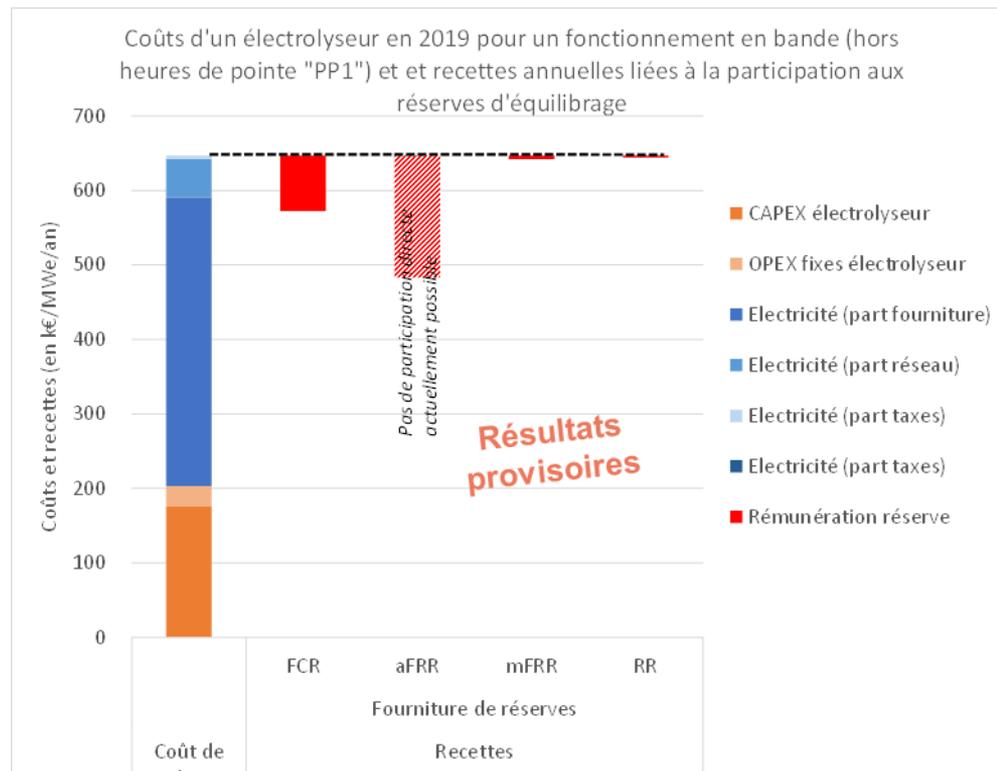
Service système (temps de réponse)	Alcalin		PEM	
	A l'arrêt	En fonctionnement	A l'arrêt	En fonctionnement
FCR (<30s)	NON	OUI	NON*	OUI
FRR (<15 min)	OUI			
RR (>15 min)				

La rémunération des réserves ne devrait pas justifier le modèle d'affaire de l'électrolyse, mais peut y contribuer

- Avec les niveaux actuels de rémunération, la fourniture de réserve primaire ou secondaire peut apparaître significative dans le modèle d'affaires de l'électrolyse

! \ La constitution de la réserve secondaire fonctionne aujourd'hui sous forme d'une prescription rémunérée à prix régulé. Les consommateurs ne peuvent pas directement fournir ce service

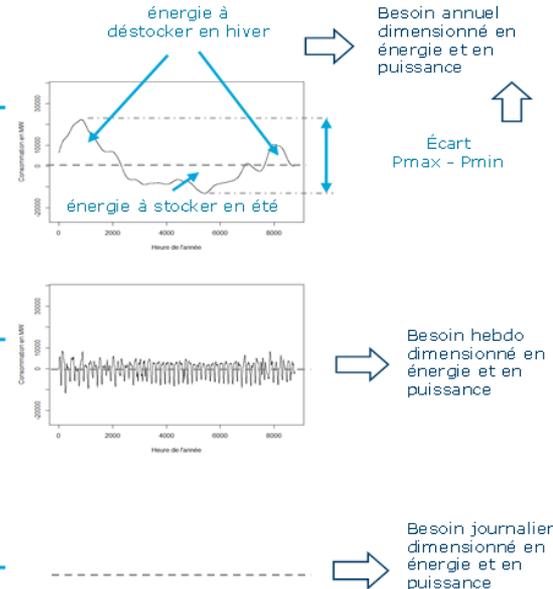
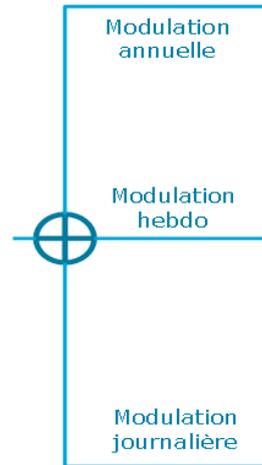
- Néanmoins, les marchés de réserve sont limités en volume et le secteur est très concurrentiel : une forte participation attendue des batteries (de tous types) et de l'effacement de consommation **entraînera à terme une baisse de rémunération de ces services**



Rte La modulation des électrolyseurs permet d'optimiser l'utilisation du parc de production

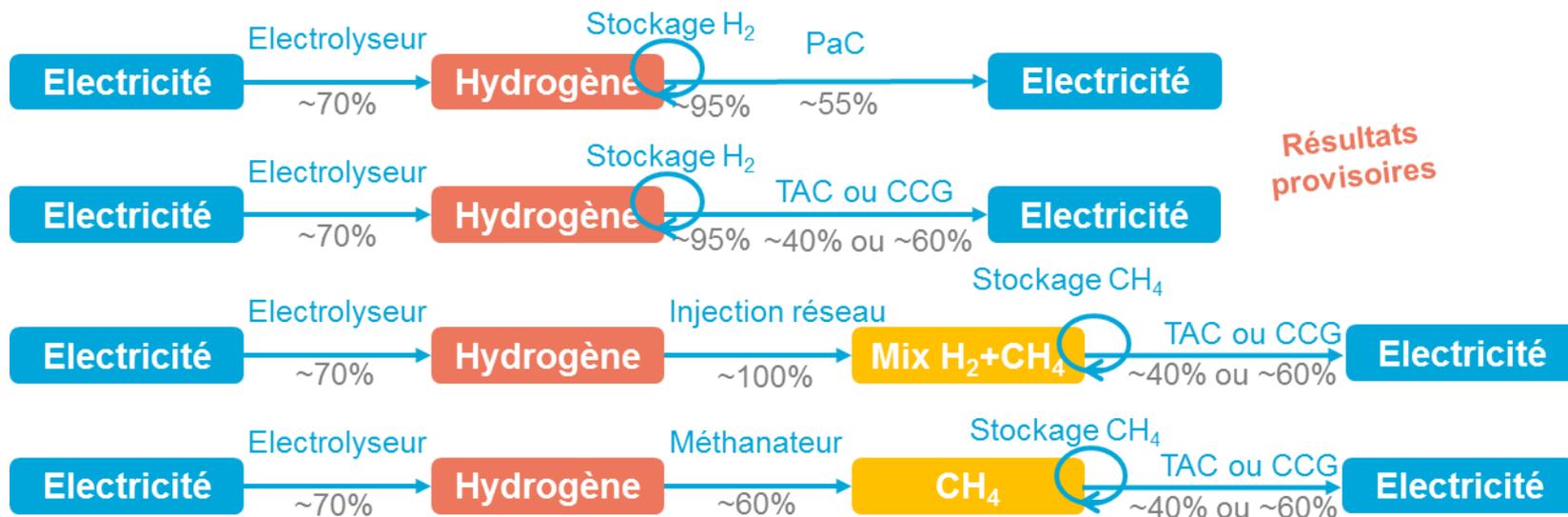
- Le système électrique a des besoins de modulations pour faire face aux variations sur la consommation et certaines filières de production (EnR notamment)
 - Besoins de modulation saisonniers (été/hiver), hebdomadaires (JO/WE) ou journaliers (jour/nuit)
- A l'horizon 2035, les flexibilités existantes sur la production et la consommation permettent de répondre à ces besoins de modulation

- Il n'y a pas de « besoin absolu » pour de nouvelles flexibilités mais celles-ci peuvent néanmoins présenter une valeur économique pour le système
- L'intérêt est reflété par un prix d'électricité plus bas, traduit dans le coût de fourniture des électrolyseurs



L'électrolyse peut constituer à terme une brique pour le stockage de l'électricité

- Plusieurs solutions utilisant le vecteur hydrogène pour stocker l'électricité (et la restituer sous cette forme) sont possibles :

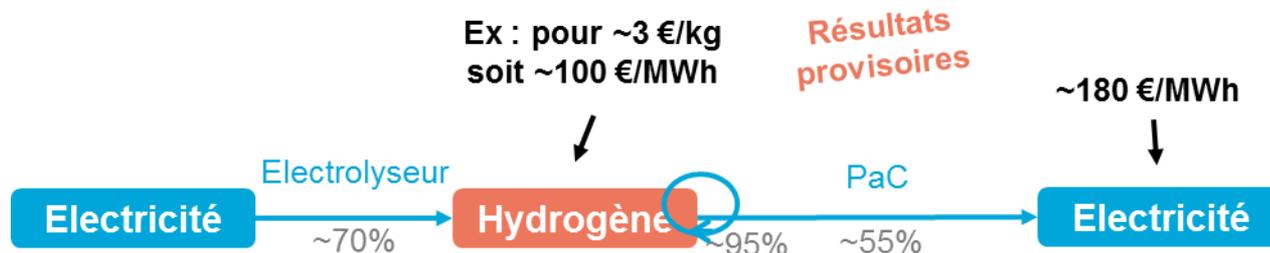


- Une capacité à stocker sur des durées importantes (stockage saisonnier) ...
- ... mais des rendements de cycle peu élevés (de l'ordre de 25% à 45% selon la solution utilisée)
- ... et des coûts d'installations importants (electrolyse, méthanation, stockage, PaC, TAC/CCG)

L'électrolyse pour stocker l'électricité ne présente pas d'intérêt économique à l'horizon 2035

- Le coût du MWh électrique restitué est très élevé, dans les différentes configurations étudiées, y compris pour des durées de restitution longues
 - ⇒ Cela réserve ce mode de stockage à une utilisation en pointe
 - ⇒ A l'horizon 2035, ce mode de stockage ne dispose pas d'espace économique
 - ⇒ A plus long terme, l'espace économique dépendra a priori des choix sur le mix EnR / nucléaire

Estimation du coût de l'électricité restituée hors coûts d'amortissement de la pile à combustible (ou du moyen de restitution de l'électricité)



- ⇒ L'analyse devra être prolongée avec la prise en compte de l'ensemble des coûts du système et en comparaison des solutions alternatives de flexibilité à long terme

Résultats préliminaires pour discussion – ne pas diffuser

En fonction de sa localisation, les électrolyseurs peuvent techniquement contribuer à la gestion de congestions réseau

- Le développement massif des EnR conduit à l'apparition de zones de contraintes et de besoins de renforcement sur le réseau HTB1, pour « évacuer » la production EnR
- Exemple illustratif de cas d'usage où l'électrolyse peut éviter des contraintes sur le réseau de transport : cas de contrainte en évacuation de production renouvelable



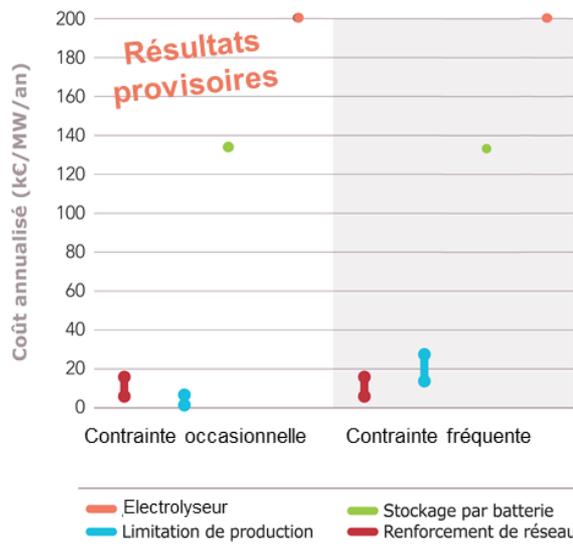
- Des premiers éléments sur la valeur de la flexibilité apportée par les électrolyseurs au réseau de transport sont présentés dans le schéma de réseau, qui sera publié le 17 septembre par RTE

Résultats préliminaires pour discussion – ne pas diffuser

La gestion des contraintes du réseau ne permet pas de constituer un modèle d'affaires pour les électrolyseurs

- Le développement de l'électrolyse pour les seuls besoins du réseau n'est pas économiquement compétitif par rapport à des renforcements de réseau, ou par rapport à d'autres solutions de flexibilité (limitation de production EnR notamment).

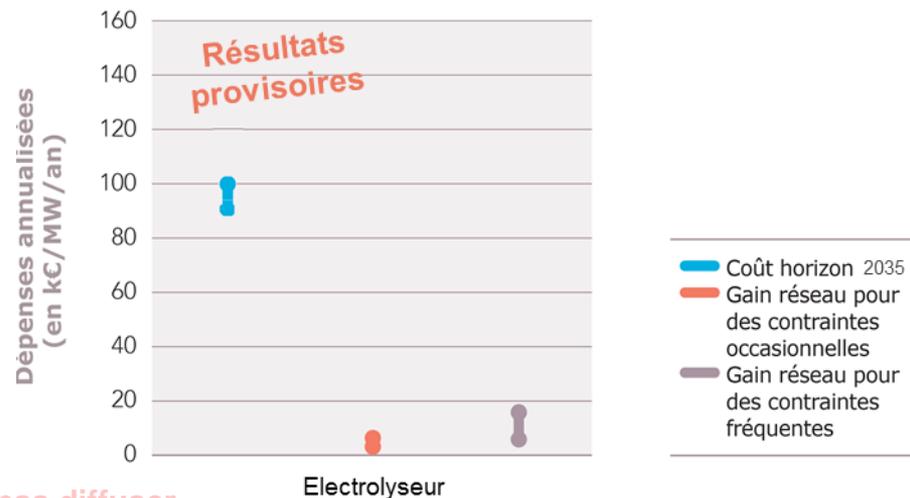
Comparaison économique de différentes solutions pour gérer les contraintes sur le réseau de transport avec les hypothèses de coûts 2019 – cas d'une contrainte en évacuation sur le réseau HTB1



La gestion des contraintes du réseau ne permet pas de constituer un modèle d'affaires pour les électrolyseurs

- La valeur apportée pour le réseau ne peut couvrir qu'une part très faible des coûts des électrolyseurs.
- Cependant, dans les configurations où l'électrolyseur trouve une valorisation économique sur le marché, une bonne localisation (sous contrainte spécifique) présente un intérêt pour le réseau :
 - Les endroits propices seront signalés par RTE dans le cadre du projet de publication des contraintes (groupe de travail *ad hoc* en lien avec le projet RINGO).
 - Sauf cas spécifique, les gains de l'électrolyseur pour la résolution de congestions sur le réseau de transport ne couvriront cependant qu'une très faible partie des coûts de l'électrolyseur.

Coût et valeur économique pour la gestion des congestions sur le réseau apportée par les électrolyseurs avec les hypothèses de coûts 2035 – cas d'une contrainte en évacuation sur le réseau HTB1





Suite des travaux

- Les retours sur les éléments de méthodes et les résultats préliminaires 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



- Un rapport présentant l'ensemble des analyses et résultats obtenus sera publié dans les prochaines semaines.
- La **prochaine réunion du groupe de travail** sur les interfaces entre l'électricité et les autres vecteurs sera organisée début décembre. Elle portera sur le prolongement des analyses sur l'horizon 2050 et la représentation d'autres technologies (méthanation, power-to-heat...) dans la construction des trajectoires de long terme du mix électrique.