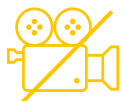


**Bienvenue à l'atelier dédié à l'H₂ des
« Concertations H₂, CO₂ & CH₄ :
Perspectives d'Avenir »**

**Mardi 13 mai 2025
9h10-12h30**

Principes de bon fonctionnement



Pas de captation vidéo des ateliers, qui ne feront l'objet d'aucun replay afin de préserver la spontanéité des échanges. Les informations partagées durant l'atelier pourront être utilisées par NaTran et Teréga, mais toujours de manière anonyme, sans identification des contributeurs.



Partage sécurisé d'informations sensibles : Pour les contributions, si vous souhaitez partager des informations sensibles, merci de nous contacter par email pour formaliser un accord de confidentialité (NDA).



Caméras allumées et microphones coupés à distance / Téléphones en silencieux en présentiel



Pour prendre la parole, levez la main (en présentiel ou à distance) et attendez s'il vous plait



Nous comptons sur votre participation active pour rendre cet atelier aussi enrichissant que possible !

Modalités d'échanges à l'issue des ateliers



Depuis le 10 avril, nous avons mis à disposition les documents suivants (en français et en anglais) :

- La Présentation du webinaire de lancement et son replay
- Une note présentant les scénarios & un tableur Excel détaillant les volumes et sous-jacents
- Une note présentant les plans de développement prospectifs H₂ et CO₂
- **Un document reprenant l'ensemble des points et questions que nous vous soumettons.**

>> Dans les prochains jours, nous déposerons le template pour formaliser vos retours suite aux ateliers et travaux en sous-groupes.



Où trouver les documents ?

- Sur les sites Internet de [NaTran](#) et [Teréga](#)

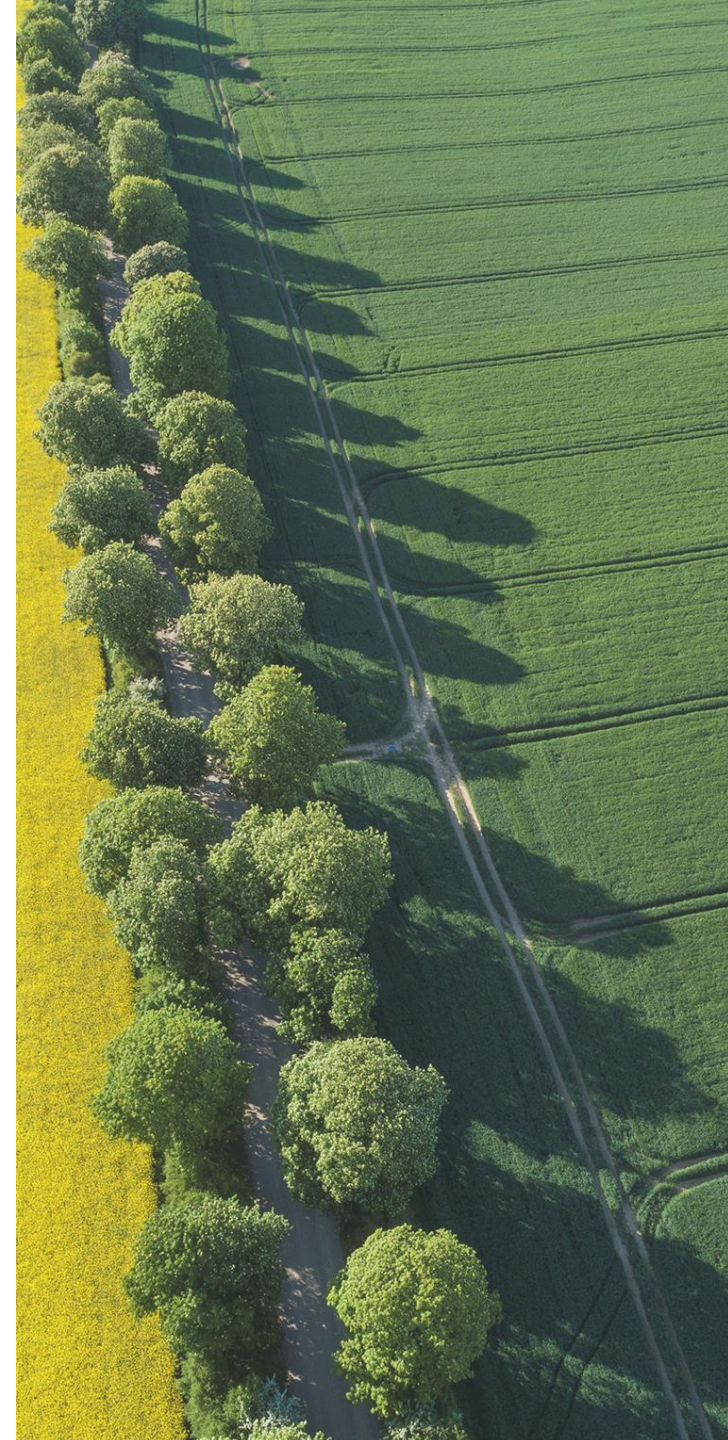


À quoi répondre ? Sous quel format ?

- Recueil des contributions ouvert jusqu'au 20 juin 2025 en utilisant le template disponible en ligne
- Réponses attendues par mail : ConcertationsCH4H2CO2@natrangroupe.com et Concertationsch4h2co2@terega.fr

Déroulé de l'atelier H₂

- 09h10-9h15 :** Introduction de l'atelier
- 9h15-10h30 :** Présentation du Plan de développement H₂
Q&R au fil de l'eau
- 10h30-10h45 :** *Pause-café*
- 10h45-11h45 :** Travail en trois sous-groupes
- 11h45-12h00 :** *Pause-café*
- 12h00-12h30 :** Restitution de chaque groupe en plénière
- 12h30 – 12h35 :** Conclusions
- 12h35 – 13h :** Echanges libres
- 13h-14h :** *Déjeuner pour les participants inscrits*



Objectifs de l'atelier H₂

- **Partager et consolider les hypothèses techniques et économiques sous-jacentes aux scénarios**
- **Echanger tout au long de l'atelier avec vous en :**
 - prenant vos questions, remarques et suggestions
 - vous posant des questions
- **Aboutir en sous-groupes à l'émergence de réponses claires à nos questionnements afin de faire évoluer les Plans de développement en cohérence avec vous, parties prenantes.**

Sommaire de la plénière

01

Présentation de la méthodologie de construction des plans de développement H₂

02

Rappel des données quantitatives retenues pour chaque scénario

03

Présentation de la régionalisation de la consommation et de la production par électrolyse, selon son niveau de flexibilité

04

Présentation des Plans de développement prospectifs

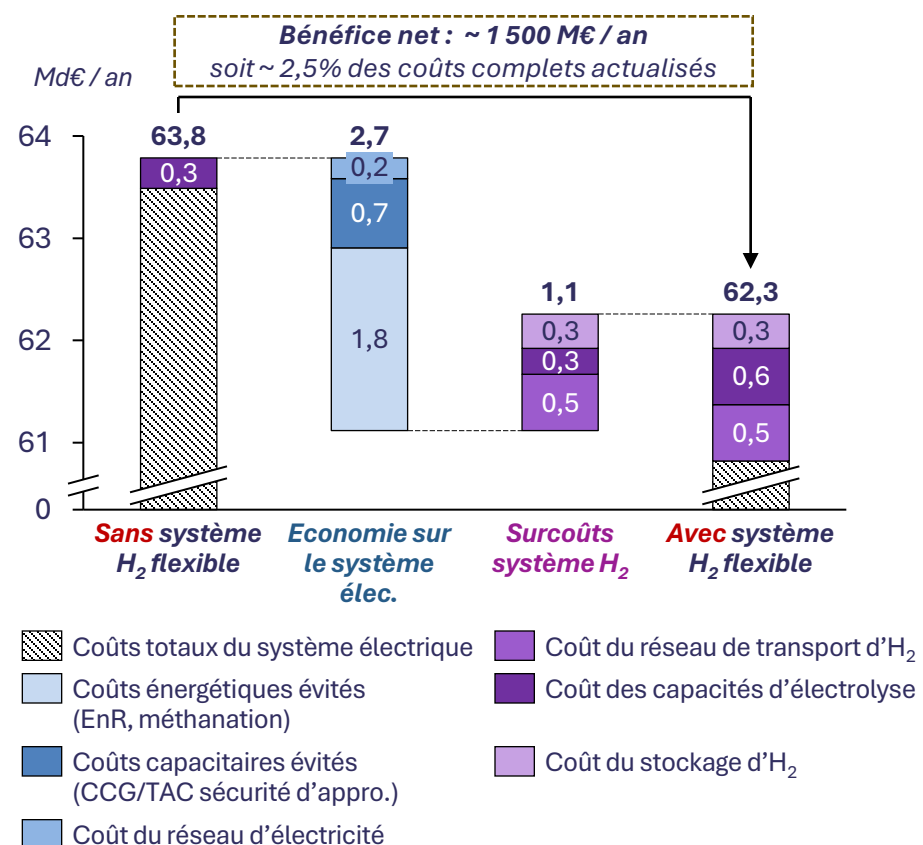
Le plan de développement prospectif des infrastructures d'H₂ est conçu selon 6 points clés

Etapas	Description
1 Scénarios de consommation d'H₂	<ul style="list-style-type: none"> Conception de scénarios de consommation d'H₂ variés construits de manière bottom-up, secteurs par secteurs, entre 2023 et 2050 Les scénarios incluent une analyse des projets annoncés Les scénarios incluent des études technico-économiques (entre voies de décarbonation par exemples) et des analyses réglementaires Les scénarios sont comparés à la littérature existante pour s'assurer de leur cohérence, tout en identifiant les différences de visions
2 Scénarios de production d'H₂	<ul style="list-style-type: none"> Les scénarios d'approvisionnement en H₂ de la France sont construits à partir des scénarios de consommation d'H₂, d'évolution des productions des vaporeformeurs de méthane, des imports d'H₂ (pipelines, ammoniac) et de la production biosourcée d'H₂. La production électrolytique est estimée en différence avec ces voies d'approvisionnement de la France Les scénarios incluent une analyse des projets annoncés (vaporeformage de méthane, électrolyse, imports, H₂ biosourcé)
3 Régionalisation de la conso. d'H₂	<ul style="list-style-type: none"> La consommation d'H₂ en France Métropolitaine est régionalisée à l'échelle des régions (ou plus finement selon les cas) secteurs par secteurs, avec des sous-jacents différents selon les secteurs
4 Régionalisation de la production d'H₂	<ul style="list-style-type: none"> La production électrolytique d'hydrogène est régionalisée à proximité des zones de consommation d'hydrogène à court terme (2030), puis de manière graduelle et relativement limitée de plus en plus proche des zones excédentaires en production d'électricité renouvelable et bas-carbone (EnR, nucléaire). Cette hypothèse permet de « soulager » le réseau électrique et diminuer les coûts du système énergétique dans son ensemble (<i>cf étude conjointe RTE-NaTran de 2023</i>)
5 Régionalisation de la flexibilité des électrolyseurs	<ul style="list-style-type: none"> L'étude conjointe de RTE et NaTran sur la flexibilité de production des électrolyseurs a montré l'intérêt économique de la production d'hydrogène flexible pour « soulager » le réseau électrique. Les électrolyseurs sont supposés de plus en plus connectés au réseau de transport d'H₂ afin de bénéficier des stockages d'H₂ en cavités salines pour permettre cette flexibilité
6 Etudes technico-économiques pour compléter	<ul style="list-style-type: none"> Des études technico-économiques sont menées avec d'autres acteurs afin d'alimenter les plans de développement prospectifs des infrastructures d'H₂ proposés. Par exemple, l'étude « ProspectHyve 2 » est en cours avec l'ADEME et les régions Pays de La Loire et Bretagne. Elle vise à évaluer la pertinence d'une infrastructure d'H₂ reliant ces régions aux infrastructures mutualisées de transport et de stockage d'hydrogène

Des études technico-économiques sont menées afin d'alimenter les plans de développement prospectifs des infrastructures d'H₂ proposés

Résultats de l'étude RTE-NaTran

Coûts du système électrique et H₂ selon la flexibilité des électrolyseurs - [2050], Md€ / an



Intérêt du réseau d'H₂ pour la production flexible d'H₂

Nord-Ouest

- Intérêt potentiel d'un réseau H₂ pour soulager le réseau élec. (en cas de concentration plus importante de la production EnR)
- Actualisation des analyses en cours avec l'ADEME

Dorsale Est Nord-Sud

- Flexibilisation de l'ensemble des électrolyseurs situés dans les futurs grands bassins H₂ : intérêt pour l'équilibre offre-demande d'électricité au niveau national
- Coûts de développement du réseau H₂ limité, grâce à la conversion de canalisations existantes
- ~86% de la conso. nationale

Prise en compte de l'AMI HySoW dans les études de développement des infras Sud-Ouest

Pipe H₂ au long-terme
 Stockage H₂ en cavités salines

Suisse / Italie

Hubs locaux connectant bassins H₂ et stockages salins

Flexibilisation des électrolyseurs avec un investissement limité en termes de réseau d'H₂; gains rapides possibles pour l'équilibre offre-demande d'élec. au niveau FR

Déclinaison en Auvergne-Rhône-Alpes de l'étude RTE-NaTran

Sommaire de la plénière

01

Présentation de la méthodologie de construction des plans de développement H₂

02

Rappel des données quantitatives retenues pour chaque scénario

03

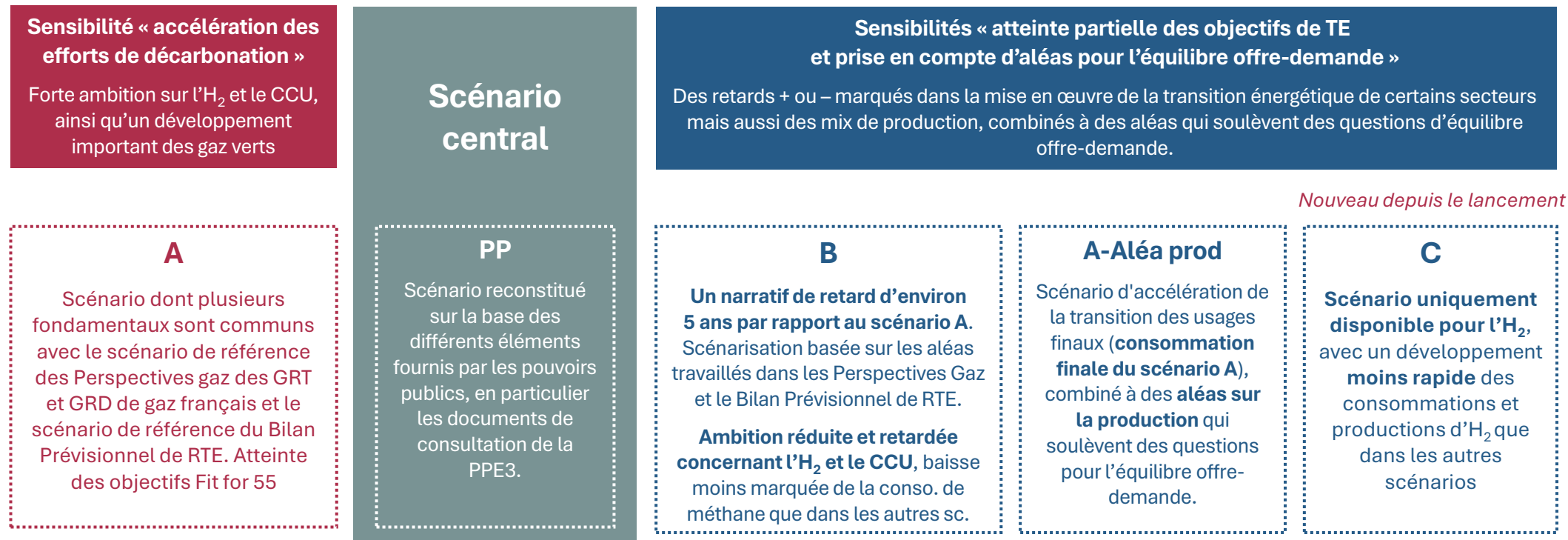
Présentation de la régionalisation de la consommation et de la production par électrolyse, selon son niveau de flexibilité

04

Proposition soumise à concertation

Les scénarios prospectifs proposés : des sensibilités autour du scénario des pouvoirs publics

Un des objectifs de cette consultation est de vérifier que le spectre de scénarios couvre les incertitudes et évolutions envisagées par les différentes parties prenantes et de le consolider grâce à vos retours



Simulation de l'équilibre offre-demande horaire et des flux à la maille France et Europe

Pour concevoir les scénarios de consommation d’H₂, 10 secteurs ont été étudiés, répartis entre transport et industrie

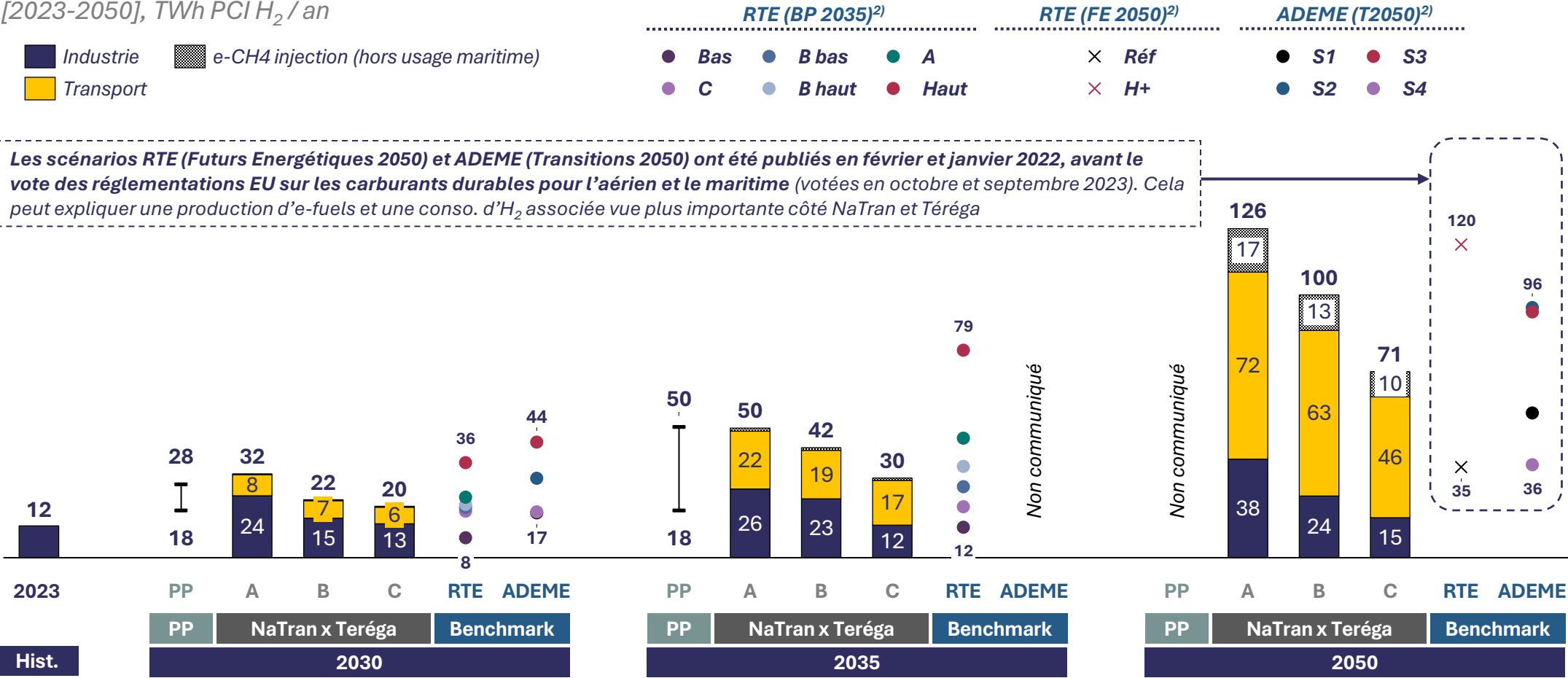
Catégories	Secteurs	Consommation d’hydrogène
Transport	Aérien	Consommation d’hydrogène pour produire des e-fuels (e-kérosène) et comme carburant lors de l’usage direct d’hydrogène dans des avions hydrogènes court-courriers
	Maritime	Consommation d’hydrogène pour produire des e-fuels pour le domaine maritime (e-méthanol, e-méthane et e-ammoniac)
	Transport routier	Consommation d’hydrogène dans des piles à combustible dans les poids lourds (camions) et les véhicules utilitaires légers
	Ferroviaire	Consommation d’hydrogène dans des piles à combustible dans des trains
Industrie	Acier	Consommation d’hydrogène pour la réduction directe du fer (transformation du FeO ₃ en Fe et H ₂ O grâce à l’hydrogène) au lieu de la coke (charbon). Le fer réduit est ensuite transformé en acier.
	Raffineries	Consommation d’hydrogène dans les processus des raffineries permettant de retirer des impuretés dans les produits pétroliers traités (retirer du soufre, des atomes d’azote, etc... via hydrodésulfurisation ou hydrogénation) ou de craquer du pétrole lourd en produits plus légers comme du kérosène (hydrocraquage)
	Chaleur industrielle	Consommation d’hydrogène pour produire une flamme à haute température dans les secteurs du verre, de la céramique et de l’aluminium
	Chimie – ammoniac	Consommation d’hydrogène pour produire de l’ammoniac , transformé ensuite en engrais
	Chimie - e-méthanol	Consommation d’hydrogène pour produire du méthanol de synthèse (comme les e-fuels), utilisé ensuite en chimie, notamment pour la production d’oléfines et de formaldéhyde nécessaires à la production de divers plastiques, et de MTBE (additif pour essence)
	Chimie – autres	Consommation d’hydrogène pour certains processus chimiques comme la production de HMD (molécule utilisée pour produire du nylon), du phénol, TDI, du peroxyde d’hydrogène (industrie spatiale), etc...

Les scénarios prospectifs proposés présentent un éventail large des possibles en termes de consommation et de production d'H₂, et de politiques publiques associées

Eléments	PP	A	B	C
Origine et inspiration	PPE 3 en consultation	Les différents scénarios, variantes et sous-jacents décrits dans les documents : PPE 3, plans de transitions ADEME, feuilles de route de décarbonation sectorielles, TYNDP 2026, Bilan Prévisionnel de RTE, etc...		
Demande nationale en H2 en 2030 et 2035	Fourchette large <ul style="list-style-type: none"> Fourchette large (18 à 50 TWh H2 PCI / an en 2035) 	+++ <ul style="list-style-type: none"> Demande forte en e-fuels (<i>trafic en hausse</i>) Acier réduit par H₂ dès 2030 	++ <ul style="list-style-type: none"> Demande en e-fuels plus faible que A (<i>trafic plus faible que A</i>) Acier réduit par H₂ retardé à 2035 	+ <ul style="list-style-type: none"> Demande moindre en e-fuels (<i>trafic aérien et maritime stagne</i>) Solutions de décarbonation à l'H₂ moins privilégiées
Ambition de souveraineté	? <ul style="list-style-type: none"> Peu d'informations sur les imports ou non de dérivés H₂ (e-fuels) 	+++ <ul style="list-style-type: none"> Produire les e-molécules en France, exports en 2030 Produire en France l'acier décarboné (dont DRI) Aides publiques (MACF, subventions) 	++ <ul style="list-style-type: none"> Plus de difficultés à mettre en pratique l'ambition de réindustrialisation et de souveraineté que le sc. A Moindres aides publiques 	+ <ul style="list-style-type: none"> Peu de soutien public à la production nationale Import de l'étranger privilégié si moins coûteux Concurrence internationale forte (ex : MACF déficient)
Production d'H2	Fourchette large	+++	++	+
Electrolyse (GWe installée en 2035)	8	10	7	3
Vaporeformage de méthane	<ul style="list-style-type: none"> Peu d'information 	<ul style="list-style-type: none"> Remplacement « rapide » de la production d'H2 par SMR par ELY 	<ul style="list-style-type: none"> Remplacement moins rapide des SMR que le sc. A 	<ul style="list-style-type: none"> SMR davantage conservés car moins coûteux
Imports d'H₂ « direct »	<ul style="list-style-type: none"> Pas d'imports d'H2 	<ul style="list-style-type: none"> Pas d'imports d'H2 	<ul style="list-style-type: none"> Faibles imports (6% en 2035) 	<ul style="list-style-type: none"> Imports d'H2 plus conséquents (15% en 2035)
Transits d'H₂ traversants la France	<ul style="list-style-type: none"> Pas de transits 	<ul style="list-style-type: none"> Analyse de configurations avec et sans transits 	<ul style="list-style-type: none"> Pas de transits 	<ul style="list-style-type: none"> Pas de transits

Les scénarios proposés envisagent un rôle accru de l'hydrogène pour décarboner l'industrie et la mobilité, et sont alignés avec les fourchettes des scénarios PPE, RTE, ADEME

CONSOMMATION D'HYDROGÈNE TOTALE EN FRANCE (ENERGIE FINALE ET SECONDAIRE, TOUS TYPES, HORS CO-PRODUITS) [2023-2050], TWh PCI H₂ / an



1) PPE : Selon document écrit de la PPE, production envisagée d'H₂ ELY de 9 à 19 TWh H₂ PCI / an en 2030 et 16 à 40 TWh H₂ PCI / an en 2035. Par ailleurs, selon l'évolution de la consommation de méthane « non-énergétique » dans l'EXCEL PPE, la production d'H₂ par SMR pourrait être en 2030 d'environ 10-11 TWh H₂ PCI / an pour l'industrie (avec raffineries). Au total, la conso. d'H₂ de la PPE pourrait s'élever à 18-28 TWh H₂ PCI / an en 2030 et 18 à 50 TWh H₂ PCI / an en 2035 (max : 40 ELY + 10 SMR en 2035, min comme PPE 2030). Pour comparer au même périmètre, les 1 TWh H₂ PCI / an vus par PPE pour la production de gaz synthétique ont été retirés car cette conso. fera l'objet d'une étude plus approfondie par NaTran et Téréga

2) RTE « BP 2035 » : Bilan Prévisionnel 2035. RTE « FE 2050 » : Futurs Energétiques 2050. ADEME « T2050 » : « Transitions 2050 »

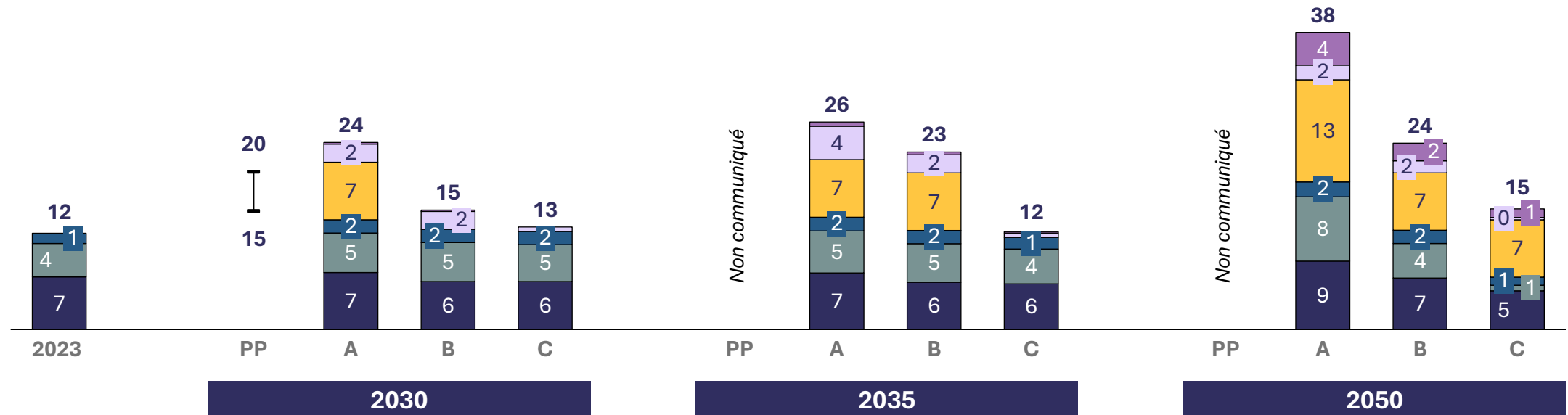
Au sein de l'industrie, au-delà des secteurs déjà consommateurs d'H₂ (ammoniac, raffineries, chimie), la sidérurgie, la production d'e-méthanol pour la chimie et la chaleur industrielle pourraient consommer davantage d'H₂

CONSOMMATION D'HYDROGÈNE DANS L'INDUSTRIE, **TOUT TYPE** D'HYDROGÈNE (GRIS, VERT, BLEU)

[2023-2050], TWh PCI H₂ / an

■ Ammoniac ■ Raffineries ■ Chimie (autres) ■ Acier (DRI) ■ Chimie (e-méthanol) ■ Chaleur industrielle

- **Consommation d'H₂ dans l'industrie** : production d'engrais, raffineries et acier (réduction directe à l'hydrogène, "DRI" en anglais), et dans une moindre mesure chimie (méthanol, phénol, HMD pour le nylon, peroxyde d'hydrogène, etc...) et chaleur industrielle (fours à H₂ pour le verre et la céramique notamment)
- **Acier réduit** : les scénarios "A" envisagent en 2030 la mise en service de **deux unités de production d'acier réduit par hydrogène, retardée à 2035 pour le scénario B**. Des unités additionnelles sont envisagées plutôt à moyen terme (2040 ou +)
- **Chimie (e-méthanol)** : Consommation d'H₂ pour la production d'e-méthanol servant à la production d'oléfines et de formaldéhyde nécessaires à la production de divers plastiques, ainsi que de MTBE (additif pour essence). D'après une analyse des projets annoncés, un potentiel d'export d'e-méthanol pour la chimie est envisagé à court terme (2030 et 2035) mais fortement réduit au long terme (2040 à 2050).

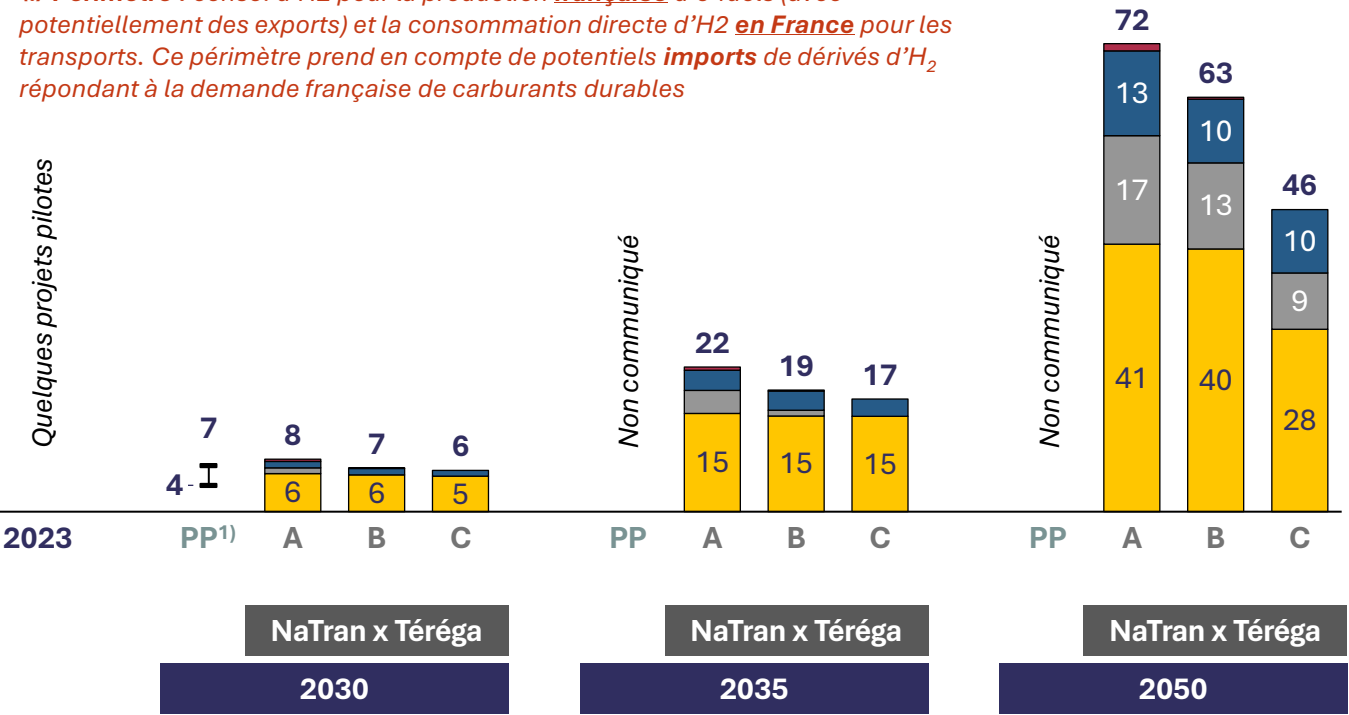


La consommation d'H₂ dans les transports pourrait fortement augmenter à l'avenir, notamment pour le transport aérien

CONSOMMATION EN FRANCE D'HYDROGÈNE DANS LES TRANSPORTS [2023-2050], TWh PCI H₂ / an

■ Aérien ■ Routier ■ Maritime ■ Ferroviaire

!! Périimètre : conso. d'H₂ pour la production **française** d'e-fuels (avec potentiellement des exports) et la consommation directe d'H₂ **en France** pour les transports. Ce périmètre prend en compte de potentiels **imports** de dérivés d'H₂ répondant à la demande française de carburants durables



Imports de dérivés d'H₂

Des hyp. d'imports de dérivés d'H₂ pour répondre à la demande FR ont été considérées, pour 2 raisons :

- 1) Les e-fuels produits à l'étranger, et acheminés en France, pourraient être **plus compétitifs** que la prod. FR, notamment pour le NH₃ (pas besoin de CO₂)
- 2) La production nationale pourrait être **limitée**, par exemple pour des raisons de **foncier** et de **disponibilité en électricité**

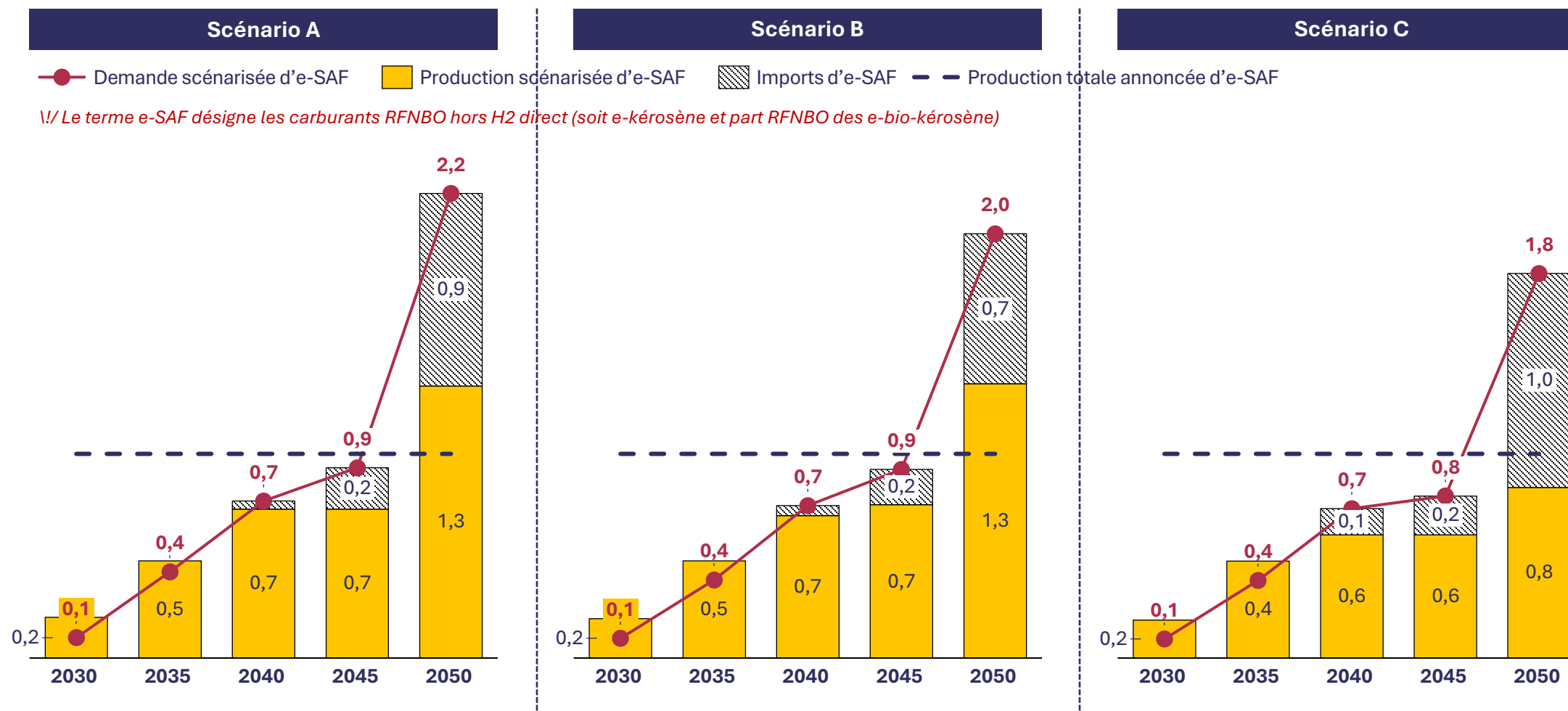
Taux d'imports en 2050	A	B	C
e-CH ₄ maritime	0%	0%	0%
e-méthanol maritime	0%	0%	0%
e-NH ₃ maritime	10%	30%	80%
e-kérosène	40%	35%	55%
bio-kérosène	10%	30%	40%

Taux actuels d'imports (tous secteurs confondus) :
NH₃ (47%), kérosène (40%-50%), méthanol (98%)

1) **PPE :** L'EXCEL mis en consultation pour la PPE mentionne une consommation totale d'H₂ électrolytique en 2030 de 9,6 TWh H₂ PCI / an, dont 1 TWh d'H₂ PCI / an dans « transports » (assimilé au transport routier) et 3 TWh H₂ PCI / an pour la production d'e-fuels (branche « énergie » du bilan d'énergie), ainsi que 1 TWh H₂ PCI / an pour la production de « gaz de synthèse » (e-méthane), pouvant servir en petite partie pour le maritime. Dans le document écrit de la PPE, la production d'H₂ électrolytique est estimée comprise entre 9 à 19 TWh H₂ PCI / an en 2030, soit potentiellement 10 TWh H₂ PCI / an de plus qu'estimé dans l'EXCEL. Sur ces 10 TWh H₂ PCI / an, une partie pourrait être destinée au transport (e-fuels notamment), de l'ordre de 3 TWh H₂ PCI / an, si on considère que cette production d'H₂ supplémentaire est répartie entre l'industrie et les transports au prorata des consommations d'hydrogène envisagées pour ces secteurs en 2030 dans l'EXCEL PPE

Les sc. de production d'e-SAF incluent les hypothèses d'imports d'e-SAF au long-terme et un potentiel d'export ou de « compensation » d'un manque de production de bio-SAF à court-terme

COMPARAISON ENTRE LA DEMANDE FR ET LA PRODUCTION TOTALE FR ANNONCÉE DE E-SAF (HORS H2 DIRECT) ET BIO-SAF [2030-2050], Mt kérosène équivalent / an



Les scénarios de production d'hydrogène proposent un spectre varié concernant les modalités de production de celui-ci

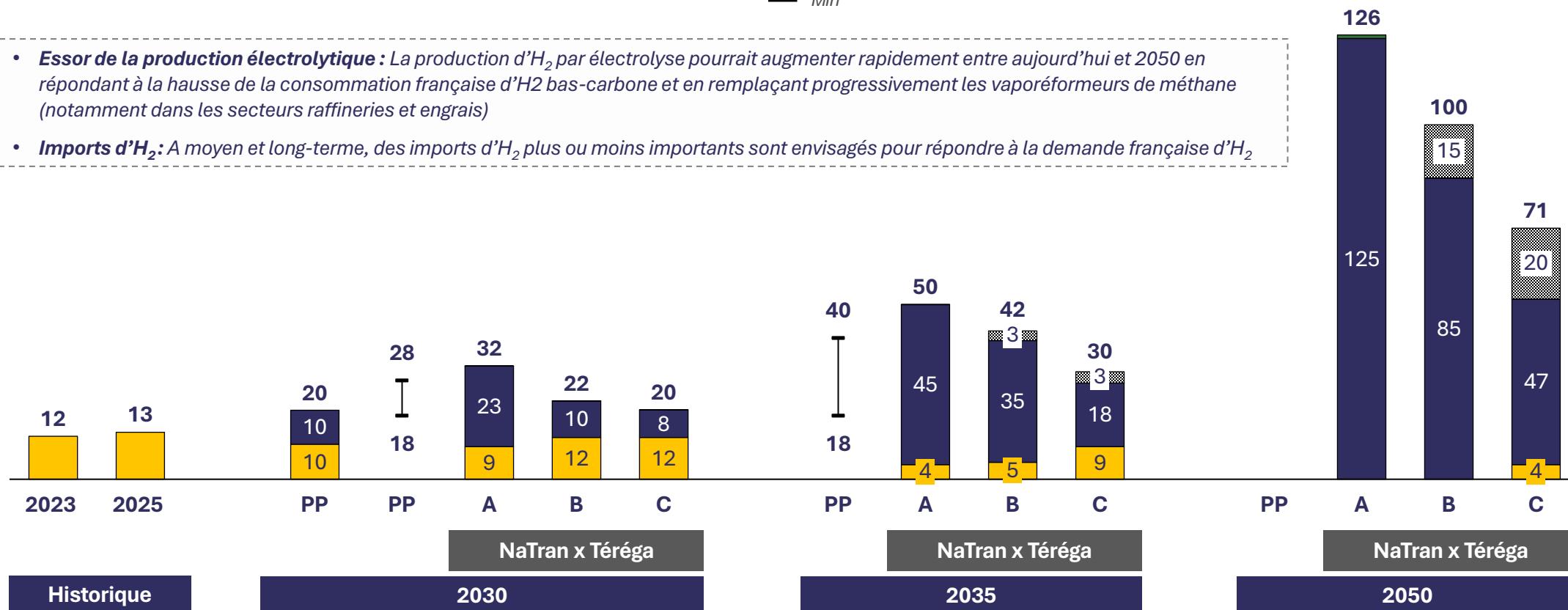
APPROVISIONNEMENT EN HYDROGÈNE DE LA FRANCE

[2023-2050], TWh PCI H₂ / an

■ Vaporéformage de méthane
 ■ Electrolyse
 ■ Biosourcée
 ■ Imports d'H₂

I Max
Min Intervalle électrolyse PPE

- **Essor de la production électrolytique :** La production d'H₂ par électrolyse pourrait augmenter rapidement entre aujourd'hui et 2050 en répondant à la hausse de la consommation française d'H₂ bas-carbone et en remplaçant progressivement les vaporéformeurs de méthane (notamment dans les secteurs raffineries et engrais)
- **Imports d'H₂ :** A moyen et long-terme, des imports d'H₂ plus ou moins importants sont envisagés pour répondre à la demande française d'H₂



1) **PPE :** Selon document écrit de la PPE, production envisagée d'H₂ ELY de 9 à 19 TWh H₂ PCI / an en 2030 et 16 à 40 TWh PCI / an en 2035. Par ailleurs, selon l'évolution de la consommation de méthane « non-énergétique » dans l'EXCEL PPE, la production d'H₂ par SMR pourrait être en 2030 d'environ 10-11 TWh PCI / an pour l'industrie (avec raffineries). Au total, la conso. d'H₂ de la PPE pourrait s'élever à 18-28 TWh H₂ PCI / an en 2030 et 18 à 50 TWh H₂ PCI / an en 2035 (max : 40 ELY + 10 SMR en 2035, min comme PPE 2030). Pour comparer au même périmètre, les 1 TWh H₂ PCI / an vus par PPE pour la production de gaz synthétique ont été retirés car cette conso. fera l'objet d'une étude plus approfondie par NaTran et Téréga

Vos questions



Sommaire de la plénière

- 01 Présentation de la méthodologie de construction des plans de développement H₂
- 02 Rappel des données quantitatives retenues pour chaque scénario
- 03 Présentation de la régionalisation de la consommation et de la production par électrolyse, selon son niveau de flexibilité
- 04 Proposition soumise à concertation

La consommation d'H₂ a été régionalisée par scénarios et par secteurs

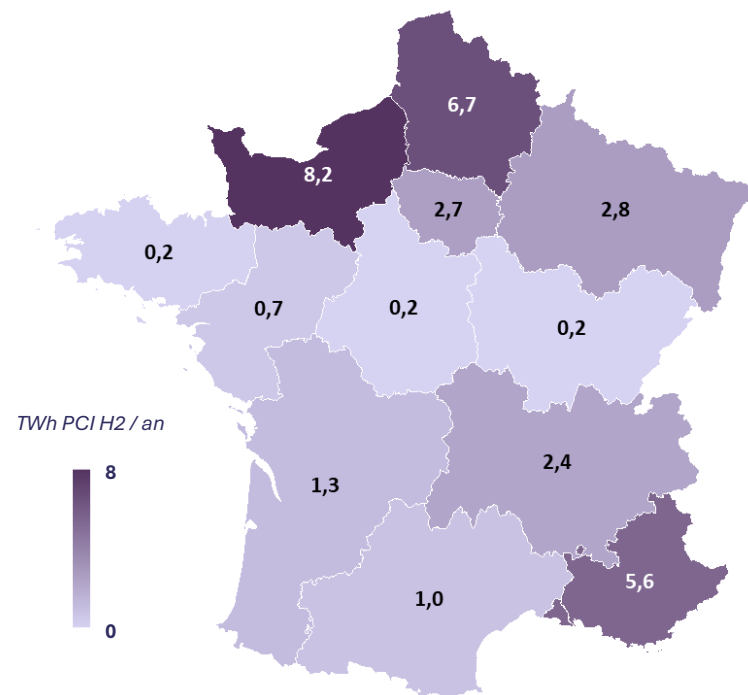
Catégories	Secteurs	Méthodologie de régionalisation
Transport	Aérien	<p>Scénarios de localisation des futures usines de production des e-SAF selon :</p> <ul style="list-style-type: none"> Gisements de CO2 biogéniques Infrastructures de transport de kérosène (oléoducs, dépôts pétroliers, transport ferroviaire) Projets annoncés de e-SAF Aéroports fortement consommateurs
	Maritime	<p>Scénarios de localisation des futures usines de production de carburants durables selon :</p> <ul style="list-style-type: none"> E-méthanol : <ul style="list-style-type: none"> Gisements de CO2 biogéniques Infrastructure de transport de méthanol (fret ferroviaire) Projets annoncés de production d'e-méthanol et pôles de consommation E-ammoniac : selon usines actuelles d'ammoniac [dans le secteur « ammoniac »] E-méthane : selon la régionalisation de la prod. de biométhane par méthanisation, en supposant qu'une grande partie de la prod. d'e-CH₄ est issue de méthaniseurs équipés de méthanation (et de capture de CO₂ et d'électrolyseurs)
	Transport routier	<ul style="list-style-type: none"> Distribution des véhicules par départements selon leur plaque d'immatriculation
	Ferroviaire	<ul style="list-style-type: none"> Répartition régionale du flux de passagers en trains (en <i>voyageurs.km/an</i>)
Industrie	Acier (DRI)	<ul style="list-style-type: none"> Futures usines de DRI (Dunkerque et Fos-sur-Mer)
	Raffineries	<ul style="list-style-type: none"> Localisation des raffineries actuelles (6 sites) et des bioraffineries annoncées (La Mède, Grandpuits, Donges)
	Chaleur industrielle	<ul style="list-style-type: none"> Selon la répartition régionale des sites industriels des verriers (en nombre de sites par région) et de céramique, briques et tuiles (en nombre d'employés du secteur par région)
	Ammoniac	<ul style="list-style-type: none"> Localisation des usines actuelles d'ammoniac (4 sites) ainsi que la prise en compte selon les scénarios du projet Fertighy de production d'engrais bas-carbone dans les Hauts-de-France
	Chimie - e-méthanol	<ul style="list-style-type: none"> Scénarios de localisation des futures usines d'e-méthanol communs avec le secteur maritime
	Chimie - autres	<ul style="list-style-type: none"> Selon le nombre de plateformes chimiques par régions (à affiner à l'avenir)

Dans le scénario A, les consos. d'H₂ seraient les plus importantes dans les régions Normandie, Hauts de France, Provinces Alpes Côtes d'Azur, Grand Est et Auvergne-Rhône-Alpes

CONSOMMATION D'HYDROGÈNE TOTALE, **TOUT TYPE** D'HYDROGÈNE (GRIS, VERT, BLEU), *HORS CO-PRODUITS* – **SCÉNARIO A**
[2030-2035-2050], TWh PCI H₂ / an

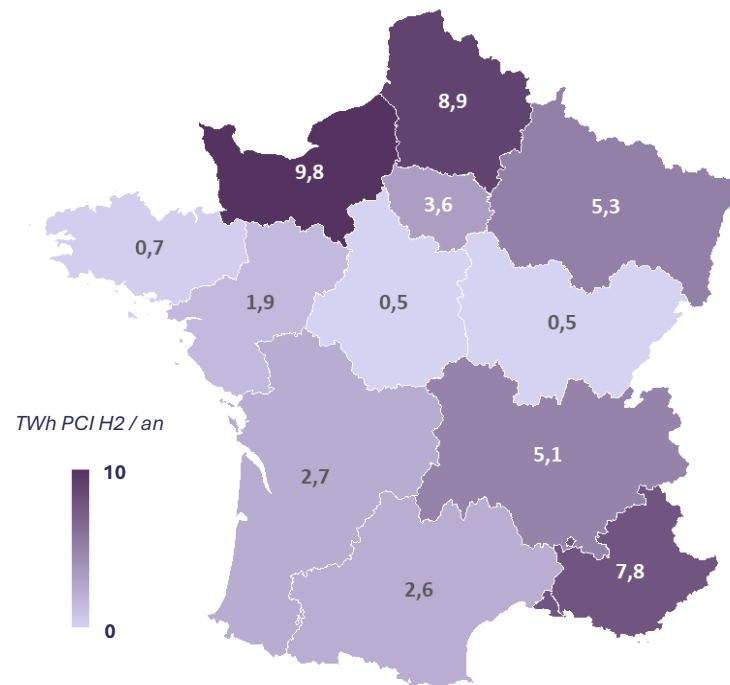
2030

Σ : 32 TWh PCI / an



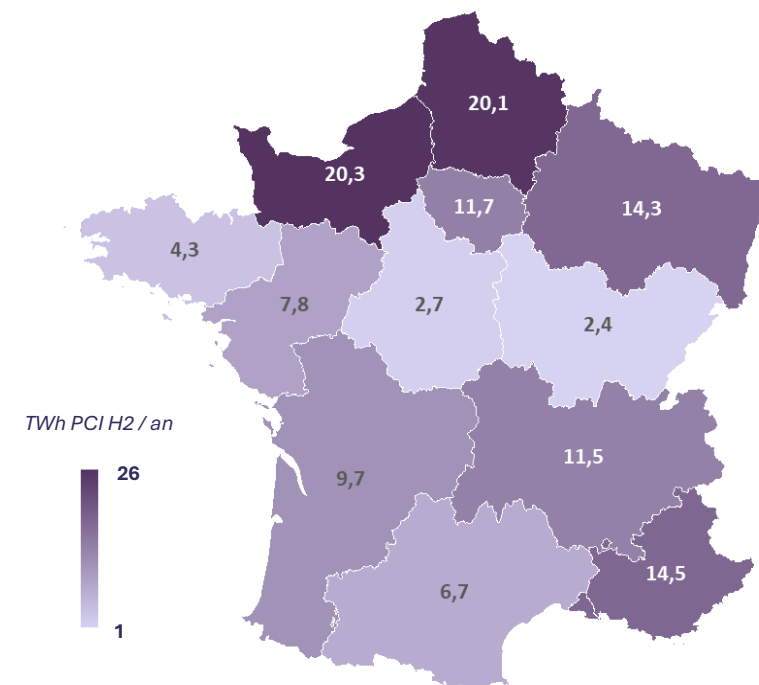
2035

Σ : 48 TWh PCI / an



2050

Σ : 118 TWh PCI / an



1) PACA : Provinces-Alpes-Côtes d'Azur, AURA : Auvergne-Rhône-Alpes

Source : Scénarios NaTran et Téréga

N.B : En zone Téréga (NA + Occ), des chiffres de consommation supérieurs ont été remontés dans le cadre de l'AMI HySoW, basé sur une vision marché

Les différences de consommation entre les régions et scénarios à court terme (2030-2035) proviennent surtout des scénarisations sur le DRI (acier) et la production des e-molécules

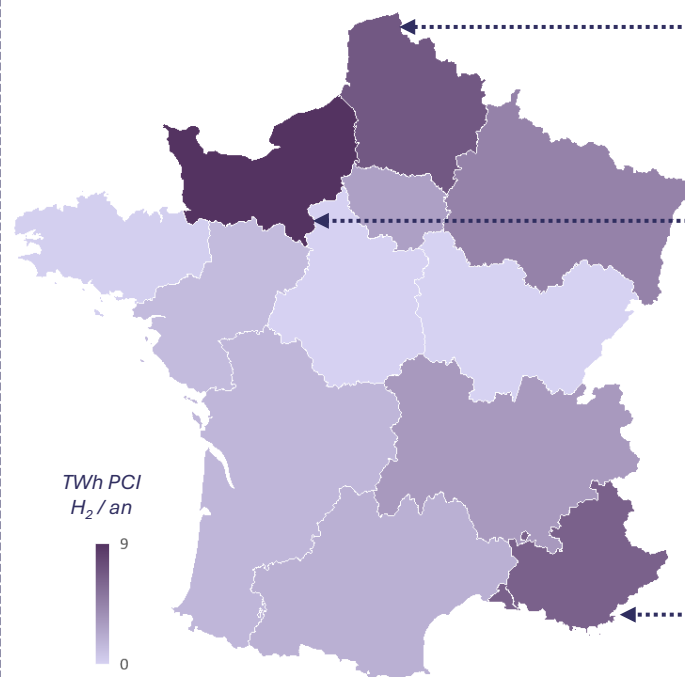
CONSOMMATION TOTALE D'H₂ PAR RÉGIONS ET SECTEURS – [2030-2035-2050], TWh PCI H₂ / an

■ Raffineries
 ■ Ammoniac
 ■ DRI (acier)
 ■ Carburants durables et e-méthanol chimie
 ■ Transport routier
 ■ e-CH₄ injecté hors usage maritime
 ■ Autres

Explications des différences de conso. par régions

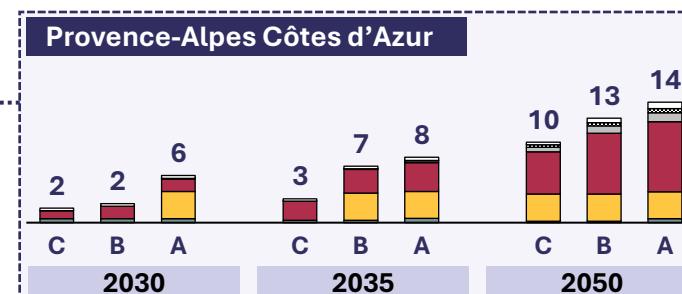
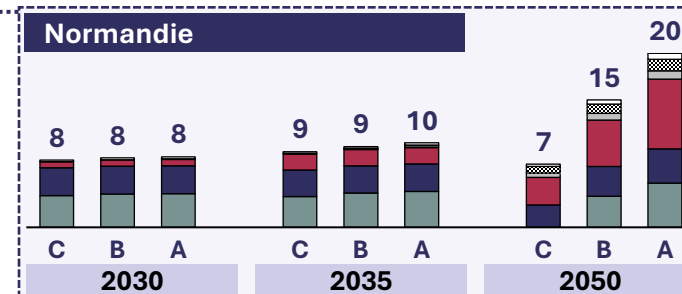
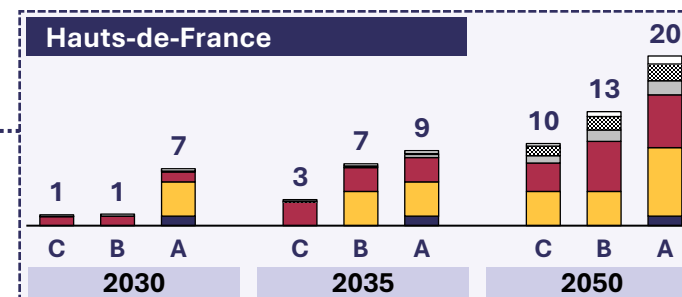
Les différences de consommation entre les régions sont surtout portées sur les secteurs DRI (acier), production d'e-molécules, ammoniac et raffineries

- **Acier (DRI) :** date de mise en œuvre des projets de DRI à Dunkerque et à Fos-sur-Mer et **parts de la réduction directe assurée par H₂** différentes selon les scénarios
- **Production d'e-molécules :** Nombre d'usines et volumes produits par régions selon les scénarios
- **Ammoniac :** selon l'évolution de la production d'ammoniac par scénarios et la **localisation des projets**
- **Raffineries :** selon la présence de raffineries et bioraffineries qui consomment actuellement (ou en 2025) de l'hydrogène hors co-produits, qui pourraient soit continuer leur production de carburants fossiles, soit être converties en bioraffineries, soit fermer (selon scénarios) et consommer plus ou moins d'H₂ selon les hypothèses d'utilisation de l'H₂ co-produit



Carte avec consommation d'H₂ par régions dans le scénario B en 2035

Exemples de conso. d'H₂ par régions



La production d'H₂ par électrolyse a été régionalisée majoritairement proche de la conso. d'H₂ à court terme, et de plus en plus proche des sources d'électricité bas-carbone à moyen et long terme

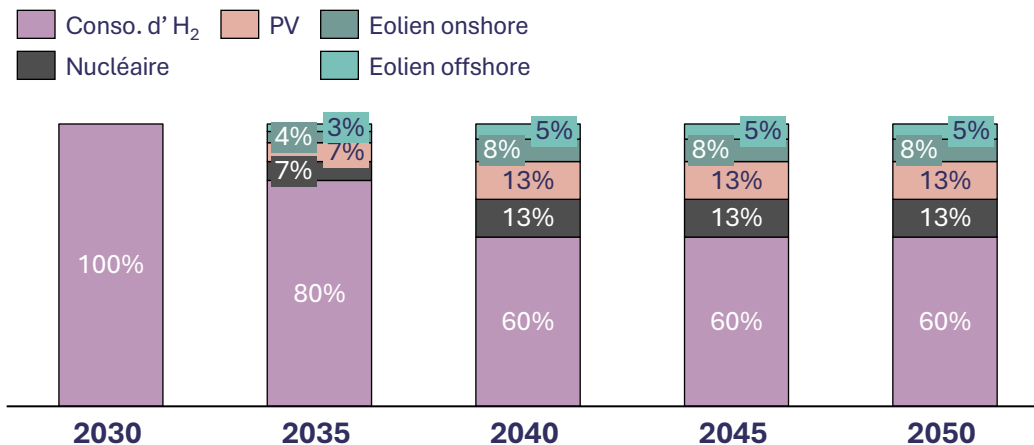
Rationnel de régionalisation :

- **Au court terme :** La production d'H₂ par électrolyse (ELY) est supposée proche de la consommation d'H₂ en cohérence avec la majorité des projets annoncés à date
- **A moyen et long terme :** La production d'H₂ ELY est supposée se placer davantage proche des sources d'électricité bas-carbone pour « soulager » le réseau électrique (diminuer ses coûts) et proche des axes de transport d'H₂ pour bénéficier du stockage d'H₂ pour faciliter une production flexible des électrolyseurs, ce qui diminuerait également les coûts du système électrique (cf étude RTE-GRTgaz)

Implantation des nouveaux électrolyseurs

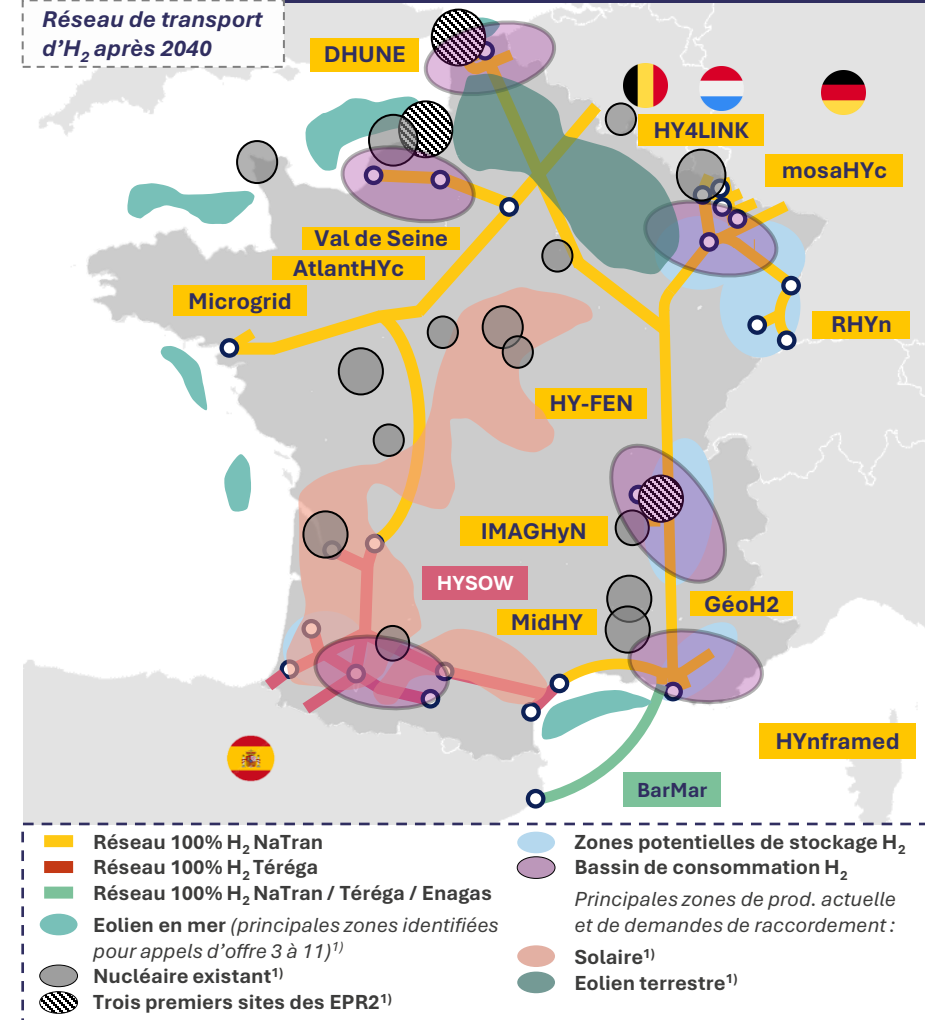
Répartition de l'implantation des électrolyseurs nouvellement installés, par périodes de 5 ans, selon la proximité à la conso. d'H₂ et aux sources d'électricité renouvelable et bas-carbone

[2030 ; 2050], en % (sous-jacents en TWh PCI H₂ / an)



Carte des sources d'électricité EnR et nucléaire, de consommation d'H₂ et de transport et stockage d'H₂

Réseau de transport d'H₂ après 2040



La production plus ou moins flexible des électrolyseurs a été scénarisée, notamment selon leur localisation (raccordement au réseau de transport d'H₂ pour accéder au stockage d'H₂ ou non)

Prise en compte de trois modes de production par électrolyse :

Les simulations de l'équilibre offre-demande horaire et des flux à la maille France et Europe pourront **intégrer des contraintes spécifiques** telles que le niveau de flexibilité, les contraintes de rampe et de modulation...

Ces paramètres et la scénarisation seront discutés lors de l'atelier sur la flexibilité.

Les hypothèses proposées de fonctionnement des électrolyseurs et de facteurs de charge associés sont à date :

Mode de fonctionnement des électrolyseurs	Facteur de charge
Fonctionnement en bande avec prise en compte des temps de maintenance	94%
Fonctionnement en bande avec prise en compte des temps de maintenance et avec effacements ponctuels du type de ceux du mécanisme de capacité	91%, avec une fourniture de service système de 25 jours maximum /an
Fonctionnement flexible – avec arbitrage des prix marché de l'électricité ou suivi de charge d'un bouquet d'EnR électriques	Entre 50% et 90%, avec une hypothèse de 68% en moyenne en 2030

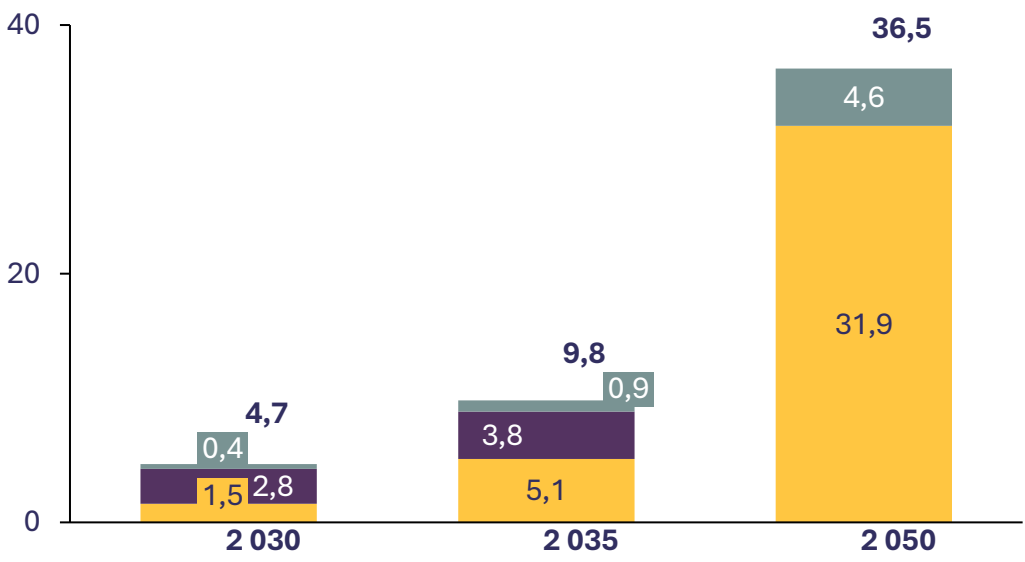
Rationnel de scénarisation de la localisation :

Au vu des bénéfices nets pour le système énergétique d'une production par électrolyse flexible (cf étude conjointe RTE-GRTgaz), les électrolyseurs des bassins situés à proximité des projets d'infrastructures de stockage et de transport d'H₂ sont supposés pouvoir opérer de manière flexible.

PART DES DIFFÉRENTS MODES DE PILOTAGE DES ELY EN FRANCE AUX HORIZONS 2030 – 2050 DANS LE SCÉNARIO A

PRODUCTION D'HYDROGENE ELECTROLYTIQUE (Electrolyse)
[2030 ; 2050], en GWe

- Effacements ponctuels (type mécanisme de capacité)
- Bande
- Flexible - Optim. sur le marché



Vos questions

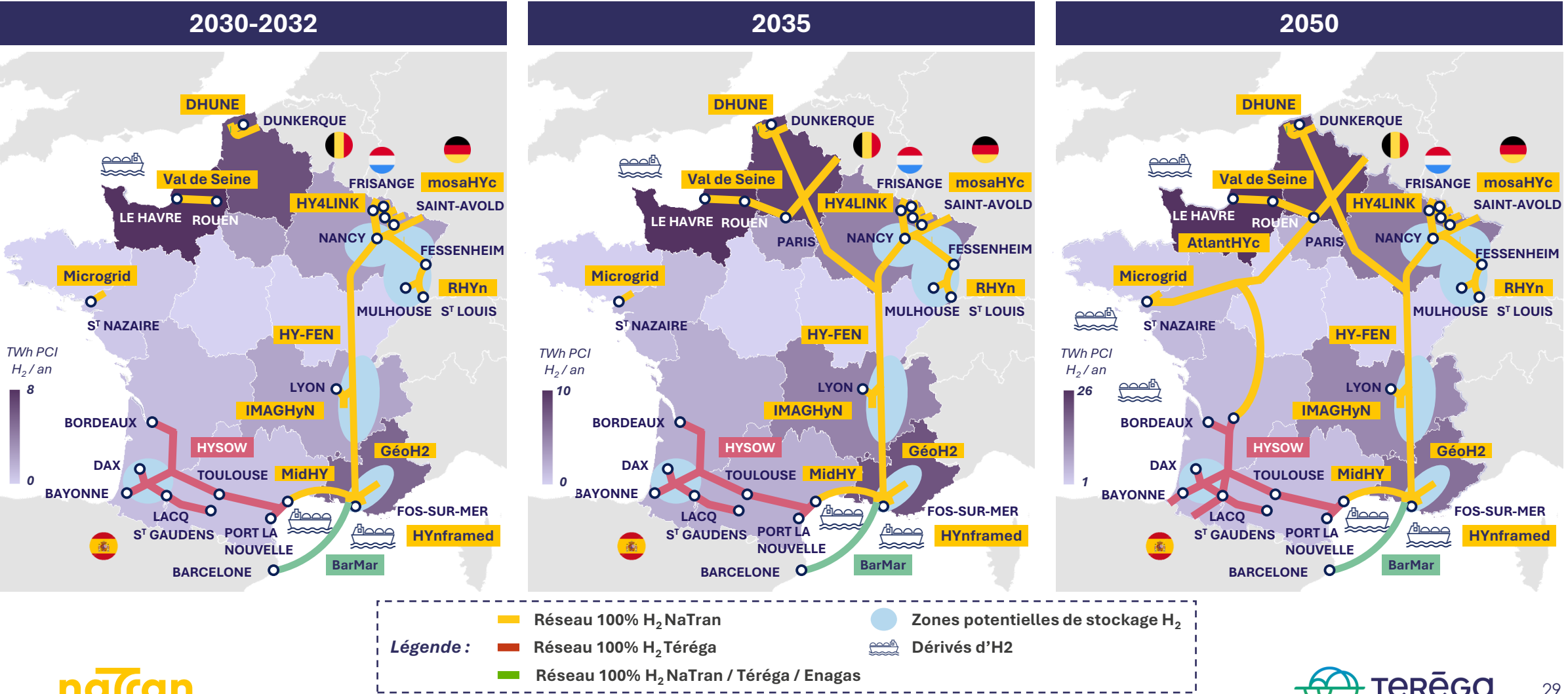


Sommaire de la plénière

- 01 **Présentation de la méthodologie de construction des plans de développement H₂**
- 02 **Rappel des données quantitatives retenues pour chaque scénario**
- 03 **Présentation de la régionalisation de la consommation et de la production par électrolyse, selon son niveau de flexibilité**
- 04 **Proposition soumise à concertation**

Des infras de transport et de stockage qui permettront d’optimiser le fonctionnement du système énergétique

CARTE AVEC LE RÉSEAU DE TRANSPORT D’H₂ ENVISAGÉ ET LA CONSOMMATION D’H₂ – SCÉNARIO A



Vos questions



02

Sous-groupes de réflexion

N°1 : E-fuels (aviation et transport maritime)

N°2 : Flexibilité des électrolyseurs

N°3 : Sourcing d'hydrogène et continuité d'approvisionnement

Sous-groupes de réflexion

Pourquoi des sous-groupes ?

- Favoriser votre prise de parole pour répondre aux questions communiquées en amont de l'atelier dans la Note
- Vous permettre d'échanger avec les autres parties prenantes
- Nous permettre d'obtenir des informations concrètes/points de vue pour faire évoluer les Plans de développement prospectifs

Comment sont-ils organisés ?

- Vous participerez à un sous-groupe sélectionné lors de l'inscription pendant 1h
- Deux intervenants par sous-groupe pour animer les échanges autour des questions que nous nous posons
- Une restitution en plénière sera faite par les animateurs de chaque sous-groupe à la fin de la matinée

Pause-café

15 min

Restitution en plénière

03

Remerciements et conclusion

04

Conclusions

Réception de vos contributions écrites jusqu'au 20 juin en utilisant le template qui sera mis à disposition sur les pages internet dédiées de NaTran et Teréga

Envoi par mail à :



ConcertationsCH4H2CO2@natrangupe.com



Concertationsch4h2co2@terega.fr

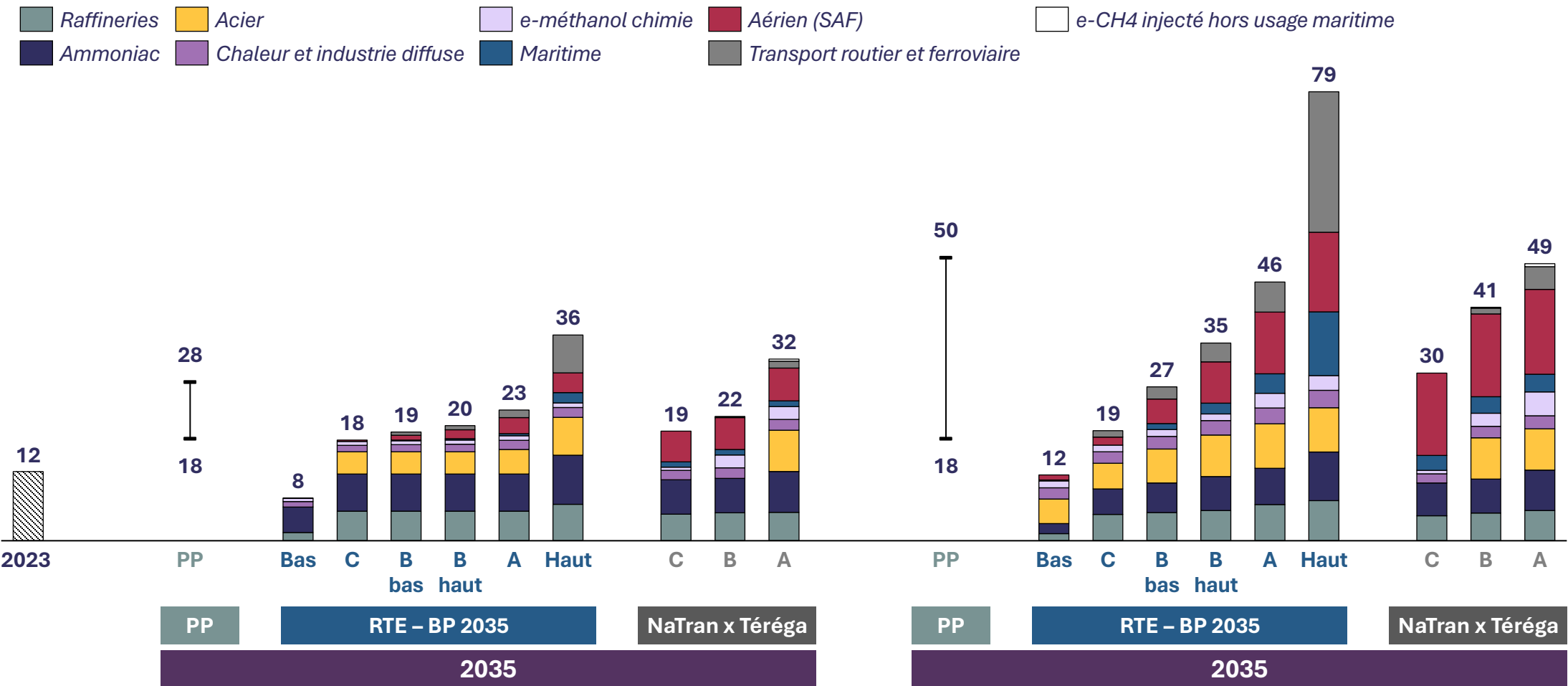
Echanges libres

Jusqu'à 13h

ANNEXES

En comparaison, les sc. NaTran et Téréga envisagent davantage de consommation d’H₂ que RTE dans l’aérien (e-fuels) en 2030 à 2035, et une consommation plus faible dans le transport routier que RTE

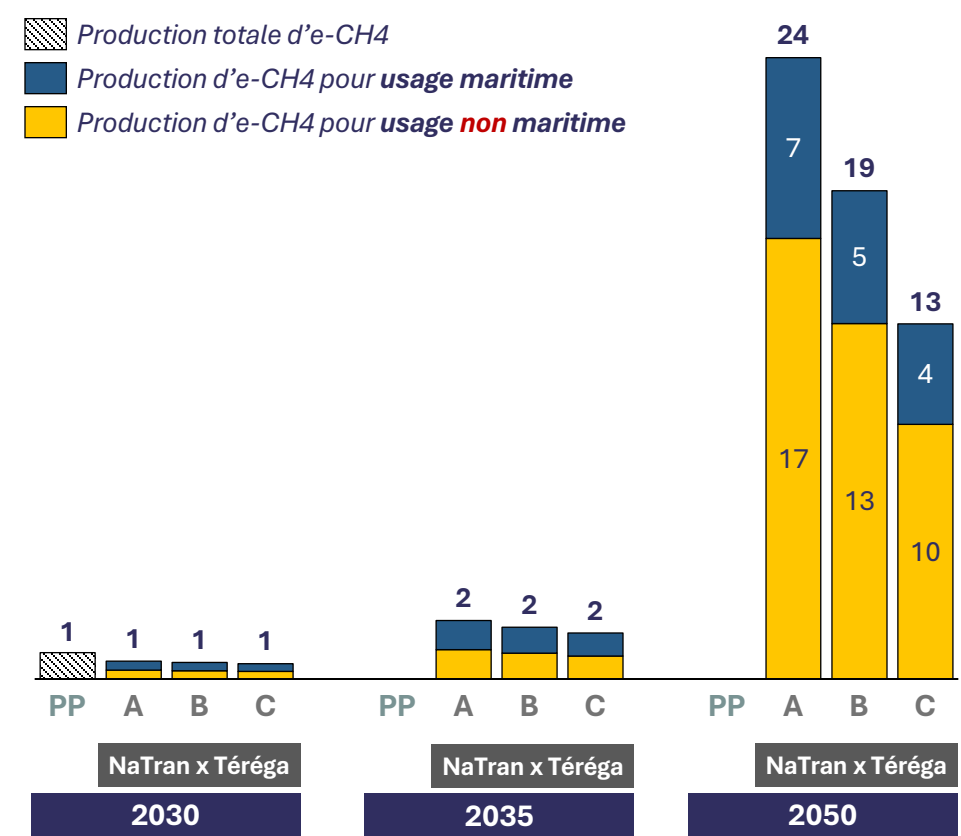
EVOLUTION DE LA DEMANDE FRANÇAISE EN H₂ (ENERGIE FINALE ET SECONDAIRE, *TOUS TYPES*, *HORS CO-PRODUITS*)
[2023-2050], TWh PCI H₂ / an



La production d'e-méthane est supposée de 10 à 17 TWh PCS / an en 2050 et en grande partie issue de méthaniseurs équipés d'unités de méthanation (power-to-methane)

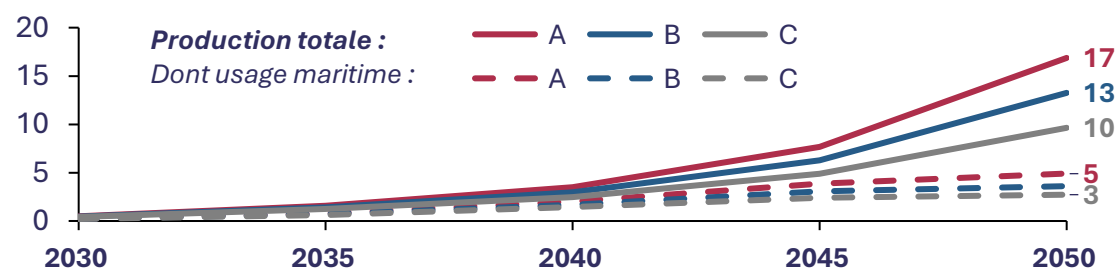
Consommation d'H₂ pour la production d'e-méthane en France

[2030 ; 2050], en TWh PCI H₂ / an



Production d'e-méthane en France

[2030 ; 2050], en TWh PCS CH₄ / an



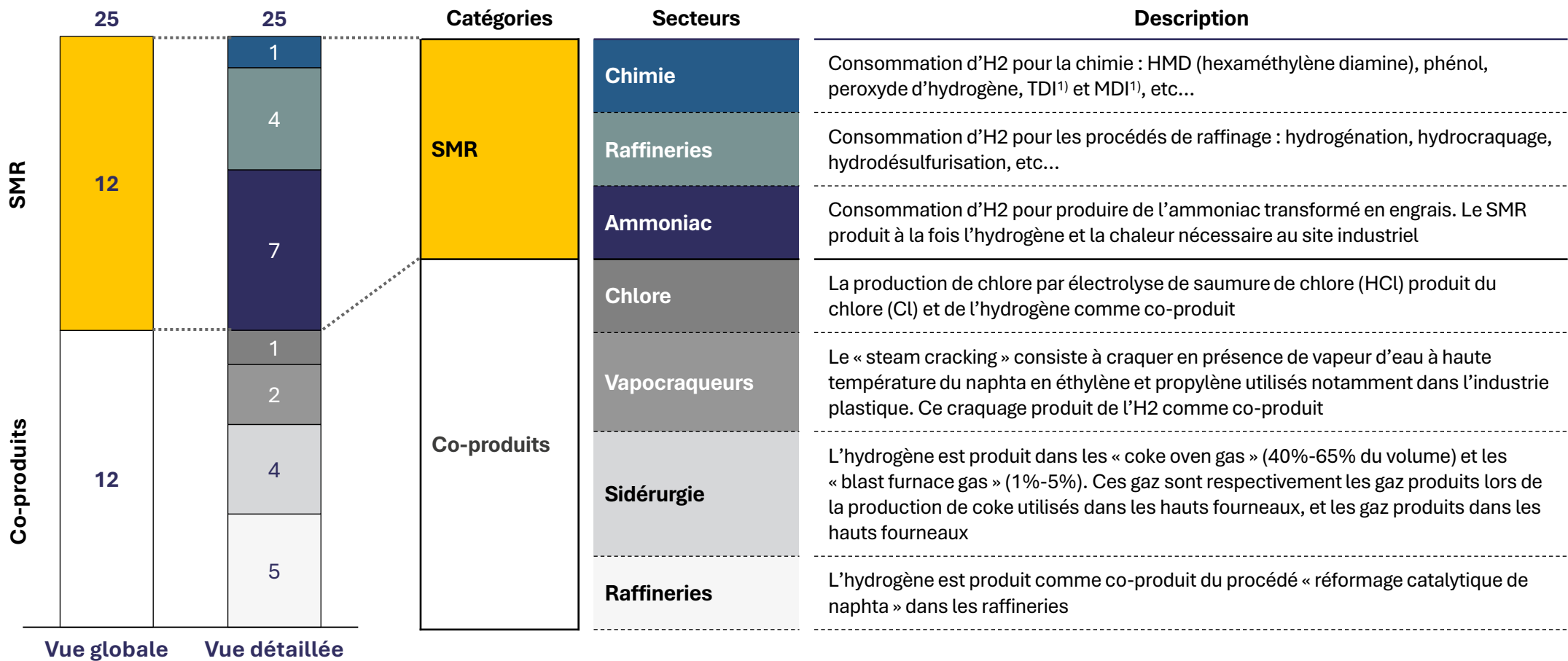
- La production d'e-CH₄ est supposée majoritairement **couplée à celle de biométhane (méthanisation)** en équipant une partie des méthaniseurs de capture de CO₂ et d'électrolyseurs
- La production d'e-CH₄ est ainsi définie selon des hyp. de méthanisation et de **parts des méthaniseurs équipés de méthanation (PtM, power-to-methane)**

Hypothèses en 2050		A	B	C
Méthanisation (cf ADEME S3)	TWh PCS / an	130	130	130
Part méthaniseurs équipés de PtM	%	35%	28%	20%
Rapport e-CH ₄ produit / bio-CH ₄ des méthaniseurs équipés de PtM ¹⁾	% (TWh e-CH ₄ / TWh bio-CH ₄)	37%	37%	37%
Production d'e-CH₄ totale	TWh PCS / an	17	13	10
Dont usage maritime	TWh PCS / an	3	4	5

1) Rapport moyen en 2050 entre la prod. d'e-CH₄ et celle de bio-CH₄ des méthaniseurs équipés de PtM des sc. S1, S2 et S3 d'ADEME Transitions 2050 (resp. 41%, 36% et 35%), pour des prod. d'e-CH₄ resp. de 40, 36 et 23 TWh PCS / an et de bioCH₄ par méthanisation resp. de 104, 106 et 129 TWh PCS / an, et des parts des méthaniseurs équipés de PtM d'environ 95%, 95% et 50%

Pour rappel, l'hydrogène est aujourd'hui principalement produit par vaporéformage de méthane ou co-produit dans certains processus industriels

PRODUCTION D'HYDROGÈNE EN FRANCE PAR VAPORÉFORMAGE ET COMME CO-PRODUITS
[2023], TWh H₂ PCI / an

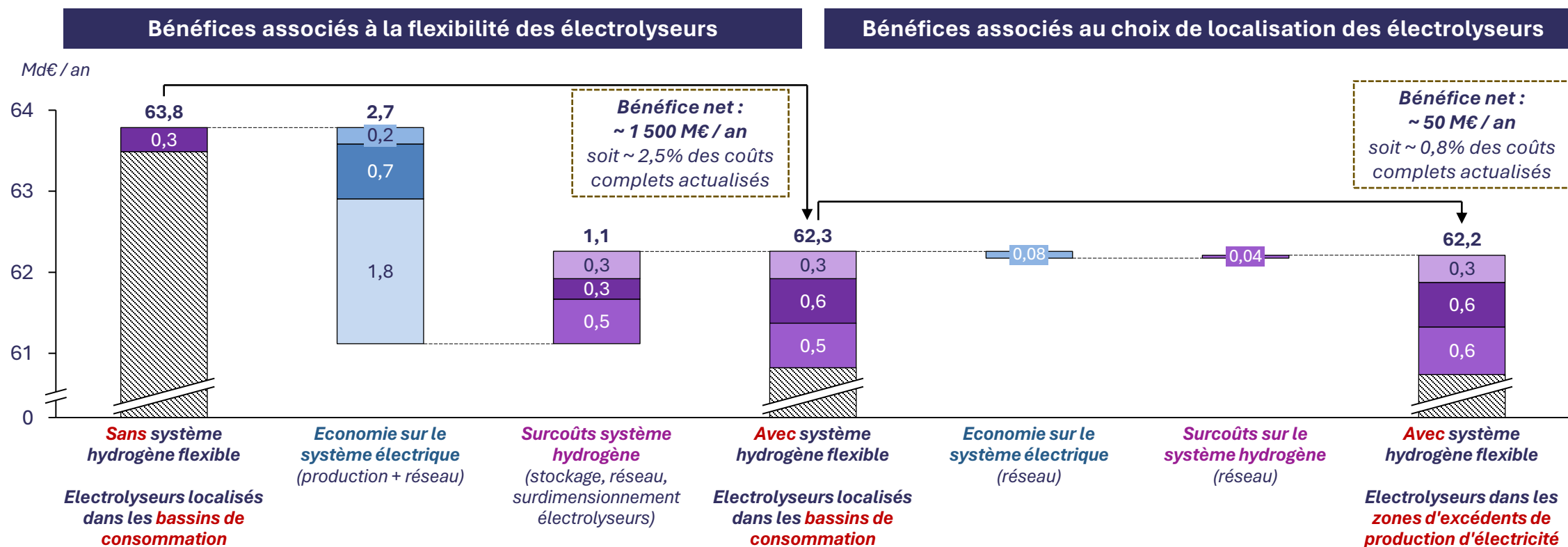
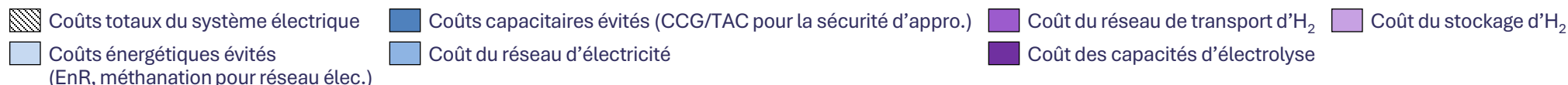


1) TDI : Toluene Diisocyanate ; MDI : Methylene diphenyl diisocyanate

La régionalisation de la production d'hydrogène par ELY et sa flexibilité s'appuie sur les grands enseignements de l'étude conjointe RTE-NaTran de 2023

COÛTS DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE ET H₂ SELON LA FLEXIBILITÉ DES ÉLECTROLYSEURS ET LEUR LOCALISATION

[2050], Md€ / an



Même si l'intérêt reste relativement limité en valeur, les optimisations sur la localisation des électrolyseurs sont à envisager et seraient à étudier plus finement, localement et au cas par cas

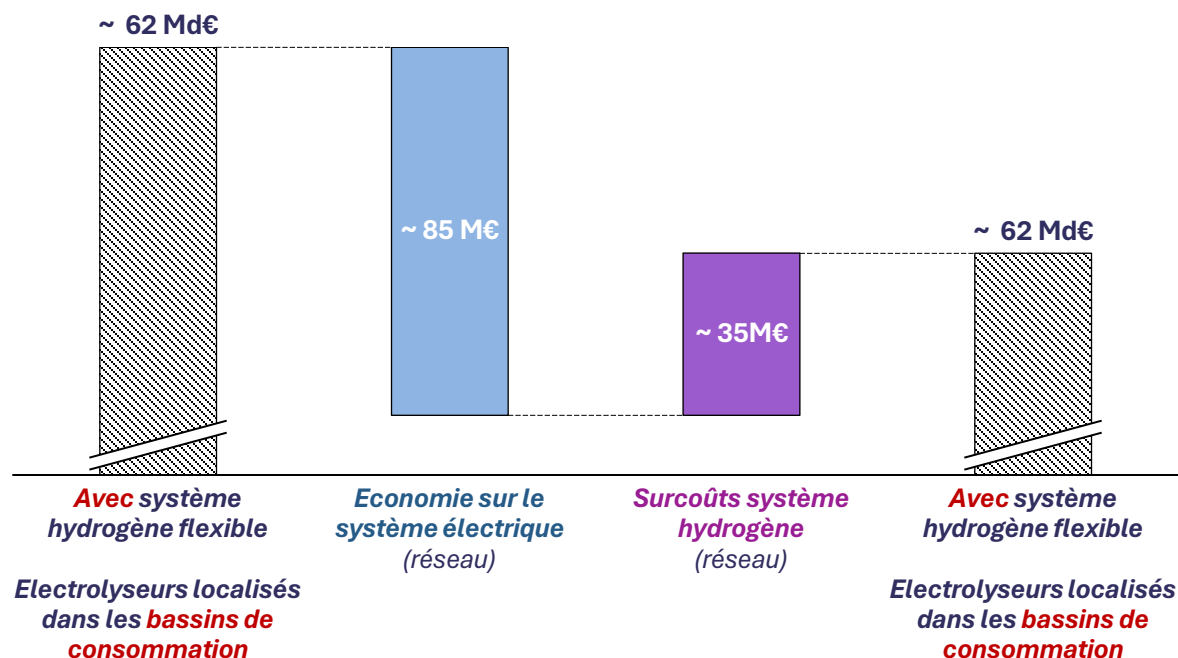
COÛTS DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE ET H₂ SELON LOCALISATION DES ÉLECTROLYSEURS

[2050], Md€ / an

▨ Coûts totaux du système électrique ■ Coût du réseau d'électricité ■ Coût du réseau de transport d'H₂

Bénéfices associés au choix de localisation des électrolyseurs

Bénéfice net : ~ 50 M€ / an
soit ~ 0,8% des coûts complets actualisés

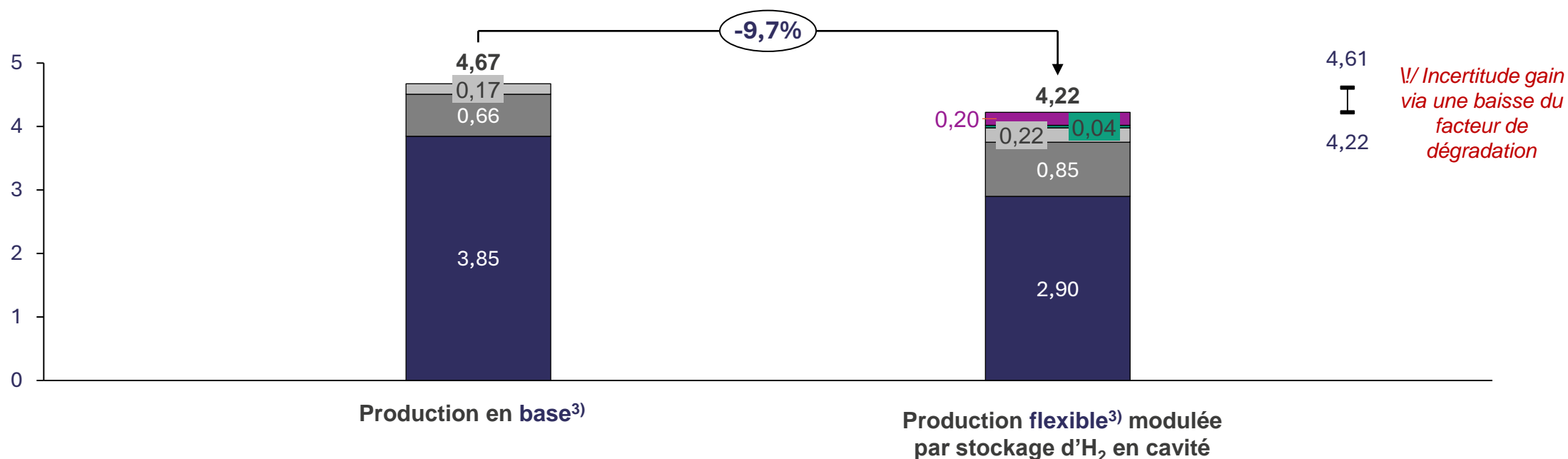


- Les simulations conjointe RTE – GRTgaz ont montré que **des optimisations sur la localisation des électrolyseurs pourraient être envisagés à long terme** (au-delà de 2035) pour soulager le réseau électrique et diminuer les coûts associés.
- Un des sous-jacents est que le coût de développement de canalisations hydrogène pourrait être moins onéreux que le développement ou le renforcement de lignes électriques.
- Même si l'intérêt reste relativement limité en valeur, les optimisations de la localisation d'électrolyseurs sont à envisager et **doivent être identifiées au cas par cas, notamment dans certaines zones contraintes où les renforcements électriques sont particulièrement coûteux ou très contraints** (zones naturelles protégées, zones urbaines denses, etc.).

La production flexible d'hydrogène par électrolyse, optimisée par les signaux de prix de l'électricité et soutenue par des infrastructures de transport et de stockage, permettrait réduire le coût de l'hydrogène jusqu'à -9,7%.



COÛT DE PRODUCTION DE L'HYDROGÈNE VERT PAR ÉLECTROLYSE [2030], € / KG H₂



- 1) Le coût de transport via la dorsale Hy-Fen pour acheminer la production flexible vers un stockage
- 2) Prix électricité €/MWh : France 2030 : base 70, flexible 52
- 3) Facteur de dégradation : base (1%/an), flexible (1,2 – 2,5%/an)
- 4) Facteurs de charge : France 2030 : base (94%) et flexible (68%)

Des plans de développement prospectifs du réseau H₂ sont en cours d'élaboration, présentant un élargissement du réseau au cours du temps

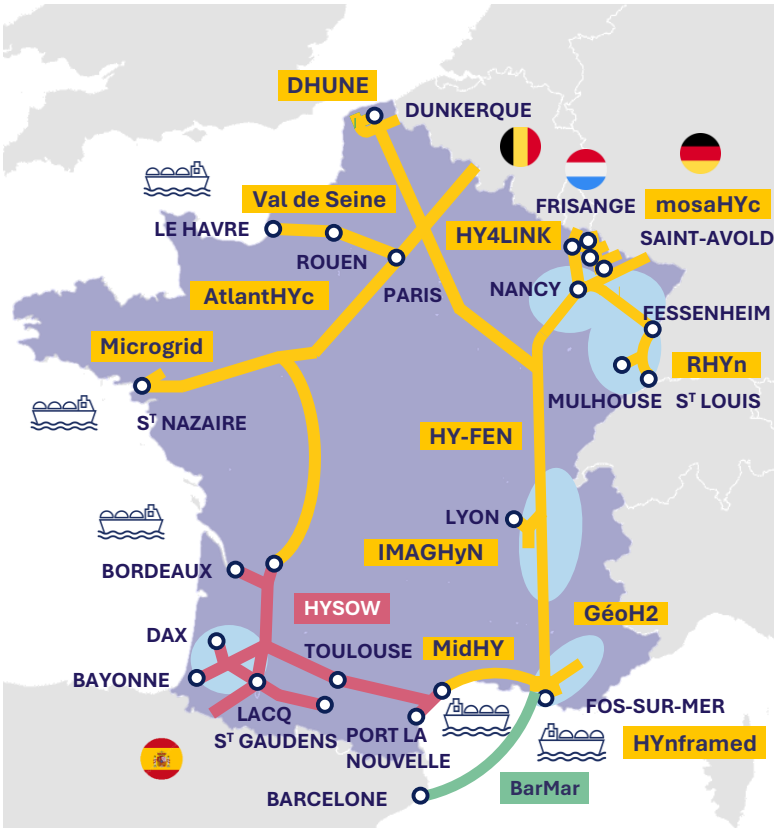
Phase 1 – D’ici 2032



Phase 2 – Autour de 2035



Phase 3 – A partir de 2040

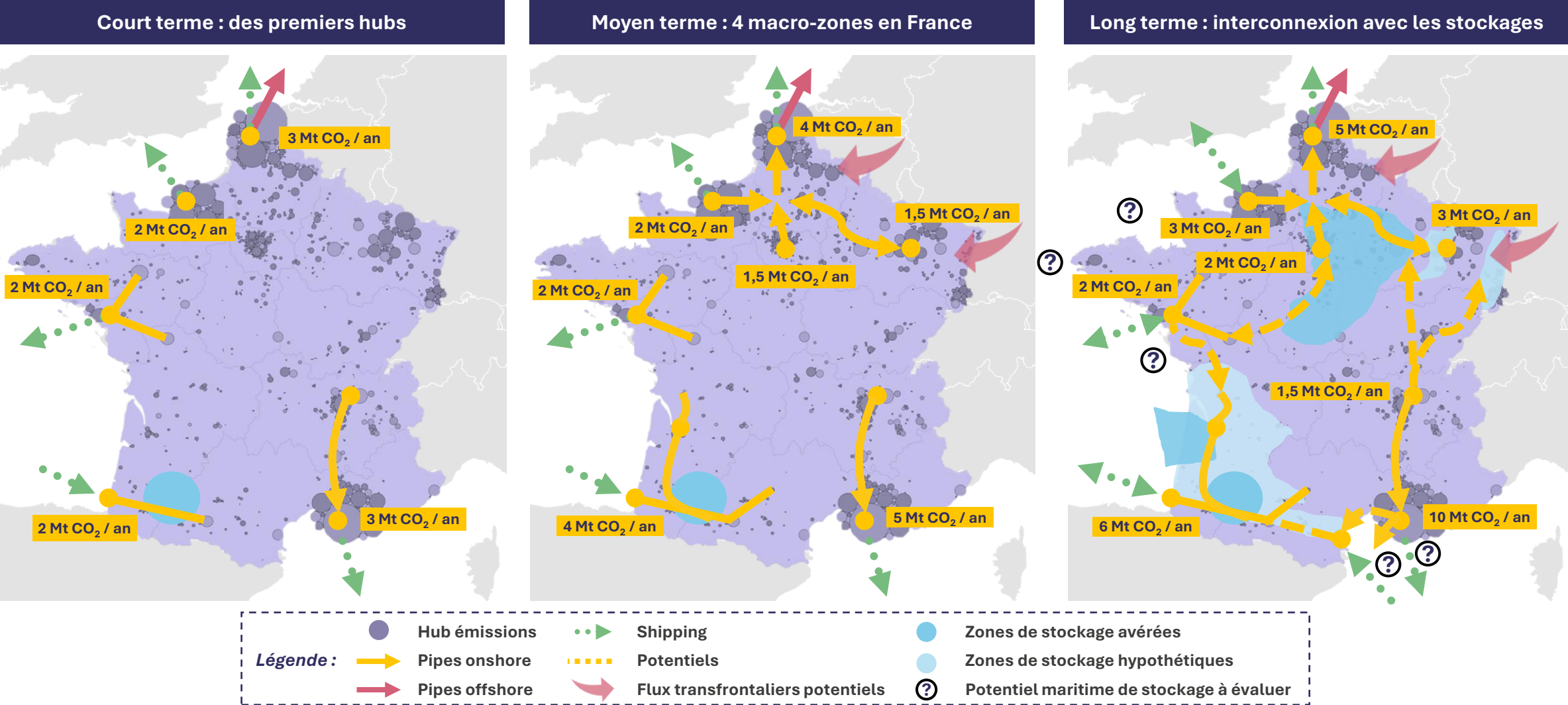


Légende :

- Réseau 100% H₂ NaTran
- Réseau 100% H₂ Téréga
- Réseau 100% H₂ NaTran / Téréga / Enagas

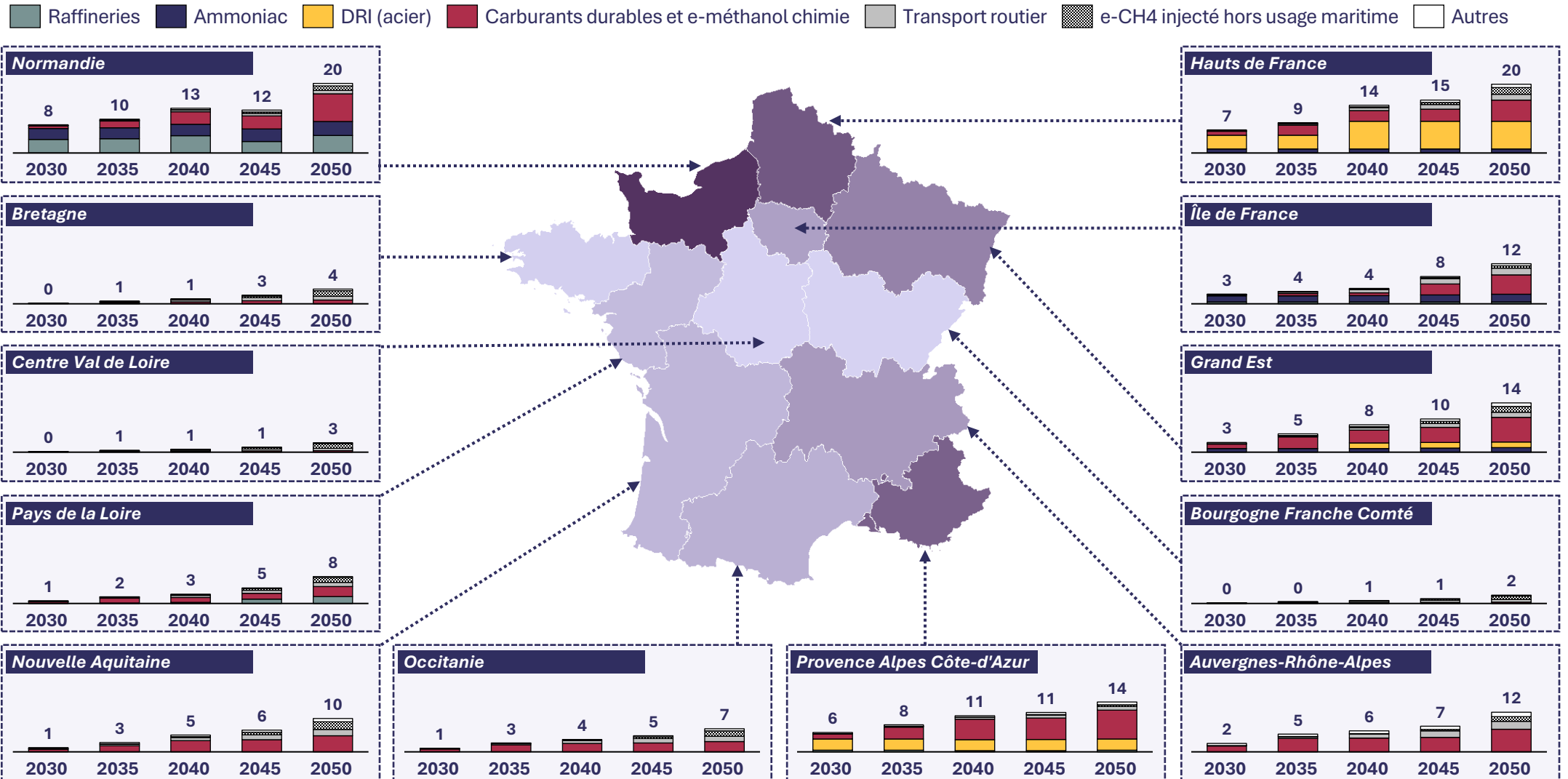
- Zones potentielles de stockage H₂
- 🚢 Dérivés d'H₂

Des plans de développement prospectifs du réseau CO₂ sont en cours d'élaboration, présentant un élargissement du réseau au cours du temps en partant des principaux hubs d'émission



Les consommations d'H₂ importantes des régions Hauts-de-France, Normandie et Provence Alpes Côte-d'Azur proviennent surtout des secteurs ammoniac, raffineries, DRI et e-molécules

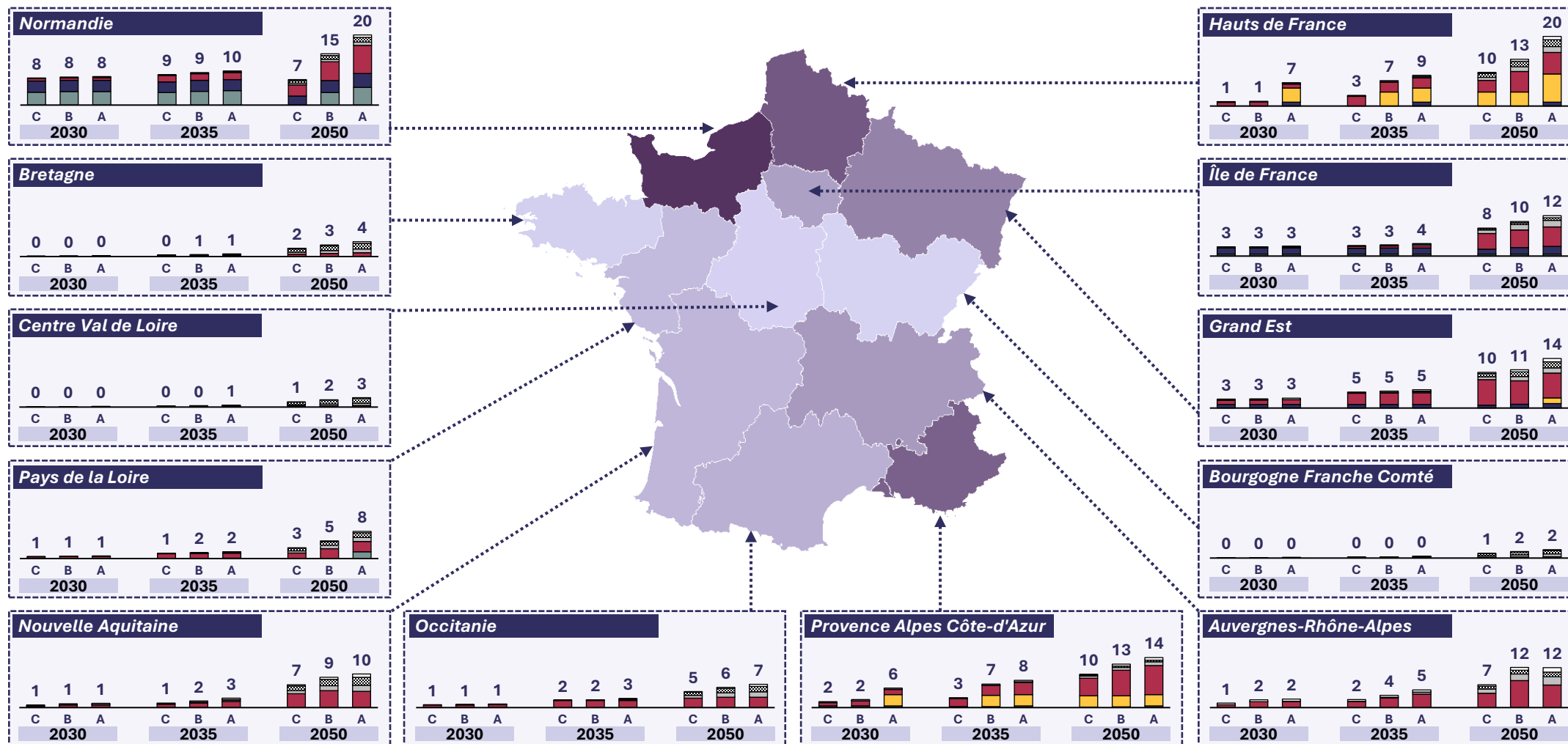
CONSOMMATION TOTALE D'H₂ PAR RÉGIONS ET SECTEURS – **SCÉNARIO A** - [2030-2050], TWh PCI H₂ / an



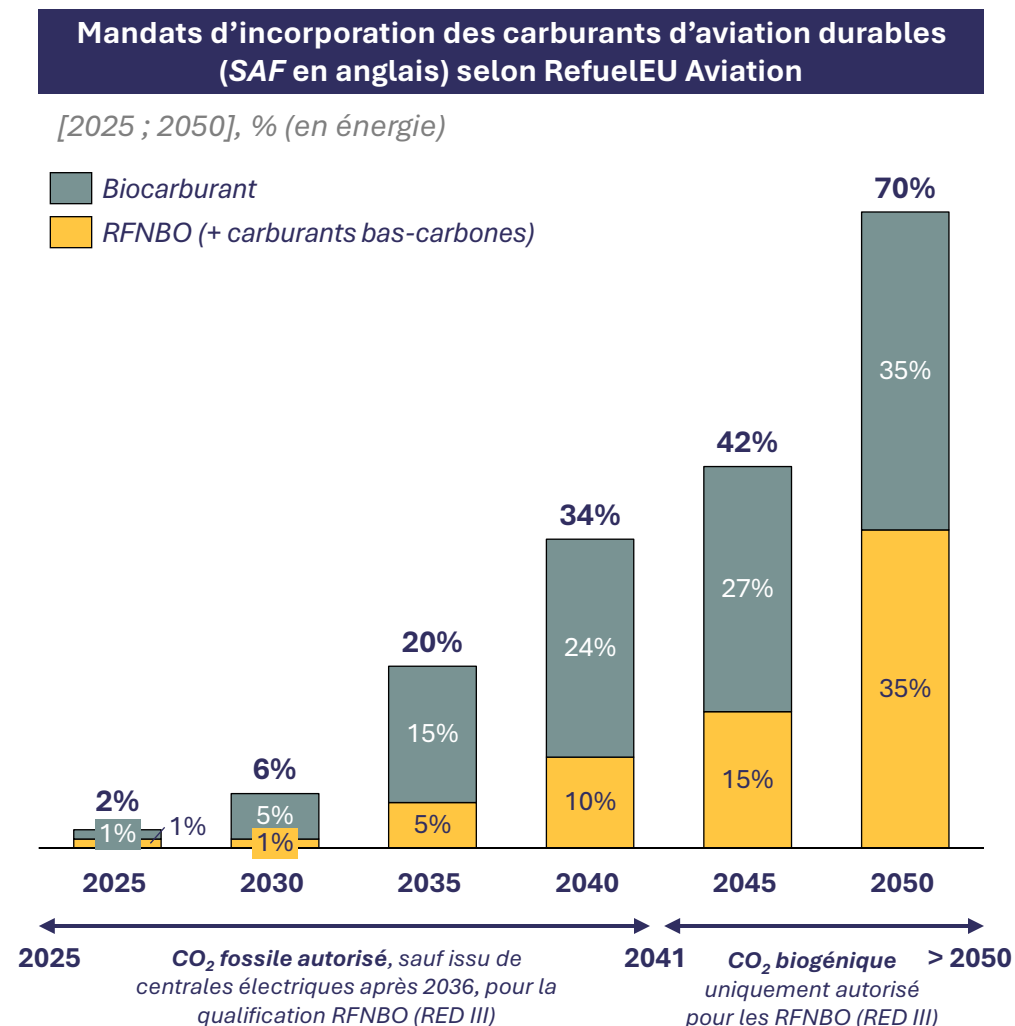
Les différences de consommation entre les régions et scénarios à court terme (2030-2035) proviennent surtout des scénarisations sur le DRI (acier) et la production des e-molécules

CONSOMMATION TOTALE D'H2 PAR RÉGIONS ET SECTEURS – [2030-2035-2050], TWh PCI H₂ / an

Raffineries Ammoniac DRI (acier) Carburants durables et e-méthanol chimie Transport routier e-CH4 injecté hors usage maritime Autres



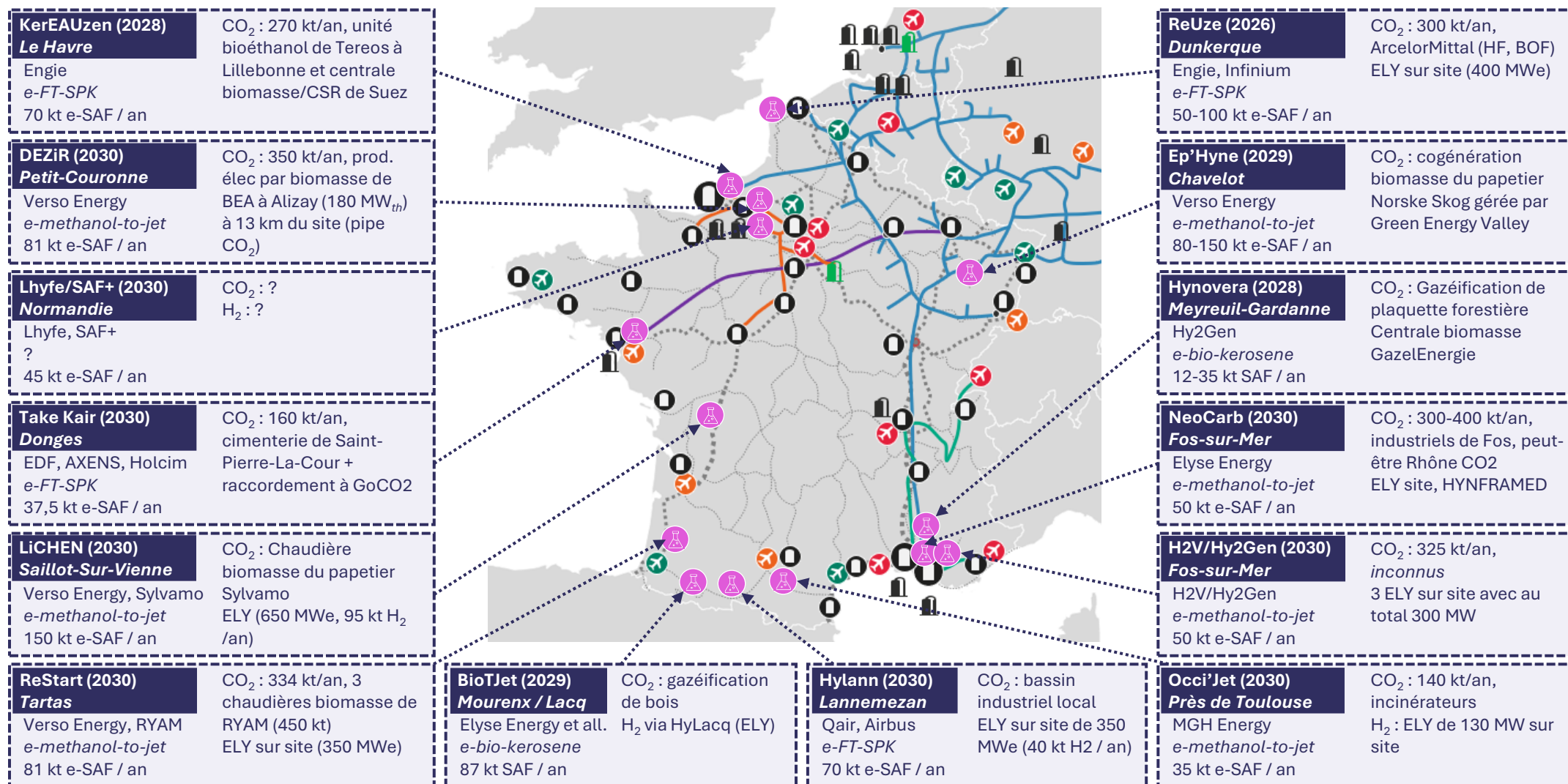
Pour l'aérien, l'UE et la France fixent entre 2025 et 2050 des mandats d'incorporation des carburants durables, dont une part minimale de carburant renouvelable d'origine non biologique (RFNBO)



- **Les critères de durabilité de RED II** s'appliquent : les biocarburants 1G (« food based ») sont exclus et devraient disparaître à l'horizon 2030
- **Les objectifs français découlant de RefuelEU Aviation**, donnés dans la feuille de route de décarbonation du transport aérien 2023 **suivent les objectifs européens**, en étant selon le scénario plus ou moins ambitieux en 2050, avec entre 63% et 85% de SAF, dont 28% à 50% de RFNBO
- **Les pénalités en cas de non-respect** des réductions d'émissions et des seuils RFNBO devraient être portées par le fournisseur de carburant et/ou la compagnie aérienne :
 - **Pour le fournisseur de carburant** : l'amende serait égale au **double** de la **différence de prix** entre un SAF et un kérosène fossile classique, multipliée par le volume de SAF manquant pour atteindre les objectifs totaux de SAF
 - **Pour la compagnie aérienne** : l'amende serait égale au **double du prix** d'un kérosène fossile classique, multiplié par le volume de SAF manquant pour atteindre les objectifs totaux de SAF
- **Le mécanisme de certification des SAF privilégié est encore incertain aujourd'hui**, même si la Commission Européenne s'est engagée à étudier la mise en place d'un mécanisme de garanties d'origine (« book and claim ») :
 - « **Book and Burn** » : la compagnie aérienne avitaille son avion avec des réelles molécules de SAF qu'elle a acheté au producteur
 - « **Book and claim** » : la compagnie aérienne avitaille ses avions avec un carburant quelconque mais peut revendiquer qu'elle vole avec du SAF, en achetant des certificats des SAF aux producteurs

!!/ L'accord prévoit que les mandats d'incorporation de RFNBO peuvent être également atteints en utilisant des e-fuels bas-carbones (e-fuels à base d'hydrogène bas-carbone, à partir d'électricité bas-carbone nucléaire par exemple, et qui respecte les 70% de réduction de GES par rapport au kérosène fossile)

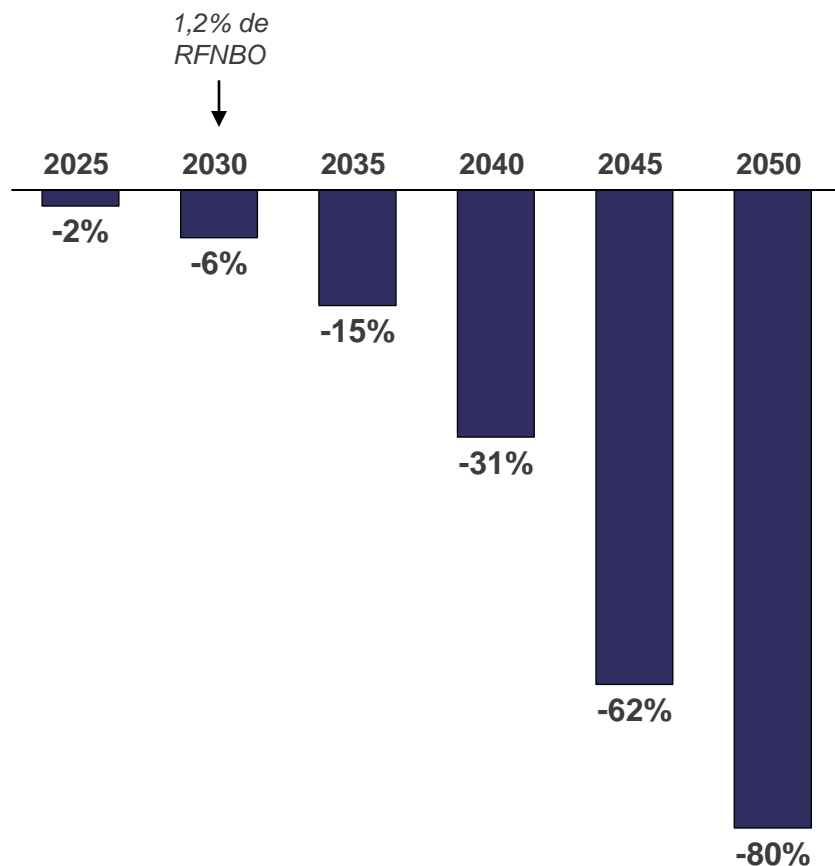
Pour l'aérien, 14 projets d'e-kérosène ou e-bio-kérosène ont été annoncés, représentant une production totale de ~ 900 à ~ 1040 kt SAF / an, dont ~ 870 à ~ 1000 kt / an qualifiables « RNFB »¹⁾



1) Les e-bio-kérosène présentent une part comptabilisée comme RNFB (environ 2/3) et une part comptabilisée comme biocarburant (1/3) via l'H₂ « RNFB » utilisé dans le processus [cf étude 31 de ZIBAC Fos]

FuelEU Maritime impose des objectifs de réduction d'émissions de GES à bord des navires, jusqu'à -80% en 2050 par rapport à 2023

OBJECTIFS DE RÉDUCTION DE L'INTENSITÉ GES DU MIX ÉNERGÉTIQUE DES NAVIRES SELON FUEL EU MARITIME
[2025 ; 2050], % (gCO₂ / MJ)



FuelEU Maritime en quelques points :

- La réglementation FuelEU Maritime a été adoptée par l'Union Européenne le **13 septembre 2023** (Regulation (EU) 2023/2405) et s'applique aux navires de plus de 5 000 GT
- Elle définit des objectifs de réduction de l'intensité d'émissions GES du mix énergétique utilisé pour la propulsion des navires, en **% de baisse en gCO₂ / MJ**
- L'accord fixe un **objectif de 1,2% de RFNBO en 2030**, et 2% d'utilisation de RFNBO à partir de 2034 si la Commission signale qu'en 2031, les RFNBO représentent moins de 1% du carburant maritime souté dans les navires
- Les **pénalités en cas de non-respect** des réductions d'émissions et des seuils RFNBO sont conséquentes et devraient être portées principalement par l'armateur, à l'échelle d'une flotte de navires, et non d'un navire seul

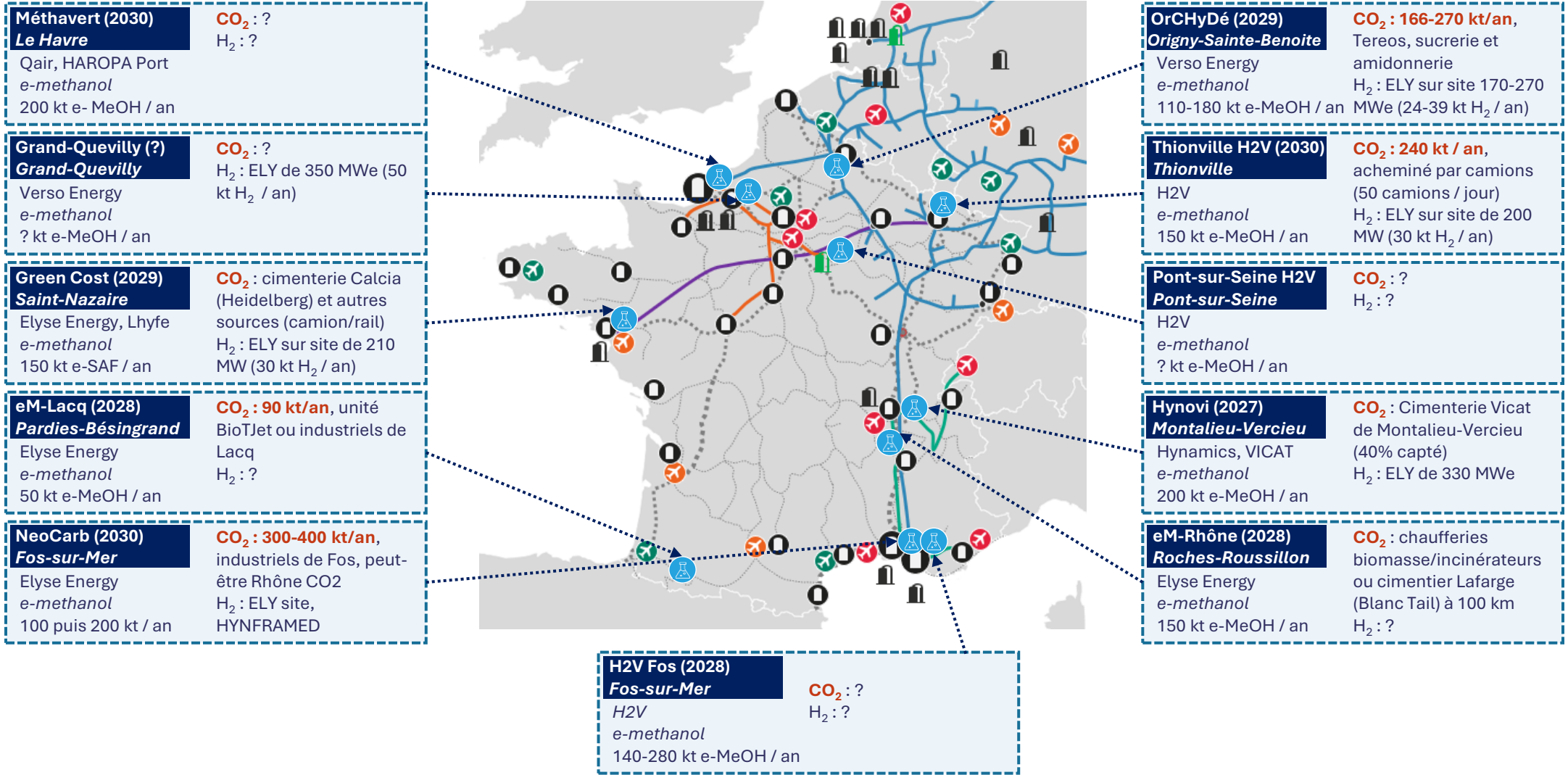
« Pooling mechanism » :

- **Plusieurs armateurs peuvent se regrouper au sein d'un « pool » de navires** pour respecter les objectifs de réduction des émissions de GES sur la moyenne de tous les navires. Des navires aux carburants durables peuvent ainsi « compenser » les émissions de navires fioul ou diesel. C'est le « *pooling mechanism* » ou la « *pool compliance* »

Critères sur les carburants mobilisables :

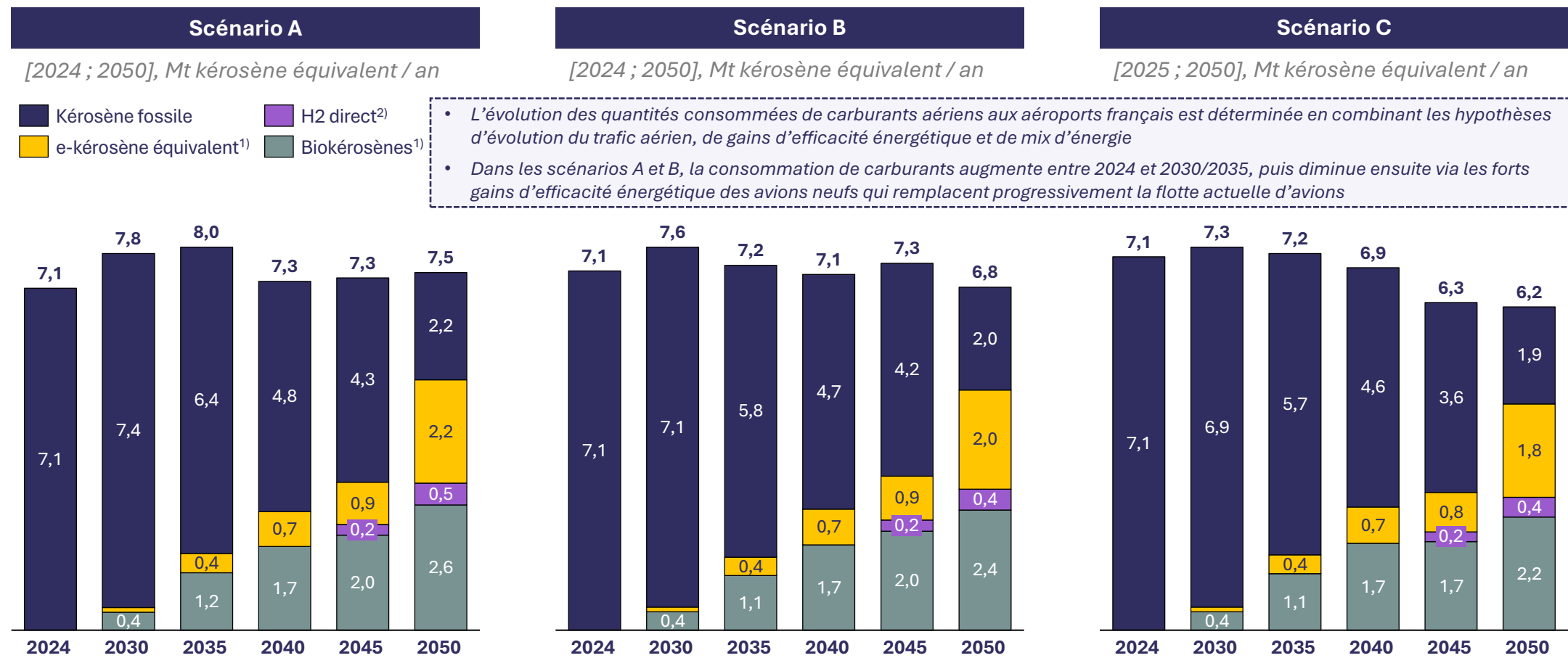
- Par ailleurs, les **critères de durabilité de RED II** s'appliquent : les biocarburants 1G (« food based ») sont exclus et devraient disparaître à l'horizon 2030
- FuelEU Maritime se veut « **technologiquement** » neutre sur le plan des carburants bas-carbone à utiliser par les armateurs, hormis la cible de 1,2% de RFNBO en 2030

Pour le méthanol, les projets annoncés d'e-méthanol représenteraient au total une production de 1250 à 1460 kt e-MeOH / an dès 2030, sans compter l'e-méthanol produit directement dans les usines d'e-kérosène



Sources : Revue de presse, analyse des dossiers de consultation des projets annoncés d'e-fuels en France
Fond de carte : projets d'e-méthanol en bleu, aéroports (cercles avec avions), dépôts pétroliers, raffineries actuelles, oléoducs et fret ferroviaire
1) Le méthanol peut être transformé en e-kérosène avec le procédé « methanol-to-jet »

Selon les scénarios, la demande en e-SAF en France pourrait atteindre 0,4 Mt / an en 2035 et 1,8 à 2,2 Mt / an en 2050



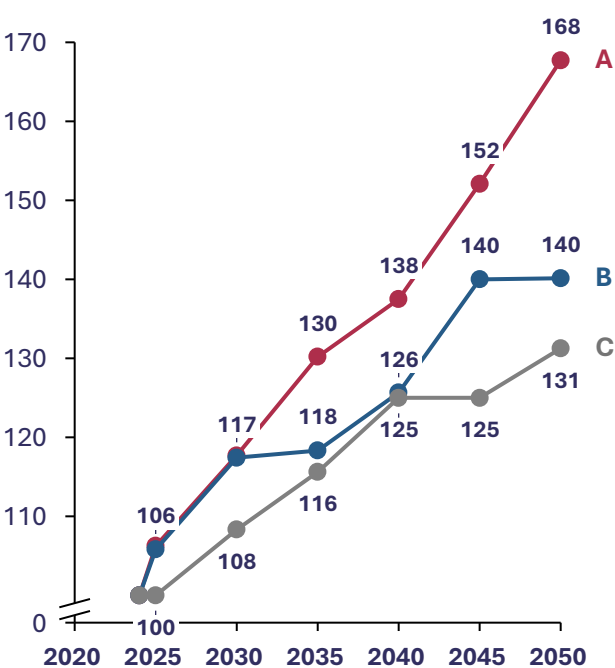
Les hypothèses de trafic aérien, de gains d'efficacité énergétique et de mix d'énergie consommée dans les avions sont définies selon une étude de l'ADEME et la feuille de route du secteur

Evolution du trafic aérien

[2024 ; 2050], base 100 en 2024

Hypothèses de trafic aérien selon :

- A : Sc. « A » de l'étude de l'ADEME (avec effet prix)
- B : Sc. « Action » de la feuille de route (avec effet prix)
- C : Sc. « C » de l'étude de l'ADEME (avec effet prix)

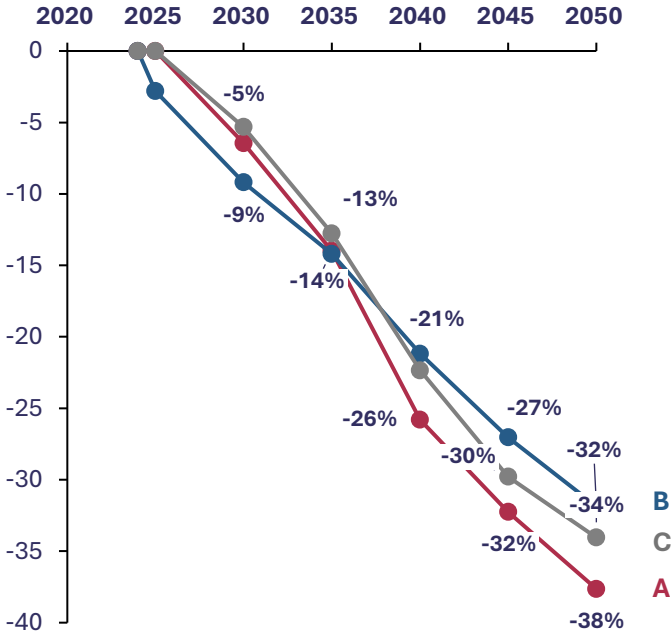


Gains d'efficacité énergétique

[2024 ; 2050], en % par rapport à 2024

Hypothèses de gains d'efficacité énergétique selon :

- A : Sc. « A » de l'étude de l'ADEME
- B : Sc. « Action » de la feuille de route (avec effet prix)
- C : Sc. « C » de l'étude de l'ADEME

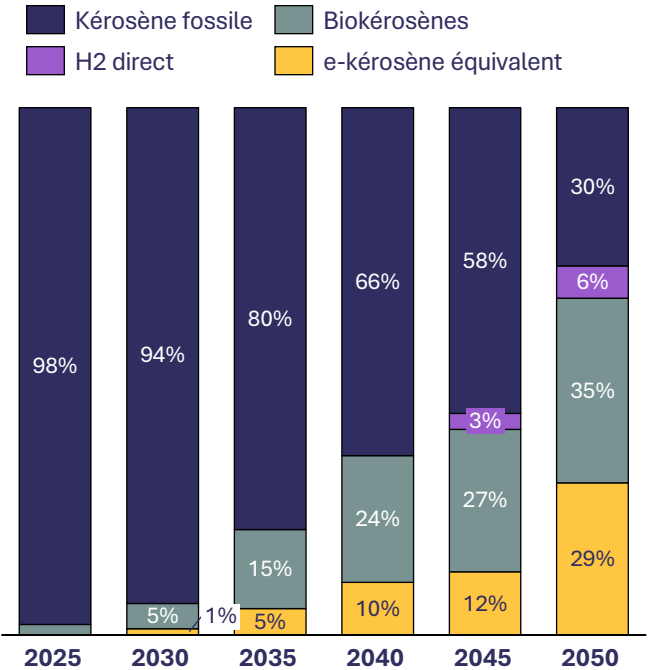


Mix d'énergie de l'aérien

[2025 ; 2050], en % (TWh PCI / an)

Hypothèses de mix d'énergie selon :

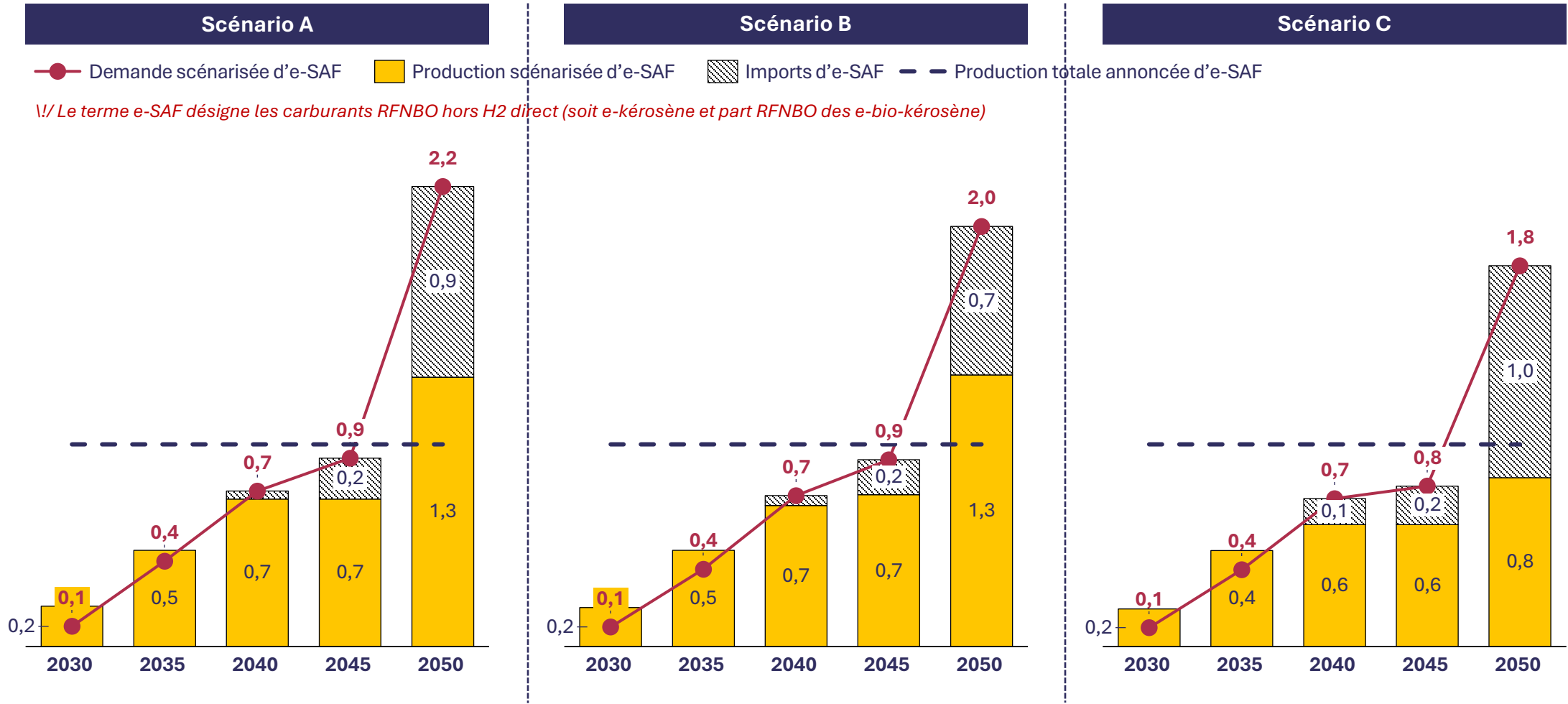
A, B et C : mix d'énergie selon les parts minimales d'incorporation de RFNBO et biokérosène définies dans RefuelEU Aviation. La part d'H₂ direct est définie en 2050 selon le sc. « Action » de la feuille de route



Sources : analyses NaTran et Téréga, RefuelEU Aviation, Feuille de route de décarbonation secteur aérien (mars 2023), étude de l'ADEME « Elaboration de scénarios de transition écologique du secteur aérien – Rapport final » (septembre 2022), ADEME

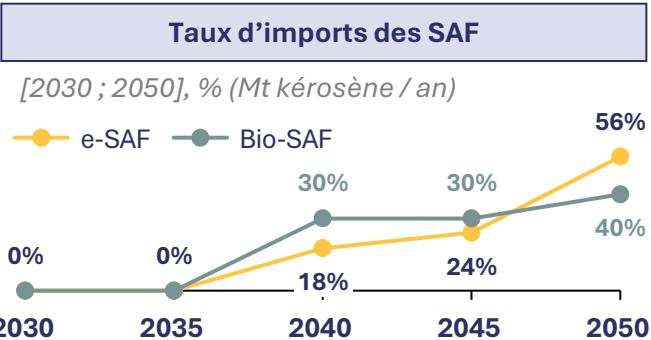
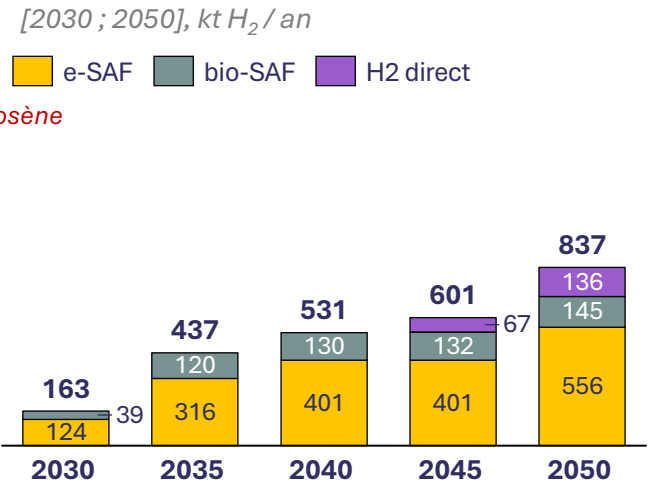
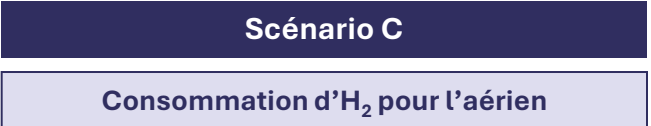
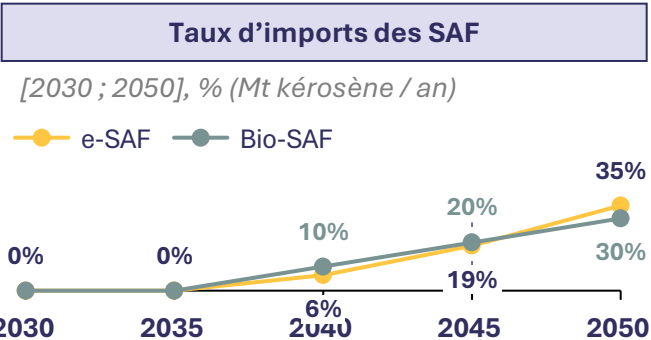
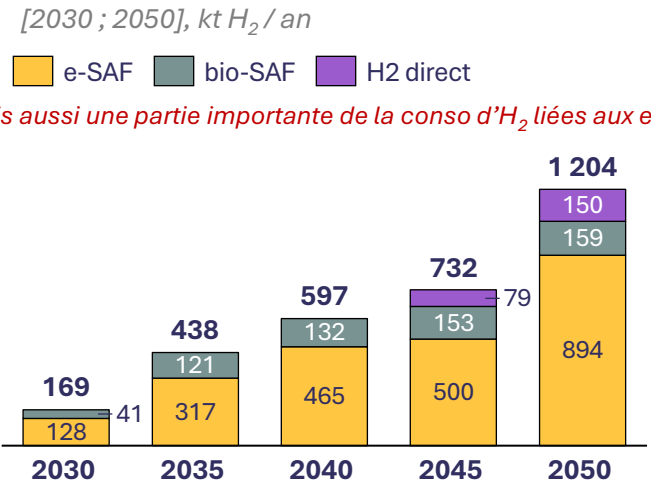
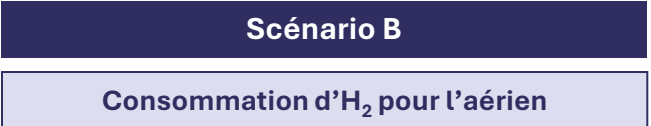
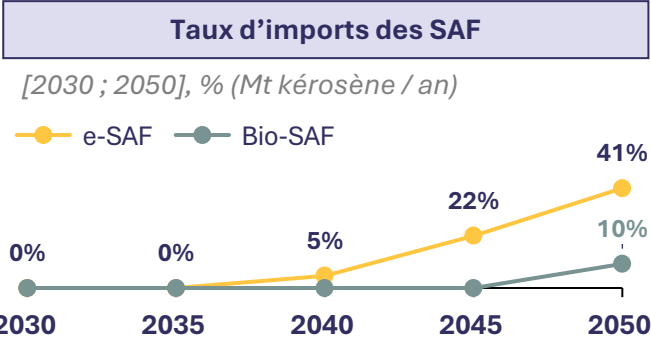
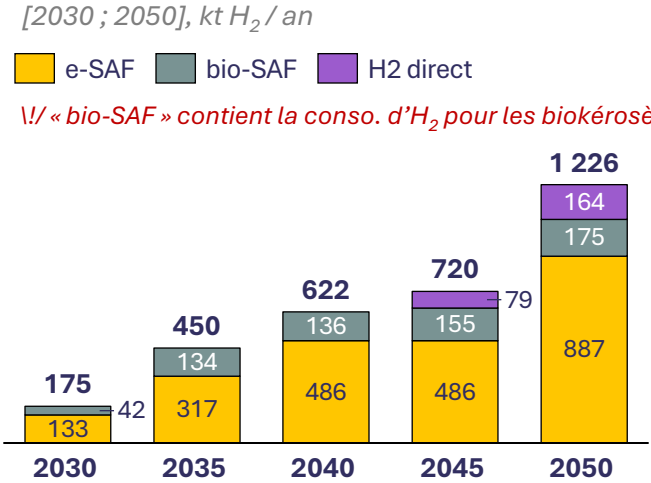
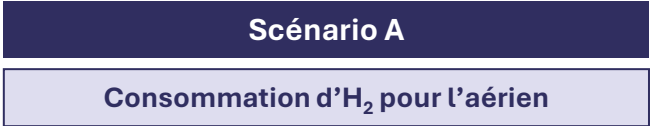
Les sc. de production d'e-SAF retenus incluent les hypothèses d'imports d'e-SAF au long-terme et un potentiel d'export ou de « compensation » d'un manque de production de bio-SAF à court-terme

COMPARAISON ENTRE LA DEMANDE FR ET LA PRODUCTION TOTALE FR ANNONCÉE DE E-SAF (HORS H2 DIRECT) ET BIO-SAF [2030-2050], Mt kérosène équivalent / an



Sources : analyses NaTran et Téréga, revue des projets annoncés

La scénarisation des productions en France des SAF (e-kérosène, e-bio-kérosène et H₂ direct) permet d'estimer des ordres de grandeur de la consommation d'H₂ associée à l'aérien en France



Sources : analyses NaTran et Téréga, revue des projets annoncés

La production totale des projets annoncés français d’e-SAF permettrait de répondre à la demande française en e-SAF de 2030 à 2045, laissant la porte ouverte à des exports ou à compenser une prod. insuffisante de bio-SAF

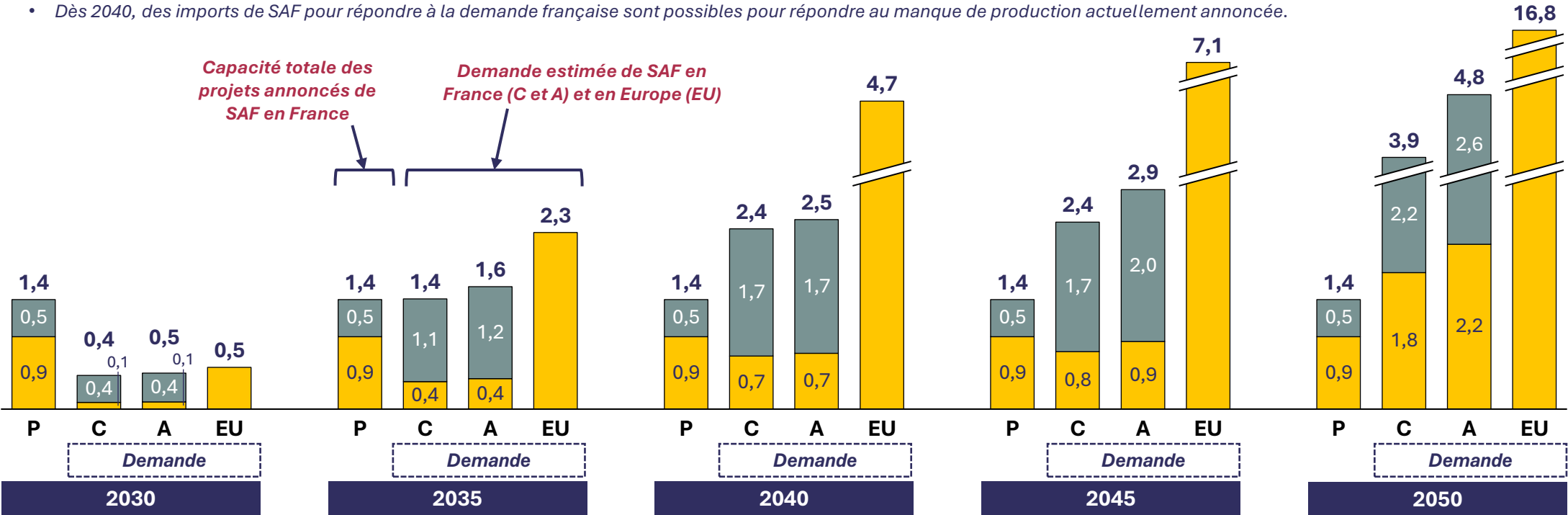
COMPARAISON ENTRE LA DEMANDE FR ET LA PRODUCTION TOTALE FR ANNONCÉE DE E-SAF (HORS H2 DIRECT) ET BIO-SAF [2030-2050], Mt kérosène équivalent / an

e-SAF¹⁾ bio-SAF¹⁾

P : Production totale de tous les projets annoncés en France
A, C et EU : Scénarios de demande en SAF pour la France (A et C) et l’Europe (EU)

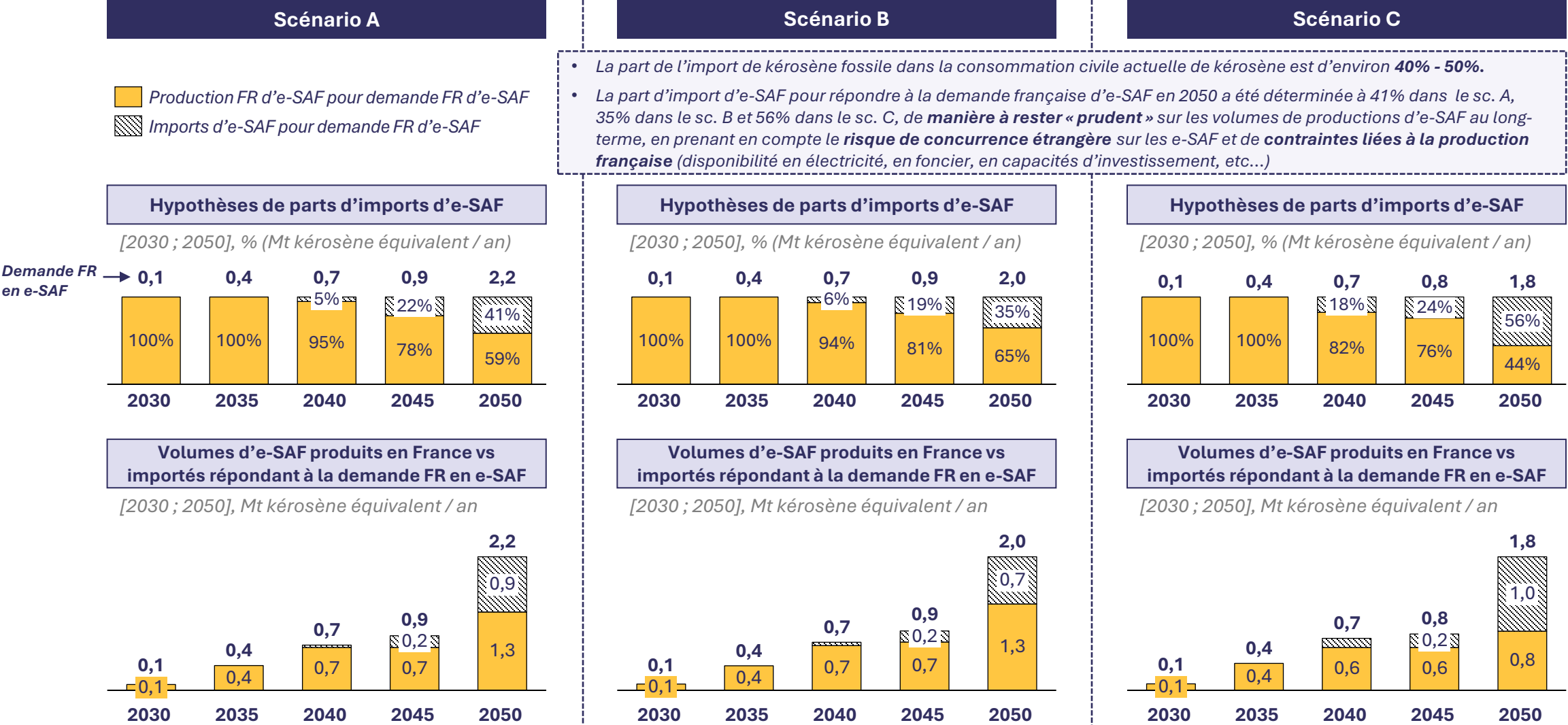
Conclusions

- La prod. totale annoncée d’e-SAF permettrait de répondre à la demande **FR** en e-SAF de 2030 à 2045 inclus, mais devrait doubler pour répondre à l’objectif 2050.
- La production de SAF (e-SAF et bio-SAF) annoncée en France serait suffisante pour répondre à la demande FR en 2030 et 2035, mais pas au-delà.
- La production d’e-SAF annoncée pourrait permettre de « compenser » le manque de production de biocarburants pour répondre aux obligations RefuelEU Aviation.
- La production d’e-SAF annoncée pourrait également permettre de répondre au marché européen, plus large que le marché français.
- Dès 2040, des imports de SAF pour répondre à la demande française sont possibles pour répondre au manque de production actuellement annoncée.



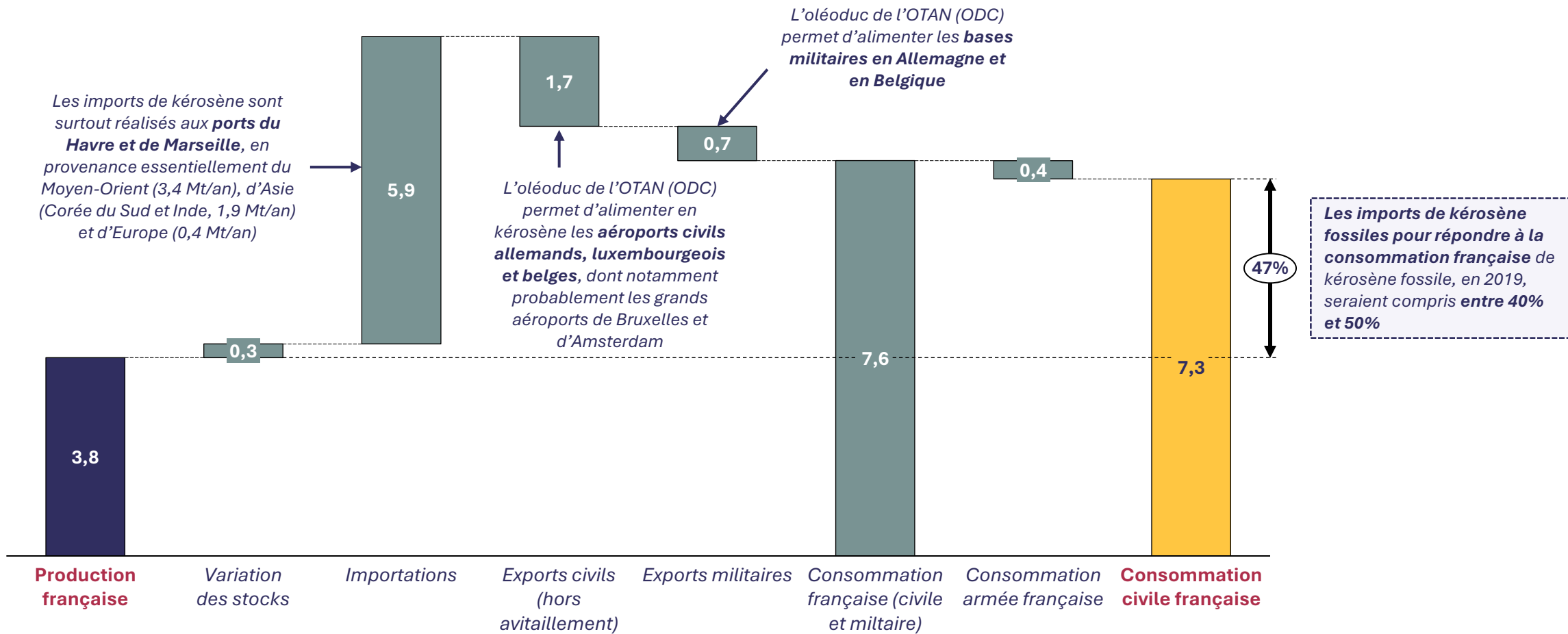
1) Précision pour les e-bio-kérosène : la production des e-bio-kérosènes a été partagé entre e-SAF et bio-SAF à hauteur respectivement de 2/3 et 1/3 [cf estimation étude 31 de ZIBAC de Fos-sur-Mer]

Des hypothèses d'imports ont été prises en compte pour l'approvisionnement en e-fuels de la France afin d'obtenir une vision « prudente » des volumes de production d'e-fuels scénarisés au long terme



En 2019, les imports de kérosène fossile permettaient de répondre à environ 40%-50% de la consommation française de kérosène

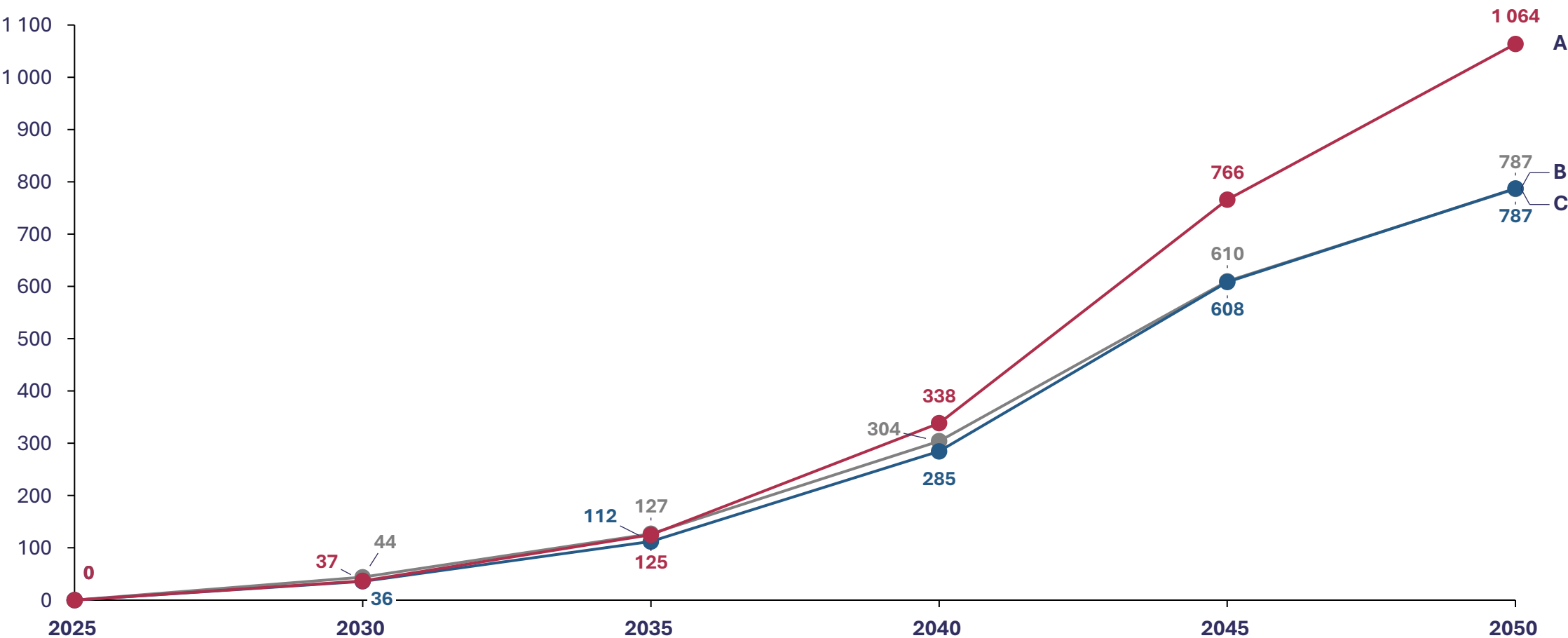
ESTIMATION DU BILAN DES FLUX DE KÉROSÈNE EN FRANCE (PRODUCTION, CONSOMMATION, EXPORTS ET IMPORTS)
[2019], Mt kérosène / an



Sources : CPDP, DGAC, DGEC, UFIP, TRAPIL, Statistiques nationales du commerce extérieur – Exportations – Année 2019, Direction générale des douanes et droits indirects, Stratégie énergétique de défense – Rapport du groupe de travail énergie, ministère des Armées (2020) [page 16]

Selon les scénarios, le soutage d'e-méthanol aux ports français pourrait augmenter d'environ 40 kt e-méthanol / an en 2030 à 790 – 1070 kt e-méthanol / an en 2050

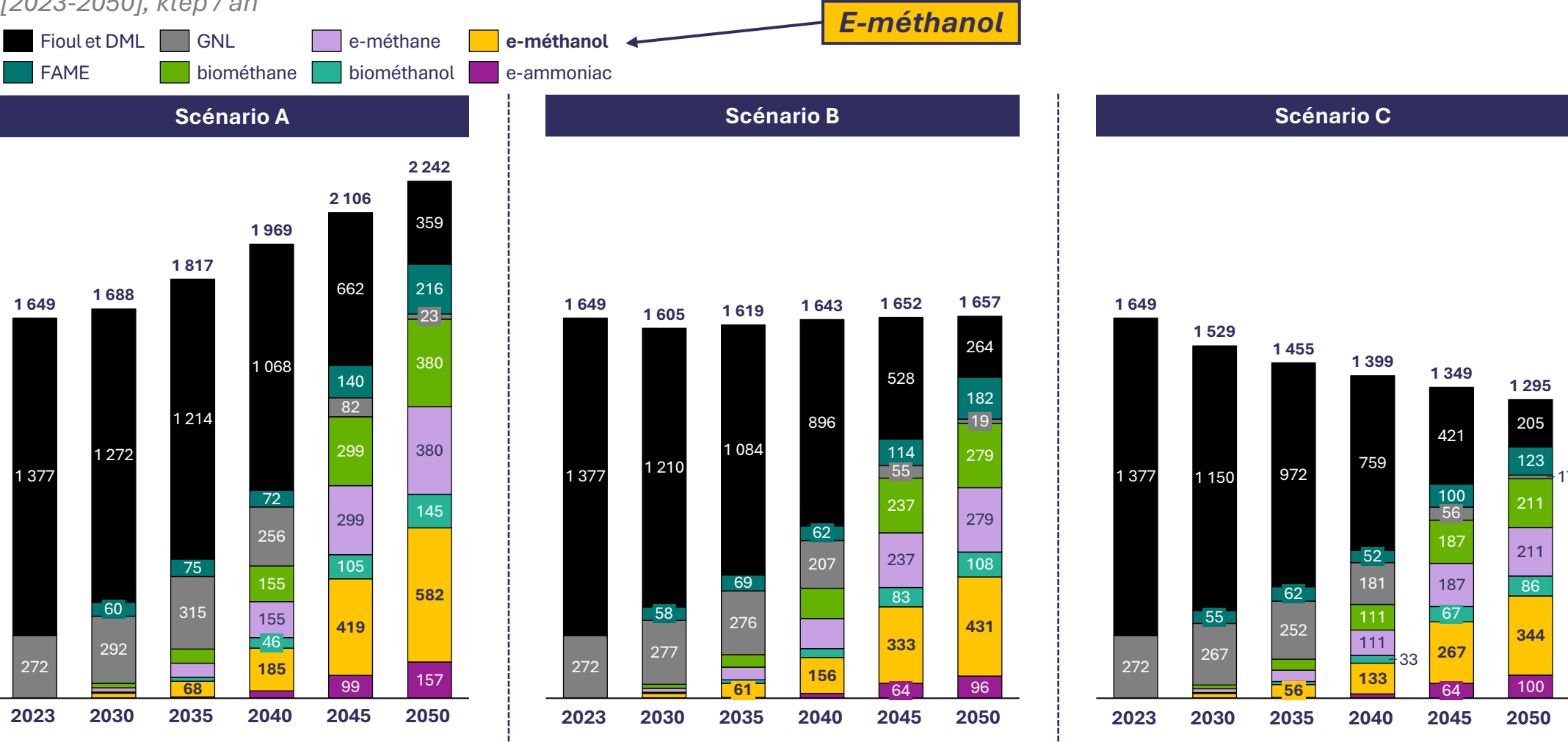
SOUTAGE D'E-MÉTHANOL AUX PORTS FRANÇAIS
[2025-2050], kt e-méthanol / an



Sources : analyses NaTran et Téréga, RefuelEU Aviation, Feuille de route de décarbonation secteur aérien (mars 2023), étude de l'ADEME « *Elaboration de scénarios de transition écologique du secteur aérien – Rapport final* » (septembre 2022), ADEME

Les scénarios envisagent une part croissante des carburants durables dans le mix d'énergie soutée aux ports français, conduisant à une demande estimée de 350 – 580 ktep e-méthanol / an en 2050

MIX DE CARBURANTS SOUTÉS AUX PORTS FRANÇAIS
[2023-2050], ktep / an



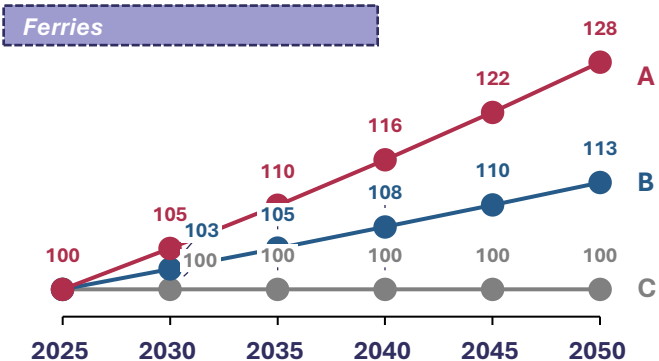
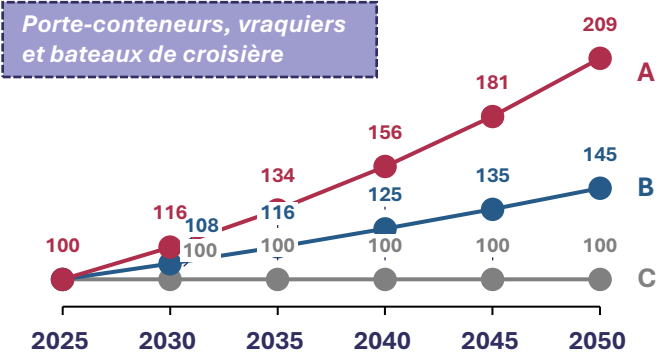
Sources : analyses NaTran et Téréga, revue des projets annoncés

Les hypothèses de trafic maritime, de gains d'efficacité énergétique et de baisse de vitesse sont définies selon la feuille de route du secteur et les études ZIBAC

Evolution du trafic maritime

[2025 ; 2050], base 100 en 2025

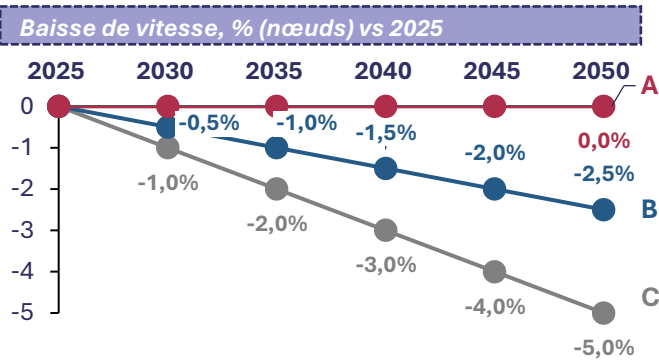
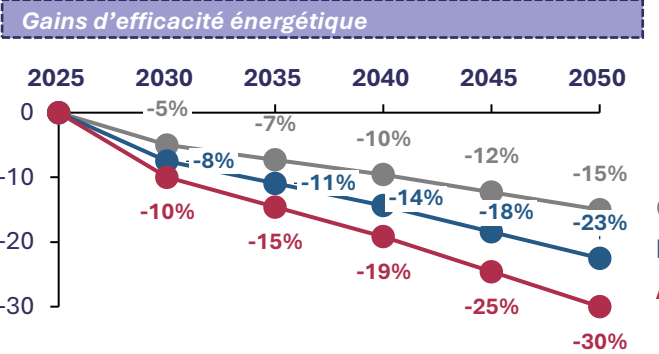
Hypothèses de trafic maritime selon :
A : 3%/an (PC, vraquiers, croisière) et 1%/an (ferries). Sc. de référence de la feuille de route du maritime (S3)
B : 2%/an (PC, vraquiers, croisière) et 1%/an (ferries).
C : pas de croissance du trafic maritime



Gains d'efficacité énergétique et baisse de vitesse des navires

[2025 ; 2050], en % par rapport à 2025

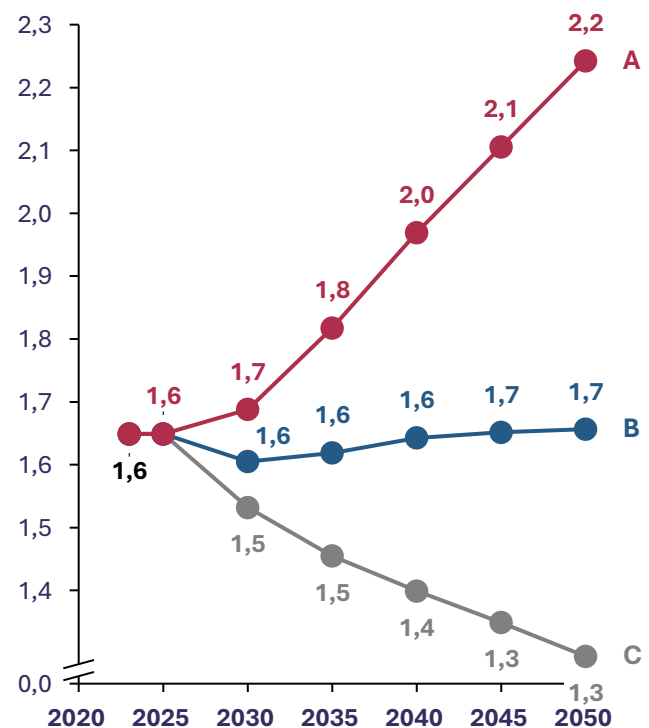
Hypothèses selon :
Gains : Feuille de route de décarbonation du maritime : A (ambitieux), B (plus faible que A), C (2x moins que A)
Baisse de vitesse pour porte-conteneurs et vraquiers uniquement : Feuille de route, ZIBAC Fos-sur-Mer



Soutage de carburants maritimes aux ports français

[2025 ; 2050], en Mtep / an

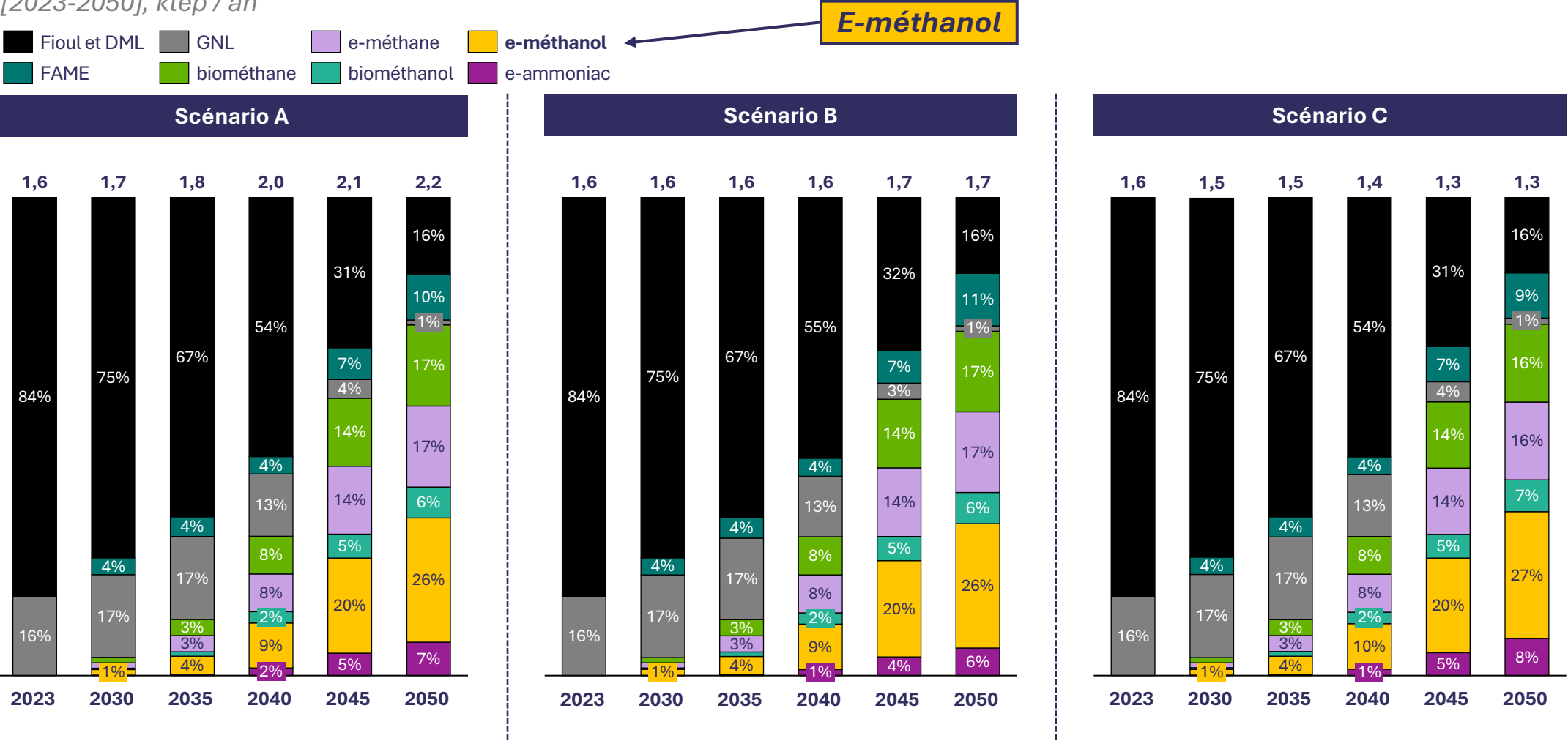
Calculé à partir des hypothèses de trafic maritime, des gains d'efficacité énergétique et de baisse de vitesse
Hypothèse que la hausse du trafic maritime se répercute à 100% en hausse du soutage de carburants aux ports français



Sources : analyses NaTran et Téréga, Feuille de route de décarbonation du secteur maritime (2023), ZIBAC de Fos-sur-Mer (étude 31)

Les scénarios envisagent une part croissante des carburants durables dans le mix d'énergie soutée aux ports français, jusqu'à 85% en 2050

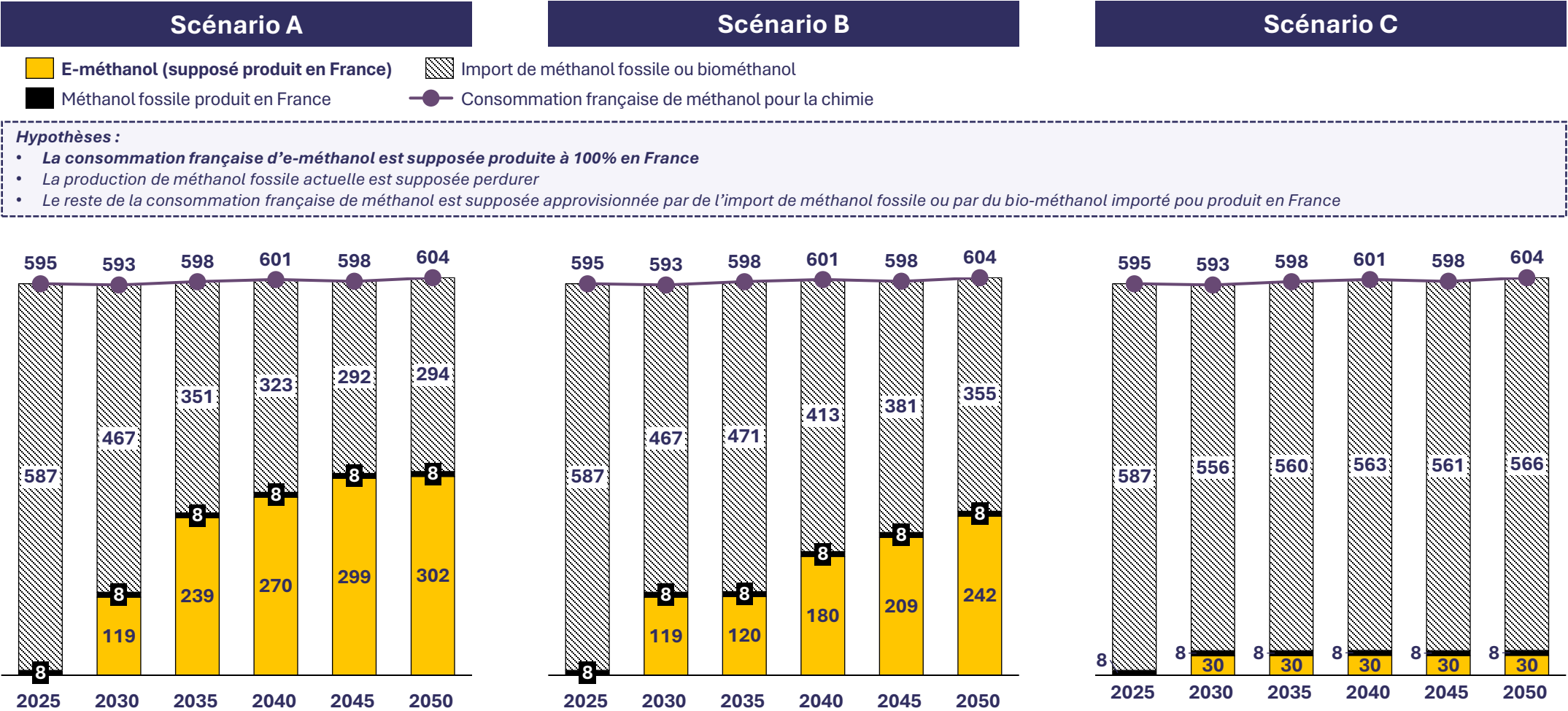
MIX DE CARBURANTS SOUTÉS AUX PORTS FRANÇAIS
[2023-2050], ktep / an



Sources : analyses NaTran et Téréga, revue des projets annoncés

Les scénarios supposent que la consommation française d’e-méthanol est assurée par une production française d’e-méthanol, réduisant ainsi les imports de méthanol de l’étranger

BILAN DE LA DEMANDE EN MÉTHANOL EN FRANCE POUR LA CHIMIE
[2025-2050], kt méthanol / an



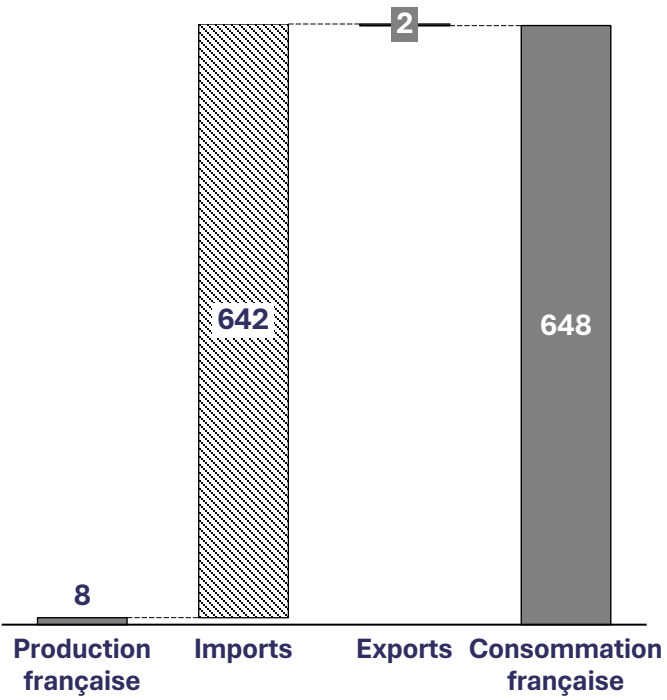
Sources : analyses NaTran et Téréga, RefuelEU Aviation, Feuille de route de décarbonation secteur aérien (mars 2023), étude de l’ADEME « Elaboration de scénarios de transition écologique du secteur aérien – Rapport final » (septembre 2022), ADEME

La consommation de méthanol française était de 650 kt / an en 2023, en quasi-totalité importé (à 99%) et utilisée principalement en chimie ou comme additif de l'essence

Consommation et approvisionnement du méthanol en France en 2023

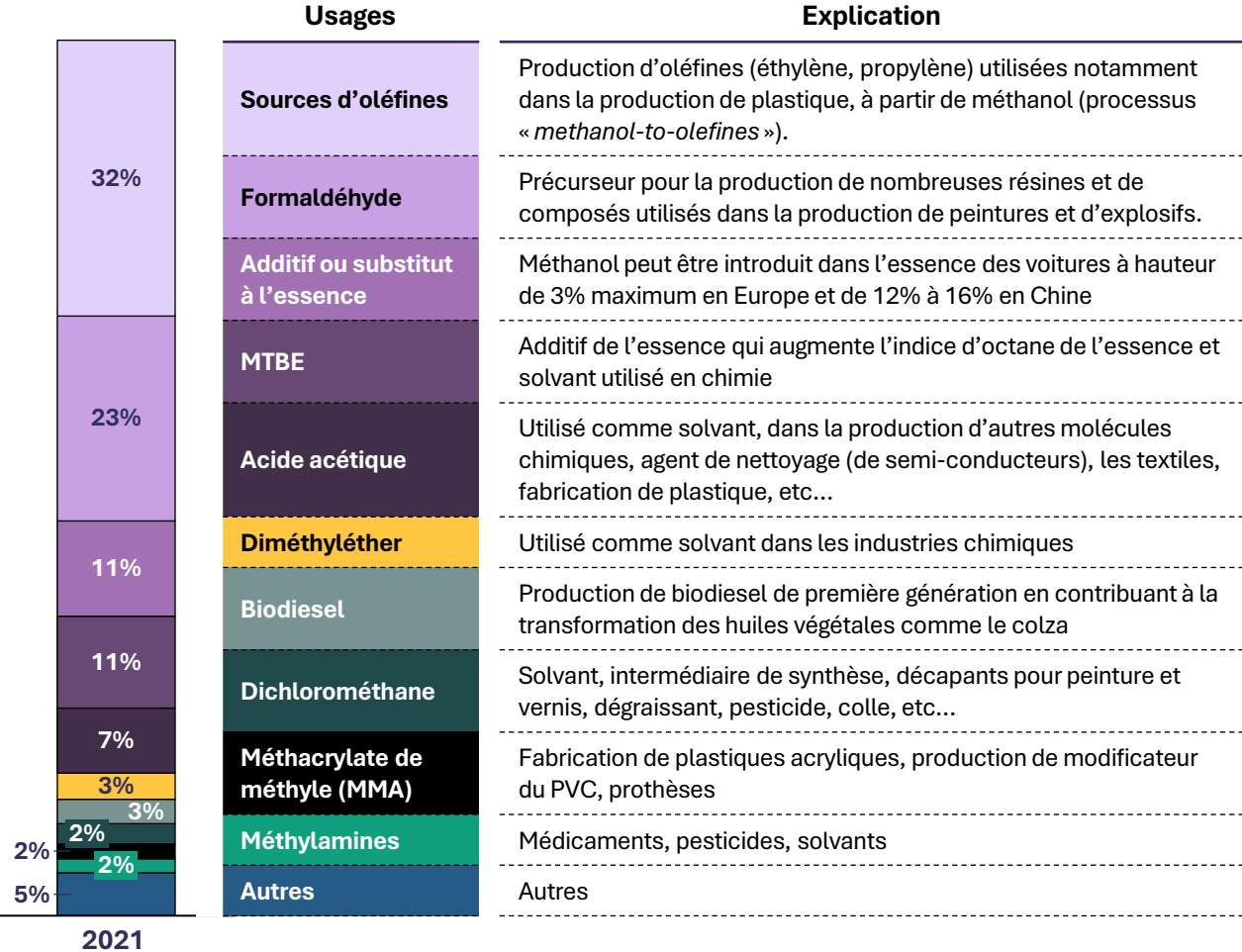
[2023], kt méthanol fossile / an

En 2023, la quasi-totalité de la consommation française de méthanol fossile était importée (99% d'imports)



Usages du méthanol dans le monde

[2021], % (kt méthanol / an)



Sources : analyses NaTran et Téréga, Elementarium (Méthanol), IRENA, Wikipedia

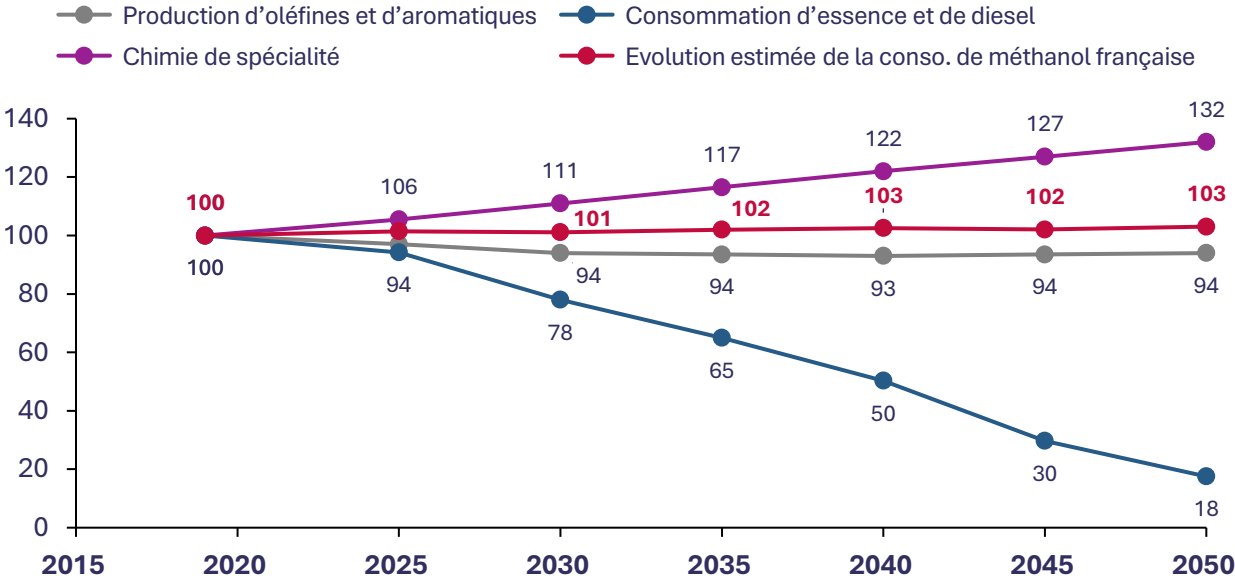
Dans tous les scénarios, la consommation de méthanol en France est supposée stable entre 2019 et 2050, même si les sous-jacents « chimie de spécialité », « oléfines » et « diesel/essence » évolueraient différemment

Evolution de la production industrielle des secteurs influençant la consommation de méthanol en France

[2019-2050], base 100 en 2019 (sous-jacent en kt méthanol / an)

L'évolution de la consommation française de méthanol est estimée en fonction de celle de la production industrielle des secteurs « Oléfines et aromatiques » et « Chimie de spécialité » de la feuille de route de décarbonation de la chimie (2023, page 14) et de la baisse de la consommation d'essence et de diesel en France estimée à partir des scénarios d'ADEME Transitions 2050.

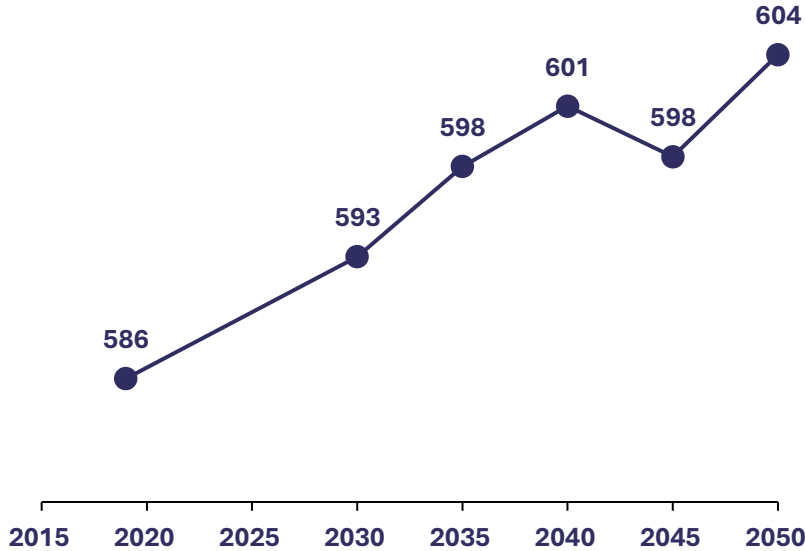
La consommation française de méthanol est supposée être répartie en 58% « chimie de spécialité », 25% « oléfines », 17% « diesel et essence », comme la consommation mondiale¹⁾



Evolution de la consommation de méthanol en France

[2019-2050], kt méthanol / an (tous types de méthanol)

- L'évolution de la consommation française de méthanol est supposée **identique dans les scénarios A, B et C**
- Ces scénarios sont **distingués surtout sur les parts de consommation d'e-méthanol** au sein de la consommation totale de méthanol



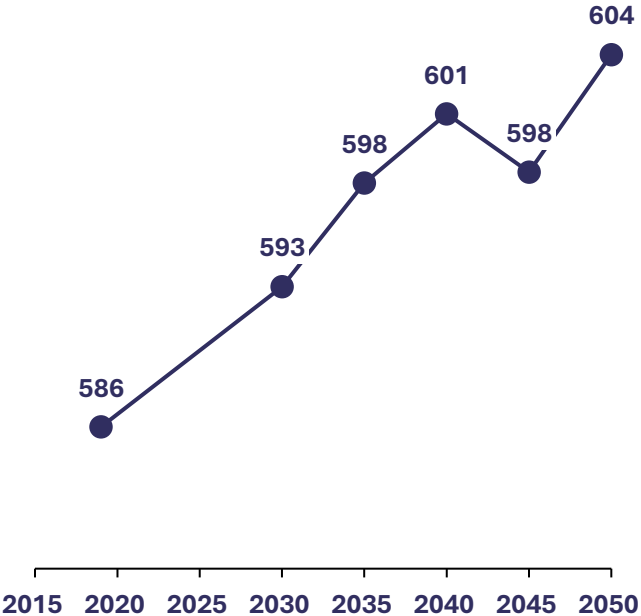
1) Selon le « Innovation Outlook – Renewable Methanol » de l'IRENA (2021) [page 23], la consommation mondiale de méthanol est répartie en 25% de production d'oléfines (« MTO »), 17% directement lié aux diesel et à l'essence (« Gasoline blending and combustion » et « Biodiesel ») et le reste est associé la « chimie de spécialité » (58%). La consommation de méthanol française est supposée être répartie de la même manière.

La consommation française d’e-méthanol pour la chimie est déterminée selon des hypothèses de part dans la consommation totale française, et pourrait atteindre 30 à 300 kt e-méthanol / an en 2050

Evolution de la consommation française de méthanol

[2019 ; 2050], kt méthanol / an (tous types)

L'évolution de la consommation française de méthanol est supposée **identique dans les scénarios A, B et C**
Cette évolution résulte de l'étude de l'évolution des secteurs « oléfinés », « chimie de spécialité » et « essence/diesel »

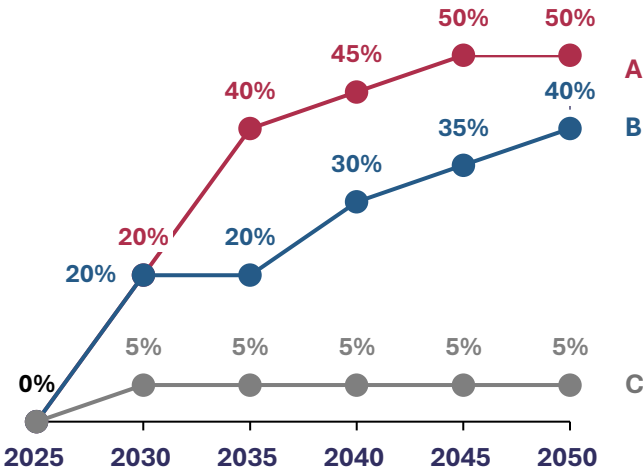


Part d’e-méthanol dans la consommation totale française de méthanol

[2019 ; 2050], % (kt méthanol / an)

Les scénarios A, B et C se distinguent par la part d’e-méthanol considéré dans la consommation totale française d’e-méthanol
Le sc. A est le plus ambitieux, suivi du B et enfin du C

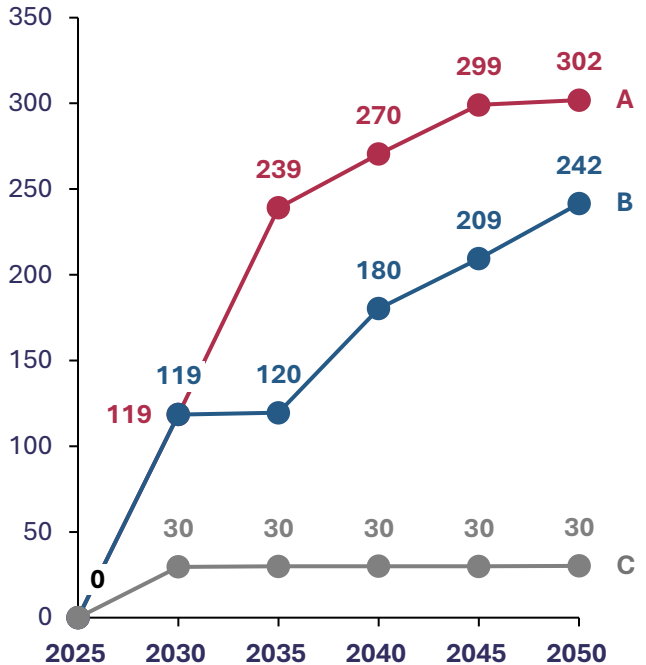
\\ De fortes incertitudes existent sur l'évolution des parts d'e-MeOH car la chimie française est aujourd'hui en difficulté face à une concurrence internationale conséquente, et ne semble actuellement pas suffisamment protégée par le MACF (Mécanisme d'Ajustement Carbone aux Frontières)



Consommation française d’e-méthanol pour la chimie

[2025 ; 2050], kt e-méthanol / an

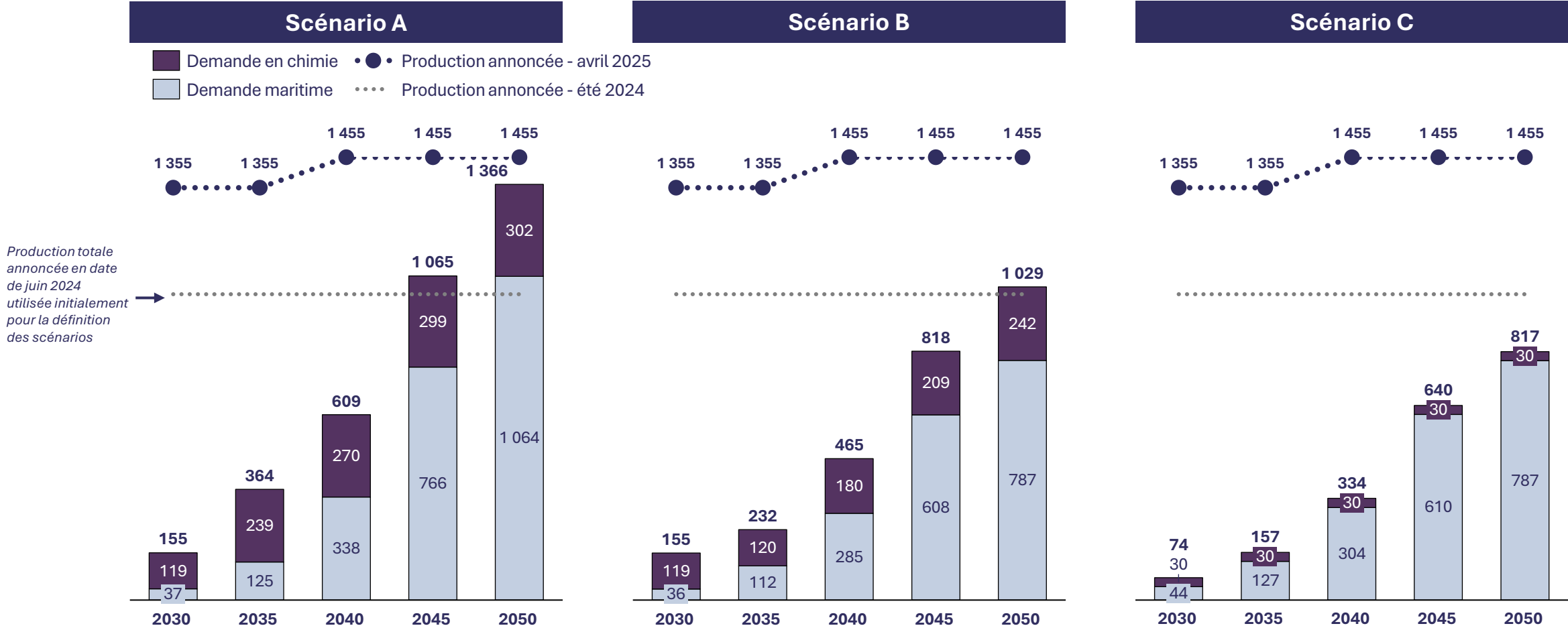
La consommation d’e-méthanol en France pour la chimie résulte des hypothèses d'évolution de la consommation française d'méthanol et des hypothèses de parts d'e-méthanol dans cette consommation totale de méthanol



Sources : analyses NaTran et Téréga, RefuelEU Aviation, Feuille de route de décarbonation secteur aérien (mars 2023), étude de l'ADEME « Elaboration de scénarios de transition écologique du secteur aérien – Rapport final » (septembre 2022), ADEME

La consommation d’e-méthanol en France pour la chimie et le maritime pourrait être de 820 à 1370 kt e-méthanol / an en 2050, ce qui est inférieure à la production de tous les projets annoncés d’e-méthanol

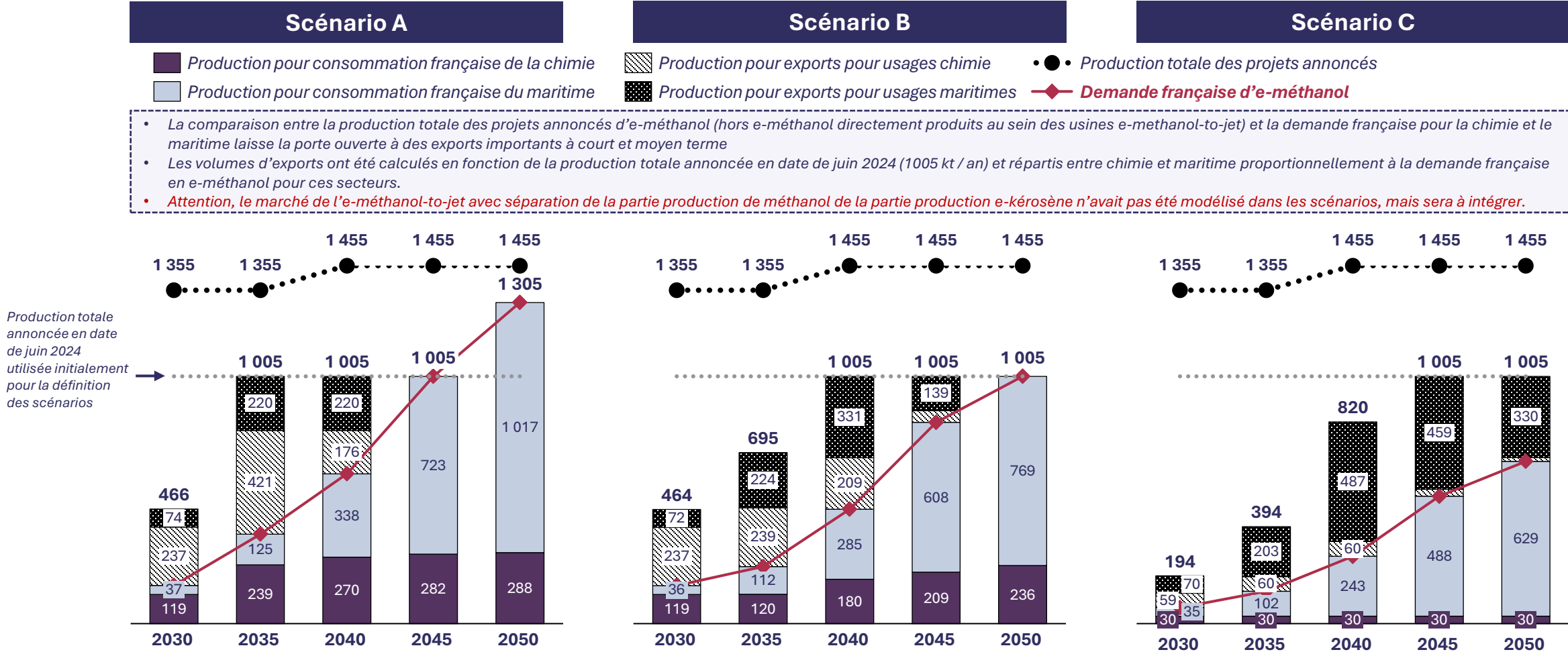
CONSOMMATION D’E-MÉTHANOL EN FRANCE POUR LA CHIMIE ET LE MARITIME
[2030-2050], kt e-méthanol / an



Sources : analyses NaTran et Téréga, RefuelEU Aviation, Feuille de route de décarbonation secteur aérien (mars 2023), étude de l'ADEME « Elaboration de scénarios de transition écologique du secteur aérien – Rapport final » (septembre 2022), ADEME

La demande française estimée en e-méthanol dans les scénarios seraient inférieure aux capacités de production de tous les projets annoncés, ce qui laisse la porte ouverte à des exports à court/moyen terme

PRODUCTION D'E-MÉTHANOL EN FRANCE POUR LES SECTEURS CHIMIE ET MARITIME, AVEC EXPORTS
[2030-2050], kt e-méthanol / an



Sources : analyses NaTran et Téréga, RefuelEU Aviation, Feuille de route de décarbonation secteur aérien (mars 2023), étude de l'ADEME « Elaboration de scénarios de transition écologique du secteur aérien – Rapport final » (septembre 2022), ADEME