



**Groupe de travail  
« interfaces entre l'électricité  
et les autres vecteurs »**



Document de cadrage

## Table des matières

1. Contexte et objectifs du groupe de travail.....	4
2. Deux enjeux : décarboner le système énergétique et contribuer à l'équilibre du système électrique .....	6
3. Quels vecteurs énergétiques sont susceptibles d'être en interaction avec l'électricité ?.....	8
3.1 Les vecteurs énergétiques considérés.....	8
3.2 Power-to-X : de l'électricité vers les autres vecteurs énergétiques.....	9
3.2.1 L'électrolyse pour la production de combustibles gazeux à partir d'électricité : hydrogène et méthane de synthèse.....	9
3.2.2 L'électrolyse encore pour la production de combustibles liquides à partir d'électricité : hydrogène puis méthanol .....	10
3.2.3 La production de chaleur et de froid à partir d'électricité .....	10
3.3 X-to-Power : la production d'électricité à partir d'autres vecteurs énergétiques .....	12
3.3.1 La production d'électricité à partir de gaz de synthèse : hydrogène, biogaz, méthane de synthèse	12
3.3.2 La production d'électricité à partir de combustibles liquides : non envisagée.....	13
3.3.3 Pas de production d'électricité à partir de chaleur mais une production d'électricité associée à la chaleur : cogénération .....	13
3.4 Vue d'ensemble des interactions possibles .....	14
4. Les éléments de cadrage de la SNBC sur les différents vecteurs .....	15
4.1 Synthèse des orientations des pouvoirs publics concernant l'évolution des énergies finales	15
4.1.1 Energie finale par vecteur énergétique.....	15
4.1.2 Un secteur de production et consommation d'énergie en profonde conversion .....	16
4.1.3 Les flux entre vecteurs énergétiques .....	17
4.2 Les options ouvertes par la SNBC.....	19
4.2.1 Sur le système électrique, une répartition entre ENR et Nucléaire à construire.....	19
4.2.2 La variante gaz haut n'est pas complètement définie .....	19
4.2.3 Le gas-to-power est une option ouverte pour le système électrique .....	19
4.2.4 Power-to-Heat .....	19
5. Un des deux enjeux de l'interaction : la réponse à l'évolution des besoins de flexibilité du système électrique .....	20

5.1	Évolution des besoins de flexibilité du système électrique .....	20
5.1.1	Définition de la flexibilité .....	20
5.1.2	Besoins en énergie et en puissance en fonction de l'horizon (journalier, hebdomadaire, saisonnier) .....	20
5.1.3	Influence de la pénétration de l'éolien et du PV sur les besoins de modulation.....	22
5.2	Quels leviers de flexibilité pour répondre aux besoins ? .....	26
5.2.1	Les leviers en fonction de l'horizon temporel et le positionnement des interactions entre l'électricité et les autres vecteurs.....	26
5.2.2	Quels leviers sont activés aujourd'hui ? .....	27
5.2.3	Leviers participant au besoin de flexibilité en 2035 sur le scénario PPE-SNBC.....	30
5.3	A l'horizon de la neutralité carbone, quels besoins de flexibilité et quels leviers ? .....	33
5.3.1	Un besoin dépendant des choix de mix de production et de l'évolution de la consommation.....	33
5.3.2	Les interactions entre électricité et autres vecteurs énergétiques, sources de flexibilités	34
5.3.3	Des leviers en concurrence, en France et en Europe .....	34
5.4	Des paramètres importants à intégrer aux scénarios du Bilan prévisionnel .....	37

## 1. Contexte et objectifs du groupe de travail

### Cadre général : la construction de scénarios de mix électrique à horizon 2050

Dans le cadre de ses missions prévues par le Code de l'énergie, RTE établit périodiquement un Bilan prévisionnel pluriannuel de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité en France. Celui-ci contribue à l'élaboration de la politique énergétique, en éclairant le paysage du système électrique à long terme.

Le prochain Bilan prévisionnel à long terme intégrera un volet portant sur l'horizon 2050 et proposera des scénarios d'évolution possibles du mix électrique français, dans un contexte de transition énergétique et d'ambition de l'atteinte de la neutralité carbone de la France à ce même horizon, portée par la Stratégie nationale bas carbone (SNBC).

Les premiers éléments de cadrage pour la construction des scénarios à horizon 2050 ont été présentés par RTE et discutés avec l'ensemble des parties prenantes au cours des réunions plénières de la Commission perspectives système et réseau (CPSR)<sup>1</sup> des 17 mai et 27 septembre 2019.

La gouvernance des travaux d'élaboration des scénarios 2050 est articulée autour de plusieurs piliers, visant notamment à renforcer la transparence et la robustesse des analyses :

- **des groupes de travail** réunissant l'ensemble des experts et parties prenantes intéressées sur des thématiques précises, notamment : la consommation, le référentiel climatique, la scénarisation, le couplage entre les différents vecteurs, la modélisation de la production, les flexibilités, l'acceptabilité sociétale ou encore l'inertie et la stabilité du réseau...
- **une consultation publique** très large, qui prendra la forme d'un appel à contributions organisé au premier semestre 2020 et qui viendra enrichir les échanges initiés dans les premiers groupes de travail ;
- **la CPSR**, qui servira d'instance de cadrage stratégique des travaux.

De nombreuses réunions des groupes de travail ont déjà eu lieu ou sont programmées pour la fin de l'année 2019 et le début d'année 2020. Pour chacun de ces ateliers, RTE diffuse un document de cadrage visant à présenter de manière synthétique la méthodologie et les jeux d'hypothèses envisagés pour la construction des scénarios.

### **Le document présent porte sur la description des interfaces entre l'électricité et les autres vecteurs.**

Il s'agit d'une version de travail, qui pourra être progressivement enrichie au fur et à mesure de la concertation.

### Objectifs du groupe de travail sur les interfaces entre l'électricité et les autres vecteurs

Les prochains scénarios de long terme du Bilan prévisionnel visent à analyser les modes de fonctionnement possibles pour le système électrique français à l'horizon 2050, compte tenu des objectifs nationaux et européens de neutralité carbone. L'atteinte de ces objectifs repose non

---

<sup>1</sup> Les supports de présentation des réunions plénières de la CPSR sont disponibles sur le site de la concertation : <https://www.concerte.fr/content/actualite-de-la-commission-perspectives-systeme-et-reseau>

seulement sur des évolutions importantes du système électrique, mais également au-delà, de l'ensemble des productions et consommations d'énergie, du système agricole et forestier, etc.

Le projet de stratégie nationale bas carbone décrit ainsi les orientations des pouvoirs publics sur l'ensemble du système énergétique à l'horizon de la neutralité carbone. Cette stratégie implique en particulier des transferts entre vecteurs énergétiques permettant de décarboner plus facilement certains usages de l'énergie, notamment en se substituant aux combustibles fossiles. Elle nécessite donc également des évolutions profondes de l'organisation du système énergétique.

**Ces évolutions conduisent à renforcer les interfaces et les couplages entre les vecteurs énergétiques, qui constituent désormais un point d'attention spécifique dans la construction des scénarios de mix énergétique de long terme au niveau européen.**

Cette composante fait également l'objet de travaux spécifiques de la part de RTE dans le cadre de ses missions légales. En réponse à une demande du ministre dans le cadre du plan hydrogène, RTE a mené en 2019 une première analyse sur les enjeux du développement de la production d'hydrogène par électrolyse pour le système électrique à horizon 2035. Cette analyse, présentée lors de la première réunion du groupe de travail le 12 septembre 2019, met en évidence l'efficacité du développement de l'électrolyse du point de vue des émissions de CO<sub>2</sub>, conditionnée à une adaptation de la production décarbonée d'électricité en France. Les principaux résultats de l'analyse seront restitués dans un rapport public en janvier 2020.

L'objectif de ce groupe de travail est de prolonger l'analyse pour alimenter la construction des scénarios de long terme à l'horizon 2050 :

- **à un niveau plus systémique**, en intégrant l'ensemble des vecteurs énergétiques avec lesquels l'électricité pourrait être en interaction, au-delà de l'hydrogène (méthane, chaleur, combustibles liquides...);
- en se plaçant **à un horizon plus lointain** correspondant à celui de la neutralité carbone.

En s'appuyant sur les éléments de cadrage discutés dans le cadre de ce groupe de travail, le prochain Bilan prévisionnel de long terme s'attachera à représenter de manière approfondie les couplages entre l'électricité et les autres vecteurs dans la modélisation du fonctionnement du système électrique européen utilisée.

**La suite de ce document vise à définir et décrire les interfaces entre l'électricité et les autres vecteurs, et à positionner les orientations de la SNBC par rapport à ces interfaces. En revanche, il ne s'agit pas à ce stade de définir précisément les capacités et volumes correspondant aux couplages : ceux-ci seront construits ultérieurement en cohérence avec les scénarios étudiés.**

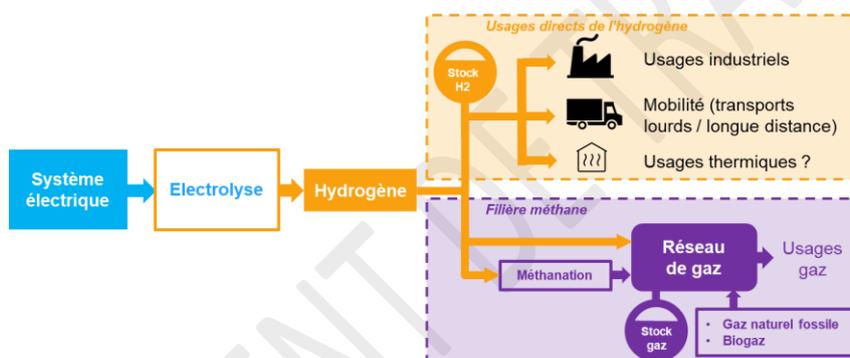
Le document s'organise comme suit :

- le chapitre 2 rappelle les enjeux associés à ces interactions entre vecteurs (décarboner le système énergétique et contribuer à l'équilibre du système électrique) ;
- le chapitre 3 identifie les vecteurs énergétiques avec lesquels l'électricité est susceptible d'être en interaction ;
- le chapitre 4 décrit les orientations des pouvoirs publics, exprimées dans le projet de SNBC, concernant ces interactions et identifie également les questions restant ouvertes ;
- Le chapitre 5 analyse l'influence des énergies renouvelables fatales sur l'évolution des besoins de flexibilité du système électrique et la manière dont se positionnent les solutions de couplage entre l'électricité et les autres vecteurs pour répondre à ces besoins.

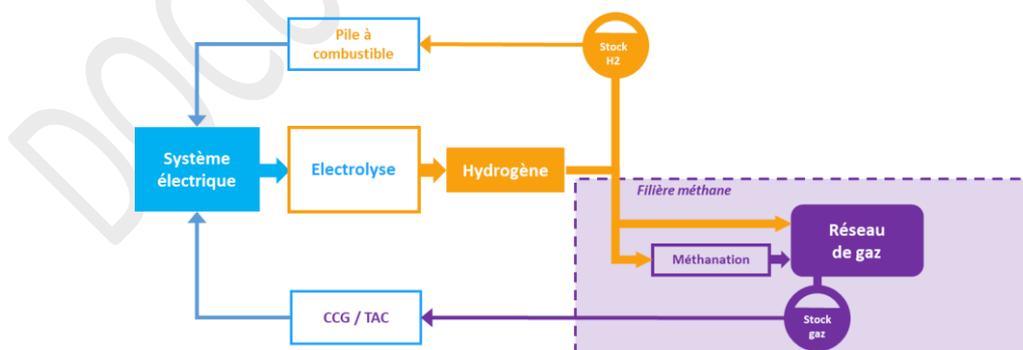
## 2. Deux enjeux : décarboner le système énergétique et contribuer à l'équilibre du système électrique

Le rapport sur les enjeux du développement de la production d'hydrogène par électrolyse pour le système électrique met en avant les enjeux de cette interaction entre électricité et hydrogène, que l'on rappelle ici. Dans les projections sur l'évolution du mix énergétique à long terme, l'hydrogène est souvent présenté à la fois comme une source de flexibilité et un facteur de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Pour autant, il existe bien deux raisons distinctes de développer une filière de l'hydrogène bas carbone, souvent confondues dans le débat :

- D'une part, il s'agit de **décarboner des usages existants**, par exemple pour les usages actuels de l'hydrogène dans l'industrie mais potentiellement aussi pour la mobilité lourde (en concurrence avec l'électricité) ou pour alimenter le réseau de gaz existant en substitution du gaz fossile (dans une certaine limite). Le développement d'une filière de production d'hydrogène bas-carbone constitue une opportunité dès la prochaine décennie et participe ainsi aux objectifs nationaux et internationaux de décarbonation.



- D'autre part, l'hydrogène pourrait **contribuer à l'équilibre du système électrique** en apportant une solution de stockage et déstockage (principe du *power-to-gas-to-power*). Cette solution est caractérisée par un rendement énergétique faible (entre 25% et 35% selon les technologies actuelles) mais présente malgré tout un intérêt possible à long terme, en particulier pour le stockage saisonnier dans des mix électriques avec une part importante d'énergies renouvelables.



Les analyses de RTE montrent qu'à l'horizon 2030-2035 ces enjeux peuvent être clairement dissociés, l'utilisation de l'hydrogène comme moyen de stockage saisonnier n'apparaissant pas nécessaire pour atteindre les objectifs PPE-SNBC en 2035.

La distinction de ces deux enjeux reste valable quels que soient les vecteurs énergétiques avec lesquels l'électricité est en interaction, et quel que soit l'horizon. Les interactions entre vecteurs contribuent en effet à :

1. faciliter l'atteinte des objectifs de neutralité carbone en utilisant le vecteur électricité comme un intermédiaire pour produire d'autres vecteurs (pour des questions de plus grande facilité de production décarbonée, ou en raison de l'efficacité des usages, ...) : on parle alors de **Power-to-X**, X étant le vecteur énergétique ;
2. apporter un soutien au système électrique, notamment pour des besoins d'équilibrage, en fournissant le combustible d'une production pilotable : on parle alors de **X-to-Power**.

Dans des cas particuliers, il est possible d'envisager une boucle **Power-to-X-to-Power**. C'est le cas notamment de l'hydrogène et du méthane de synthèse qui serait réservé au soutien au système électrique.

DOCUMENT DE TRAVAIL

### 3. Quels vecteurs énergétiques sont susceptibles d'être en interaction avec l'électricité ?

#### 3.1 Les vecteurs énergétiques considérés

Il n'existe pas de définition parfaitement partagée d'un vecteur énergétique. Le dictionnaire Larousse le définit comme toute « *forme intermédiaire (électricité, hydrogène, essence, méthanol, etc.) en laquelle est transformée l'énergie d'une source primaire pour son transport, son stockage avant son utilisation* ». Une source d'énergie primaire est quant à elle « *une forme d'énergie disponible dans la nature avant toute transformation* ».

Sur la base de cette définition, il est proposé de retenir dans l'analyse quatre vecteurs énergétiques génériques, n'existant pas à l'état naturel et transportable et/ou stockables :

1. L'électricité
2. Les gaz de synthèse : hydrogène, biogaz, méthane de synthèse, ammoniac, ...
3. Les combustibles liquides : essence, diesel, méthanol, ...
4. La chaleur, si elle est associée à un réseau ou un stockage ; cette notion est ici étendue au froid.

À ce titre, le gaz naturel n'apparaît pas comme un vecteur mais une source d'énergie. En revanche, le biogaz, qui n'existe pas (ou très peu) à l'état naturel, est bien un vecteur énergétique, de même que le méthane de synthèse produit par méthanation. Ceci constitue cependant une représentation conceptuelle visant à cadrer l'analyse : dans la pratique, l'ensemble du méthane sera mélangé dans les infrastructures de transport et de distribution de gaz, quel que soit sa source.

De même la biomasse n'est ici pas intégrée dans les vecteurs énergétiques, mais plutôt dans les sources.

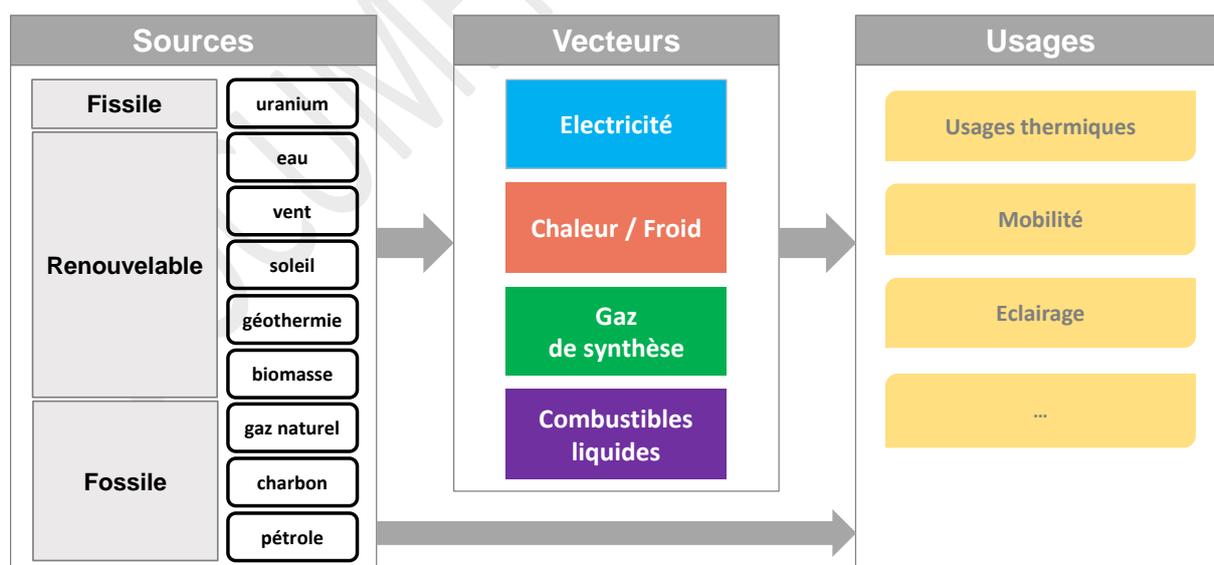
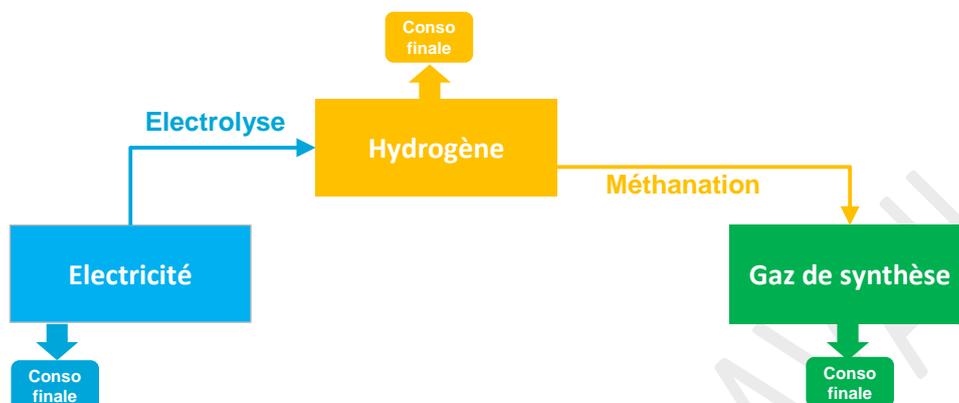


Figure 1 : Sources, vecteurs et usages de l'énergie

## 3.2 Power-to-X : de l'électricité vers les autres vecteurs énergétiques

### 3.2.1 L'électrolyse pour la production de combustibles gazeux à partir d'électricité : hydrogène et méthane de synthèse



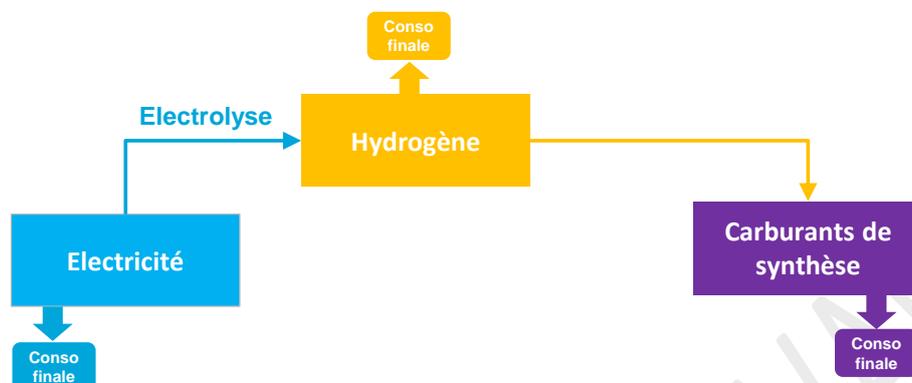
La production d'hydrogène par électrolyse a fait l'objet des analyses produites par RTE en 2019. Ces analyses mettent en avant notamment les multiples modes opératoires possibles de l'électrolyse, suivant les modes d'approvisionnement en électricité. Elle confirme aussi l'intérêt de l'électrolyse par rapport au vaporeformage de gaz naturel sur les émissions de CO<sub>2</sub> associées à la production d'hydrogène, à condition d'une adaptation adéquate du parc de production d'électricité.

L'hydrogène produit peut être utilisé de plusieurs façons :

- Il peut être utilisé comme « **matériau** » : c'est le cas des usages industriels actuels de l'hydrogène, qui rentre dans les procédés de raffinage ou de fabrication d'engrais.
- Il peut constituer directement un **vecteur énergétique**, c'est-à-dire alimenter des usages comme les piles à combustible pour la mobilité ou pour la production d'électricité, ou des chaudières pour le chauffage. L'hydrogène se transporte sous forme gazeuse sous pression, en bouteilles acheminées par camion, ou via des canalisations en réseau reliant plusieurs sites industriels. Son stockage en grandes quantités, pour une régulation saisonnière, peut se faire dans des stockages salins, mais ces infrastructures doivent être développées.
- Il peut rentrer dans la **fabrication d'autres vecteurs énergétiques**, comme le méthane de synthèse ou l'ammoniac.
  - Privilégier la transformation en méthane (par une étape de méthanation) est notamment défendu par certains acteurs en raison de l'absence d'infrastructures permettant de transporter et d'utiliser l'hydrogène. La transformation en méthane permettrait à l'inverse de réutiliser les infrastructures existantes de gaz naturel ainsi que les convertisseurs finaux d'énergie (chaudières notamment). Cela implique néanmoins des coûts supplémentaires (réacteurs de méthanation, captage de CO<sub>2</sub>, ...) et des pertes supplémentaires en rendement.
  - Produire de l'ammoniac à partir de l'hydrogène est également une possibilité, qui existe dès aujourd'hui mais exclusivement pour la production d'engrais. Certains acteurs y voient cependant un futur possible comme combustible ou vecteur énergétique intermédiaire, notamment pour réduire les coûts de transport sur des longues distances<sup>2</sup>.

<sup>2</sup> Voir par exemple : Renewable Energy for Industry - From green energy to green materials and fuels, Cédric Philiber, AIE, 2017

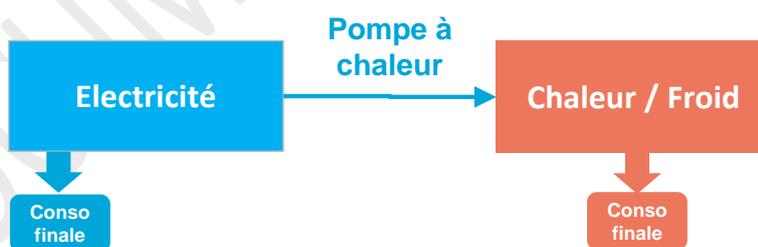
### 3.2.2 L'électrolyse encore pour la production de combustibles liquides à partir d'électricité : hydrogène puis méthanol



Tout comme le méthane de synthèse ( $\text{CH}_4$ ) est un combustible gazeux qu'il est possible de fabriquer à partir d'hydrogène et de  $\text{CO}_2$ , le méthanol ( $\text{CH}_3\text{OH}$ ) est son « équivalent » en combustible liquide. Sa forme liquide à température ambiante le rend plus facile à transporter et à stocker que l'hydrogène. Il est utilisé dans la fabrication de plastiques, de peintures... Mais il peut également être utilisé comme carburant de moteurs à explosion, moyennant une adaptation simple des motorisations conventionnelles à essence ou diesel. Moyennant adaptation, il permettrait également la réutilisation des réseaux de distribution des carburants conventionnels. Le méthane de synthèse se positionne donc comme un substitut possible au gaz naturel ; le méthanol de synthèse serait plutôt un substitut possible aux combustibles pétroliers.

**Que ce soit pour les carburants gazeux ou liquides, c'est bien l'hydrogène qui est en interface directe avec le système électrique.**

### 3.2.3 La production de chaleur et de froid à partir d'électricité



La production de chaleur est un *usage* classique de l'électricité, notamment pour le chauffage des bâtiments et l'eau chaude sanitaire. Historiquement cette production a utilisé l'effet Joule (résistances électriques) pour le chauffage à partir de convecteurs électriques, et pour l'eau chaude sanitaire à partir de ballons d'eau chaude conventionnels. Cette production de chaleur se fait maintenant à partir des convertisseurs plus efficaces comme les pompes à chaleur, à la fois pour le chauffage des bâtiments comme pour l'eau chaude sanitaire.

Ce principe de pompe à chaleur est également utilisé pour le froid, que ce soit pour la réfrigération ou la climatisation. De plus en plus la gestion de la température pour le chauffage et le froid est assurée par des pompes à chaleur réversibles.

Cependant la notion de *vecteur* implique une possibilité de transport et de stockage de l'énergie.

En **utilisation individuelle**, la production de chaleur ou de froid à partir d'électricité n'implique pas de transport thermique mais peut permettre son stockage :

- C'est le cas depuis longtemps pour la production d'eau chaude sanitaire en France, la chaleur stockée dans les ballons pouvant être utilisée plus tard. Ce principe a été à l'origine du développement des heures creuses tarifaires, permettant une modulation quotidienne de la courbe de charge d'électricité. En ce sens cette possibilité de stockage apporte au système une *flexibilité journalière*.
- Mais il est également possible de stocker la chaleur pour le chauffage des bâtiments, dans l'enveloppe même du bâti ; il faut pour cela que l'isolation soit de bonne qualité. Faute d'isolation suffisante à ce stade dans le cas général, la modulation de consommation électrique correspondante n'a pour l'instant été mise à profit que des durées relativement courtes (de l'ordre de l'heure) au risque de perte de confort : soit surchauffage pouvant également entraîner une surconsommation, soit température insuffisante entraînant une sensation de froid. Si l'enjeu principal d'isolation des bâtiments est la maîtrise de la consommation d'énergie, un autre enjeu réside dans la possibilité de modulation des productions qu'elle permettra. Il ne peut cependant pas être attendue de flexibilité apportée au-delà de la journée.

Les **réseaux de chaleur et de froid**, correspondant à une utilisation souvent collective, permettent à la fois le transport et le stockage de la chaleur. C'est un des objectifs des pouvoirs publics de développer fortement ces réseaux, permettant notamment une production de chaleur à partir de sources renouvelable ou de récupération, en remplacement de chaudières collectives à combustibles fossiles. Comme pour les usages individuelles, ces réseaux permettent le chauffage ou la climatisation des bâtiments, et fournit la chaleur de l'eau chaude sanitaire. Les possibilités de modulation de la production semblent plus importantes que pour des usages individuels.

En effet la chaleur est transportée généralement par de l'eau liquide (parfois de la vapeur). Les réseaux eux-mêmes permettent de stocker une partie de la chaleur, en jouant sur les températures de consigne. Compte-tenu des déperditions des réseaux, ces stockages sont courts (quelques heures). Certains réseaux de chaleur peuvent incorporer des ballons « tampons » permettant de moduler la production de chaleur dans le temps, à l'horizon de la journée. Enfin, des stockages saisonniers d'eau chaude sont utilisés sur certains réseaux de chaleur, sous forme de « piscines » enterrées ou semi-enterrées<sup>3</sup>, ou sous d'autres formes en développement (stockage aquifère souterrain, stockage latent, ...).

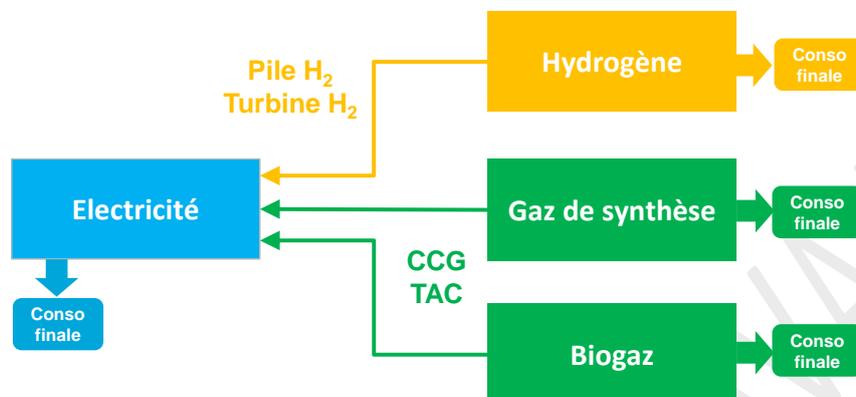
La production de chaleur de la plupart des réseaux en service aujourd'hui en France provient de chaudières à combustibles fossiles (gaz notamment). Mais d'autres fonctionnent à partir de biomasse, de géothermie ou de chaleur de récupération. S'agissant de l'interaction avec l'électricité, la production à partir de pompes à chaleur à eau ou à air est en croissance.

---

<sup>3</sup> Voir par exemple le stockage inter-saisonnier de 12 000 m<sup>3</sup> de Friedrichshaffen en Allemagne

### 3.3 X-to-Power : la production d'électricité à partir d'autres vecteurs énergétiques

#### 3.3.1 La production d'électricité à partir de gaz de synthèse : hydrogène, biogaz, méthane de synthèse



La production d'électricité à partir de gaz naturel est aujourd'hui une des sources privilégiées en Europe, notamment pour permettre une sortie de la production au charbon, plus émettrice de CO<sub>2</sub>. Bien que moins émettrice de gaz à effet de serre, cette production d'électricité à partir de gaz naturel semble cependant difficilement compatible avec l'ambition de neutralité carbone à 2050, sauf à l'associer à du Captage et Stockage de Carbone (CSC), ce que les pouvoirs publics français souhaitent limiter. Cette source pourrait être remplacée par des vecteurs gazeux.

En particulier, le **méthane** présent dans le gaz naturel peut être remplacé par du méthane de synthèse (produit par *méthanation* à partir d'hydrogène et de CO<sub>2</sub>) ou par du biogaz (produit par *méthanisation* ou pyrogazéification à partir de biomasse). Les moyens de production d'électricité sont alors conventionnels : CCG (cycle combiné gaz) ou TAC (turbine à combustion).

Par ailleurs, l'**hydrogène** peut également être utilisé comme combustible pour produire de l'électricité. Plusieurs technologies peuvent être envisagées :

- Les **moteurs à combustion interne**, testés pour la mobilité, peuvent être utilisés pour la production d'électricité, préférablement en cogénération de chaleur pour des raisons de rendement global. Le faible rendement électrique (de l'ordre de 30%) et la difficulté de limiter les émissions d'oxydes d'azote n'offrent pas de perspective de long terme pour la production d'électricité par cette technologie (DNV-GL, 2019).
- Les **turbines à gaz** conventionnelles peuvent être adaptées pour la combustion d'hydrogène. Les modifications les plus importantes concernent la chambre de combustion, bien que la haute température de flamme et la vitesse de combustion de l'hydrogène ne puissent être négligées (Cappelletti, 2017). Au Japon, des expériences ont été menées pour produire de l'électricité avec des turbines fonctionnant à partir d'un mélange de gaz naturel et de 30% d'hydrogène. Sur la base de cette expérimentation, un projet de conversion à l'hydrogène d'un des trois **CCGT** de 440 MW de la centrale de Magnum aux Pays-Bas est planifié pour 2023 (Mitsubishi Hitachi Powers Systems, 2018).
- Si les moteurs à combustion interne et les turbines à gaz fonctionnant à hydrogène sont des technologies sans rupture (très) importante par rapport aux technologies actuelles, la **pile à combustible** est la technologie innovante la plus prometteuse pour la production d'électricité à partir d'hydrogène. Principalement évoquée pour la mobilité, elle est également envisagée pour

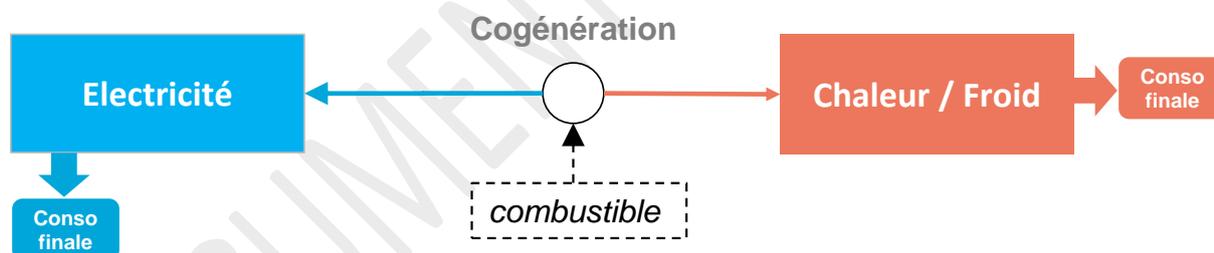
de plus fortes puissances. Le procédé est l'inverse de l'électrolyse, et les recherches pour améliorer les performances et les coûts de l'une profitent aussi à l'autre. La technologie la plus prometteuse est la technologie à membrane PEM (Proton Exchange Membrane).

### 3.3.2 La production d'électricité à partir de combustibles liquides : non envisagée

Le combustible liquide traditionnellement utilisé pour la production d'électricité est le pétrole, qui n'est presque plus utilisé en France ; il est en effet depuis longtemps réservé aux moyens d'extrême pointe et plusieurs centrales fonctionnant au fioul ont été fermées au cours des dernières années. Il serait possible d'envisager l'utilisation de remplaçants neutres en carbone : soit les biocarburants obtenus à partir de biomasse, soit le méthanol de synthèse produit à partir d'hydrogène et de CO<sub>2</sub>.

Cela n'est cependant en général pas envisagé pour des questions d'efficacité énergétique d'ensemble : la priorité en termes d'évitement d'émissions de CO<sub>2</sub>, dès lors que l'on dispose de combustibles liquides, est de s'attaquer au gisement des combustibles pétroliers, en particulier dans le domaine de la mobilité. Le rendement de la production d'électricité à partir de combustibles liquides étant faible, il serait donc inefficace de les consacrer au système électrique, sauf à disposer de gisements extrêmement importants de biocarburants ou de méthanol et/ou de n'avoir aucune autre solution pour l'équilibre du système électrique.

### 3.3.3 Pas de production d'électricité à partir de chaleur mais une production d'électricité associée à la chaleur : cogénération



Si la chaleur intervient bien dans le processus de production d'électricité à partir de groupes thermiques (fossile ou nucléaire), les chaleurs requises (plusieurs centaines de degrés) ne correspondent pas à celles du vecteur chaleur utilisé pour les usages énergétiques (de l'ordre de la centaine de degrés, voire moins).

En revanche, il existe déjà une production d'électricité associée à la production de chaleur, via la cogénération. Aujourd'hui fonctionnant essentiellement à partir de combustibles fossiles, elle pourrait à l'horizon de la neutralité carbone fonctionner principalement à partir de biomasse, de biogaz ou de déchets de récupération.

### 3.4 Vue d'ensemble des interactions possibles

La Figure 2 représente les principales interactions possibles entre électricité et autres vecteurs énergétiques. Ce schéma ne vise pas à représenter de manière exhaustive toutes les interactions entre vecteurs, mais seulement les principales interactions avec l'électricité qui seront considérées dans l'analyse.

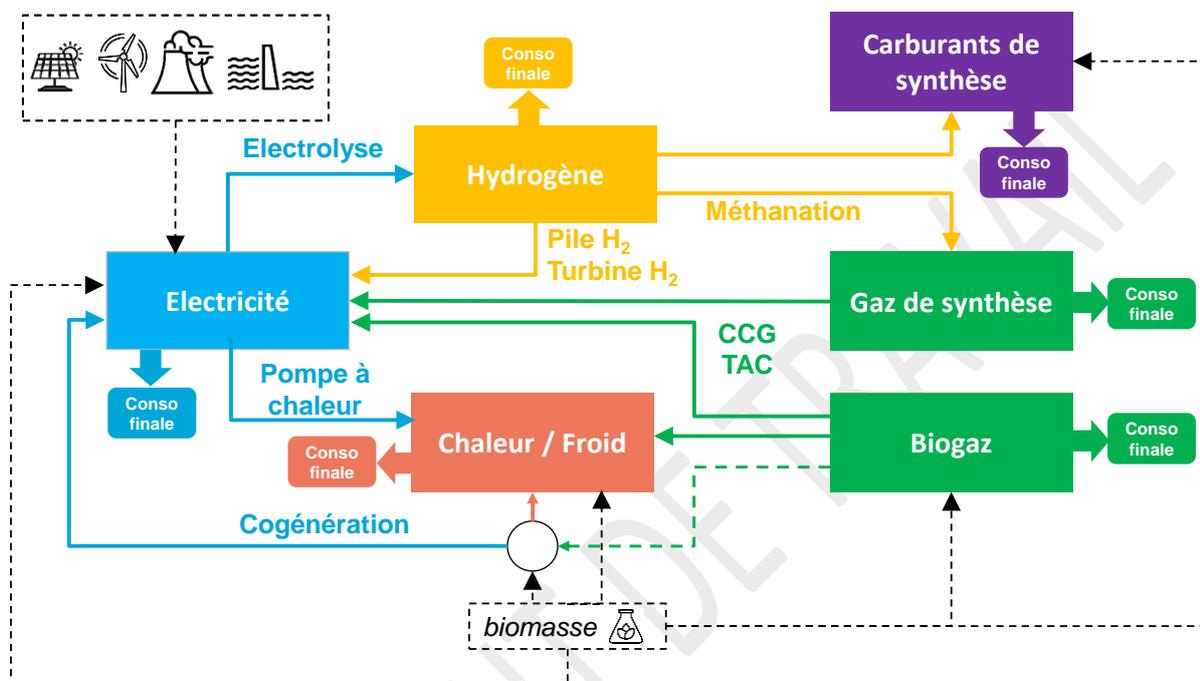


Figure 2 : Principales interactions entre électricité et autres vecteurs énergétiques

Du point de vue de l'électricité, les flux sortants (Power-to-X) sont :

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

Les flux entrants (X-to-Power) sont :

1. La **production à partir de gaz renouvelable** (biogaz ou méthane de synthèse) avec des moyens conventionnels de production : CCG ou TAC ;
2. La **production à partir d'hydrogène**, soit avec des piles à combustibles, soit avec des turbines à hydrogène, moyens en cours de développement
3. **L'électricité issue de la cogénération**

Bien que ce ne soit pas des vecteurs mais des sources d'énergie, le schéma ci-dessus fait figurer également les principales sources de production électrique décarbonées : nucléaire, éolien, photovoltaïque. La biomasse y figure aussi, pour mettre en évidence son rôle important dans un scénario de neutralité carbone. Elle peut en effet alimenter les quatre catégories de vecteurs : électricité, combustibles gazeux, combustibles liquides et chaleur. De la disponibilité de ses gisements en regard de la consommation énergétique d'ensemble dépendra donc également ce qui sera demandé au vecteur électricité, la biomasse et les productions décarbonées d'électricité représentant l'essentiel des ressources énergétiques françaises.

## 4. Les éléments de cadrage de la SNBC sur les différents vecteurs

### 4.1 Synthèse des orientations des pouvoirs publics concernant l'évolution des énergies finales

#### 4.1.1 Energie finale par vecteur énergétique

La stratégie nationale bas carbone propose un système énergétique pour la France à l'horizon 2050 qui vise à atteindre la neutralité carbone.

La stratégie repose sur deux axes principaux : la réduction de la consommation énergétique (environ une division par deux par rapport à 2015) et la conversion des modes de production d'énergie. Les émissions résiduelles incompressibles sont compensées par des puits carbonés.

Les efforts de réduction de la consommation sont principalement dans le transport et dans le secteur du bâtiment. Ils sont liés au développement de la mobilité électrique et de l'efficacité énergétique. A cela un changement des comportements intégrant une volonté de sobriété renforce la baisse de la consommation.

La Figure 3 donne les énergies finales par vecteur énergétique, pour l'année 2015 et pour la projection à l'horizon 2050 correspondant au projet de SNBC (scénario AMS)<sup>4</sup>.

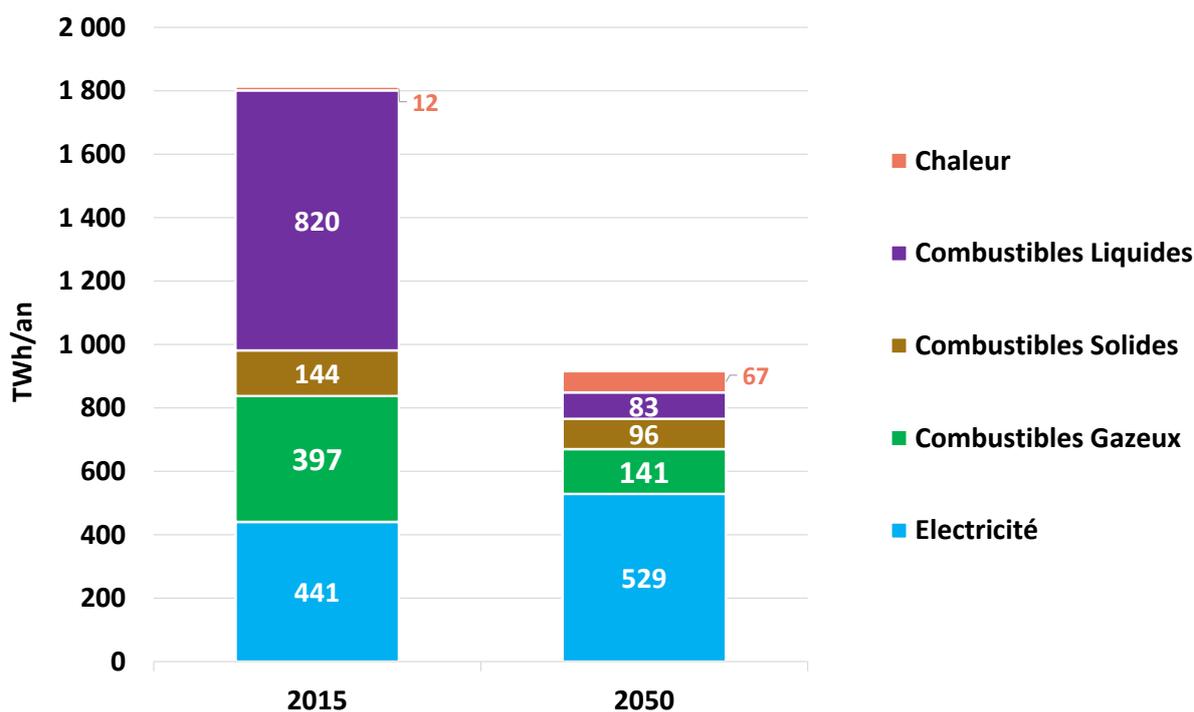


Figure 3 : énergie finale par vecteur énergétique - comparaison 2015 et projet de SNBC à 2050

<sup>4</sup> Synthèse du scénario de référence de la stratégie française pour l'énergie et le climat - Version provisoire du projet de stratégie nationale bas carbone (SNBC) et du projet de programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) Direction Générale de l'Énergie et du Climat - 15/03/2019

#### 4.1.2 Un secteur de production et consommation d'énergie en profonde conversion

La conversion du système énergétique s'appuie sur le caractère décarboné de l'électricité qui est supposé conservé dans la SNBC et sur le développement de la ressource en biomasse.

Les combustibles gazeux reposent essentiellement sur le biogaz et l'hydrogène décarboné

- la biomasse constitue également la source essentielle des combustibles liquides (biocarburants) et des combustibles solides
- L'électricité est produite à partir de sources décarbonées, non différenciées entre énergies renouvelables et nucléaire.

Les gisements évalués par les pouvoirs publics pour établir la SNBC à horizon 2050 sont de :

- 650 TWh/an d'électricité décarbonée ;
- 100 TWh de chaleur renouvelable issue de l'environnement (pompes à chaleur, géothermie, solaire thermique)
- 450 TWh de biomasse.

Soit un total de 1200 TWh annuels.

La Figure 4, extraite du document de synthèse du projet de stratégie nationale bas carbone, donne la décomposition de la consommation nationale d'énergie par vecteur énergétique et par secteur de consommation.

### Consommations nationales des principaux vecteurs énergétiques entre 2015 et 2050

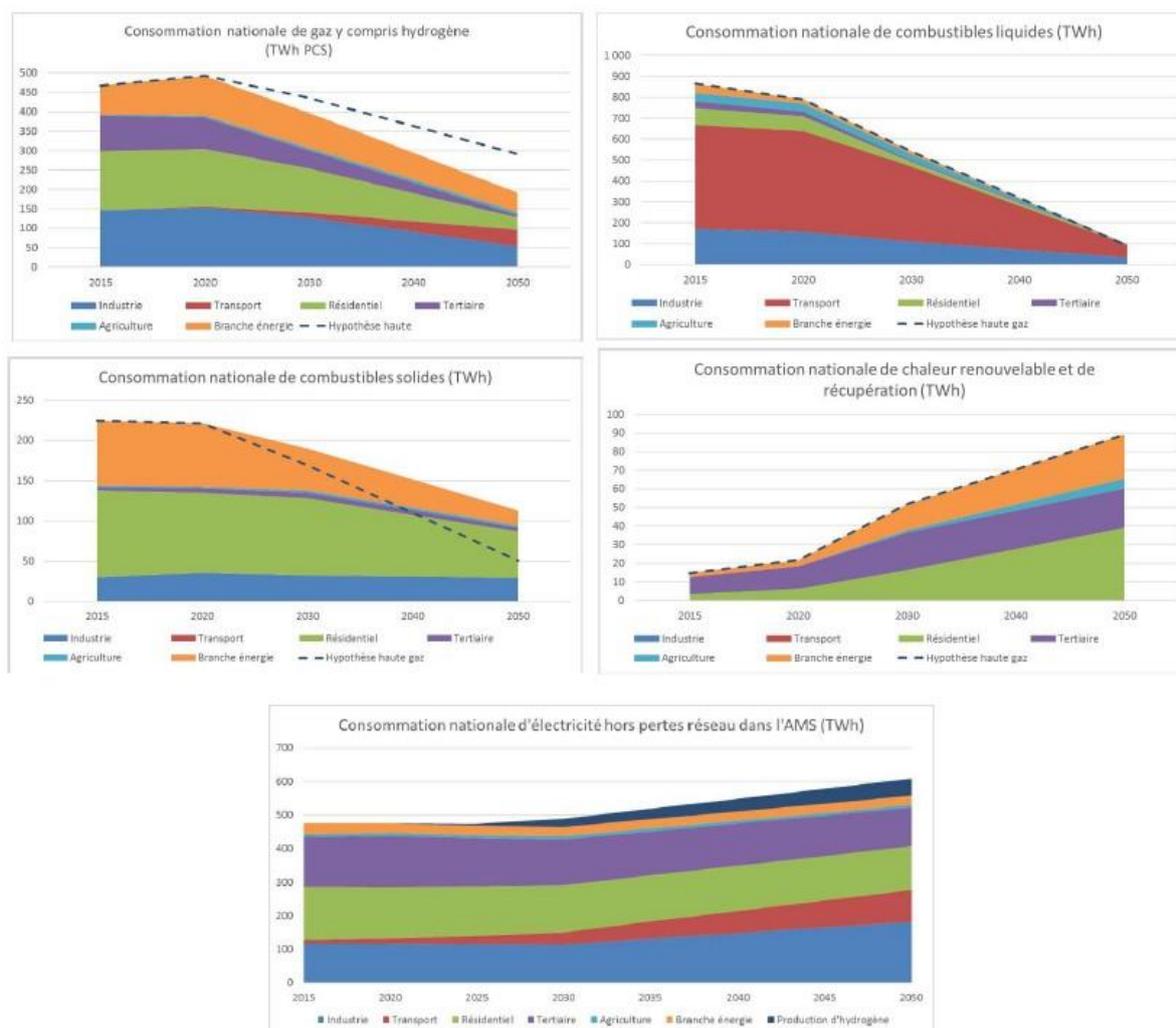


Figure 4 : évolution des consommations nationales par vecteur énergétique et par secteur, entre 2015 et 2050 (source SNBC)

Ces graphiques font apparaître une variante nommée « hypothèse gaz haut » avec 100 TWh de consommation supplémentaire de gaz. Dans cette variante, la consommation de combustibles solides est abaissée de 50 TWh et la production de gaz augmentée de 50 TWh.

#### 4.1.3 Les flux entre vecteurs énergétiques

Dans chaque graphique de consommation de la Figure 4 apparaît une part « branche énergie » représentant la part de production qui n'est pas consacrée aux usages finaux : elle correspondant soit aux consommations internes associée à chaque vecteur énergétique (pertes, autoconsommation ...) soit aux flux entre vecteurs énergétiques. La décomposition n'est pour autant pas précisée dans le cas général.

Le projet fait apparaître une faible production de méthane de synthèse à partir d'hydrogène, comme représenté sur la figure suivante.

Evolution de la production d'hydrogène et de gaz renouvelable en France entre 2015 et 2050 (en TWh PCS)

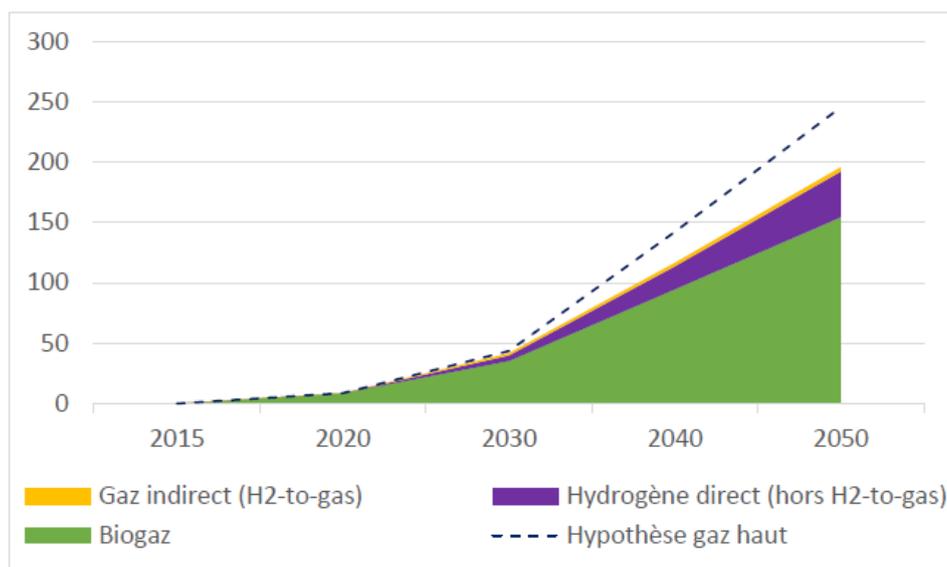


Figure 5 : évolution de la production d'hydrogène et de gaz renouvelable

Par ailleurs la figure suivante illustre l'utilisation de l'électrolyse pour la production d'hydrogène, telles que chiffrée dans les annexes du projet de SNBC (interpolation linéaire des chiffres entre 2030 et 2050). Celle-ci prévoit une « consommation nette » et les « autres transformations », affectées d'après ces tableaux à la production d'électricité. Celle-ci représenterait environ 15 TWh de consommation d'hydrogène à 2050.

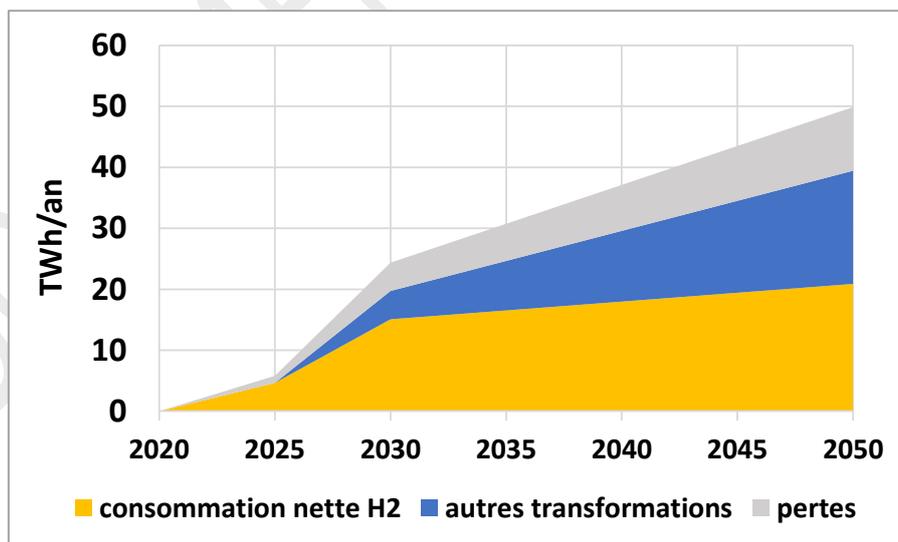


Figure 6 : consommation d'électricité pour la production d'hydrogène

## 4.2 Les options ouvertes par la SNBC

### 4.2.1 *Sur le système électrique, une répartition entre ENR et Nucléaire à construire*

Selon que l'option du nucléaire est conservée ouverte ou fermée, et comme on le verra plus loin suivant le type d'énergie renouvelable retenu pour la production d'électricité les besoins de flexibilité du système électrique et les leviers pour y répondre diffèrent fortement. De cela peut découler des besoins très différents de production pilotable en appui au système électrique, pouvant mobiliser d'autres vecteurs énergétiques.

### 4.2.2 *La variante gaz haut n'est pas complètement définie*

Dans la variante gaz haut la SNBC laisse ouverte plusieurs attributions possibles l'utilisation de ce gaz consommé supplémentaire, dont la production d'électricité en appui aux besoins de flexibilité du système électrique. Celle-ci pourrait venir soit de l'hydrogène, soit du biogaz comme évoqué précédemment.

### 4.2.3 *Le gas-to-power est une option ouverte pour le système électrique*

Dans son scénario de référence, le projet de SNBC envisage un volume d'environ 50 TWh de consommation de biogaz et/ou d'hydrogène pour la production électrique, « assurant la flexibilité saisonnière » du système électrique. Toutefois la répartition de cette utilisation des deux vecteurs n'est pas définie. Comme on l'a vu précédemment, la fabrication de méthane de synthèse devrait rester limitée.

### 4.2.4 *Power-to-Heat*

On trouve la part de l'électricité dans la consommation de chaleur des bâtiments, ainsi que la part de la chaleur issue de l'environnement. La répartition individuel / réseau de chaleur n'est pas spécifiée. Or c'est essentiellement sur les réseaux de chaleur qu'on peut espérer un stockage donc une flexibilité électrique.

## 5. Un des deux enjeux de l'interaction : la réponse à l'évolution des besoins de flexibilité du système électrique

Comme mentionné au chapitre 2. , un des enjeux de l'interaction entre électricité et autres vecteurs énergétiques est d'apporter un soutien au système électrique, notamment pour des besoins d'équilibrage, en fournissant le combustible d'une production pilotable<sup>5</sup>.

### 5.1 Évolution des besoins de flexibilité du système électrique

#### 5.1.1 Définition de la flexibilité

Le gestionnaire du système électrique doit d'une part maintenir à chaque instant l'équilibre entre la puissance totale injectée dans le réseau (productions, déstockages d'énergie) et la puissance totale soutirée du réseau (consommations, stockages d'énergie, pertes des lignes), et d'autre part assurer la compatibilité des flux qui résultent instantanément de la répartition géographique des injections et des soutirages avec les limites physiques des infrastructures de réseaux. Or, les injections, les soutirages et les flux qui en résultent varient en permanence.

**La flexibilité est la capacité du système électrique à s'adapter à ces variations**, qu'elles soient prévisibles ou incertaines, et quel que soit leur horizon de temps. Le besoin de flexibilité du système dépasse donc le seul besoin de réagir à un aléa de court terme.

La Figure 7 décrit les grandes catégories de phénomènes à l'origine des besoins de flexibilité, suivant l'horizon temporel, que les variations soient incertaines ou prévisibles.

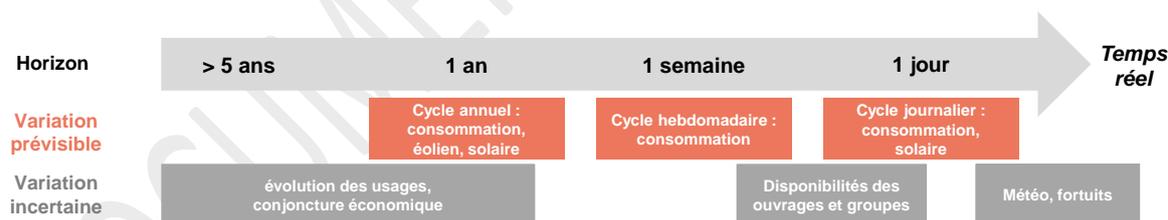


Figure 7 : Origine du besoin de flexibilité par type, selon l'horizon temporel

#### 5.1.2 Besoins en énergie et en puissance en fonction de l'horizon (journalier, hebdomadaire, saisonnier)

Le besoin de flexibilité est issu de la demande résiduelle adressée aux moyens pilotables : il s'agit de la consommation diminuée de la production fatale (essentiellement photovoltaïque, éolien et hydraulique pour la partie des centrales dites « au fil de l'eau » non pilotables).

<sup>5</sup> Une grande partie des analyses présentées dans cette section provient des travaux de thèse de Thomas Heggarty, doctorant à RTE, publiés dans la Revue Générale de l'Énergie. Voir notamment : *Le stockage : un levier de flexibilité parmi d'autres*, Thomas Heggarty et al, la Revue de l'Énergie n° 640, septembre / octobre 2018. Des détails plus techniques peuvent également être trouvés dans : *Multi-temporal assessment of power system flexibility requirement*, Thomas Heggarty et al, Applied Energy n° 238 (2019) 1327 - 1336

Le besoin de modulation peut être décomposé selon différents horizons de temps : besoin annuel, hebdomadaire et journalier. En effet, le besoin de modulation « total » est un signal d'apparence complexe, mais dont l'analyse fréquentielle (par transformée de Fourier) montre qu'il est fortement concentré sur ces trois composantes fréquentielles du fait des cycles présents dans la consommation et la production non-pilotable (mentionnés sur la Figure 7). Le besoin de modulation total peut ainsi être décomposé de manière additive, à l'aide de filtres fréquentiels pour obtenir des besoins annuels, hebdomadaires et journaliers.

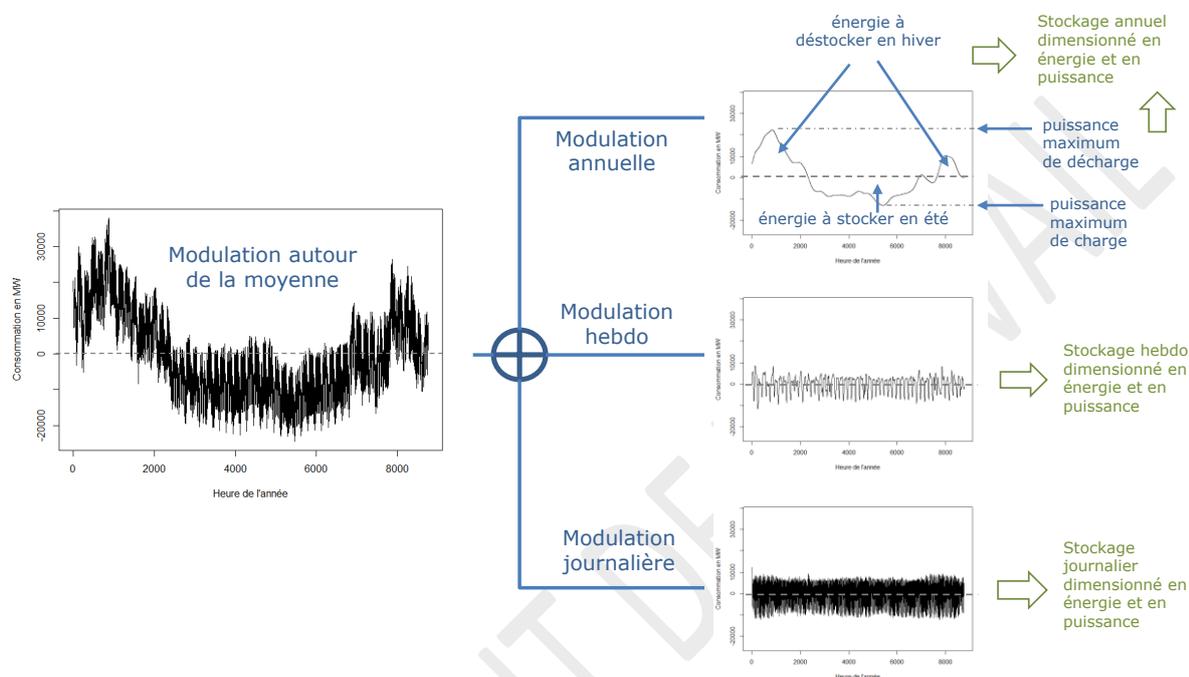


Figure 2 : séparation des différentes composantes du besoin de modulation de la demande résiduelle

Sur la base de cette décomposition, il est possible de qualifier chaque courbe annuelle par le besoin de modulation qu'elle implique sur les trois horizons : annuel, hebdomadaire et journalier. **Ce besoin de modulation est quantifié par le « stock équivalent » dont il faudrait disposer pour lisser parfaitement la courbe de charge dans le temps. Le dimensionnement de ce stock est donc exprimé d'une part en énergie, et d'autre part en puissance.**

Les besoins en énergie et en puissance sur chacun des trois horizons de temps sont dépendants des conditions météorologiques : par exemple, un hiver froid augmente les besoins de modulation saisonnière. Les besoins sont donc estimés sur un échantillon large de 200 chroniques météorologiques. Cela permet de faire apparaître les besoins de stockage équivalent sous forme de distribution, intégrant les cas peu probables mais dimensionnants pour le système.

Les besoins actuels de flexibilité sont représentés sur la Figure 8. Si les besoins en énergie sont quasi-exclusivement annuels (65 TWh) les besoins en puissance sont importants sur les différents horizons.

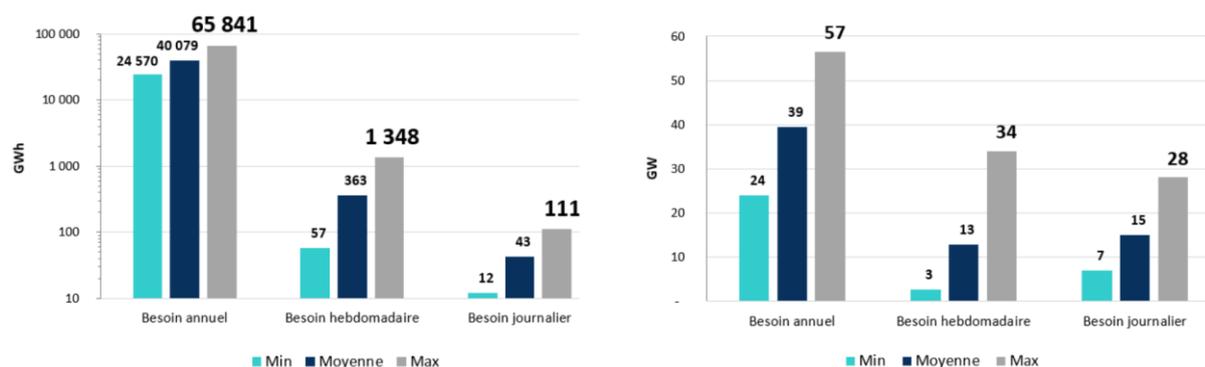


Figure 8 : Besoins de flexibilité en énergie (à gauche, échelle logarithmique) et en puissance (à droite) sur les différents échelles de temps, sur la base du mix électrique actuel

### 5.1.3 Influence de la pénétration de l'éolien et du PV sur les besoins de modulation

Afin d'examiner l'évolution des besoins de flexibilité à long terme en fonction de la part des énergies renouvelables variables, les indicateurs sur les besoins de modulation aux trois horizons (annuel, hebdomadaire, journalier) présentés ci-dessus sont évalués pour des scénarios de mix intégrant une part d'éolien ou une part de photovoltaïque atteignant environ 30% de la consommation (soit environ 150 TWh/an).

- **Sur l'horizon annuel**

Les figures qui suivent illustrent la demande résiduelle (i.e. consommation diminuée de la production éolienne ou photovoltaïque) sur les 200 chroniques météorologiques pour les différents scénarios de mix étudiés (mix sans éolien ni photovoltaïque ni hydraulique fatal, mix avec 30% d'éolien, mix avec 30% de photovoltaïque). Les graphiques représentent la distribution des valeurs que peut prendre le besoin de modulation sur les 200 années simulées.

**Sur l'horizon annuel, la consommation électrique et la production éolienne moyennes sont en phase** (niveaux plus importants en hiver en moyenne). Augmenter la part de l'éolien réduit donc l'écart été-hiver du besoin de modulation et réduit par conséquent aussi l'indicateur de besoin de flexibilité annuelle en énergie. Cependant, comme l'illustre l'élargissement de la distribution, la production est très aléatoire et, selon les conditions météorologiques, la production éolienne peut être quasiment nulle comme très proche de la capacité maximale installée. Ceci induit donc une augmentation de l'indicateur du besoin de puissance flexible annuelle.

La **production photovoltaïque** est quant à elle en opposition de phase avec la consommation du point de vue annuel, d'où l'accroissement de l'écart été-hiver du besoin de modulation. La production photovoltaïque augmente donc les indicateurs de besoin de flexibilité annuelle, en puissance et en énergie.

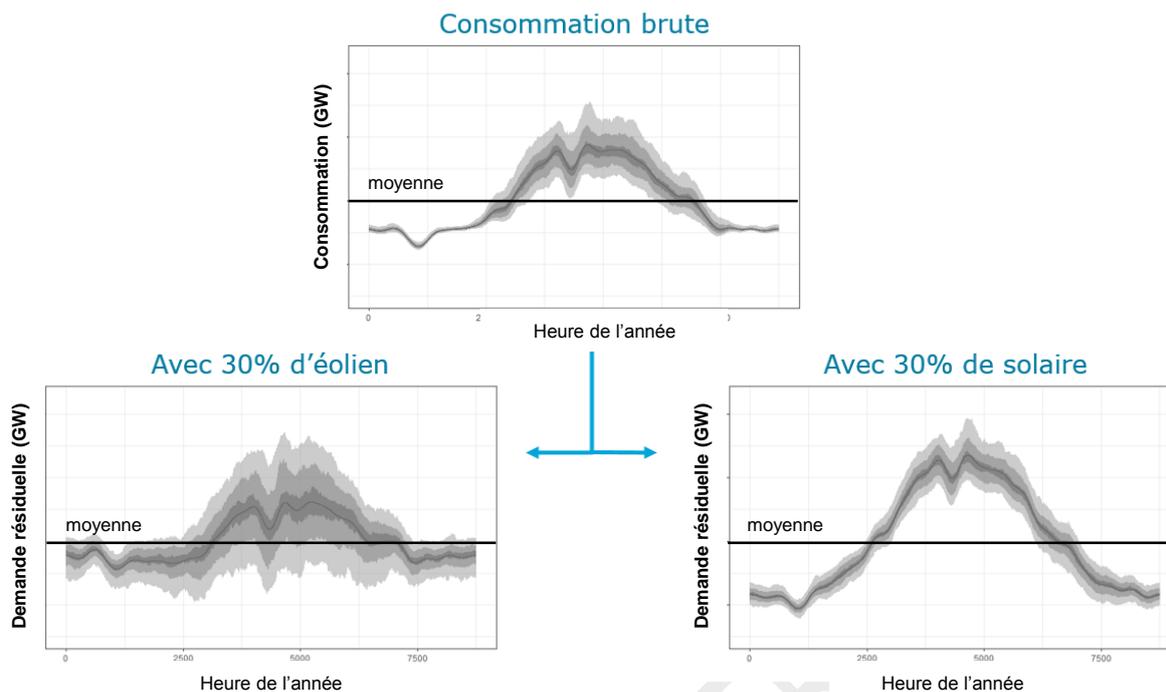


Figure 9 : Impact de l'éolien et du solaire sur le besoin de modulation annuel (NB : axe des abscisses du 1<sup>er</sup> juillet au 30 juin, l'hiver est au centre)

- **Sur l'horizon hebdomadaire**

Sur la composante hebdomadaire, l'éolien et, dans une moindre mesure, le photovoltaïque, accroissent le spectre de valeurs que peut prendre le besoin de modulation. Ceci implique une augmentation des indicateurs de besoin de flexibilité hebdomadaire, en puissance comme en énergie.

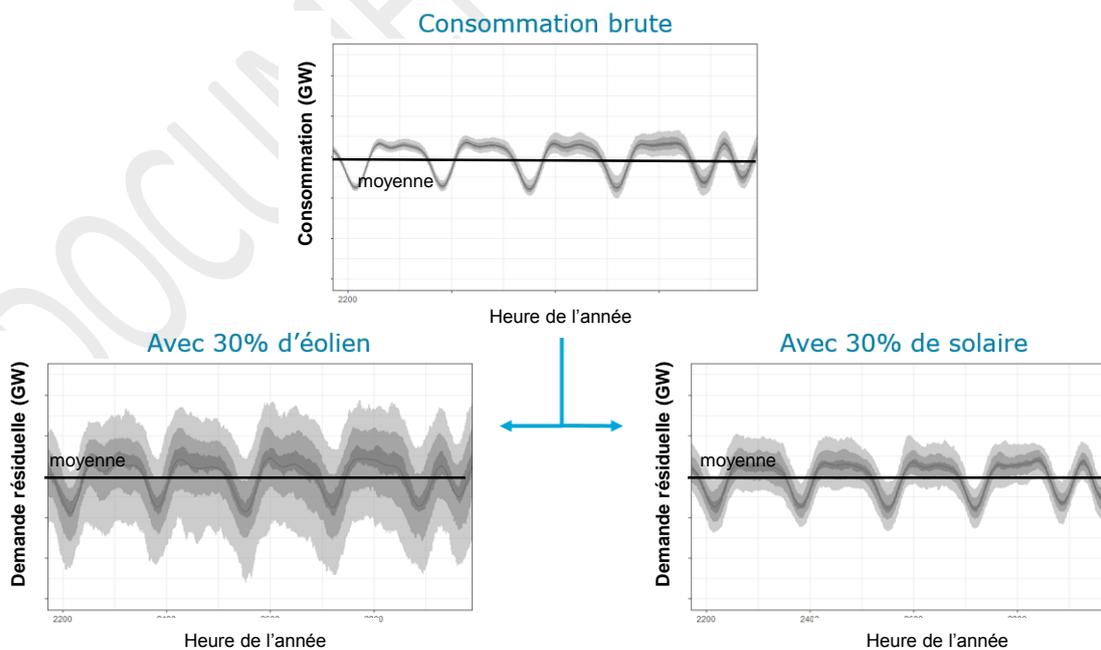


Figure 10 : Impact de l'éolien et du solaire sur le besoin de modulation hebdomadaire (sur la période d'Octobre)

- **Sur l'horizon journalier**

Sur l'horizon journalier, la production éolienne augmente légèrement le besoin de modulation. A l'échelle de la France, cette production subit en effet *relativement* peu de variations au cours de la journée, compte-tenu de l'inertie.

Le solaire introduit un creux très important aux heures méridiennes, augmentant de manière très importante les indicateurs de besoin de flexibilité, en puissance et en énergie.

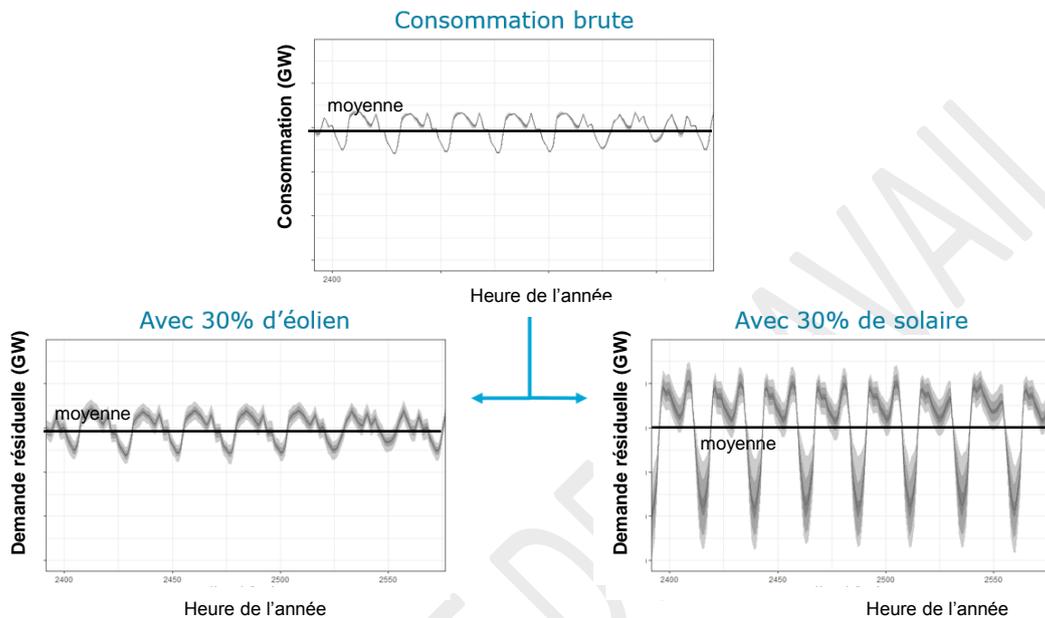


Figure 11 : Impact de l'éolien et du photovoltaïque sur le besoin de modulation journalière (sur une semaine d'Octobre)

- **Récapitulatif de l'influence des productions éoliennes et photovoltaïques sur le besoin de flexibilité**

Le tableau suivant récapitule l'influence qualitative de l'introduction de l'éolien et du photovoltaïque dans le mix de production français sur les besoins de flexibilité aux trois horizons.

Horizon	Annuel		Hebdomadaire		Journalier	
	énergie	puissance	énergie	puissance	énergie	puissance
Production éolienne	↘	↗	↑	↑	→	↗
Production photovoltaïque	↑	↑	↗	↗	↑	↑

Tableau 1 : effet qualitatif des productions éolienne et photovoltaïque sur le besoin de flexibilité

A l'exception de l'effet de la production éolienne sur le besoin de flexibilité en énergie annuelle (à la baisse) et journalière (sans effet significatif), l'introduction des productions éolienne et photovoltaïque augmente tous les autres besoins de flexibilités dans des proportions variables.

- **Besoins de flexibilité en 2035 évalués sur le scénario PPE-SNBC**

La figure suivante donne les besoins quantitatifs correspondant aux ambitions des projets de PPE et SNBC à l'horizon 2035 (avec 59 GW de production éolienne et 67 GW de production photovoltaïque). L'évolution des usages électriques (développement du véhicule électrique...) contribue également à modifier les indicateurs de besoins de flexibilité.

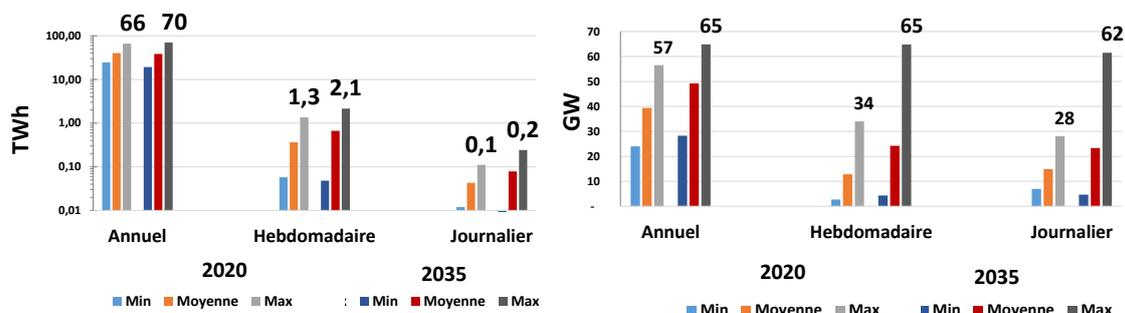


Figure 12 : Besoins de flexibilité du scénario PPE-SNBC à 2035 en énergie et en puissance sur les différents horizons, et comparaison à la situation actuelle

Si les besoins de flexibilité en énergie ne sont que peu modifiés, les besoins de flexibilité en puissance augmentent significativement sur tous les horizons. Sur les horizons hebdomadaires et journaliers, l'augmentation des besoins en puissance (sur le point le plus contraignant) est particulièrement importante : ils passent respectivement de 34 GW actuellement à 65 GW en 2035 pour l'horizon hebdomadaire, et de 28 à 62 GW pour l'horizon journalier.

## 5.2 Quels leviers de flexibilité pour répondre aux besoins ?

### 5.2.1 Les leviers en fonction de l'horizon temporel et le positionnement des interactions entre l'électricité et les autres vecteurs

Plusieurs types de leviers peuvent être activés pour répondre aux besoins sur les différents horizons. Ceux-ci portent sur la consommation, la production ou le réseau pour ce qui relève de ses besoins. La figure suivante positionne les différents leviers sur les horizons de temps. Le stockage d'énergie électrique relève à la fois de la consommation (stockage) et de la production (déstockage).

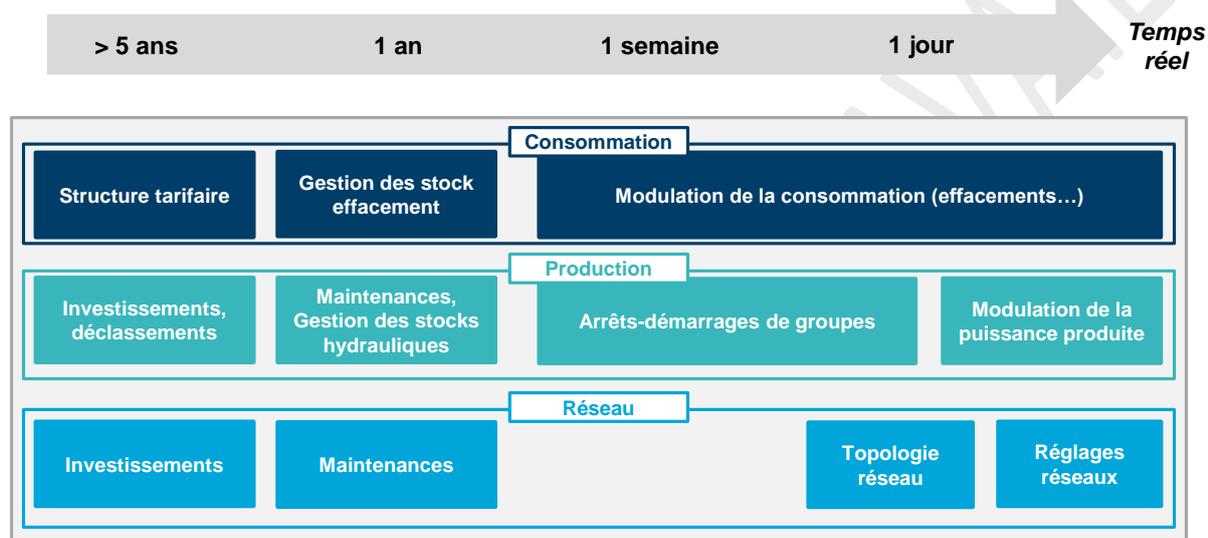


Figure 13 : leviers de flexibilité

Les différents couplages entre l'électricité et les autres vecteurs peuvent être situés sur cette figure.

#### Pour le *Power-to-X* :

- Les pompes à chaleur peuvent, si elles sont associées à des moyens de stockage de la chaleur, figurer dans les leviers de flexibilité de la consommation : soit sur un horizon court, infra-journalier, pour la fourniture de chaleur des ballons d'eau chaude sanitaire ; soit sur un horizon pouvant être plus long en fonction des possibilités de développement des stockages de long terme associés aux réseaux de chaleur.
- L'électrolyse constitue une consommation flexible pouvant moduler, a minima pour s'effacer en cas de période de tension sur le système électrique, mais également dans un certains modèles d'affaires pour s'adapter à la demande résiduelle. Ainsi, dans le mode marginal renouvelable ou nucléaire décrit dans l'étude sur l'hydrogène réalisée par RTE, l'électrolyse ne fonctionne que lorsque le système bénéficie de marges de production décarbonée. L'hydrogène peut également être stocké, éventuellement après transformation en méthane, pour produire plus tard de l'électricité. L'horizon de stockage par power-to-gas-to-power serait alors plutôt saisonnier compte-tenu de la capacité typique de ces moyens de stockage et de la structure de coût comparée à d'autres moyens de stockage.

**Pour le X-to-Power :**

- Les gaz renouvelables et l'hydrogène peuvent être utilisés pour de la production d'électricité pilotable.
- La production d'électricité associée à la production de chaleur, moins pilotable que les précédentes car produit « fatal », peut réduire les besoins de flexibilité saisonnière.

**5.2.2 Quels leviers sont activés aujourd'hui ?**

De la même façon que les besoins de flexibilité peuvent être décomposés sur les horizons annuels, hebdomadaires et journaliers, il est possible de décomposer la façon dont les différents leviers participent à ces besoins. La participation des différents moyens est ici illustrée sur l'horizon annuel, sur un scénario correspondant au système actuel.

La Figure 14 représente l'empilement des moyens de production et des imports permettant de répondre à la demande. La figure est parfaitement symétrique : production + imports (en positif) = consommation + exports (en négatifs).

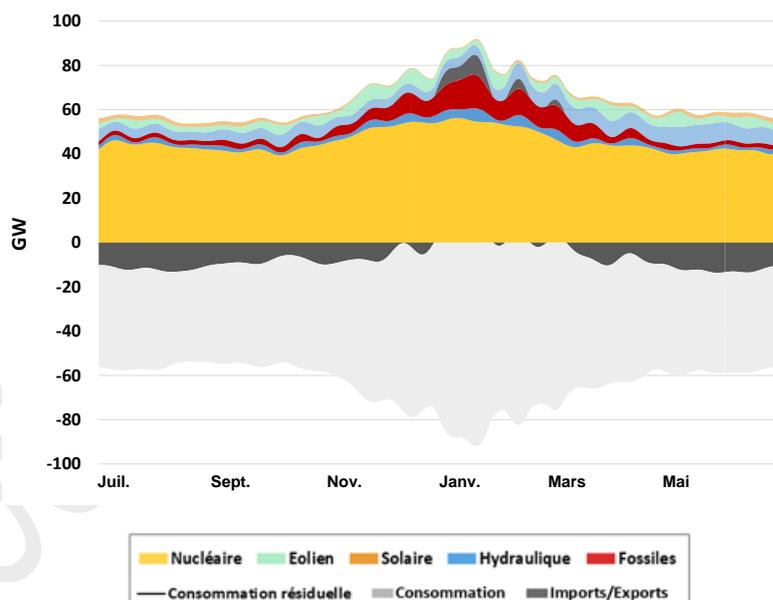


Figure 14 : équilibre annuel offre (en haut) - demande (en bas) France, sur le mix actuel, avec empilement des moyens de production, pour une année climatique donnée

On extrait de cet équilibre les seuls moyens pilotables, tant côté offre (nucléaire, hydraulique pilotable, production thermique fossile, imports) que demande (exports d'électricité, et part des usages pilotables de la consommation comme la recharge des véhicules électriques ou l'eau chaude sanitaire asservie, qui fournissent une flexibilité essentiellement sur les horizons hebdomadaire et journalier<sup>6</sup>).

<sup>6</sup> Par souci de simplification, ces usages ne sont pas représentés sur les leviers de modulation à l'échelle annuelle (figures ci-dessous)

Sur la Figure 15 apparaissent en couleur sombre l'utilisation de chaque levier au-dessus de sa moyenne annuelle.

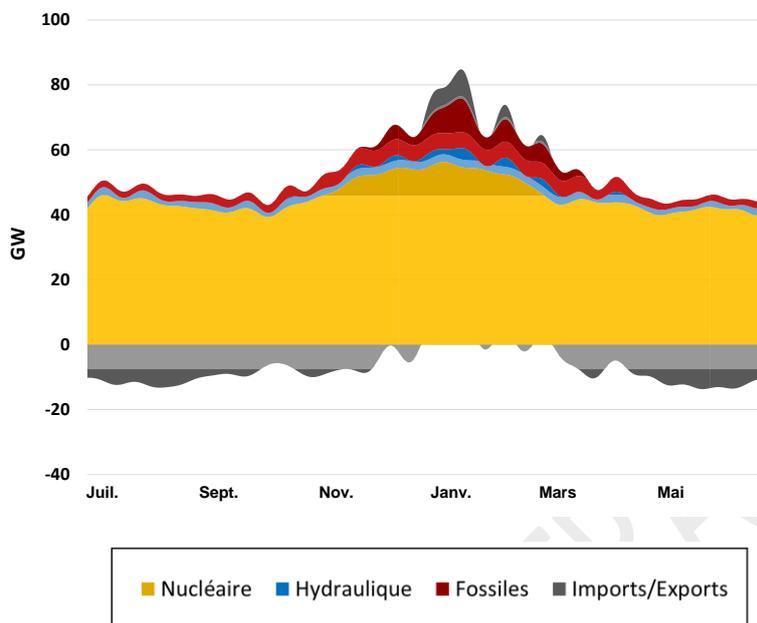


Figure 15 : restriction de la production et la consommation aux leviers pilotables

La flexibilité de ces moyens pilotables est donnée par leur variation relative à leur valeur moyenne annuelle, représentée sur la Figure 16. L'aire positive (égale à l'aire négative) représente le volume énergétique de modulation annuelle (ici 54 TWh/an) ; l'amplitude de puissance donne la puissance de modulation nécessaire (ici 58 GW).

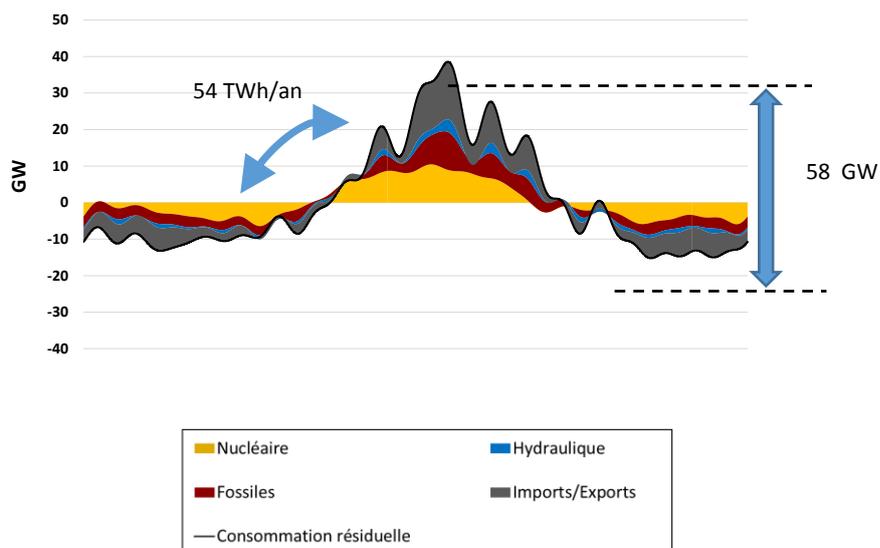


Figure 16 : Modulation annuelle des leviers pilotables

Cette analyse permet de décomposer le besoin de flexibilité annuelle (et la méthode est la même pour les autres horizons) sur les différents leviers qui y participent. Ceci permet d'observer que le besoin de flexibilité annuelle dans ce scénario est assuré par :

- les groupes de production en France : nucléaires mais aussi fossiles, et dans une moindre mesure hydraulique ;
- la modulation des imports / exports via les interconnexions, qui correspond au recours aux modulations de groupes de production à l'étranger, essentiellement thermiques fossiles et hydrauliques.

La figure ci-dessous donne la participation moyenne actuelle des différents leviers aux besoins de modulation sur les trois horizons de temps : annuel, hebdomadaire et journalier.

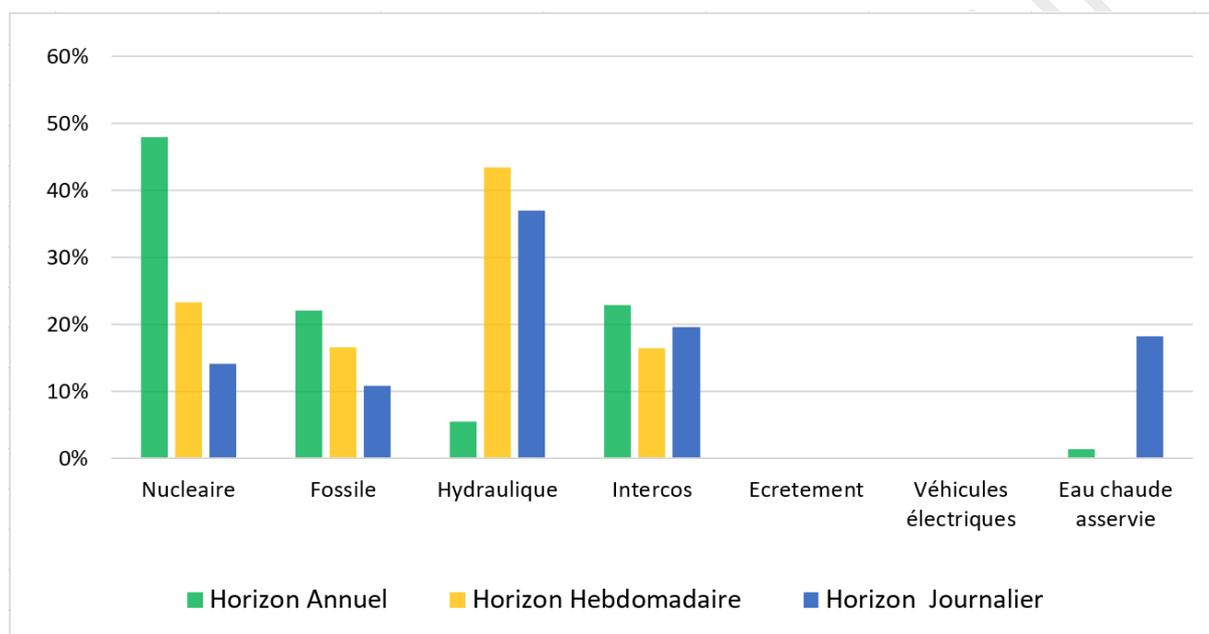


Figure 17 : participation moyenne actuelle des différents leviers aux besoins de modulation sur les trois horizons de temps : annuel, hebdomadaire et journalier

Le **nucléaire** assure environ la moitié de la flexibilité annuelle, via le placement de l'essentiel des maintenances en été. En revanche, sa contribution tombe à environ 20% pour les besoins de flexibilité à l'horizon hebdomadaire et un peu plus de 10% pour l'horizon journalier.

La contribution des **productions fossiles** est également décroissante avec l'horizon temporel.

La flexibilité de l'**hydraulique** est mise à profit pour les horizons hebdomadaire et journalier, mais peu (en relatif) pour l'horizon annuel.

Les **interconnexions** participent à hauteur d'environ 20% aux besoins de flexibilité sur les trois horizons.

L'asservissement de l'**eau chaude sanitaire** au signal des heures creuses tarifaires participe à hauteur d'environ 20% au besoin de flexibilité journalière.

### 5.2.3 Leviers participant au besoin de flexibilité en 2035 sur le scénario PPE-SNBC

Le scénario PPE-SNBC à 2035 se caractérise en particulier, par rapport au système actuel, par :

- Une augmentation de la part des productions renouvelables éolienne et photovoltaïque
- Une diminution des capacités de production nucléaire
- Une évolution de la consommation, avec notamment la mobilité électrique et une diminution de la thermosensibilité en hiver.

La Figure 18 illustre l'équilibre offre-demande et la modulation des leviers pilotables sur l'horizon annuel en 2035 sur le scénario PPE-SNBC, en le comparant à la situation actuelle pour la même chronique météorologique.

DOCUMENT DE TRAVAIL

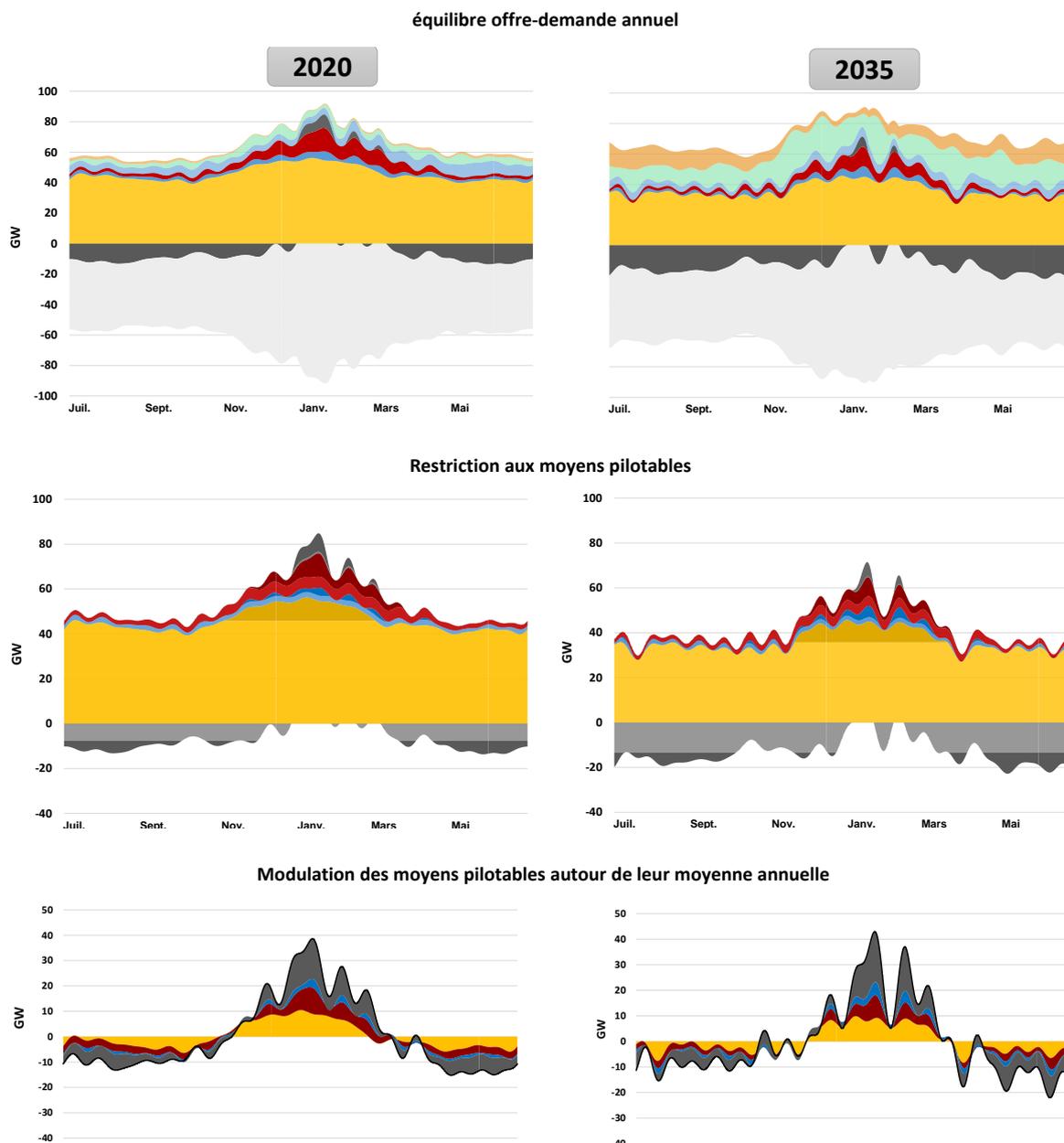


Figure 18 : équilibre annuel offre - demande France, sur le mix actuel et le scénario PPE-SNBC en 2035, et modulation annuelle des leviers pilotables

À l'horizon 2035, les parts prises par les productions éolienne et le photovoltaïque augmentent très significativement tandis que la part de la production nucléaire baisse fortement. Cependant la modulation annuelle de l'équilibre reste assurée par les mêmes leviers qu'actuellement, et dans des proportions similaires : productions nucléaire, thermique fossile et hydraulique en France et à l'étranger via les interconnexions.

La Figure 19 compare la participation moyenne des leviers pilotables au besoin de flexibilité annuelle actuel et en 2035. La Figure 20 et la Figure 21 font de même pour la participation moyenne des leviers respectivement aux besoins hebdomadaire et journalier.

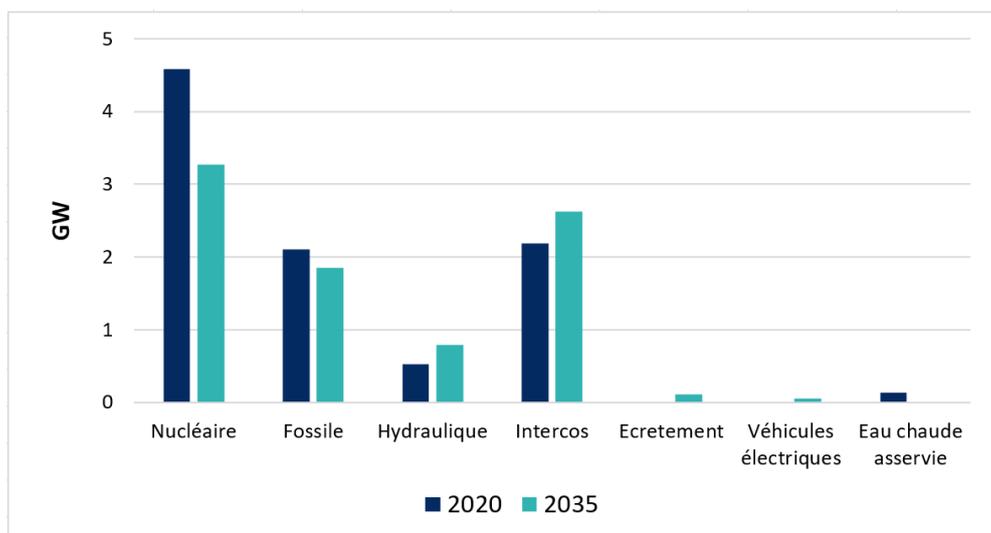


Figure 19 : comparaison de la participation moyenne des leviers au besoin de modulation annuelle, sur le système actuel et en 2035 sur le scénario PPE-SNBC

Sur l'horizon annuel, une baisse de la participation des productions nucléaires et fossiles et une augmentation de la participation de l'hydraulique pilotable et de la modulation des imports / exports via les interconnexions (recours aux groupes de production pilotables à l'étranger) peut être observée entre 2020 et 2035.

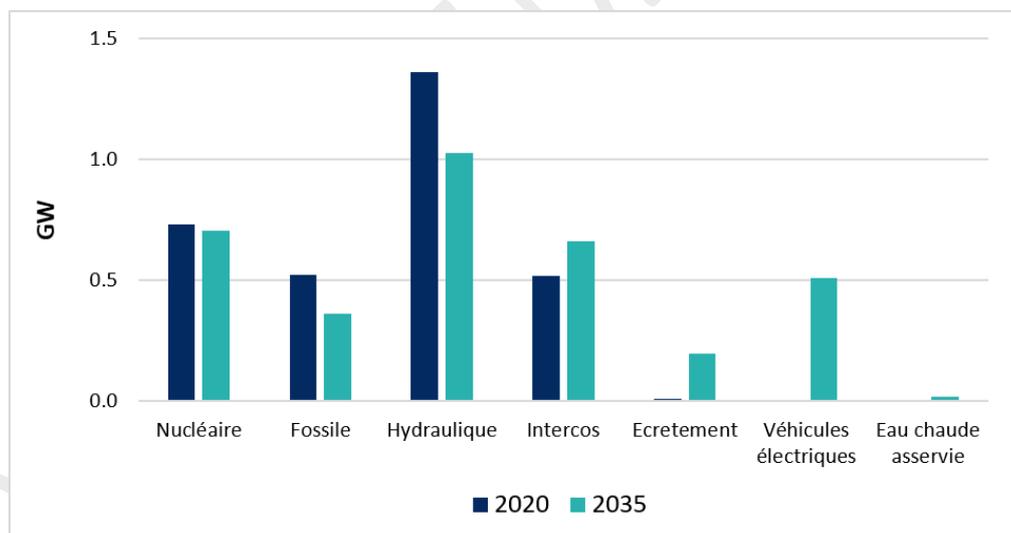


Figure 20 : comparaison de la participation moyenne des leviers au besoin de modulation hebdomadaire, sur le système actuel et en 2035 sur le scénario PPE-SNBC

Sur l'horizon hebdomadaire, les leviers de production thermique fossile et hydraulique sont moins utilisés. La modulation des imports/exports augmente et l'écêtement est parfois nécessaire le week-end. Mais surtout, les véhicules électriques, absents en 2020, participent de manière significative au besoin de modulation via la charge préférée le week-end à l'horizon 2035.

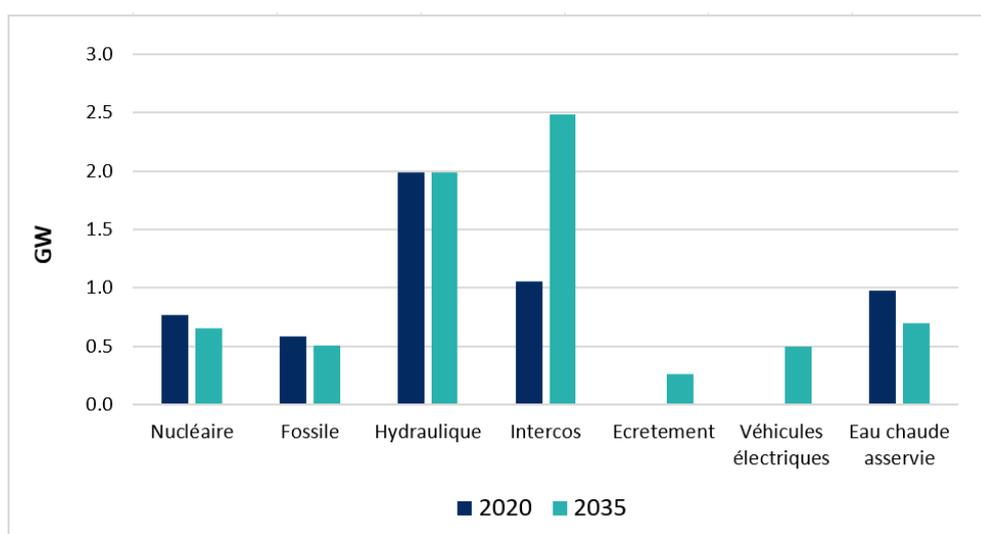


Figure 21 : comparaison de la participation moyenne des leviers au besoin de modulation journalière, sur le système actuel et en 2035 sur le scénario PPE-SNBC

L'augmentation forte des besoins sur cet horizon se traduit par un recours bien plus important à la modulation des imports / exports. L'écrêtement et les véhicules électriques participent également au besoin de flexibilité journalière.

### 5.3 A l'horizon de la neutralité carbone, quels besoins de flexibilité et quels leviers ?

#### 5.3.1 Un besoin dépendant des choix de mix de production et de l'évolution de la consommation

Comme cela a été mentionné au chapitre 4, le projet de SNBC ne donne pas la répartition des productions d'électricité décarbonée entre les différentes technologies, et notamment entre production nucléaire et productions renouvelables. A fortiori elle ne précise pas les parts respectives des productions éoliennes et photovoltaïques dans le mix de production, dont il a été montré précédemment qu'elles conditionnent les besoins de flexibilité sur les différents horizons.

De même l'évolution de la consommation d'électricité dimensionne le besoin de flexibilité. La consommation d'électricité est estimée dans le projet de SNBC à environ 600 TWh, mais sa répartition dans le temps dépend notamment de :

- la thermosensibilité, en fonction des efforts d'efficacité énergétique (isolation des bâtiments, performance des systèmes de chauffage et de climatisation, ...) ;
- l'évolution de la température impliquant des besoins de chauffage ou de climatisation : l'effet du réchauffement climatique est pris en compte dans les analyses de RTE (voir le groupe de travail sur le référentiel climatique) ;
- l'évolution des usages et de l'impact associé sur les appels de puissance.

Les besoins seront donc inhérents aux hypothèses sur chacun de ces paramètres sur les différents scénarios du Bilan prévisionnel.

### 5.3.2 Les interactions entre électricité et autres vecteurs énergétiques, sources de flexibilités

Les différentes interactions recensées au chapitre 0 permettent des flexibilités pour le système électrique, tant côté consommation que production d'électricité :

- **L'électrolyse** pour la production d'hydrogène peut, suivant le mode opératoire retenu, apporter plus ou moins de flexibilité au système électrique, en contribuant à moduler la courbe de consommation. Cela est vrai en particulier pour le mode marginal renouvelable ou nucléaire, sur tous les horizons ; c'est également le cas du mode associé à de la production locale de photovoltaïque, qui permet de compenser les effets de la production photovoltaïque sur le besoin de modulation journalière, et dans une moindre mesure annuelle.
- les **pompes à chaleur**, et plus généralement les systèmes électriques de chauffage ou de réfrigération, peuvent apporter de la flexibilité s'ils sont associés à des capacités de stockage. C'est déjà le cas pour l'eau chaude sanitaire à un horizon journalier. Si les enveloppes thermiques des bâtiments le permettent, ce sera également le cas pour le chauffage. Le développement de moyens de stockage sur les réseaux de chaleur pourrait ouvrir ces possibilités aux horizons hebdomadaires voire annuels.
- La **production à partir de gaz renouvelable** (biogaz ou méthane de synthèse) jouera le rôle joué aujourd'hui par les productions thermiques, avec des moyens conventionnels de production : CCG ou TAC ;
- La **production à partir d'hydrogène**, soit avec des piles à combustibles, soit avec des turbines à hydrogène, pourra jouer un rôle similaire. Elle nécessite cependant un passage au stade industriel des technologies de production d'électricité à partir d'hydrogène, que ce soient les piles à combustibles ou les turbines à hydrogène.
- **L'électricité issue de la cogénération de chaleur** devrait également contribuer à la flexibilité annuelle du système électrique, en apportant des productions électriques en périodes hivernales, et donc en limitant le besoin saisonnier.

### 5.3.3 Des leviers en concurrence, en France et en Europe

- **Une concurrence avec d'autres leviers en France**

Les interactions entre électricité et autres vecteurs énergétiques ne sont pas les seules à offrir des possibilités de flexibilité au système électrique. Ainsi, comme décrit précédemment, la production **nucléaire** est aujourd'hui un des principaux leviers de flexibilité annuelle. Les travaux de RTE sur la mobilité électrique montrent que le pilotage de la charge des **véhicules électriques**, voire l'utilisation de leurs batteries, peuvent contribuer fortement aux besoins de flexibilité, en particulier sur les horizons journaliers et hebdomadaires. **L'écêtement de production renouvelable** peut également, tant qu'elle reste dans des limites de volume acceptables, contribuer aux différents besoins de flexibilité.

- **D'autres technologies peuvent être retenues ailleurs en Europe**

Par ailleurs l'analyse des leviers utilisés pour répondre aux besoins de flexibilités, développée au chapitre 0, montre une utilisation importante de la modulation des imports/exports via les interconnexions, et ceci pour tous les horizons. Ces modulations correspondent à celles de groupes de production thermique ou hydraulique à l'étranger. Ceci restera valable à l'horizon de la neutralité carbone et l'analyse doit prendre en compte également les besoins et leviers de flexibilité à la **maille européenne**, celle du réseau interconnecté. Les pays européens peuvent faire d'autres choix que ceux des pouvoirs publics pour l'atteinte de la neutralité carbone. En particulier, certains pays pourraient retenir pour la production d'électricité la possibilité d'utiliser des **productions thermiques fossiles avec captage et stockage de carbone**. L'équilibre électrique se faisant à la maille européenne, il conviendra donc d'en tenir compte dans les analyses.

- **La place économique des groupes de production, en fonction de leurs coûts fixes et variables**

L'analyse économique traditionnelle de la place des moyens pilotables de production d'électricité passe par la détermination des durées optimales de fonctionnement de chacun des moyens. Cette analyse consiste à calculer le coût complet d'utilisation d'un moyen de production en fonction de sa durée annuelle d'utilisation. La Figure 22 illustre ainsi les coûts complets de quatre technologies fictives. Les coûts fixes annualisés de chaque technologie correspondent à l'ordonnée à l'origine de chaque droite tandis que les coûts variables correspondent à la pente de la droite. Compte-tenu des hypothèses de coût retenues et sous des considérations économiques, le dimensionnement optimal du mix de production d'électricité devrait s'appuyer sur :

- la technologie « Base » pour des durées annuelles supérieures à environ 6000 heures ;
- la technologie « Semi-base » pour des durées annuelles de fonctionnement comprises entre 1500 et 6000 heures ;
- la technologie « Pointe » pour des durées de fonctionnement annuelles inférieures à 1500 heures.

La technologie représentée en pointillés violets est exclue car plus coûteuse que toutes les autres quelle que soit sa durée d'utilisation annuelle.

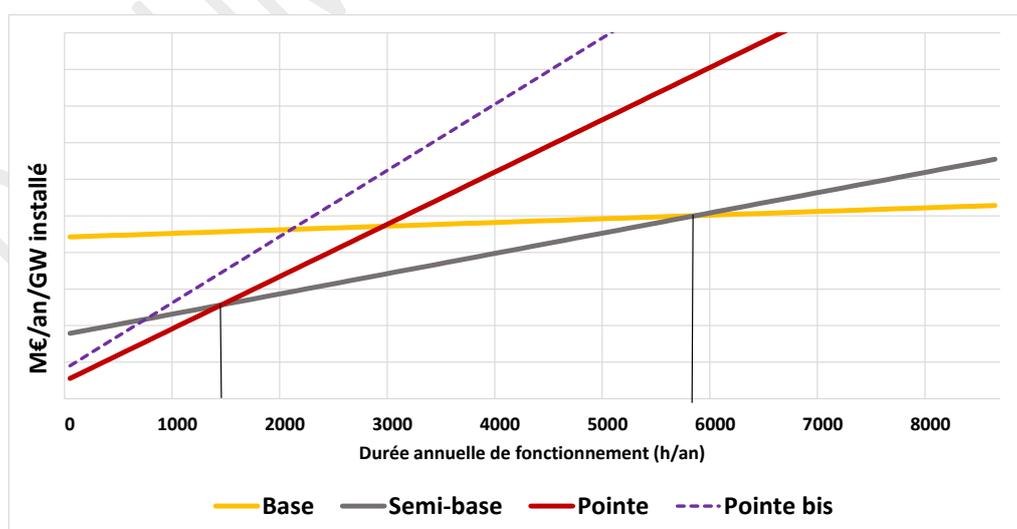


Figure 22 : coût complet de moyens de production d'électricité et durées optimales de fonctionnement

Certaines technologies peuvent cependant être exclues pour des raisons non économiques, liées par exemple à l'environnement, à l'acceptabilité, ou à un souhait d'indépendance énergétique...

Par exemple, les technologies « semi-base » et « pointe » pourraient être exclues dans la mesure où elles sont émettrices de gaz à effet de serre et que leur utilisation serait incompatible avec les objectifs de neutralité carbone. Les durées optimales de fonctionnement sont alors modifiées, comme illustré sur la Figure 23 : la technologie « Pointe-bis » est utilisée en-dessous de 2000 heures de durée de fonctionnement annuelle et la technologie « Base » est utilisée pour des durées supérieures. À l'inverse, il serait aussi possible de considérer que la technologie « Base » est exclue pour des questions d'acceptabilité, et ne garder que la technologie « Pointe-bis », etc.

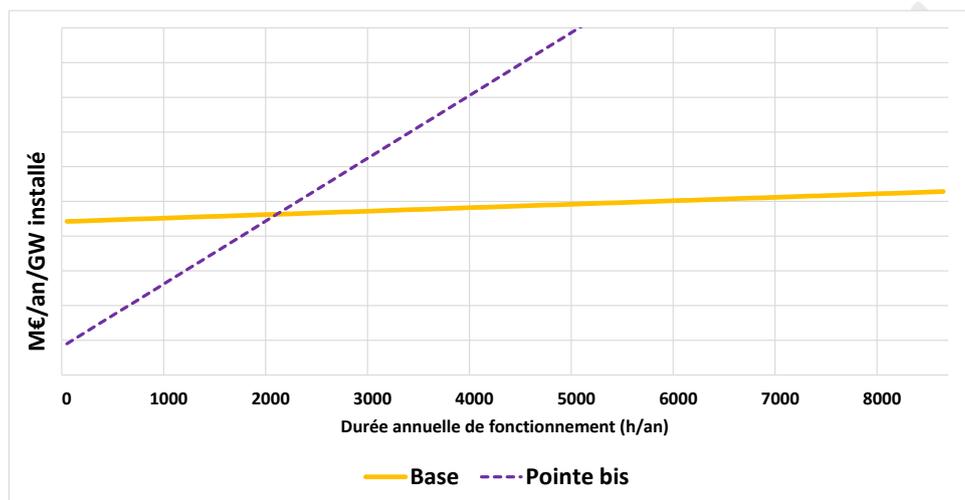


Figure 23 : coût complet de moyens de production d'électricité et durées optimales de fonctionnement, avec exclusion des technologies « Pointe » et « Semi-base »

Les quantités nécessaires de chacun des moyens nécessaires à l'équilibre dépendent ensuite de la demande résiduelle, et peuvent être approchées à partir de sa monotone de charge, comme illustré sur la Figure 24.

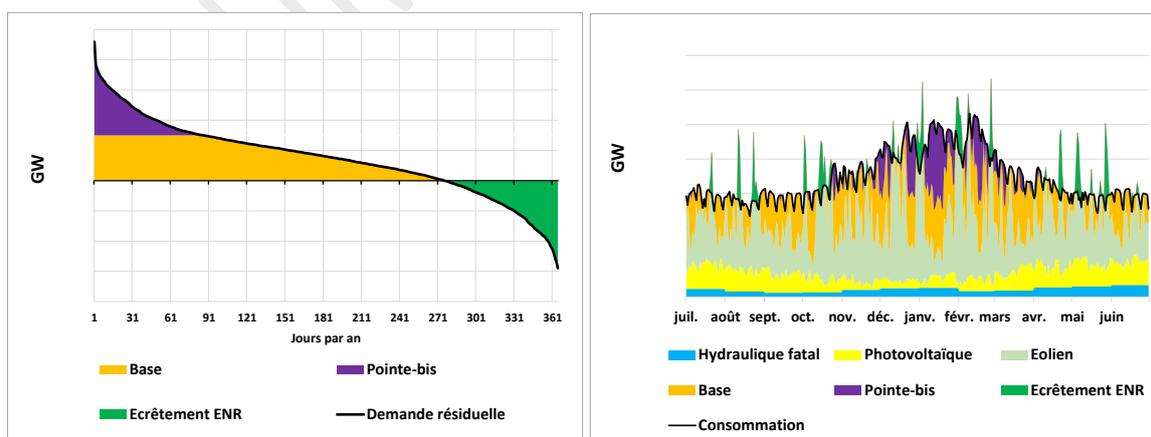


Figure 24 : Représentation schématique du dimensionnement des moyens de production pilotables à partir de la monotone de demande résiduelle (à gauche) et empilement de production sur une courbe de charge temporelle (à droite).

## 5.4 Des paramètres importants à intégrer aux scénarios du Bilan prévisionnel

Bien que réductrice, l'analyse précédente permet néanmoins de mettre en avant quelques paramètres importants de l'analyse.

L'équilibre dépend de **choix nationaux à la maille du système européen interconnecté**. Certains pays pourraient retenir les technologies fossiles avec captage et stockage de carbone, qui deviendraient alors accessibles via les interconnexions, et dans certains cas économiquement préférées dans un équilibre de marché, même si elles ne sont pas retenues en France. Dans le système actuel, la production française est décarbonée à 93%, mais les imports d'électricité traduisent bien le recours à des productions fossiles à l'étranger lorsqu'elles sont compétitives. La réciproque est vraie : certains pays sortent du nucléaire, mais les exports français traduisent bien une utilisation de cette énergie à l'étranger.

La compétition des différentes technologies retenues en France dépend de leurs coûts fixes et variables.

Or **les coûts fixes de certaines technologies** envisageables à l'horizon 2050 restent encore très incertains : c'est par exemple le cas des moyens de production d'électricité à partir d'hydrogène, reposant sur les piles à combustible ou les turbines à hydrogène, qui ne sont pas encore au stade d'un déploiement industriel.

Les **coûts variables** de ces productions eux-mêmes sont très incertains. C'est le cas pour *l'hydrogène*, dont les analyses de RTE montrent la dépendance de leur coût de production à de nombreux paramètres (dont le coût des électrolyseurs n'est parfois pas le plus important). A fortiori c'est également le cas pour les productions à partir de *méthane de synthèse*, dont le coût de production dépend également des technologies de méthanation et de celles du captage et stockage de carbone. C'est enfin le cas pour les productions à partir de *biogaz*, qui dépendent également des technologies en cours de développement industriel (méthanisation, pyrogazéification).

Ces coûts variables des vecteurs énergétiques dépendent également de leur **provenance**, et en particulier du fait que l'on s'astreigne ou non à une **autonomie énergétique nationale ou européenne**. Ainsi plusieurs acteurs font référence à des productions d'hydrogène, de méthane de synthèse ou de biogaz extra-européennes, qui seraient ensuite acheminées en France. Ces productions pourraient bénéficier ainsi de conditions leur permettant des coûts moindres que ceux d'une production en France ou ailleurs en Europe.

Au-delà des coûts, la question de la provenance interroge également les **gisements de combustibles accessibles**. Ainsi la Figure 2 illustrant les interactions entre électricité et autres vecteurs énergétiques suppose implicitement une autonomie, en ne représentant pas la possibilité de sources externes de biogaz, de gaz de synthèse ou d'hydrogène. Cette autonomie crée les conditions de jeux de vases communicants. Ainsi une restriction des gisements de biomasse pouvant être consacrés à la méthanisation ou la pyrogazéification limite les possibilités d'utiliser du biogaz à la fois pour fournir les usages gaziers et pour produire de l'électricité. La possibilité d'importer du biogaz change évidemment la donne. De même l'hydrogène est supposé être produit par les énergies électriques décarbonées nationales, ce qui implique un parc de production adapté. La possibilité d'importer de l'hydrogène produit ailleurs en Europe ou dans le monde change à la fois les besoins et les leviers de flexibilité nécessaires.

Parmi les enjeux de la constitution d'un système énergétique 100 % renouvelable à l'horizon 2050, la gestion de flexibilité est un paramètre dimensionnant pour les solutions à adopter.

L'ensemble des solutions où l'électricité est en interface avec les autres vecteurs d'énergie sont des sources potentielles de flexibilité et cette caractéristique justifierait potentiellement leur développement.

La déclinaison des analyses présentées dans ce document sur des systèmes 100% renouvelable permettra de dresser un panorama des flexibilités offertes et de positionner le rôle des interfaces avec les autres vecteurs d'énergie dans l'ensemble du système.

Cette comparaison des offres par filières mesurera l'ampleur du défi associé à la flexibilité d'un tel système électrique.

DOCUMENT DE TRAVAIL