

Journée annuelle de la Chaire MPDD 2022

# SFEN scenario 2050 – Contribution of the French nuclear park to the energy transition in Europe

Nicolas Hary - Compass Lexecon

10 juin 2022



# INFORMATIONS IMPORTANTES

---

Cette présentation a été préparée par la société FTI France SAS sous le nom de Compass Lexecon (« Compass Lexecon ») à l'attention de la Société Française d'Énergie Nucléaire (« la SFEN »), conformément à l'acte d'engagement signé avec la SFEN (le « Contrat »).

Cette présentation a été préparée au bénéfice exclusif de la SFEN. Compass Lexecon décline toute responsabilité et rejette toute obligation de diligence envers quiconque (à l'exception de la SFEN aux termes du Contrat) pour le contenu de la présentation. En conséquence, Compass Lexecon rejette toute responsabilité pour toutes conséquences résultant du fait qu'une personne (autre que la SFEN sur la base ci dessus) aurait agi, ou se serait abstenue d'agir, en se fondant sur cette présentation, ou de décisions prises ou non prises au titre de cette présentation.

Cette présentation contient des informations obtenues ou provenant de diverses sources. Compass Lexecon n'accepte aucune responsabilité concernant la vérification ou l'établissement de la fiabilité de ces sources, ni concernant la vérification des informations ainsi fournies.

Compass Lexecon ne fait aucune déclaration, ni ne donne aucune garantie, expresse ou tacite, d'aucune sorte à quiconque (à l'exception de la SFEN aux termes du Contrat) quant à l'exactitude ou l'exhaustivité de la présentation.

Cette présentation est rédigée sur la base des informations dont Compass Lexecon dispose à la date de sa rédaction. Il ne tient pas compte des informations nouvelles éventuelles qui auraient pu être portées à notre connaissance après la date de la présentation. Nous ne sommes aucunement tenus de mettre à jour la présentation, ni d'informer un destinataire de la présentation de ces nouvelles informations.

Tous droits d'auteur et autres droits de propriété intellectuelle sur la présentation demeurent la propriété de Compass Lexecon. Tous droits sont réservés.

## **Avis relatif aux Droits d'Auteur**

© 2020 FTI France SAS. Tous droits réservés.

# TABLE DES MATIÈRES

---

1	Introduction: les défis de la décarbonation du système électrique européen en 2050	3
2	Objectifs de l'étude et approche de modélisation	10
3	Résultats – Mix de production	17
4	Résultats – Prix de marché de gros et coûts totaux	26
5	Annexe : Description du modèle et hypothèses de modélisation	33

# Introduction: les défis de la décarbonation du système électrique européen en 2050



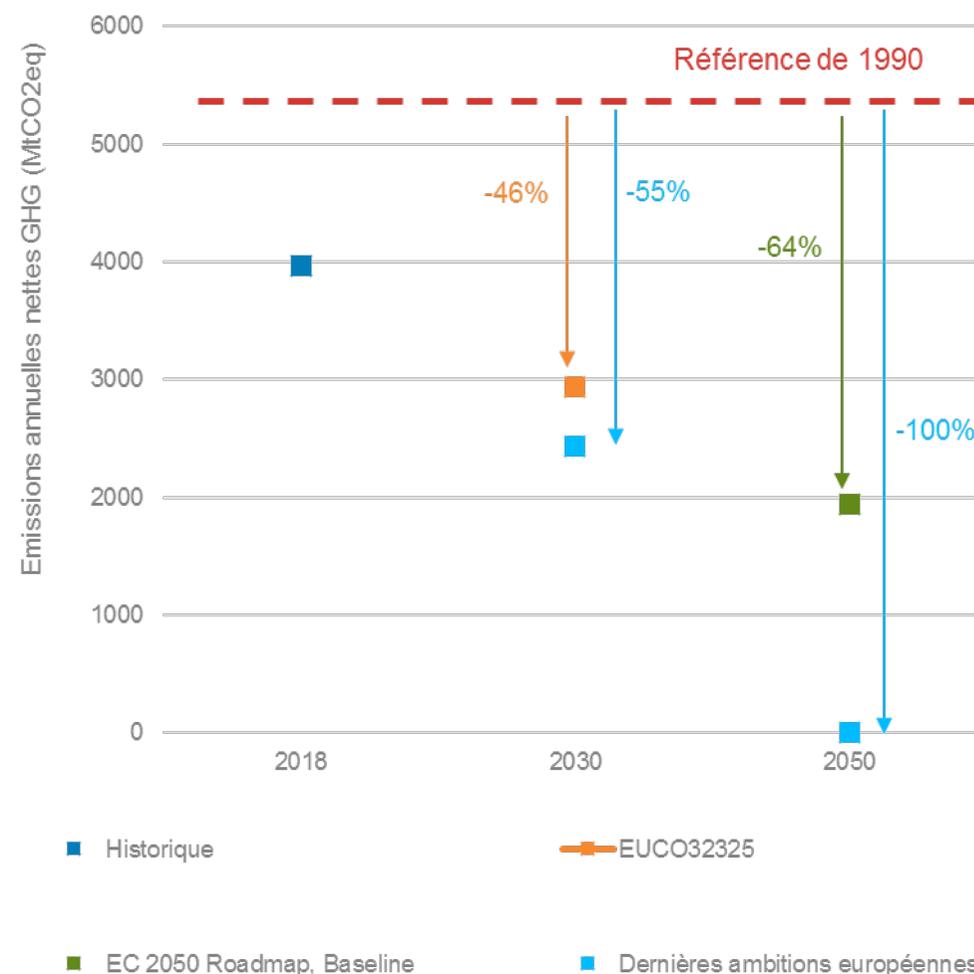
# L'objectif européen de neutralité carbone d'ici 2050 va profondément modifier le système électrique, tant du côté de l'offre que de la demande

Le « **Green Deal** » proposé par la nouvelle Commission Européenne a pour objectif d'atteindre la **neutralité carbone en 2050**, avec un objectif intermédiaire de **réduction des émissions de GHG de 55% à 2030**.

Cet objectif ambitieux de décarbonation va profondément impacter le secteur électrique européen :

- 1 Du côté de la demande**, dont la pilotabilité va s'accroître et avec une électrification de l'économie au travers du couplage sectoriel amenant une augmentation de la consommation
- 2 Du côté de l'offre**, avec une sortie progressive du charbon et un développement accéléré des énergies renouvelables (EnR)
- 3 Du côté des réseaux et sources de flexibilité**, qui vont être sollicités afin d'intégrer au système des quantités importantes d'énergie variable

## Objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre en Europe



# La demande électrique européenne va rebondir fortement d'ici 2050, avec l'électrification directe et indirecte des usages

Les objectifs de neutralité carbone pour 2050 se traduisent par :

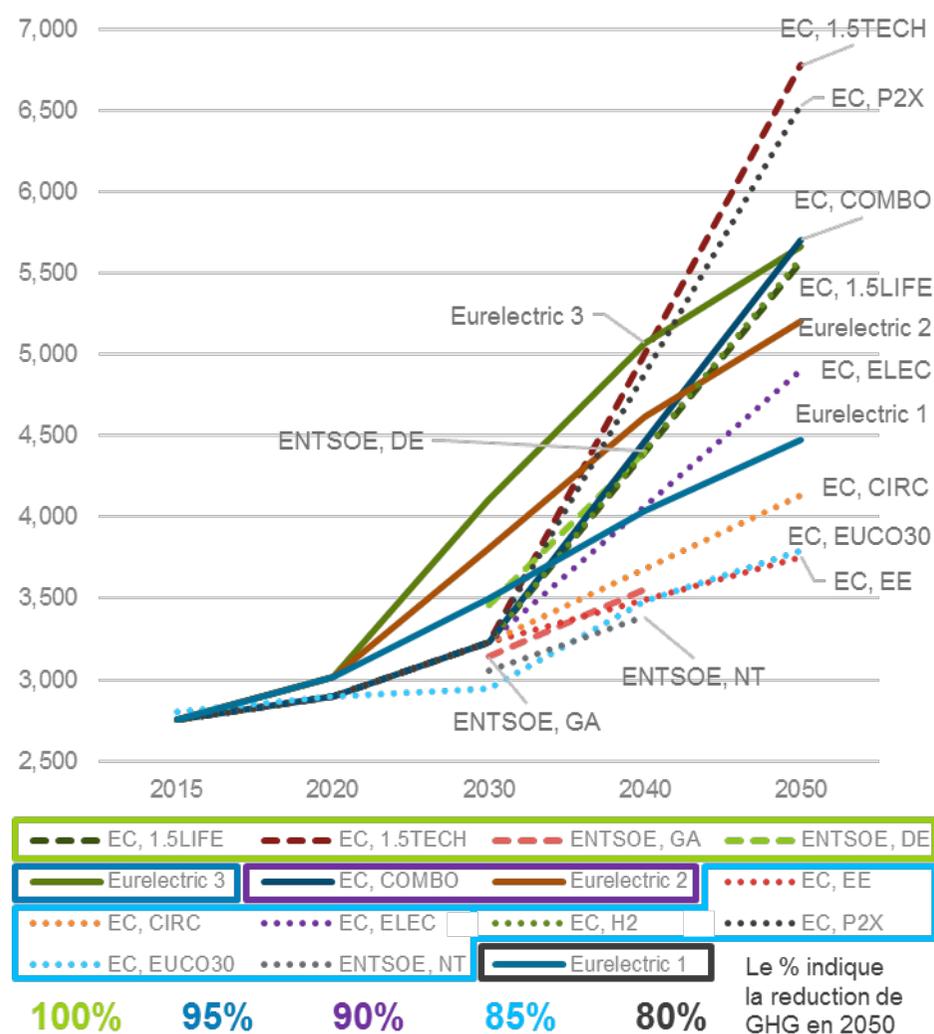
- Un effort sur l'**efficacité énergétique** (objectif d'une réduction de 32.5% en 2030)
- Une **électrification de l'économie**, en particulier du secteur des transports via les véhicules électriques ou des bâtiments via les pompes à chaleur (électrification directe)
- Une **diversité de vecteurs énergétiques finaux**, avec l'émergence en particulier de l'hydrogène, et le recours à l'électricité pour produire ces vecteurs énergétiques, via le **Power-to-X** (H2, CH4, e-fuels...) (électrification indirecte)

Différentes trajectoires sont envisageables à l'échelle européenne, en fonction de la place accordée à chacun des leviers et vecteur énergétiques.

Toutefois, **dans tous les scénarios une augmentation significative de la demande électrique** est anticipée d'ici 2050.

Note: On parle ici de la demande supplémentaire d'électricité utilisée pour produire du H2/CH4/efuels qui seront utilisés par l'industrie ou les transports. La demande d'électricité correspondant à un stockage saisonnier du gaz (Power to Gas to Power) n'est pas incluse ici.

## Consommation d'électricité EU-28, avec prise en compte de la consommation du P2X (TWh)



## D'ici 2040, les décisions de sortie du charbon en Europe vont réduire de 110 GW les capacités pilotables disponibles

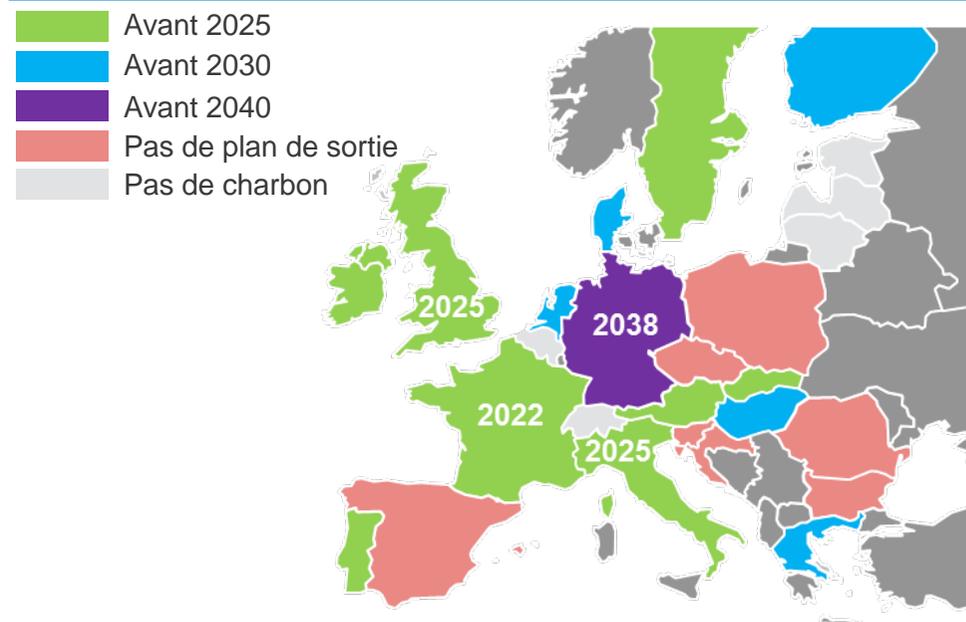
De nombreux pays Européens se sont engagés dans une sortie du charbon d'ici 2030 : de 120 GW aujourd'hui, la capacité charbon/lignite passera à **52 GW en 2030 puis 14 GW en 2040**.

Les capacités de centrales au gaz pilotables ont également vocation à diminuer fortement d'ici 2050 :

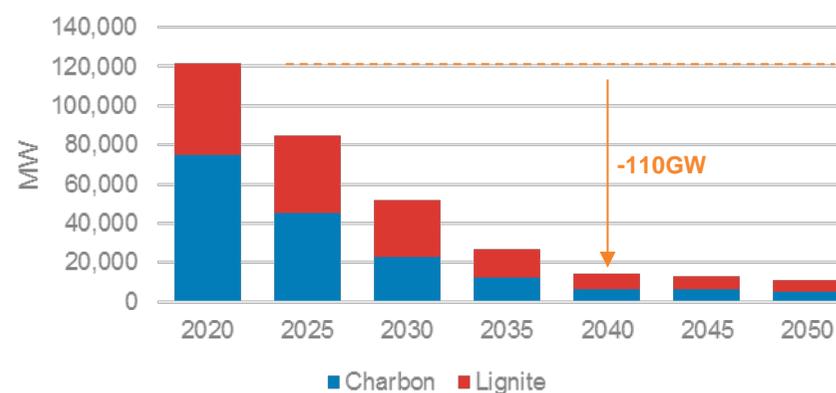
- Soit en raison de **contraintes réglementaires nationales**, comme dans le cas de la France (interdiction de nouvelles centrales thermiques dans le cadre de la PPE)
- Ou en raison des **contraintes économiques**, notamment un prix du CO<sub>2</sub> pénalisant ces technologies

Ces fermetures **réduiront fortement les capacités pilotables** en Europe, et **accentueront la problématique d'intermittence des EnR et le besoin de flexibilité**.

### Plan de sortie du charbon en Europe<sup>1</sup>



### Evolution de la capacité charbon/lignite dans l'EU-28<sup>1</sup>

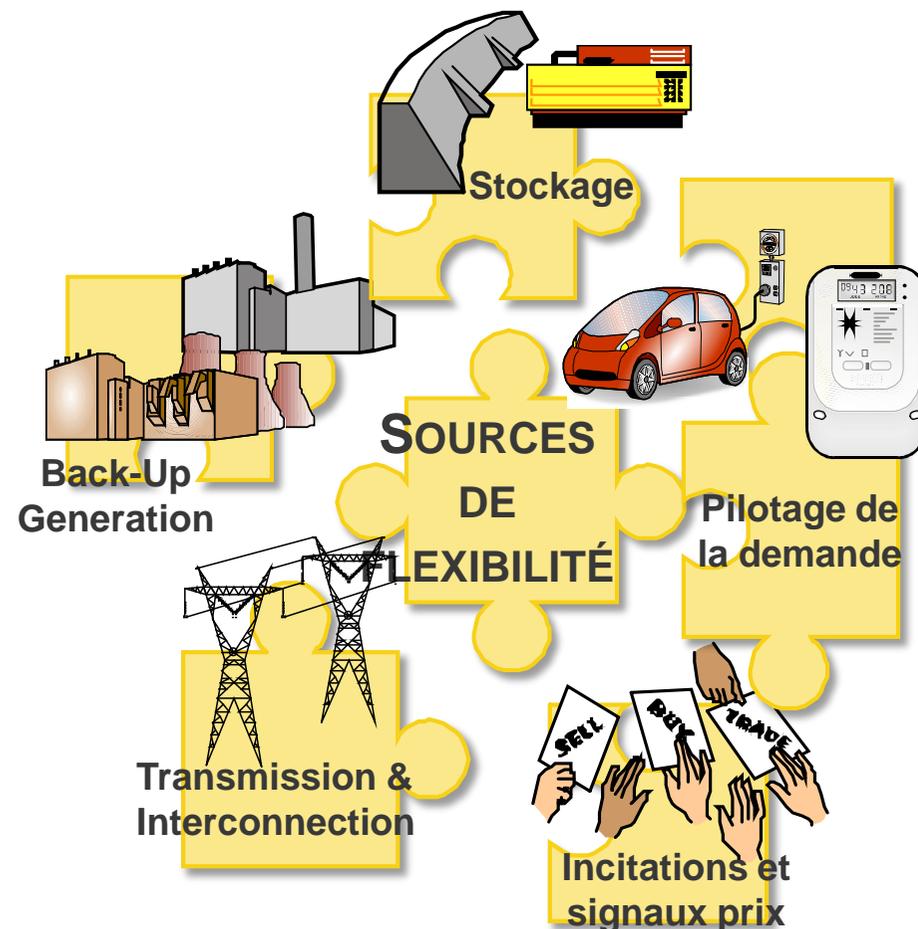


## Le développement des différentes sources de flexibilité fait face à de nombreuses incertitudes

La **fermeture progressive de capacités de production pilotables** (charbon, gaz...) et le développement de capacités renouvelables intermittentes vont faire apparaître un **besoin d'investissement dans des solutions flexibles**, notamment les effacements, les solutions de stockage de court (e.g. batteries) et long terme (e.g. *Power-to-gas-to-power* ou *P2G2P*) ou encore les interconnexions.

Plusieurs **incertitudes, tant techniques, que économiques et d'acceptabilité sociétale** caractérisent le potentiel et le coût de développement de ces technologies :

- **Stockage court terme**: incertitudes sur la continuité de la décroissance des coûts, notamment du fait de possibles tensions sur les chaînes de valeur industrielles compte tenu de la forte croissance anticipée pour les véhicules électriques
- **Stockage saisonnier / long terme**: aucune filière n'a atteint la maturité industrielle, le *Power-to-gas-to-power* restant encore au stade de prototype avec une équation économique difficile à résoudre et des incertitudes sur le modèle de régulation
- **Interconnexions et renforcements réseau**: incertitudes sur l'acceptabilité de développement de telles infrastructures systématiquement retardés ces dernières années
- **Effacements / pilotage de la demande**: Incertitudes sur le gisement disponible et le modèle économique, etc.



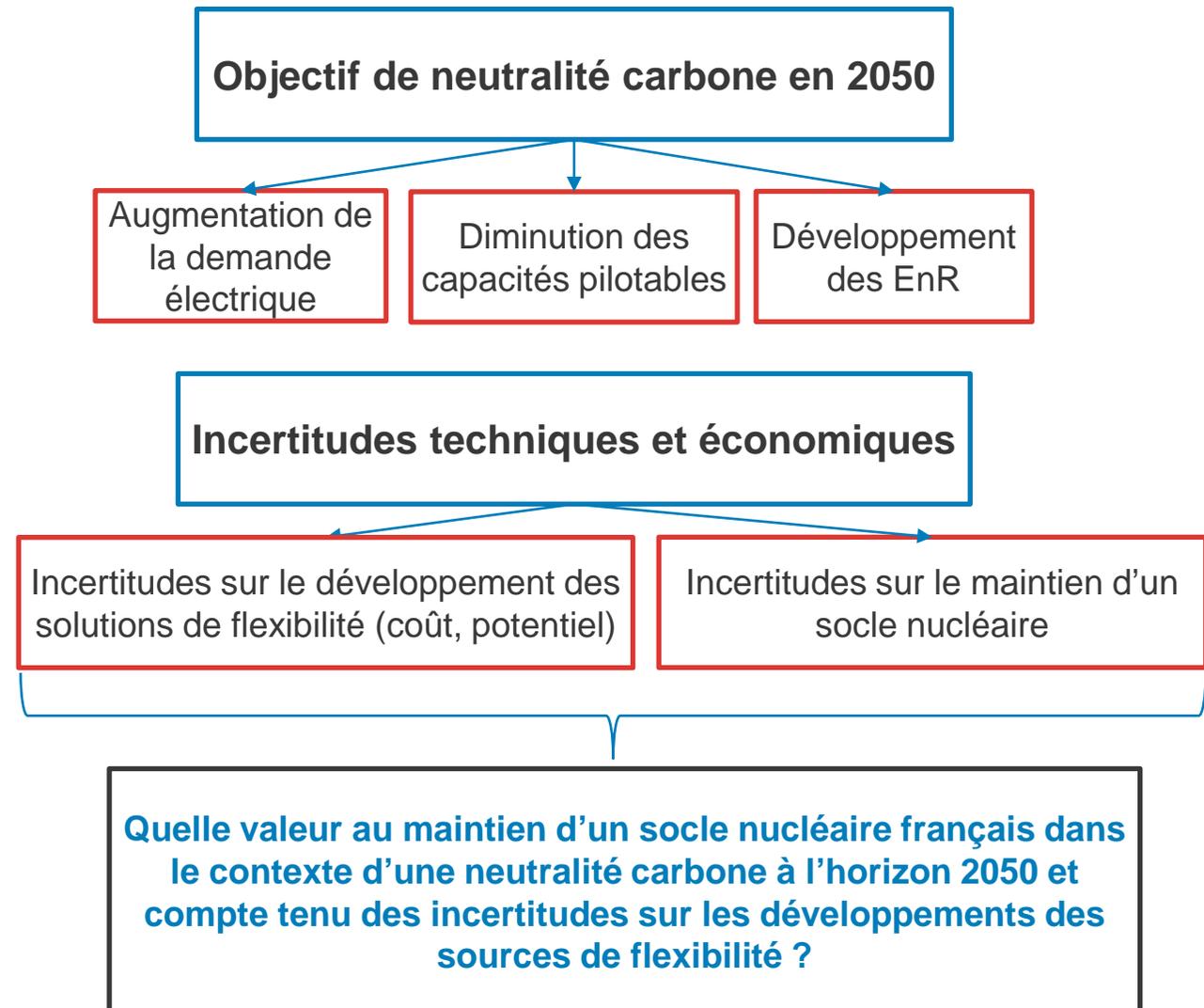
# Objectifs de l'étude et approche de modélisation



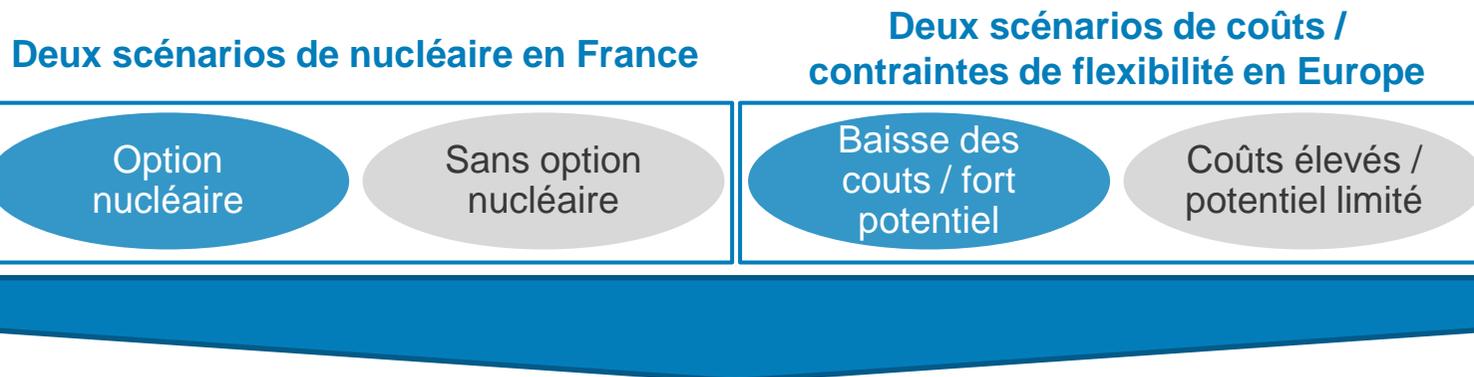
# Compte tenu des incertitudes, déterminer la valeur du nucléaire français comme socle assurantiel de production pilotable bas carbone

Afin de pouvoir évaluer de façon robuste les enjeux de faisabilité technique, économique et sociétaux de différents scénarios prospectifs, il est nécessaire:

- d'utiliser **jeux d'hypothèses reflétant les incertitudes dimensionnantes**, notamment sur le **potentiel et les coûts de développement des flexibilités et des technologies propres** (nucléaire, EnR, etc...):
- d'utiliser un **modèle d'optimisation technico économique prenant en compte de manière réaliste les différentes contraintes** (par exemple contraintes de potentiel);



# La contribution du nucléaire français et les incertitudes sur le développement des flexibilités sont étudiés via quatre scénarios



## Optimisation des marchés électriques européens sous contraintes

- Optimisation des coûts sur les trajectoires du système électrique
  - Décisions d'investissement
  - Décisions de production
- Sous contraintes technico économiques:
  - Contraintes réglementaires (sortie charbon, nucléaire, objectifs 2030 ENR)
  - Hypothèses sur l'évolution des coûts et potentiels

→ Etude multicritère de la valeur du maintien d'un socle nucléaire

## Le renouvellement d'un socle nucléaire français n'est considéré que dans le scénario haut : en 2050, les deux scénarios diffèrent de 21.5 GW

### □ Une évolution identique du parc existant dans les deux scénarios

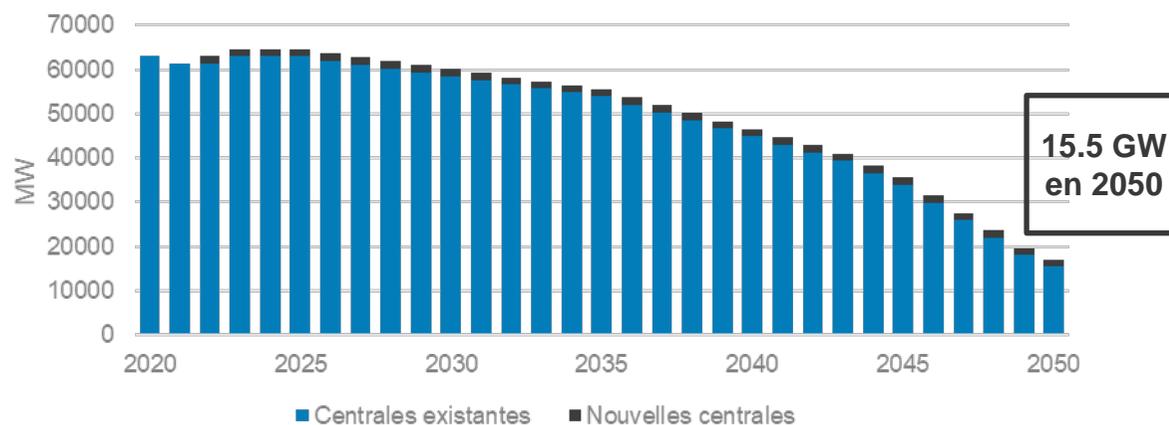
- Respect des 14 fermetures mentionnées d'ici 2035 dans la PPE
- Puis fermeture progressive des réacteurs à 60 ans maximum, avec lissage pour absorber l'effet falaise

### □ Dans le scénario haut, construction de 21.5 GW de nouveau nucléaire d'ici 2050 (hors FA3) représentant 13 nouvelles unités:

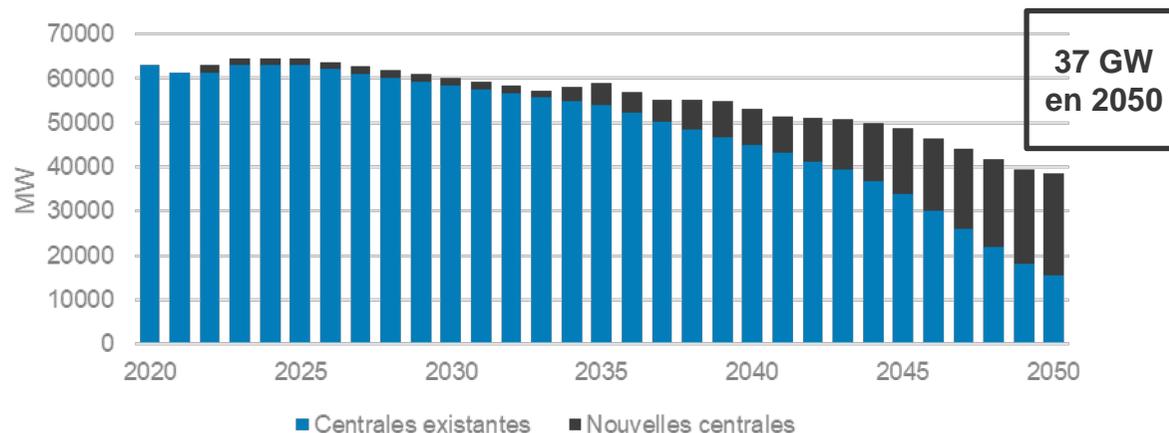
- 1<sup>ère</sup> paire d'EPR avant 2035 (e.g. 2034 et 2035)
- Puis une paire tous les 4 ans jusqu'au 6<sup>ème</sup> réacteur, et ensuite une paire tous les 2 ans

- **Au niveau Européen, une unique évolution du parc nucléaire, avec de nouvelles constructions pour atteindre une capacité totale d'environ 110 GW en 2050** (France inclus), ce qui correspond à la moyenne des différents scénarios de la Commission Européenne dans son *2050 Long Term Strategy*.

### Hypothèses de capacité nucléaire en France dans le scénario sans-renouvellement du nucléaire

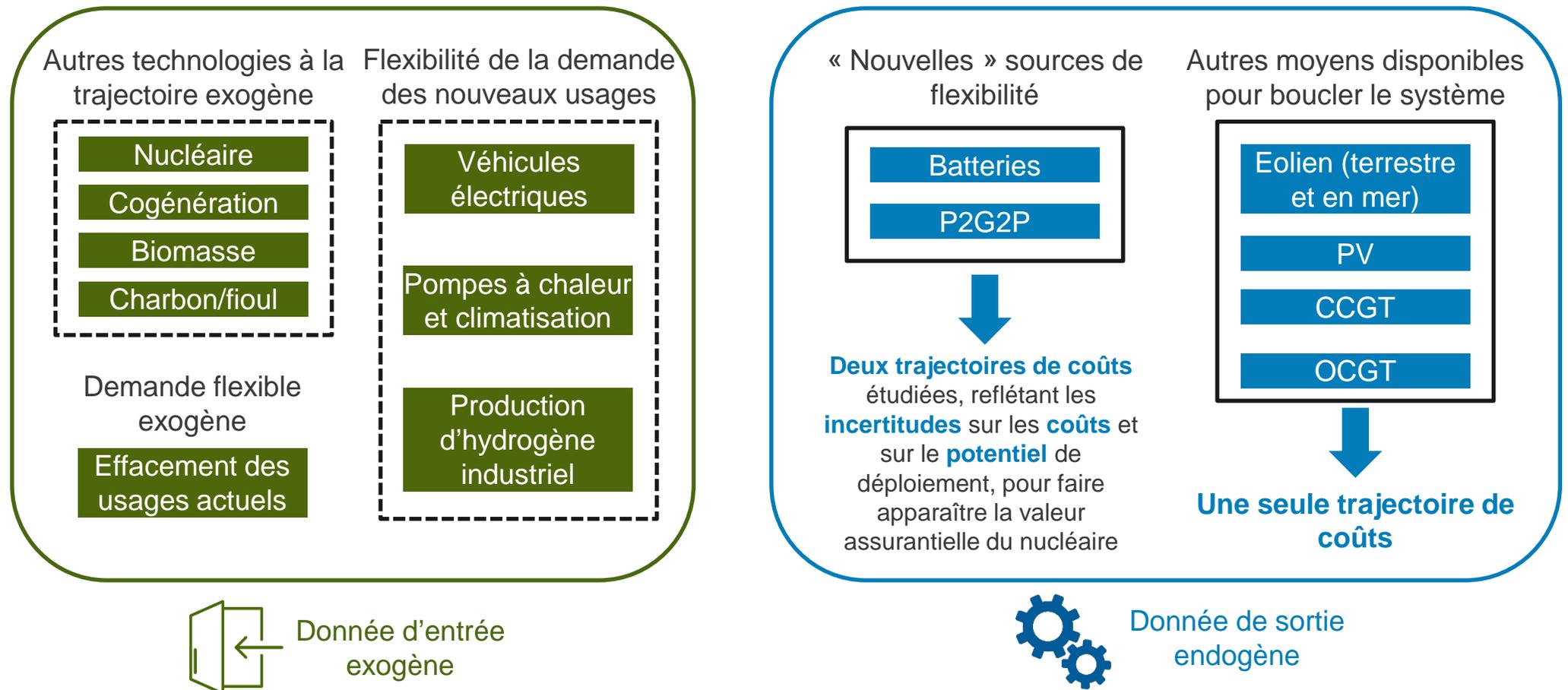


### Hypothèses de capacité nucléaire en France dans le scénario renouvellement du socle nucléaire



# Notre modèle optimise dynamiquement le parc de production sous contraintes

Notre modèle long terme optimise le **parc de production européen** de manière à assurer la sécurité d’approvisionnement **au moindre coût** et sous **contrainte des objectifs climatiques**. Le modèle considère les investissements dans les technologies suivantes :



# Résultats clefs – Evolution du mix de production



# Messages clés sur l'évolution du mix électrique français

**Afin d'atteindre les objectifs de décarbonation, le mix électrique français va être radicalement transformé et nécessitera dans tous les scénarios :**

- **Le développement continu et accéléré des EnR** : L'ensemble des scénarios nécessitera le développement continu et accéléré des énergies renouvelables entre 2020 et 2050 pour atteindre l'objectif de décarbonation, soulevant des défis tant industriels, sociétaux, que pour le système électrique.
- **Le développement des sources de flexibilité** : Maintenir la sécurité d'approvisionnement<sup>1</sup> du système électrique nécessitera un fort développement des différentes sources de flexibilité d'ici 2050 et la montée en puissance de filières industrielles encore immatures aujourd'hui, notamment pour le stockage saisonnier.

**Dans un scénario avec option Nucléaire**, l'option nucléaire permettra de fournir un socle de 30-35% de la production décarbonée en 2050 qui limite le besoin des autres sources de flexibilité et permet de diversifier le mix de technologies non émettrices.

**Dans un scénario sans option nucléaire, le mix électrique français fera face à des défis supplémentaires:**

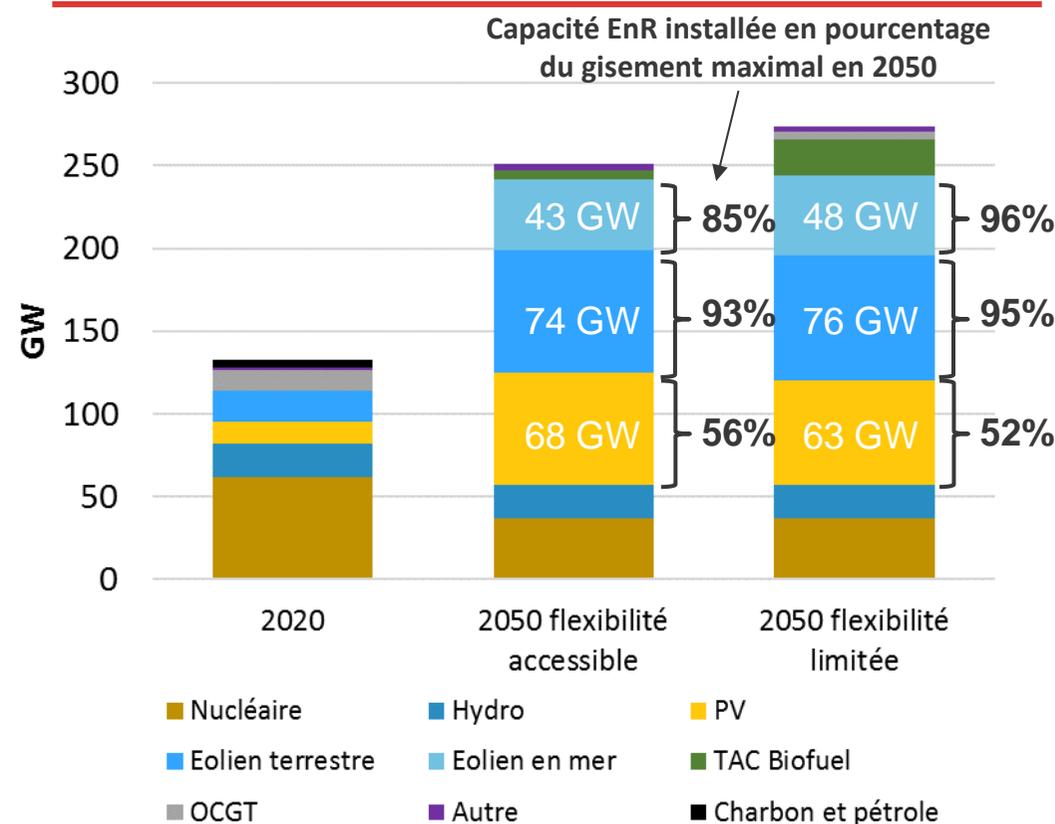
- **Nécessité d'un développement supplémentaire des EnR et des sources de flexibilité**, ce qui amplifiera les défis liés à la montée en puissance des énergies renouvelables et des sources de flexibilité.
- **Baisse des exports nets et du solde commercial**, du fait de l'homogénéisation du mix français avec les pays voisins à travers la diminution de la complémentarité entre le nucléaire et les EnR.

<sup>1</sup> Sécurité d'approvisionnement en électricité, c'est-à-dire l'adéquation entre les capacités de production et d'import du système électrique d'une part et le niveau de demande électrique d'autre part. Il ne s'agit pas ici d'approvisionnement en combustible nucléaire.

# L'ensemble des scénarios nécessitera le développement continu et accéléré des énergies renouvelables entre 2020 et 2050 (1)

- Pour tous les scénarios, la fermeture de 41 GW de capacités thermiques (16 GW) et nucléaires (26 GW) pilotables et la hausse significative de la demande d'électricité nécessitent de forts investissements dans les ENR
  - Avec l'option nucléaire, les deux scénarios de flexibilité conduisent à un ajout d'environ 150-155 GW d'EnR entre 2020 et 2050, pour total d'environ 185 GW en 2050
  - La répartition du mix entre technologies dépend des hypothèses sur les coûts relatifs des différentes filières et leur évolution, et de la valeur de l'énergie produite
  - L'éolien terrestre (74-76 GW) est développé proche de son potentiel maximum estimé en 2050, et l'éolien en mer (43-48 GW) nécessite également une montée en puissance rapide en comparaison des taux historiques d'ajouts de capacité
  - L'optimisation économique limite la capacité solaire française à environ 70 GW du fait de la cannibalisation des revenus de la production solaire française et européenne

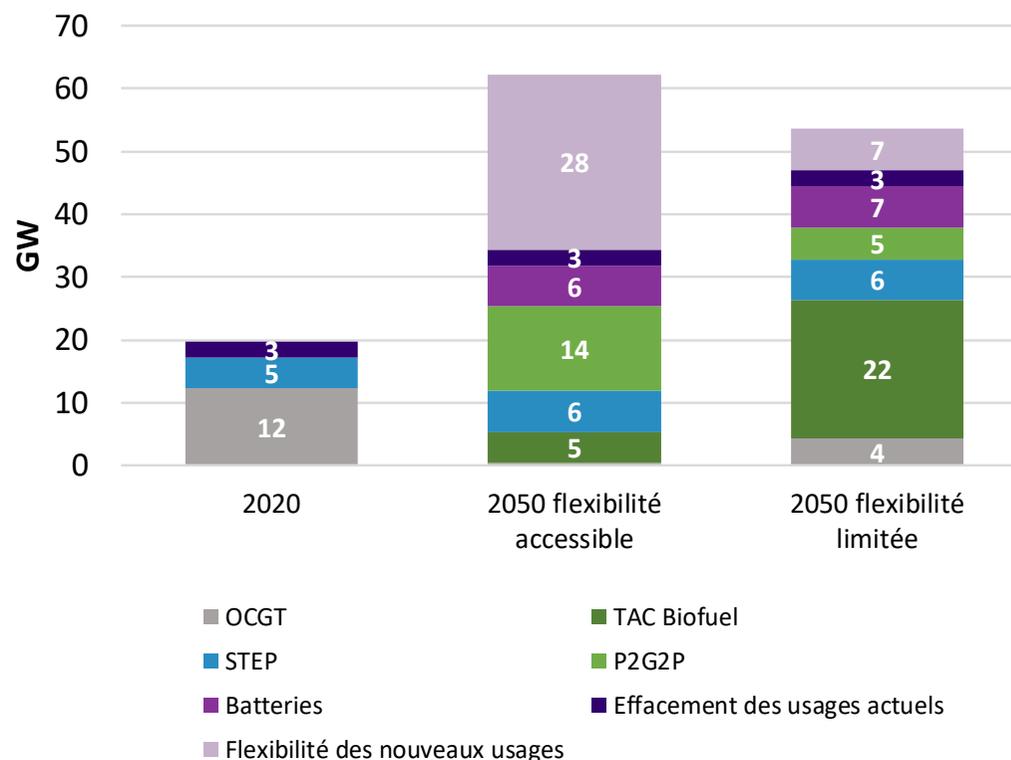
## Evolution de la capacité installée en France dans le scénario option nucléaire



# Maintenir la sécurité d'approvisionnement nécessitera un fort développement des différentes sources de flexibilité d'ici 2050

- **Un fort développement des différentes sources de flexibilité est nécessaire pour assurer la sécurité d'approvisionnement:**
  - Dans le scénario de flexibilité accessible, il s'agit à la fois de flexibilité du côté de la demande (28 GW) et de flexibilité du côté de l'offre sous forme de stockage court terme (6 GW de batteries) et stockage saisonnier (14 GW de P2G2P)
  - Dans le scénario de flexibilité limitée, il s'agit principalement de moyens thermiques flexibles (TAC biofuel ou OCGT) étant donné les coûts importants des autres solutions
- **Le développement des stockages tant journaliers que saisonniers est nécessaire mais présente de nombreux défis industriels et économiques:**
  - Le stockage saisonnier est indispensable pour équilibrer le système mais présente de nombreuses incertitudes compte tenu du manque de maturité actuel de la filière industrielle
  - Cependant, l'équation économique du stockage est difficile à trouver et limite le développement

Capacités de flexibilité en 2020 et 2050 (GW)



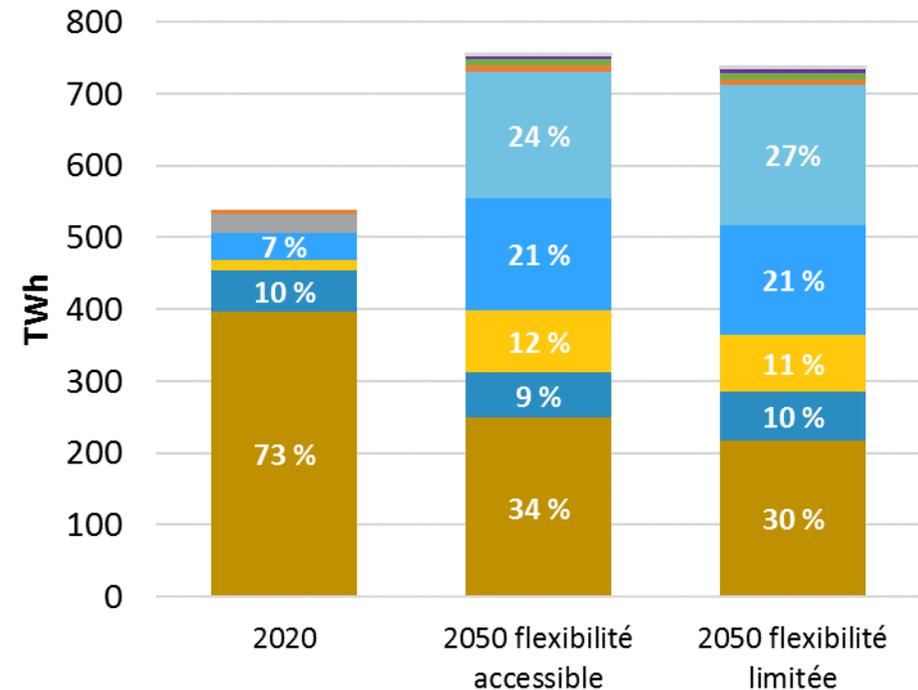
Note : Ce graphique illustre les capacités disponibles des différentes solutions de flexibilité. Les valeurs ne peuvent être comparées directement entre technologies car celles-ci ne présentent pas toutes les mêmes caractéristiques : notamment, le recours à la flexibilité des nouveaux usages (véhicules électriques par exemple) est limité à un certain nombre d'heures dans la journée, au contraire des batteries ou OCGT. Les deux scénarios de flexibilité se distinguent également par la production renouvelable écrêtée, qui est plus forte dans le scénario de flexibilité limitée : cet écrêtement fournit également de la flexibilité (non représenté ici), ainsi que par la réduction du facteur de charge de la production nucléaire dans le scénario de flexibilité limitée.

# L'option nucléaire fournit un socle de production décarbonée en 2050 et permet de diversifier le mix de technologies

■ Dans les deux scénarios de flexibilité, l'option nucléaire fournit un socle de production décarbonée en 2050 (30-34% en fonction du scénario) qui limite le besoin des autres sources de flexibilité et permet de diversifier le mix de technologies non émettrices

- Le nucléaire contribue à la flexibilité du système, notamment en période estivale
- La valeur économique captée par le nucléaire reste néanmoins relativement stable du fait de la production sur les heures de prix les plus élevées
- Le Power-to-gas-to-power, ou d'autres types de stockage saisonnier, permettent de valoriser la production nucléaire durant les périodes de faible demande résiduelle (l'été notamment) : cela explique la plus faible production du nucléaire dans le scénario de flexibilité limitée, étant donné la plus faible capacité du power-to-gas-to-power

Production française en 2050 dans le scénario nucléaire haut



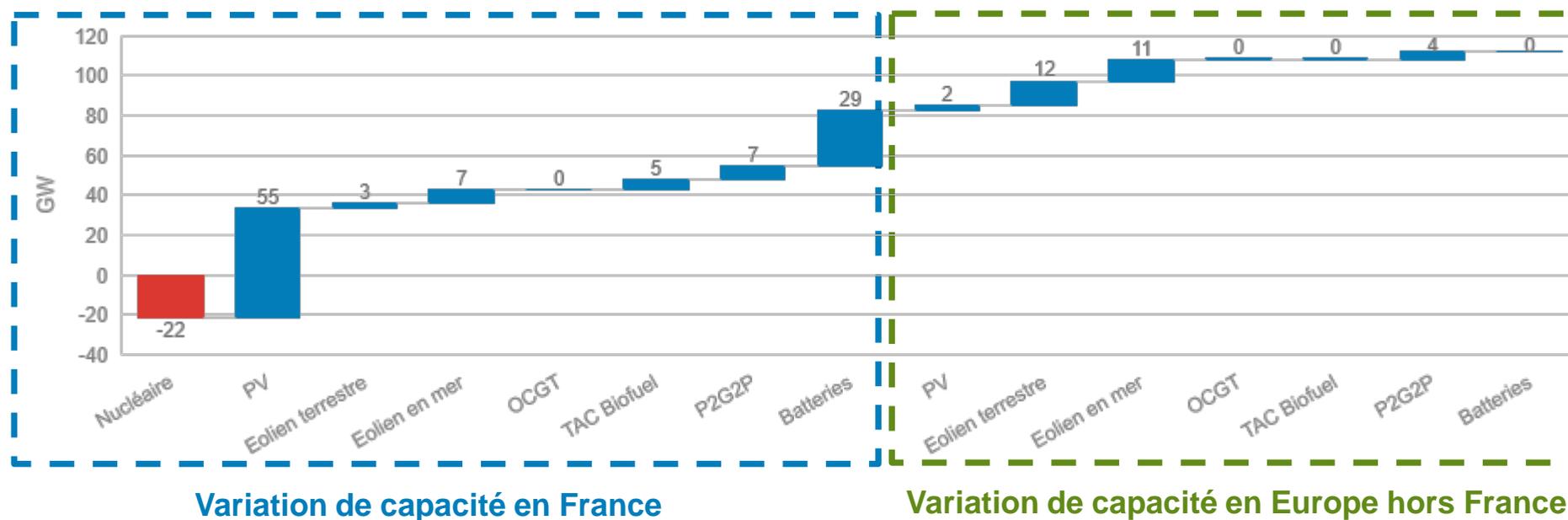
- Nucléaire
- PV
- Eolien en mer
- Autre
- P2G2P
- Effacement des usages actuels
- Hydro
- Eolien terrestre
- Gaz
- Charbon et pétrole
- Batteries
- TAC Biofuel

**XX %** Pourcentage de production des principales technologies dans le mix électrique français

# L'absence de l'option nucléaire amplifie les défis liés à la montée en puissance des énergies renouvelables et des sources de flexibilité

- **L'absence d'option nucléaire amplifie l'augmentation de la capacité renouvelable à installer d'ici 2050 :**
  - 65 GW d'EnR supplémentaires (+35%) en France et 25 GW dans le reste de l'Europe
  - Cela suppose d'atteindre les potentiels maximum en 2050 et d'augmenter le rythme moyen de développement EnR de 5,1 GW/an (avec option nucléaire) à 7,2 GW/an (contre 1,8 GW/an sur la dernière décennie)
- **L'absence d'option nucléaire nécessite un développement accru des sources de flexibilité :**
  - 36GW de capacités de stockage supplémentaires (29GW de batterie et 7GW de P2G2P) et 5 GW de TAC biofuel supplémentaires

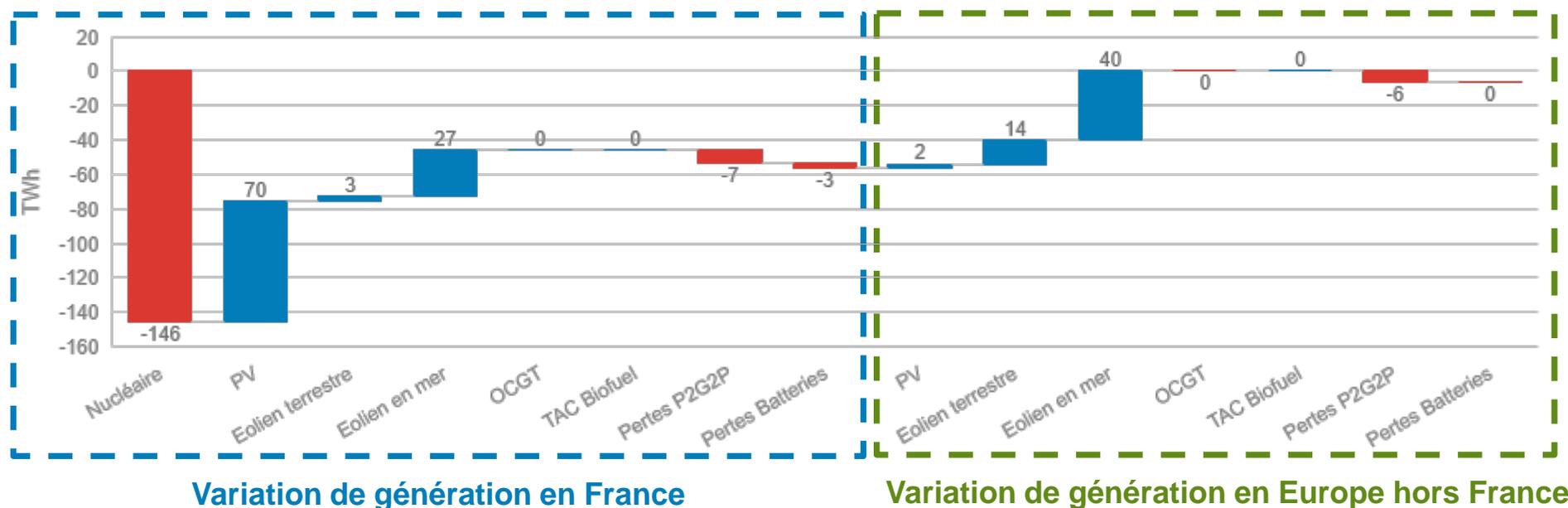
Différence de **capacité installée en 2050** (sans option nucléaire & flexibilité accessible - option nucléaire & flexibilité accessible)



# L'absence de l'option nucléaire nécessite une très forte augmentation de la production EnR française et européenne

- **L'absence d'option nucléaire entraîne une forte augmentation de la génération renouvelable, principalement solaire en France et éolien en mer en France et dans les pays limitrophes<sup>1</sup>**
  - La baisse de la production nucléaire de 146 TWh en 2050 est compensée par une augmentation de la production renouvelable de 100 TWh (+24%) en France et 56 TWh dans le reste de l'Europe
  - Les 5 GW de capacités ajoutées en TAC biofuel ne produisent quasiment pas et servent à assurer la sécurité d'approvisionnement
- De plus, les solutions de stockage étant consommatrices d'électricité du fait des pertes générées, le scénario sans option nucléaire entraîne davantage de consommation des stockages (16 TWh) donc un besoin de production de la part des technologies EnR plus important. Cela explique pourquoi les EnR compensent plus que les 146 TWh de nucléaire non-développé.

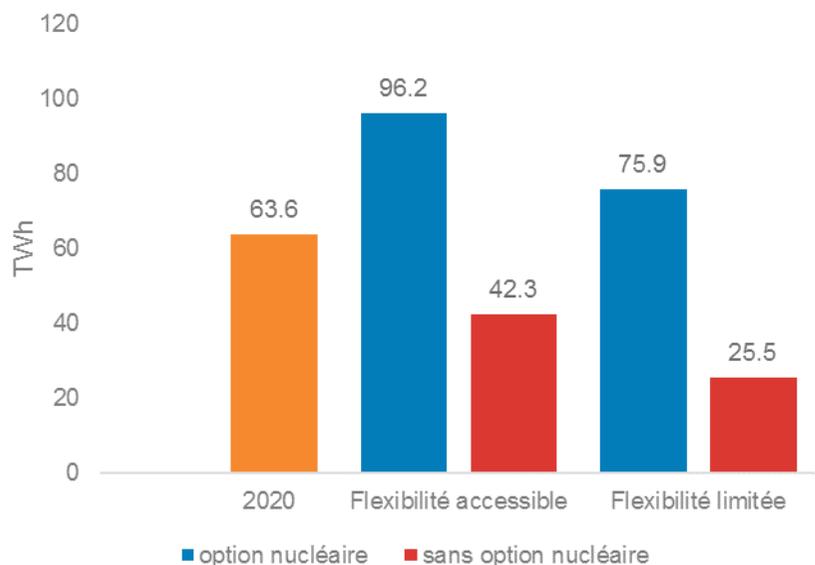
**Différence de génération en 2050** (sans option nucléaire & flexibilité accessible - option nucléaire & flexibilité accessible)



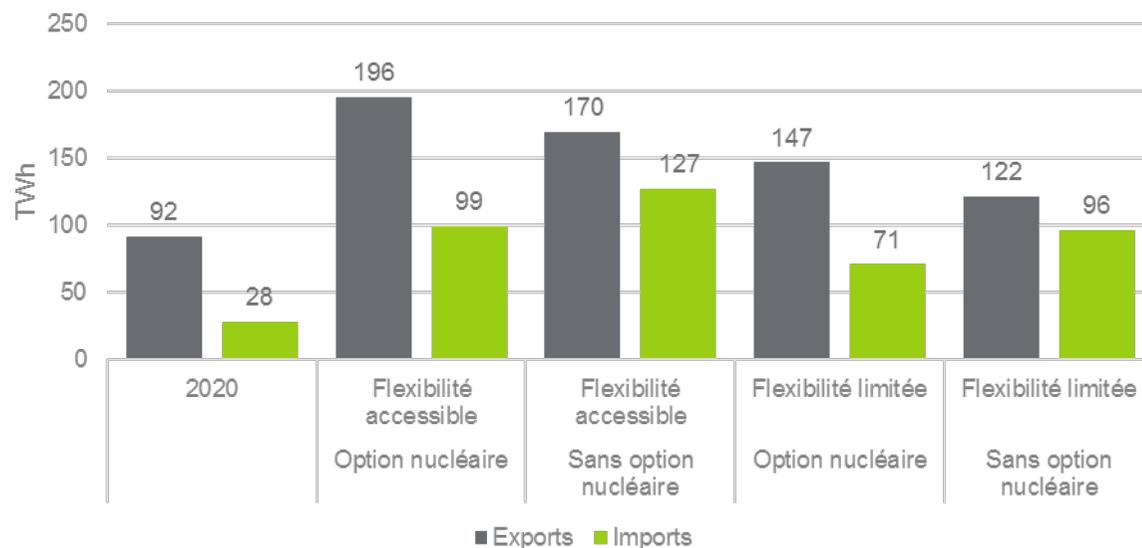
# L'absence de l'option nucléaire entraîne une baisse significative des exports nets français

- Lorsque l'option nucléaire est abandonnée, le mix Français deviendra plus semblable à celui des pays limitrophes, à savoir un mix reposant quasi-exclusivement sur des EnR, dont la très grande partie est variable. Cela diminue la complémentarité entre le nucléaire et les EnR et rendra le système électrique français plus dépendant aux conditions climatiques nationales et européennes.
- Par ailleurs, l'absence d'option nucléaire diminuera les exports nets d'électricité : les **exports nets d'électricité baisseront de 54 TWh dans le scénario flexibilité accessible** et de **51 TWh dans le scénario flexibilité limitée**
- La France restera toutefois exportatrice nette dans tous les cas.

## Exports nets d'électricité



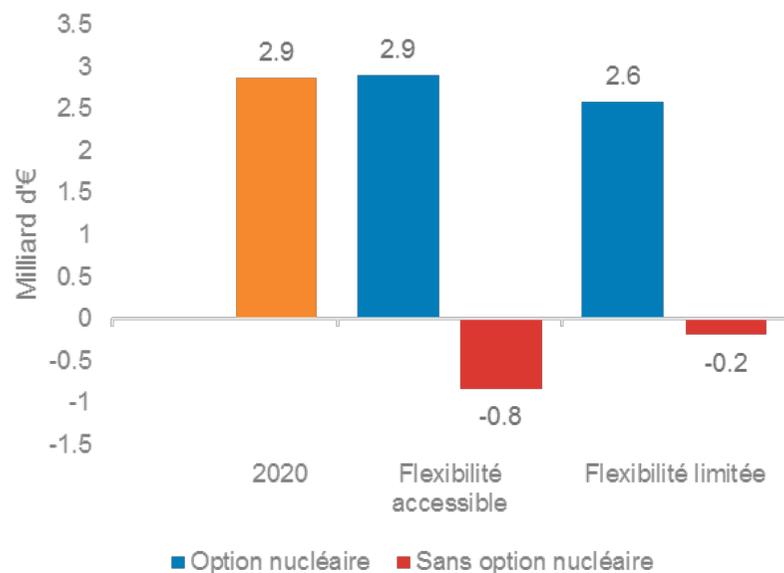
## Imports/Exports d'électricité



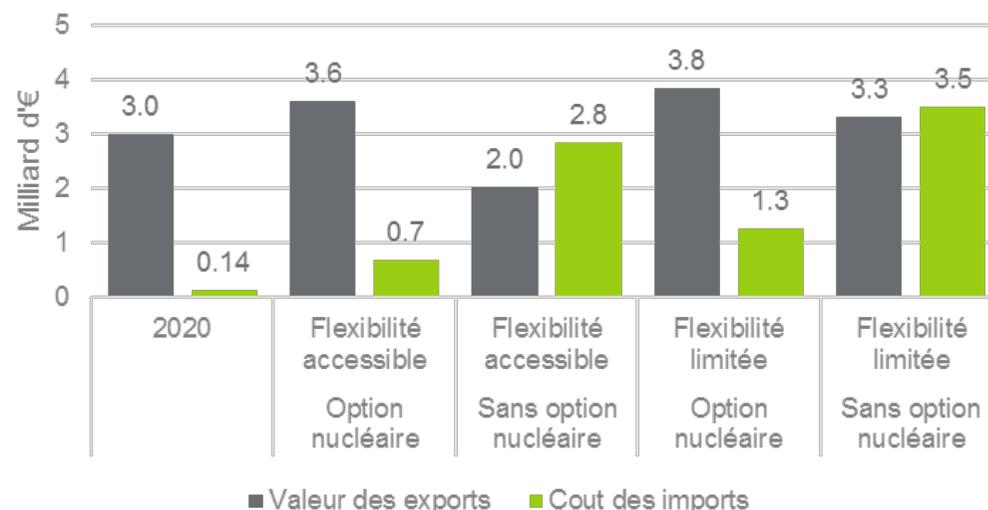
# L'absence de l'option nucléaire entraîne une baisse significative du solde commercial français, qui devient négatif

- La valeur de l'électricité importée augmente avec l'abandon de l'option nucléaire car la présence d'un socle nucléaire permet de mitiger les tensions du système électrique français lors de période de forte demande: le coût des imports est multiplié par 4 en 2050 alors même que les imports n'augmentent que de 30% en énergie
- La baisse des exports nets et l'augmentation de la valeur des imports expliquent la baisse du solde commercial liée à l'abandon de l'option nucléaire de **2.8 à 3.7 milliards d'euros** en fonction du scénario de flexibilité : la balance commerciale devient alors **négative** sans option nucléaire.

## Solde de la balance commerciale française dans le secteur de l'électricité



## Valeur des imports et exports français



# Résultats – Prix de marché de l'électricité et coûts système



# Messages clés sur l'évolution du prix de l'électricité et coût du système

---

**Dans les scénarios de décarbonation, le prix de l'électricité sera amené à changer structurellement ce qui pourrait remettre en cause la pérennité du modèle de marché actuel:**

- **Baisse de la corrélation avec les prix des commodités** : Les prix de gros de l'électricité historiquement fortement corrélés aux prix des commodités seront appelés à structurellement changer du fait du développement d'énergies bas carbone non corrélées aux prix des combustibles fossiles et du prix carbone.
- **Augmentation significative de la volatilité** : L'augmentation de capacités de production à faible coût marginal augmentera la volatilité des prix, ce qui posera des questions sur la pérennité du modèle de marché actuel.

**Dans un scénario sans option nucléaire, la volatilité et le niveau moyen des prix de l'électricité augmenteront du fait de l'augmentation de la variabilité de la production décarbonée compensée en partie par l'augmentation de l'utilisation des moyens flexibles.**

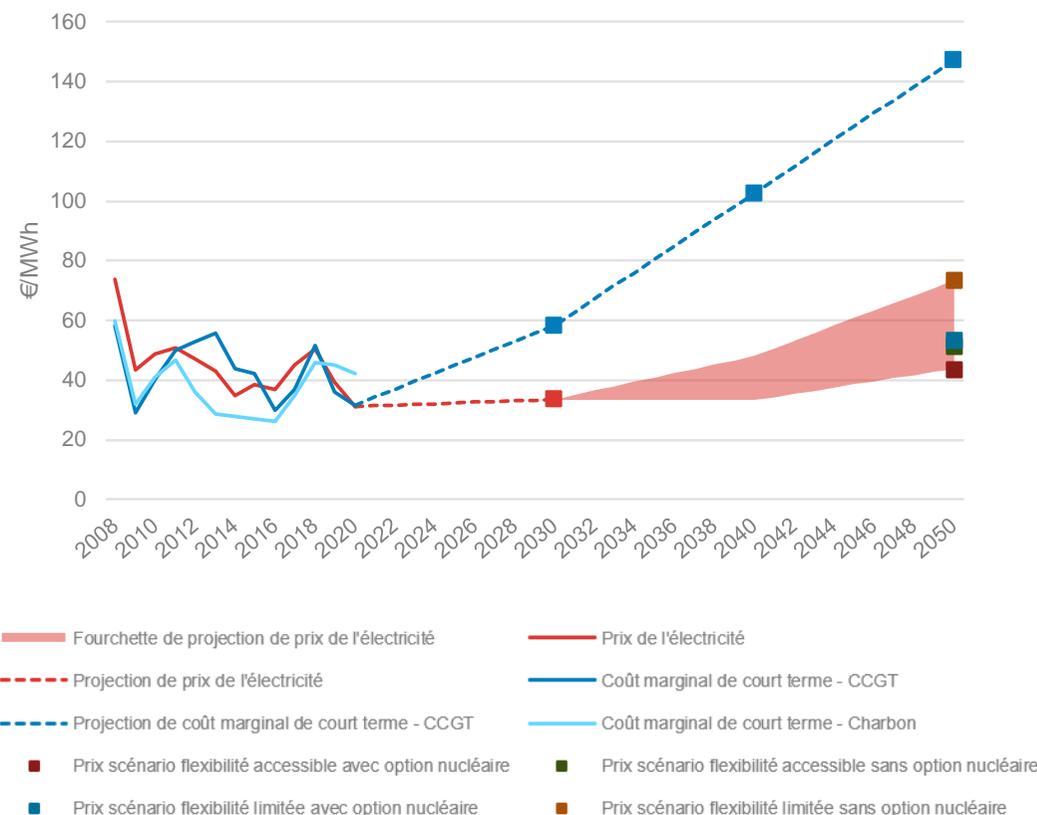
- Les coûts totaux de production du système électrique français sont calculés comme la somme des termes suivants :
  - Coûts annualisés d'investissement des moyens de production et de stockage
  - Coûts d'opération et de maintenance fixe
  - Coûts variables de production, incluant les coûts de combustibles et de CO2
  - Valeurs des imports/exports depuis/vers les pays voisins, valorisés à partir des prix de marché aux heures concernées.

**Sans option nucléaire, les coûts totaux de production du système électrique français augmentent d'autant plus que le développement des sources de flexibilité sera contraint**

# Les prix de gros de l'électricité seront appelés à structurellement changer du fait du développement des EnR

- Les prix de gros de l'électricité sont **historiquement corrélés** au coût de production des technologies thermiques, donc au **prix des commodités**
- Avec le développement fort des EnR, les technologies bas carbone sont de plus en plus marginales et le thermique définit de moins en moins souvent le prix
- Il en résulte une **décorrélacion structurelle** entre les prix de gros de l'électricité et les prix des commodités
- En 2050, le prix de gros de l'électricité s'établit entre **44 et 76 €/MWh** (en fonction du scénario) alors que le coût marginal de production des CCGT atteint **147 €/MWh**

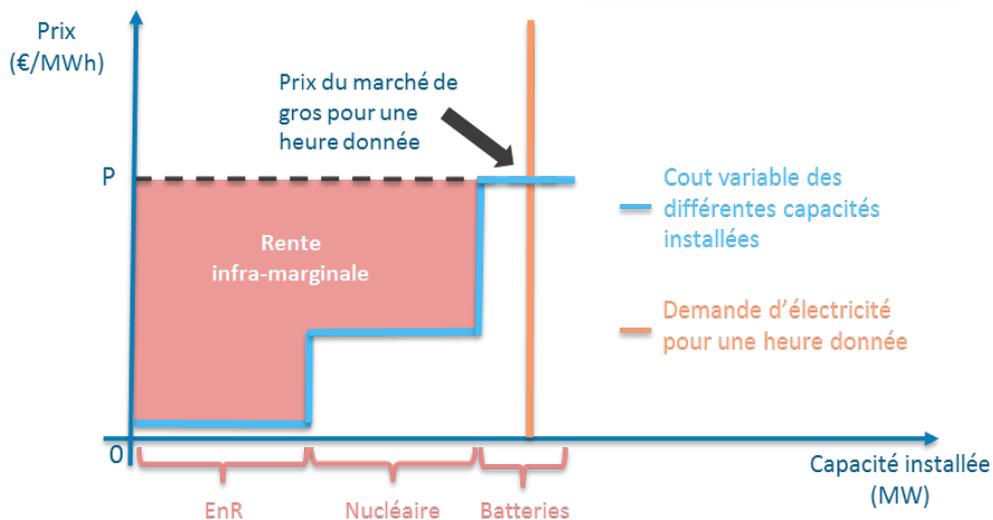
## Evolution du prix de l'électricité par rapport aux coûts marginaux de court-terme de production des CCGT et du charbon



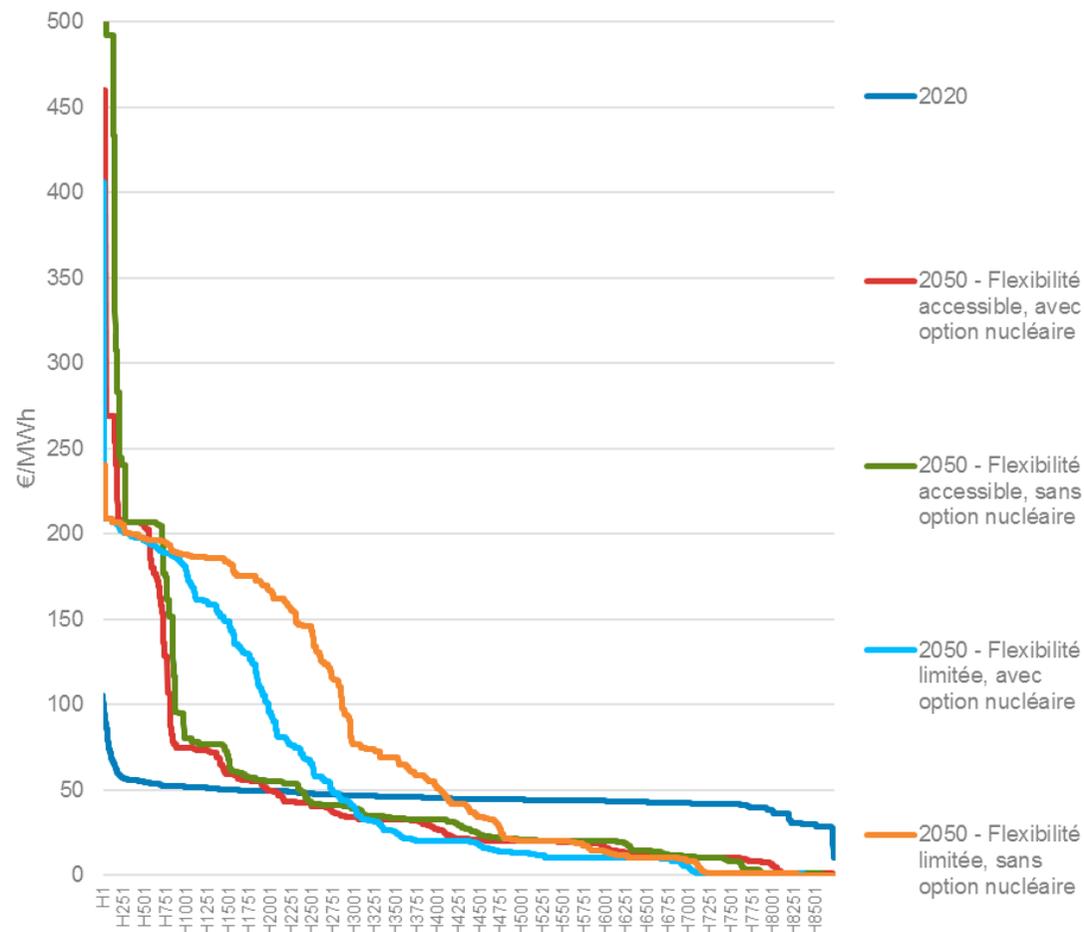
# L'augmentation de la volatilité des prix posera des questions sur la pérennité du modèle de marché actuel

- À horizon 2050, étant donné le développement fort des EnR, il existera de nombreuses heures où celles-ci seront marginales : le prix sera alors nul durant ces heures
- Au contraire, lors des périodes de faible production EnR, les **technologies de flexibilité** à coût variable ou d'opportunité élevé sont régulièrement marginales, ce qui aboutit à des **pointes de prix**
- Ces pointes de prix élevées et fréquentes génèrent **de fortes rentes infra-marginales** sur certaines périodes et un **coût élevé** pour le consommateur
- Cela pose la question de la **pérennité du modèle de marché** compte tenu des niveaux de risque induits pour les investisseurs et des enjeux liés à la maîtrise des rentes intramarginales pour les technologies à coûts variables faibles

## Exemple simplifié de fonctionnement du marché de gros



## Courbe monotone de prix horaire - 2020 vs 2050

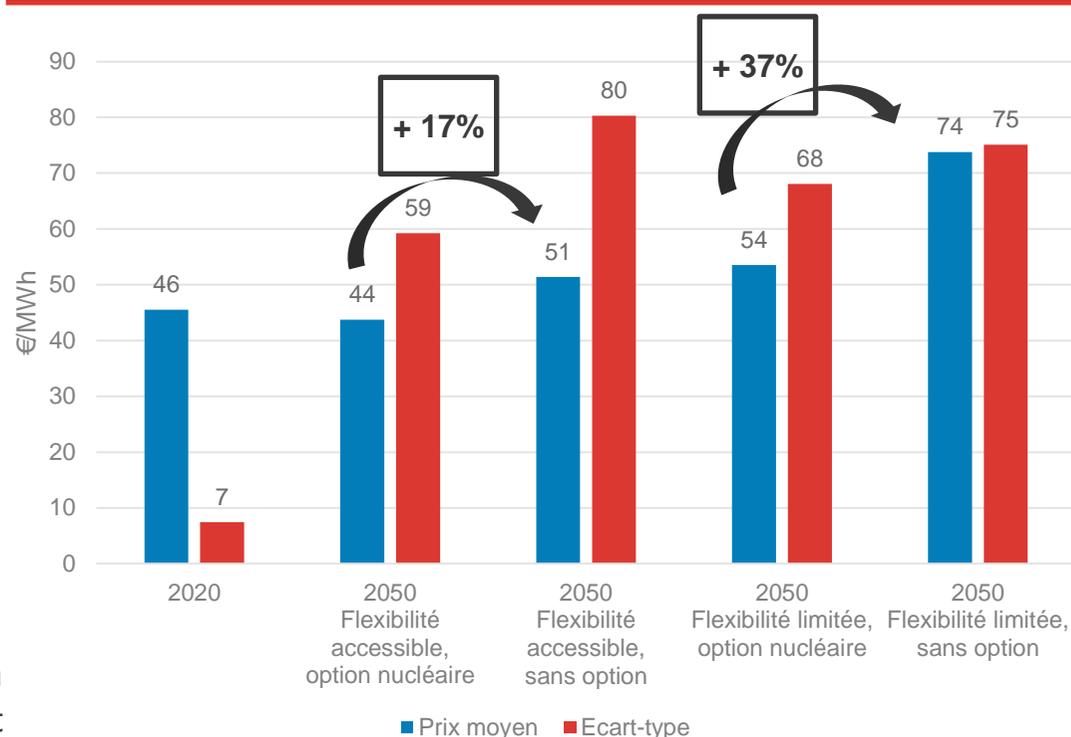


Dans le scénario avec flexibilité accessible et sans option nucléaire, le prix de l'électricité est supérieur à 500 €/MWh pendant 32 heures.

# Sans l'option nucléaire, la volatilité et le niveau moyen des prix de l'électricité augmenteront davantage

- Avec l'option nucléaire et dans un scénario de flexibilité accessible, le prix moyen en France restera stable par rapport à la valeur anticipée pour 2020. Toutefois, sa volatilité (mesurée ici via l'écart-type) **sera multipliée par 8** du fait de la plus grande importance des énergies renouvelables intermittentes et du stockage.
- L'abandon de l'option nucléaire conduit à hausse de prix de **7,6 €/MWh (+17%)** dans le scénario de flexibilité accessible et de **19.9€/MWh (+37%)** dans le scénario de flexibilité limitée : cela s'explique par une utilisation plus forte des solutions de flexibilité dans le scénario sans option nucléaire, afin de compenser l'intermittence du renouvelable.
- L'abandon de l'option nucléaire augmente également la volatilité des prix français (l'écart-type augmente de **+21 €/MWh en flexibilité accessible et de +7 €/MWh en flexibilité limitée**) : cela est dû à la fois à l'augmentation de la production renouvelable (qui sera plus souvent marginale, et donc définira le prix à zéro) et de l'utilisation de moyens flexibles coûteux (stockage, thermique renouvelable, flexibilité de la demande) lorsque la production renouvelable ne sera pas suffisante.

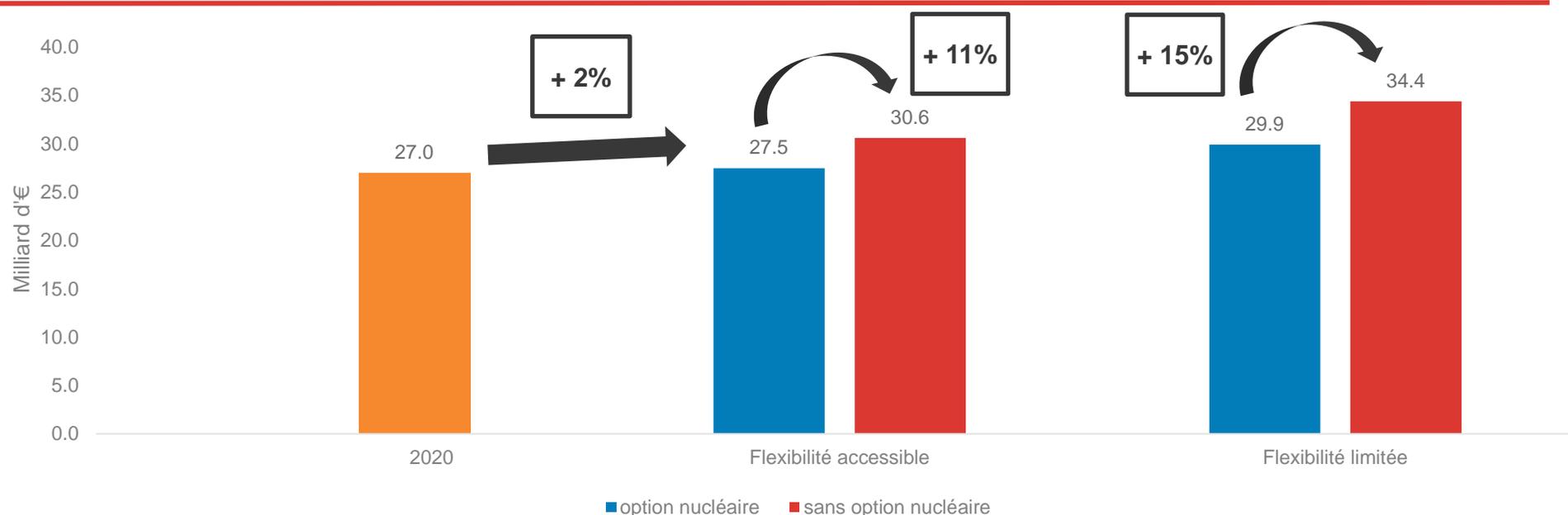
Prix moyen de l'électricité et écart-type



# Sans option nucléaire, les coûts totaux de production du système électrique français augmentent d'autant plus que le développement des sources de flexibilité sera contraint

- En 2050, lorsque la flexibilité est accessible, le coût total de production annualisé de production électrique augmente de 3,1 milliards d'euros par an (+11%) lorsqu'on abandonne l'option nucléaire
- Ce surcoût augmente à 4,5 milliards (+15%) lorsque la flexibilité est limitée
- Les coûts finaux pour les consommateurs seront également affectés par les effets de marché et les coûts de renforcement réseaux nécessaires à l'intégration des EnR, en particulier dans le scénario de flexibilité limitée qui supposera un développement plus fort des énergies renouvelables décentralisées (solaire notamment).

## Coût total de production annualisé en 2050



Thank you



**Nicolas Hary**

Energy Practice

Senior Economist

[nhary@compasslexecon.com](mailto:nhary@compasslexecon.com)

# Annexe : Description du modèle et hypothèses de modélisation



# Le modèle de dispatch du marché électrique européen de FTI-CL couvre tous les marchés européens

## Aperçu du modèle de marché de l'énergie de FTI-CL Energy

- GB et Irlande
- France, Allemagne, Belgique, Suisse, Autriche et Pays-Bas
- Espagne, Portugal et Italie
- Les pays nordiques : Danemark, Norvège, Suède et Finlande
- La Pologne et les pays baltes
- Europe de l'Est, Grèce, ainsi que Turquie

## Structure du modèle

- Le modèle construit l'offre dans chaque zone de prix à partir de la production de chaque centrale
- Compte tenu de la stratégie des producteurs lors des enchères, les prix par zone sont évalués par la valeur marginale de l'énergie.
- Le modèle prend en compte les contraintes liées au transport, aux interconnexions transfrontalières et au caractère unitaire des centrales
- Le modèle est exécuté sur la plate-forme de modélisation commerciale Plexos® en utilisant les données et les hypothèses élaborées par FTI-CL Energy

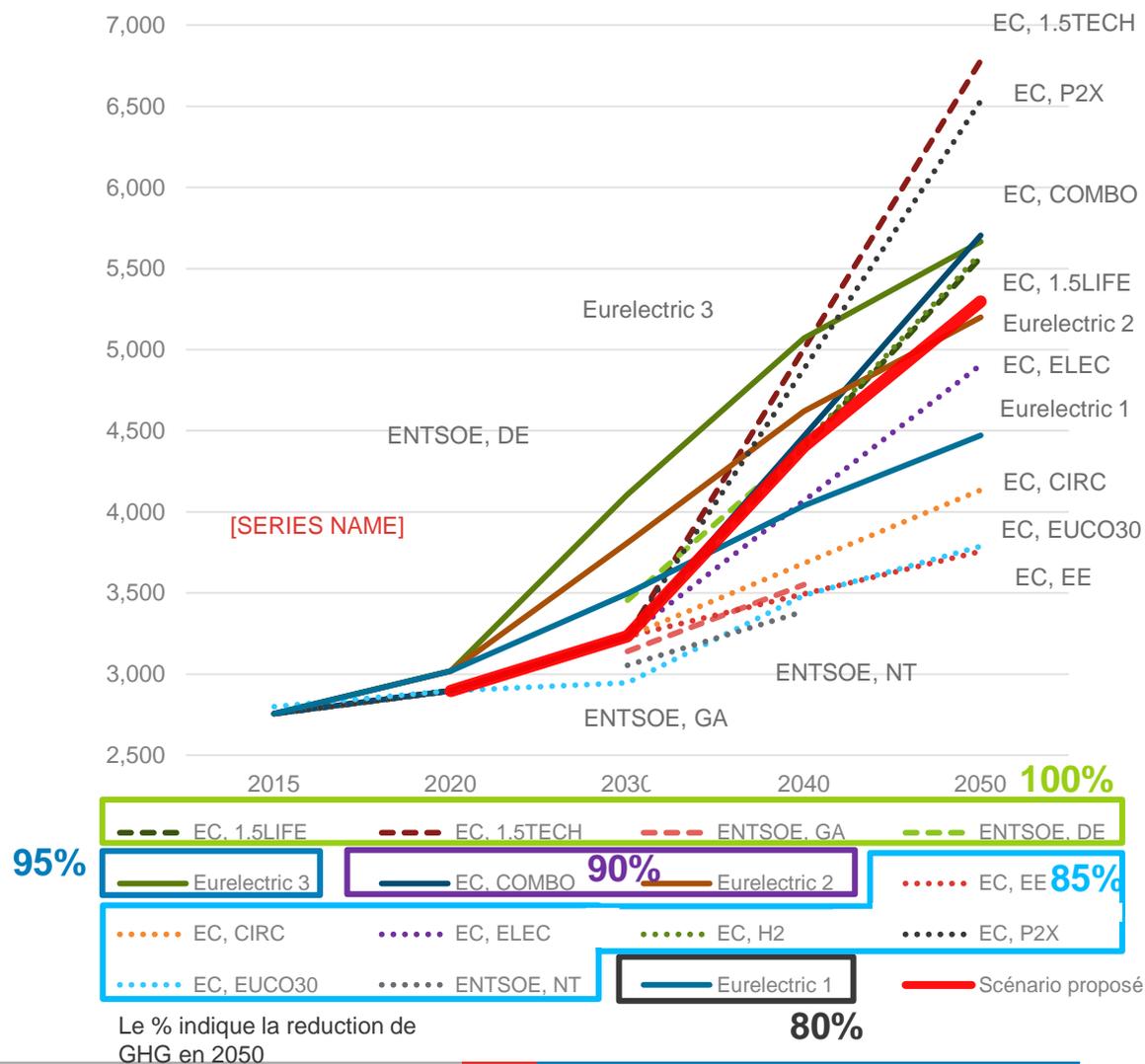
## Périmètre géographique du modèle



# Notre scénario de demande se base sur le scénario *Distributed Energy* du TYNDP 2020 de ENTSOE

- ❑ Notre scénario de référence se base sur :
  - Les scénarios de la Commission Européenne pour 2020 et 2030
  - Le scénario *Distributed Energy* du TYNDP 2020 pour 2040, que nous extrapolons ensuite à 2050
- ❑ Cela conduit à une demande d'environ **5300 TWh** en 2050 au périmètre EU-28

## Notre scénario de demande EU28 par rapport aux études actuelles

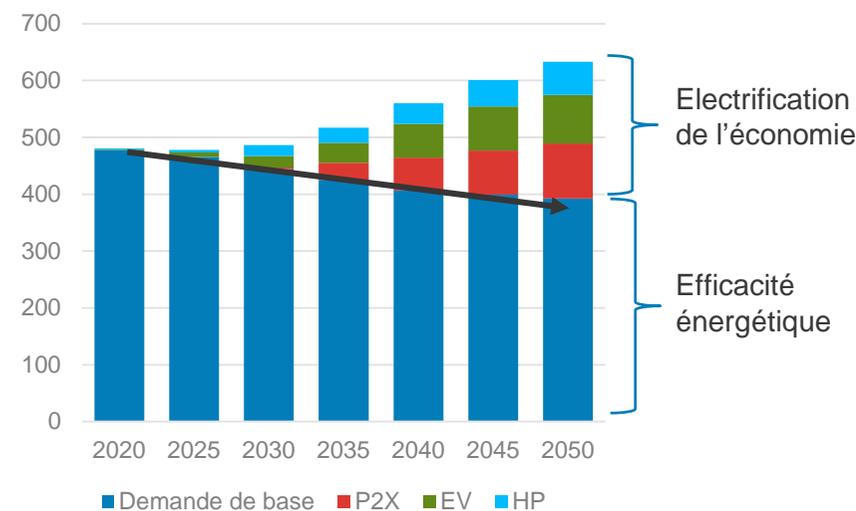
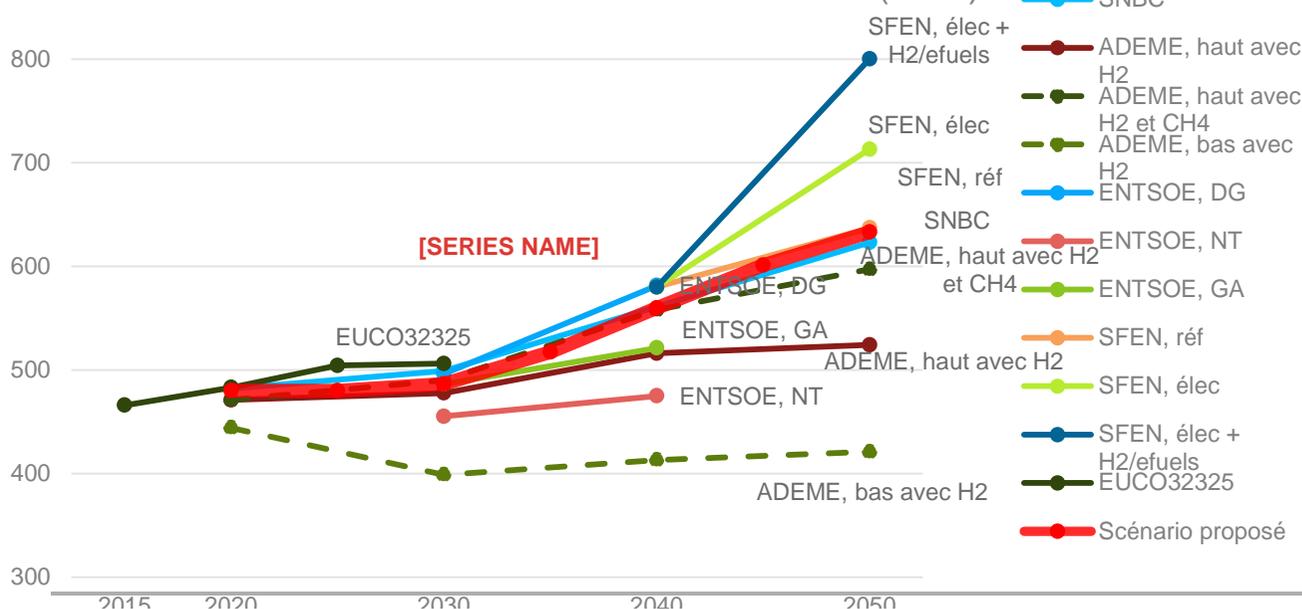


# Notre hypothèse de demande est en ligne avec les valeurs de la SNBC en 2050 pour la France

A la maille France, la demande est estimée à **630 TWh** en 2050, en ligne avec la SNBC. Cette demande peut être divisée en :

- Une demande de base, qui a tendance à diminuer dans le cas de la France du fait de l'efficacité énergétique
- Une demande résultant de la consommation de Power-to-X, notamment pour la production d'hydrogène
- Une demande résultant de la consommation des véhicules électriques
- Une demande résultant du développement des pompes à chaleur

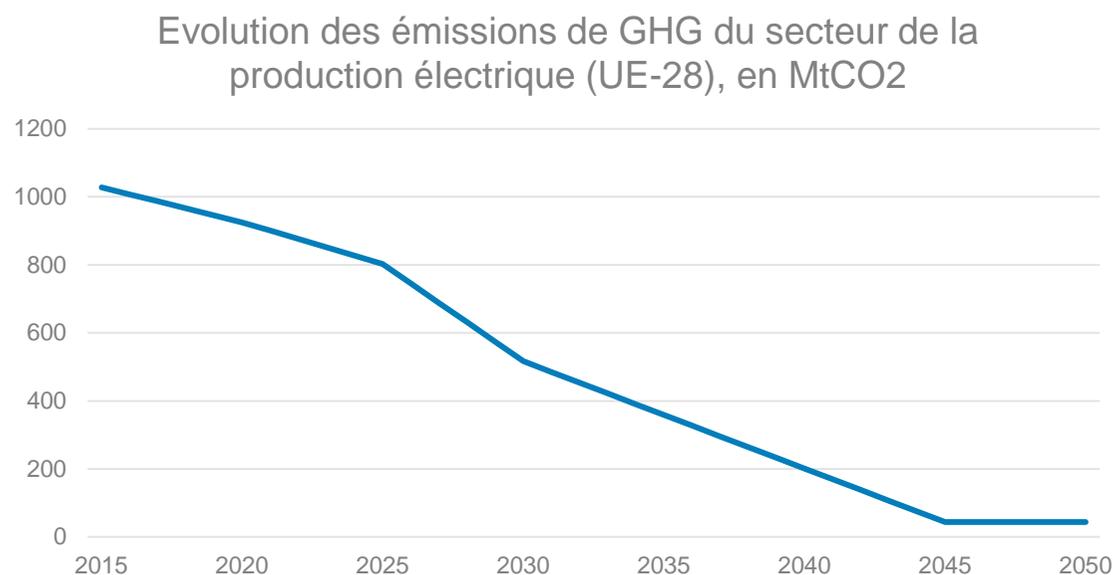
Consommation d'électricité France, avec prise en compte de la consommation du P2X (TWh)



# Nous modélisons un secteur électrique quasi-neutre en carbone en 2050

Notre modélisation se concentre aux émissions du secteur électrique. Les ambitions de réduction des GHG se basent sur :

- Le **scénario EUCO3232.5 pour 2025 et 2030** : ce scénario conduit à une réduction de 48% des GHG pour l'ensemble de l'économie
- La **stratégie nationale bas carbone pour 2050** : ce scénario conduit à une décarbonation complète de la production d'électricité
- Une **émission des GHG quasi-nulle à partir de 2045** : nous n'imposons pas des émissions strictement nulle étant donné l'incertitude sur le contenu carbone du gaz en 2050 (biogaz ou e-fuels)



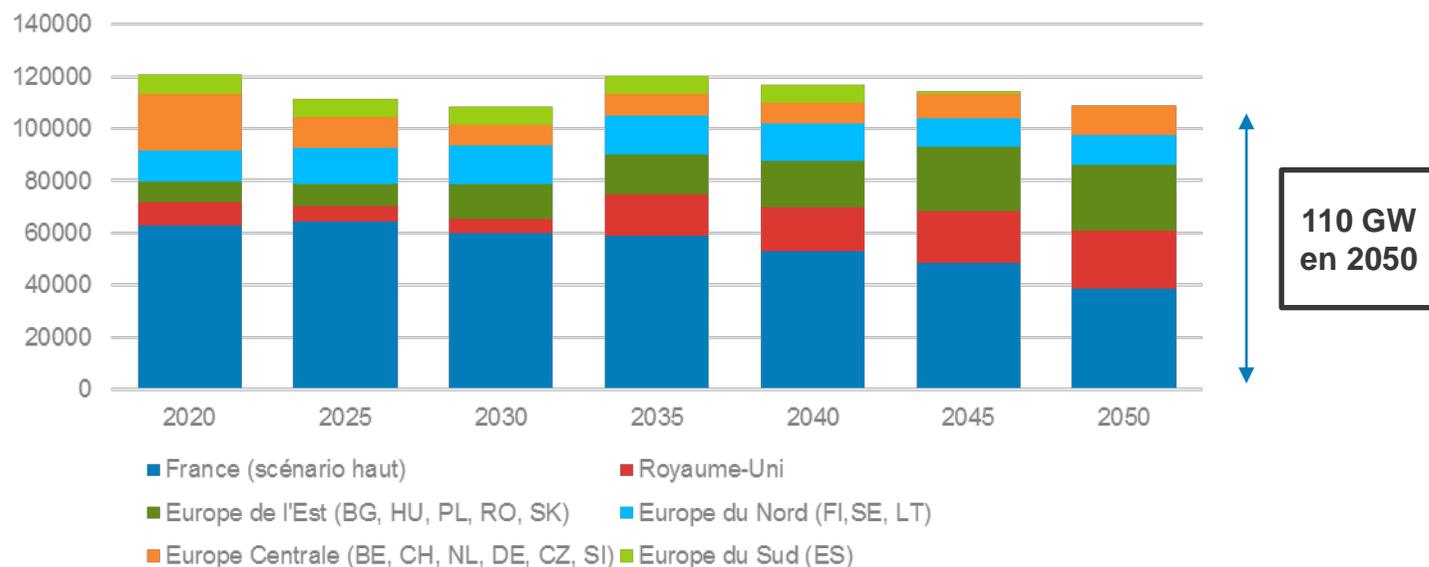
## Nos hypothèses de modélisation reposent sur des publications faisant référence (IEA, ENTSOE, Commission Européenne)

Variables clés	Sources/Valeurs	Prise en compte dans la modélisation
<b>Demande</b>		
Demande	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Electrification à long terme basée sur les scénarios de la Commission Européenne et du TYNDP 2020 (objectif de neutralité carbone en 2050)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Hypothèse exogène</li> </ul>
<b>Offre</b>		
Capacité EnR	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Basé sur les NECP jusque 2030</li> <li>■ Optimisé par le modèle au-delà, en fonction des coûts de CAPEX et d'OPEX basées sur les données E3M</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Capacité optimisée dynamiquement à partir de 2030 en fonction de la NPV</li> </ul>
Capacité nucléaire	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ <b>Deux scénarios considérés pour la France</b> : avec et sans renouvellement</li> <li>■ Un scénario pour l'Europe pour atteindre 110 GW en 2050</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Dispatch horaire optimisé par le modèle</li> <li>■ Capacité exogène</li> </ul>
Capacité thermique	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Dernières annonces des gouvernements sur la sortie du charbon</li> <li>■ Capacité CCGT et OCGT optimisée par le modèle, en fonction des coûts de CAPEX et d'OPEX basées sur les données E3M</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Pour les CCGT et les OCGT et les technologies de stockage, capacité optimisée dynamiquement en fonction de la NPV</li> </ul>
Technologies de stockage (batteries, stockage saisonnier via le <i>power-to-X</i> )	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Capacité optimisée par le modèle, en fonction des coûts de CAPEX et d'OPEX : <b>deux scénarios de coûts sont considérés pour refléter les incertitudes sur les coûts et sur le potentiel de déploiement</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Dispatch horaire optimisé par le modèle</li> </ul>
<b>Prix des commodités</b>		
Gaz	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ <i>Forwards</i> jusqu'à 2022, puis convergence en 2030 avec le scénario « New Policies » du WEO 2019 de l'AIE</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Hypothèse exogène</li> </ul>
Charbon	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ <i>Forwards</i> jusqu'à 2022, puis convergence en 2030 avec le scénario « New Policies » du WEO 2019 de l'AIE</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Hypothèse exogène</li> </ul>
CO2	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ <i>Forwards</i> jusqu'à 2022, puis convergence en 2030 avec le scénario EUCO3232.5 de la Commission Européenne</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Hypothèse exogène</li> </ul>
<b>Interconnexions</b>		
Interconnexions	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ <b>Deux scénarios pour refléter les incertitudes de développement</b> : 1) Prévisions du TYNDP 2018 d' ENTSO-E et 2) <b>prudence de 50%</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Hypothèse exogène</li> </ul>

## A l'échelle européenne, nous retenons un unique scénario, en ligne avec les scénarios de la Commission Européenne

- ❑ Au niveau Européen hors France, nous proposons de retenir une unique évolution du parc nucléaire, afin que les différences dans les résultats des simulations ne s'expliquent que par la contribution du parc nucléaire français.
- ❑ Le parc nucléaire Européen est construit pour atteindre une capacité totale d'environ **110 GW en 2050** (France inclus), ce qui correspond à la moyenne des différents scénarios de la Commission Européenne dans son *2050 Long Term Strategy*.

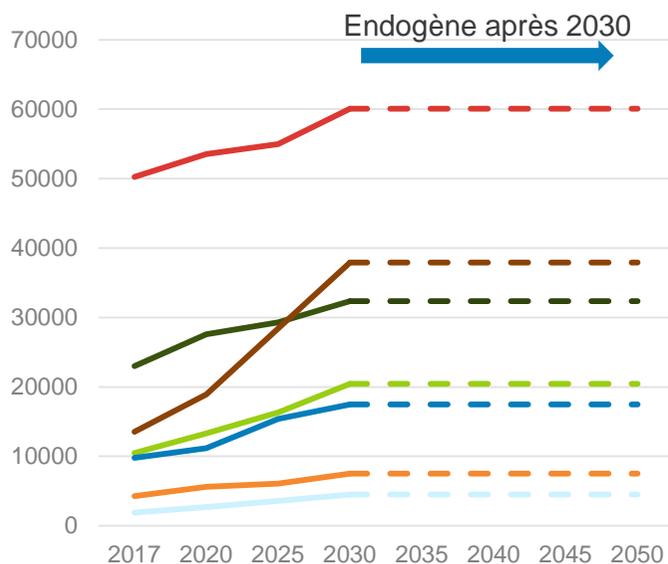
### Capacité installée en Europe (hors Turquie)



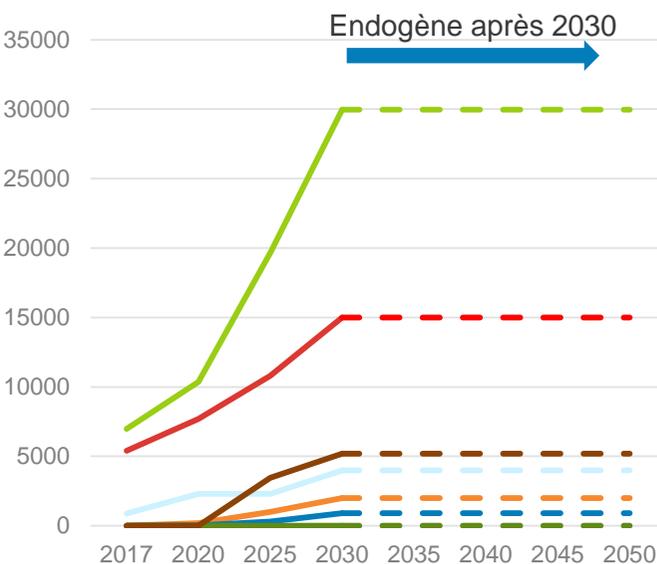
## Jusqu'en 2030, les énergies renouvelables sont développées de façon exogène (appels d'offres) et suivent les trajectoires des NECP

- ❑ Nous supposons un développement **exogène** des EnR jusqu'en **2030** : leur développement se base sur les **NECP** soumis à la Commission Européenne. Notamment, dans le cas de la France, notre scénario se base sur les **objectifs de la PPE** (fourchette basse).
- ❑ Au delà de 2030, le développement des EnR, en plus de la capacité d'autoconsommation solaire est **déterminé par le modèle d'optimisation**, en fonction des besoins, des contraintes d'émissions et des coûts des différentes technologies.

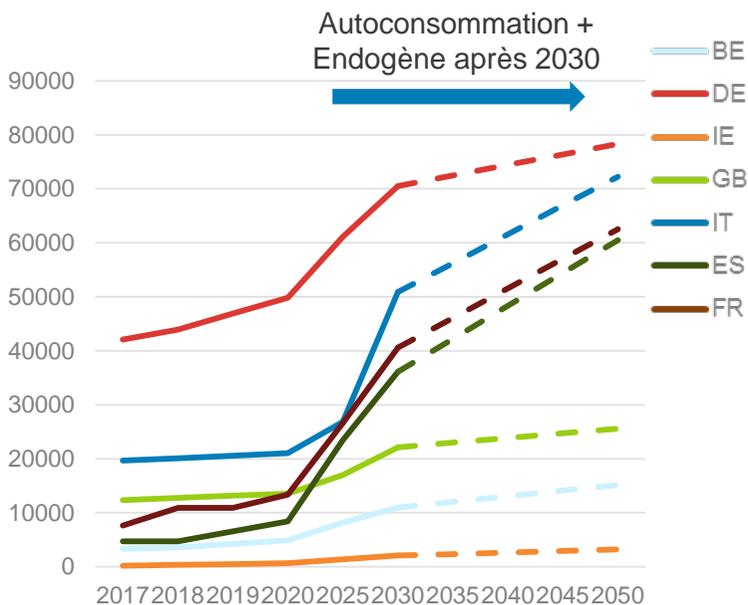
### Eolien terrestre dans les pays voisins (MW)



### Eolien en mer dans les pays voisins (MW)



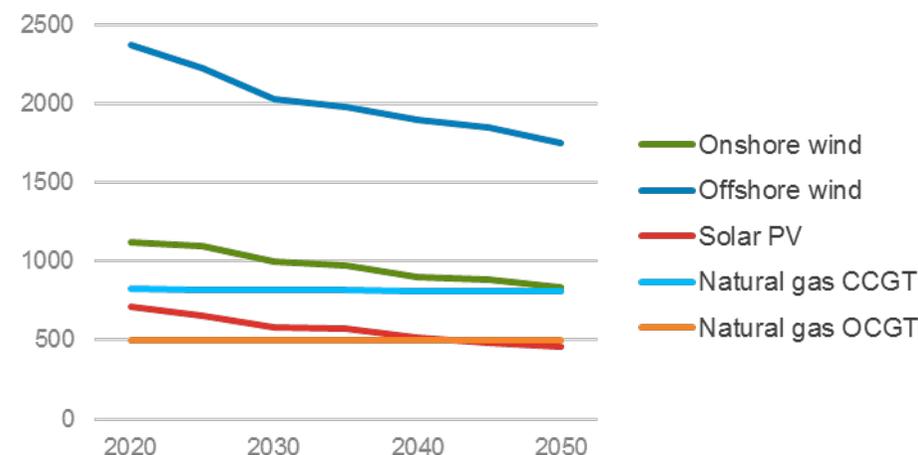
### PV dans les pays voisins (MW)



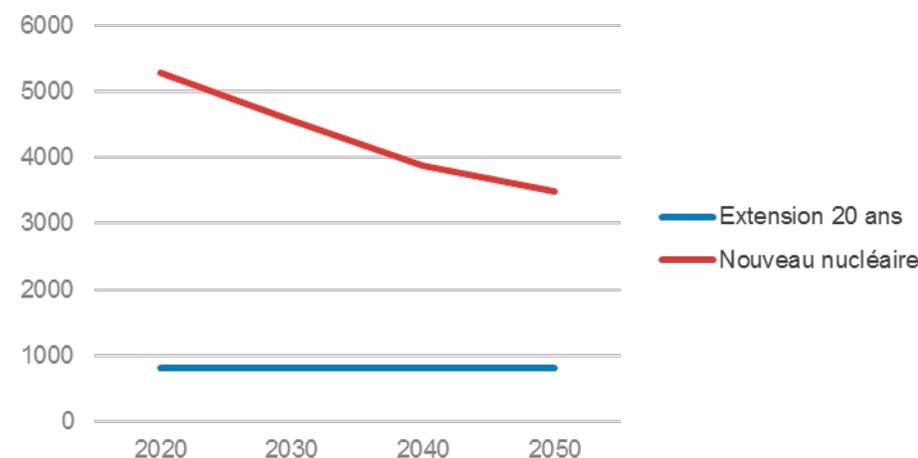
# L'évolution des coûts est basée sur des sources externes reconnues

- ❑ Pour les autres technologies, les hypothèses pour les **trajectoires de coûts** se basent sur une revue de littérature, en particulier de l'étude *Technology Pathways* de la Commission Européenne.
- ❑ Pour le nucléaire, nous nous basons sur les trajectoires de coût transmises par la SFEN.
- ❑ Nous considérons un **WACC de 5% pour les différentes technologies** car nous faisons l'hypothèse du maintien d'une forme de transfert de risque / contractualisation permettant de maîtriser les coûts de financement, pour l'ensemble des technologies

CAPEX en €/kW



CAPEX en €/kW



## Nous prenons en compte les contraintes de rythme de déploiement et de potentiel EnR en France à partir des données de l'ADEME

Au-delà des considérations économiques, la capacité EnR installée en 2050 dépendra fortement (i) des **gisements disponibles** et (ii) des **rythmes d'installation** possibles d'un point de vue industriel et sociétal.

Jusque 2028, nous considérons le rythme de déploiement prévu par la PPE. Au-delà, nous retenons des valeurs de déploiement maximal et de potentiel en ligne avec les données de l'ADEME et avec la trajectoire 1 « EnR économiques et centralisées » des scénarios 2050 de RTE.

	Rythme d'installation (GW/an)			Potentiel à long terme (post 2050) – ADEME (GW)	Potentiel max en 2050 – RTE <sup>1</sup> (GW)	Rythme d'installation – valeur retenue (GW/an)	Potentiel en 2050 – valeur retenue (GW)
	ADEME	RTE	PPE				
Eolien terrestre	2	1.1 - 2	1.8 - 2.1	120	60-80	2	80
Eolien en mer	2	1 - 2.7	0.6 - 0.8	49	50-70	2	50
Solaire	3 <sup>2</sup>	3.6 - 9.3	3 - 4.8	1100	80-100	4	120

<sup>1</sup> : Scénario « EnR économiques et centralisées »

<sup>2</sup> : Hors petite toiture

# En accord avec les dernières annonces de sortie du charbon en Europe, la capacité installée charbon diminue très fortement d'ici 2040

### ❑ Capacité charbon et lignite

Les hypothèses de sortie du charbon se basent sur les dernières décisions ou annonces des gouvernements, et notamment sur la première version des NECP soumis à la Commission Européenne en décembre 2018.

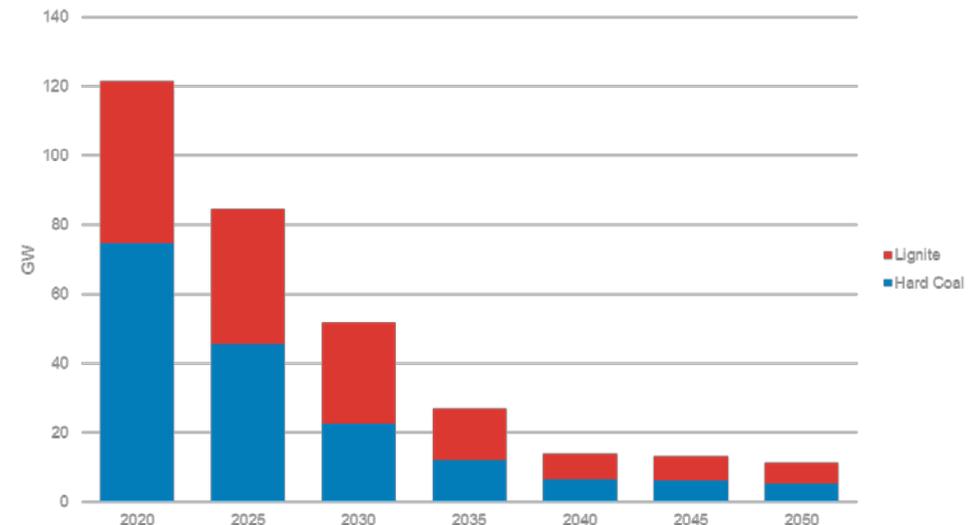
La capacité charbon/lignite passe de **120 GW en 2020 à 52 GW en 2030 puis 14 GW en 2040**.

### ❑ Capacité Gaz

Les capacités existantes **ferment au bout d'une durée de vie standard** (e.g. 30 ans pour les CCGT). De **nouveaux investissements** en CCGT ou OCGT pourront être décidés par le modèle en fonction des coûts associés et des contraintes environnementales.

Dans le cas spécifique de la France, en accord avec la PPE nous ne permettons pas la construction de nouvelles centrales thermiques utilisant des énergies fossiles. Toutefois, nous autorisons la construction de **TAC fonctionnant au biofuel**, dans la limite de 22GWh de production par jour (contrainte de ressource avancée par l'ADEME).

### Evolution de capacité charbon et lignite en Europe

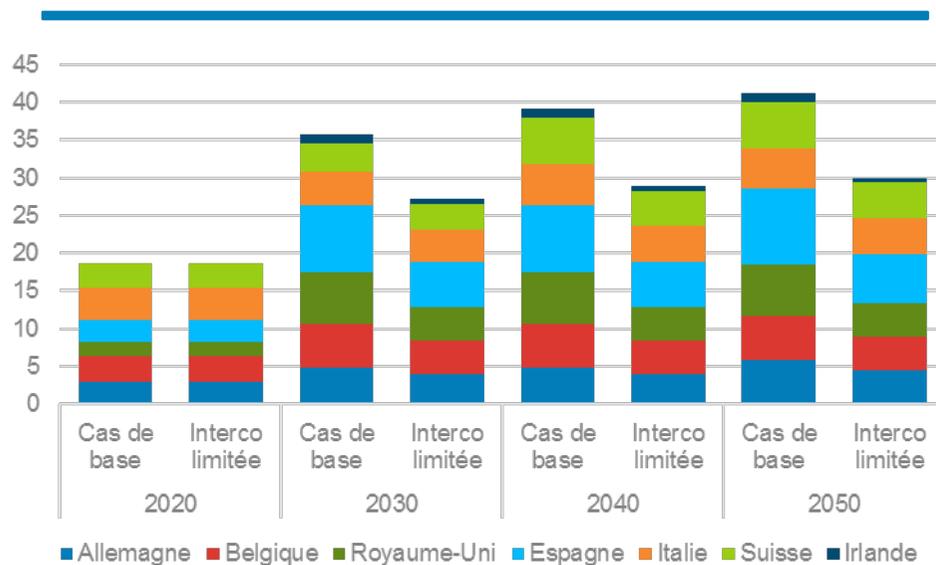


# Afin de refléter les incertitudes sur le développement des flexibilités fournies par les interconnexions, nous utilisons deux scénarios contrastés

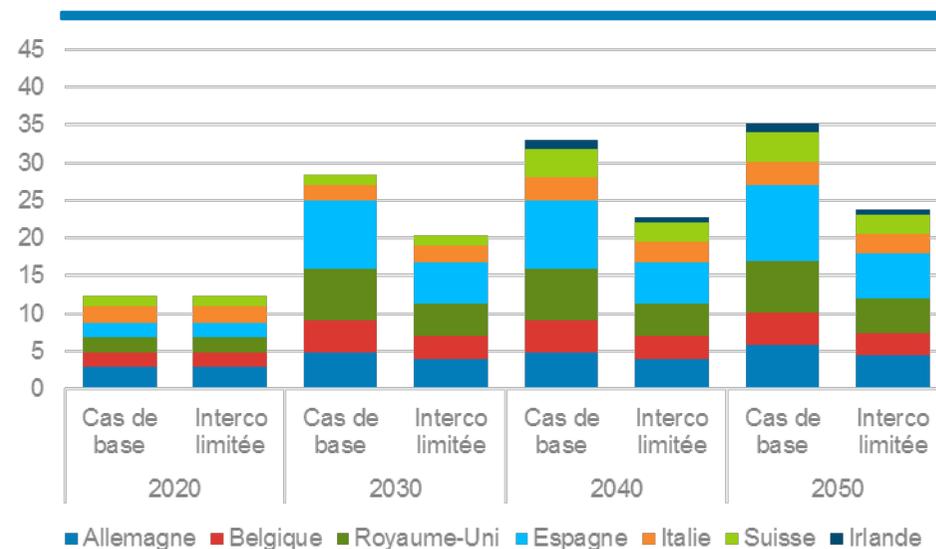
Dans notre **scénario avec un développement non contraint des flexibilités**, nous considérons le **développement des interconnexions du TYNDP 2018, qui prévoit un doublement des capacités d'export et d'import d'ici 2050**.

Toutefois, étant donné l'incertitude sur la réalisation de ces projets, nous proposons un **scénario de développement limité des interconnexions se basant sur une prudence de 50% sur les projets annoncés dans le TYNDP 2018**. Cela scénario conduit à une augmentation des capacités d'export et d'import de la France de 11GW.

### Capacités d'export (GW)



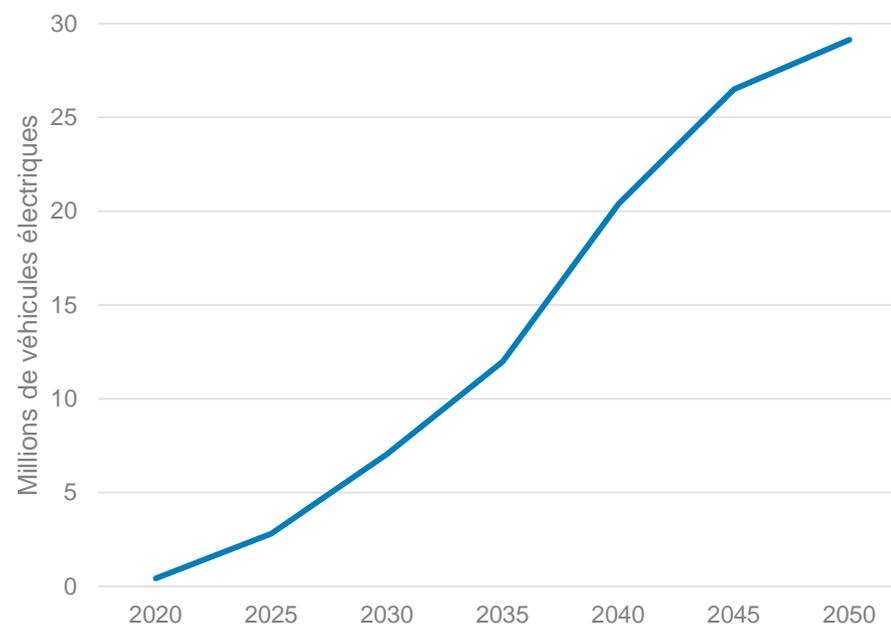
### Capacités d'import (GW)



# Notre modélisation considère un développement des véhicules électriques en ligne avec les scénarios de référence

- Le parc de véhicules électriques français croît fortement entre 2020 à 2030 pour atteindre 29 millions de véhicules.
- Les véhicules électriques sont intégrés dans notre modélisation comme une demande avec un profil de consommation spécifique correspondant aux optimisations de la charge des batteries.
- Chaque véhicule consomme 3 MWh d'électricité par an et ne fournit pas de service de stockage.

## Hypothèse de déploiement des véhicules électriques



Source: ENTSOE TYNDP

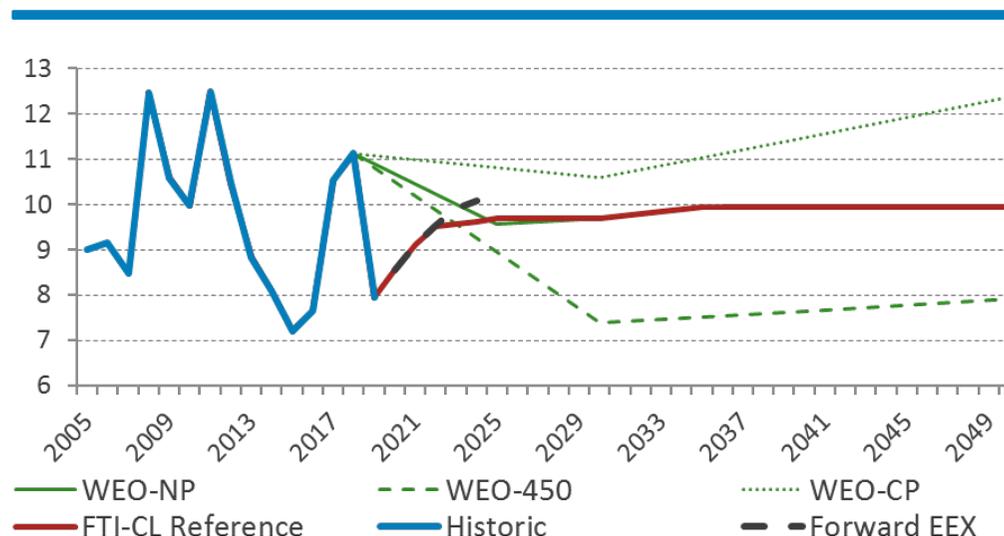
# Un WACC uniforme de 5% reflétant une maîtrise des coûts de financement des technologies propres actuelles est utilisé

- ❑ Le taux d'actualisation varie en théorie en fonction des types d'investisseurs, et des technologies considérées:
  - ❑ Les technologies les moins mures sont perçues comme plus risquées
  - ❑ Une exposition aux prix volatils sur les marchés peut augmenter le coût du capital
- ❑ En pratique, les technologies non émettrices en CO<sub>2</sub> (éolien, solaire, batteries, nucléaire) sont intensives en capital, et la maîtrise des coûts de financement est essentielle pour assurer leur compétitivité.
  - ❑ Les mécanismes de contractualisation des revenus et/ou de partage des risques sont systématisés en Europe
  - ❑ Ces dispositifs permettent d'abaisser le coût du capital.
- ❑ Nous faisons l'hypothèse du maintien d'une forme de transfert de risque / contractualisation permettant de maîtriser les coûts de financement, pour 'l'ensemble des technologies:
  - ❑ Si la forme de la régulation peut évoluer (corporate PPA, enchères de contrats long terme, etc.), le principe de contractualisation long terme et transfert d'une partie des risques semble nécessaire pour permettre les investissements massifs dans les technologies bas carbone nécessaires à la transition
  - ❑ Nous considérons un WACC de 5% pour les différentes technologies non émettrices de CO<sub>2</sub>

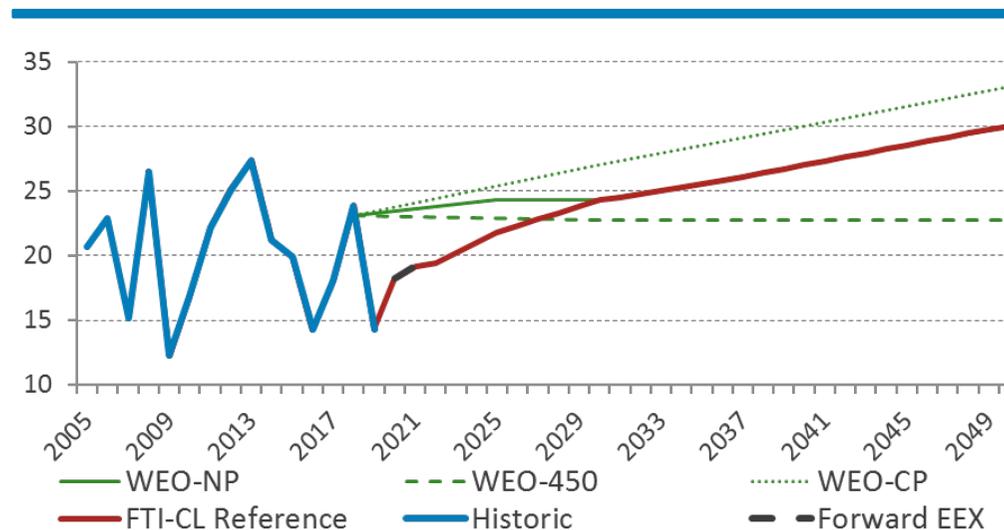
## A partir de 2030, nous considérons les scénarios *New Policies* du WEO 2019 pour le prix du charbon et du gaz

- ❑ Après avoir atteint en début 2016 son plus bas niveau depuis 2000, le cours du charbon a fortement fluctué à la hausse (100USD/t en 2018) puis à la baisse (55USD/t en août 2019).
- ❑ Le cours du gaz a suivi des tendances similaires : les prix de gaz européens ont atteint 11€/MWh en Août 2016, leur niveau le plus faible en 5 ans. Depuis, ils sont remontés à 30€/MWh à fin 2018 avant de retomber à 10€/MWh à l'été 2019.
- ❑ Les trajectoire des prix du charbon et du gaz sont définies de la manière suivante:
  - ❑ Les valeurs jusqu'en 2022 sont définies à partir des prix *forward*
  - ❑ Puis on converge en 2030 vers le scénario NP du World Energy Outlook (WEO) 2019 de l'AIE

### Prix du charbon en €/MWh

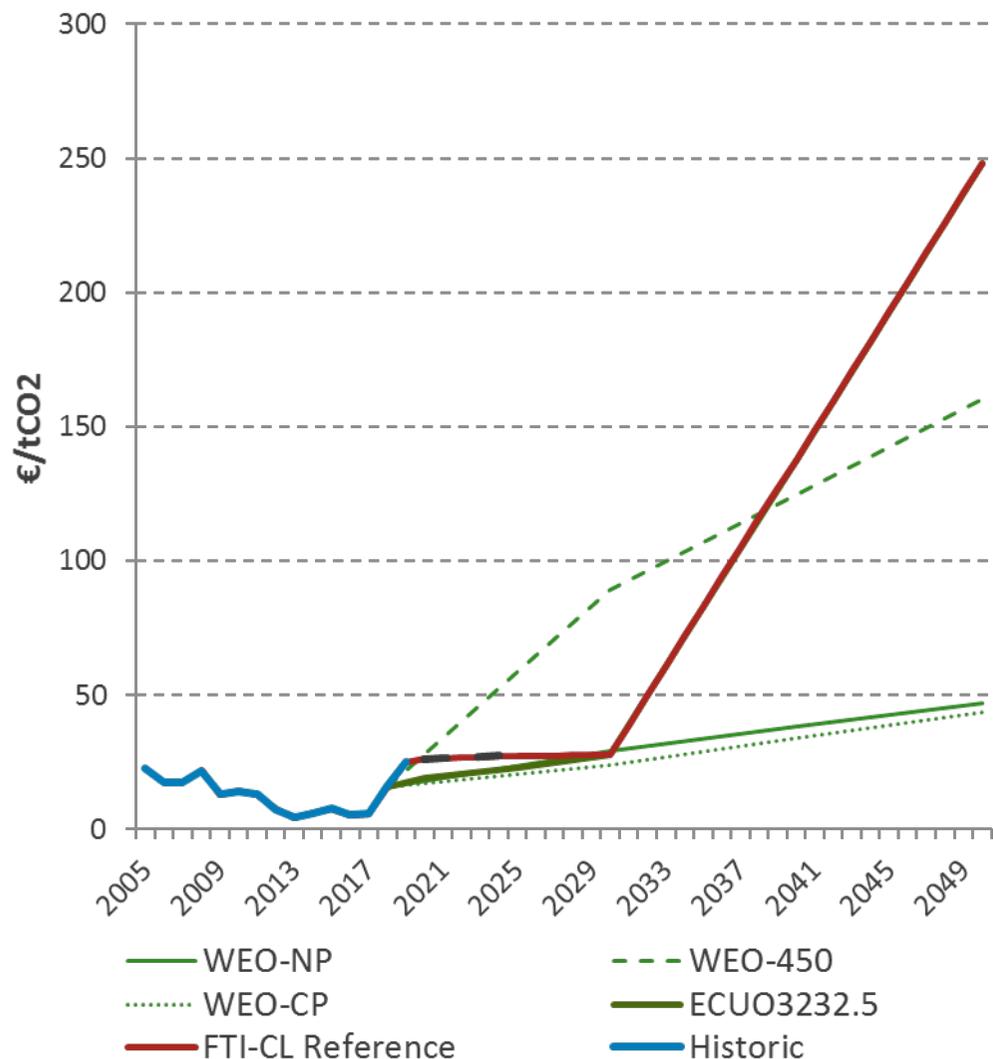


### Prix du gaz en €/MWh



# Le prix du CO2 est basé sur les derniers scénarios de la Commission Européenne, visant une réduction forte des GHG en 2050

## Prix du CO2 en €/MW



- Le cours du CO2 était historiquement bas du fait d'un excédent de quotas d'émission.
- Toutefois, les réformes récentes du marché EU ETS ont conduit à une augmentation de ce prix, désormais autour de 15-20€/t.
- Notre projection se base sur :
  - Les valeurs jusqu'en 2022 sont définies à partir des prix *forward* (valeurs autour de 25€/t)
  - Puis on converge en 2030 vers le scénario **EUCO3232.5** de la Commission Européenne.
- Ce scénario est compatible avec une très forte réduction des GHG en 2050

# Simplifications et limitations de l'approche de modélisation

---

Notre étude repose sur plusieurs hypothèses simplificatrices de modélisation :

- Nous ne considérons pas de contraintes sur le rythme de développement des batteries ou du P2G2P : en particulier, le rythme de déploiement du P2G2P pourrait être limité étant donné les forts besoins d'infrastructure associée (stockage, accès au réseau de gaz...)
- Les optimisations sont réalisées sur une année climatique de référence. Cette simplification ne prend pas en compte le changement climatique ou la diversité des années climatiques.
- Les optimisations sont réalisées en « avenir certain », i.e. chaque acteur connaît parfaitement le futur. Les erreurs de prévision (sur la demande ou la production EnR), ainsi que les stratégies de stockages en « avenir incertain » ne sont donc pas prises en compte.
- Le cadre d'analyse se base sur la comparaison des coûts de production : il ne prend pas en compte les coûts de développement de réseau (à la fois de transport et de distribution) ou les coûts d'équilibrage du système électrique, ni la valeur résiduelle du système électrique en 2050.