Bilan prévisionnel 2017 : analyses 2025-2035

Commission « Perspectives système et réseau »

15 novembre 2017

A

Scénario *Ampère*

Une diversification adossée à un fort développement des énergies renouvelables

Consommation

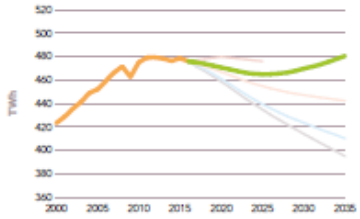
476 en 2016
466 TWh en 2025
472 TWh en 2030

480 TWh
en 2035

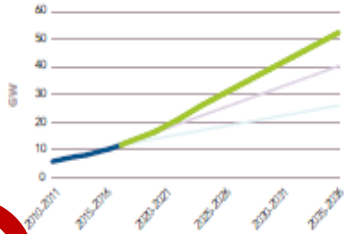
Pointe à « 1 chance sur dix »

98,4 GW

Haute



Rythme PPE haut



Renouvelables

67 GW
52 GW terrestre
15 GW en mer

48 GW

+ 11
TWh/an



Thermique, combustibles et CO_2

Arrêt du charbon
d'ici à **2022**

108 €/t
en 2035 selon la trajectoire
« 450 ppm »
de l'AIE

Interconnexions

27 GW



33 GW

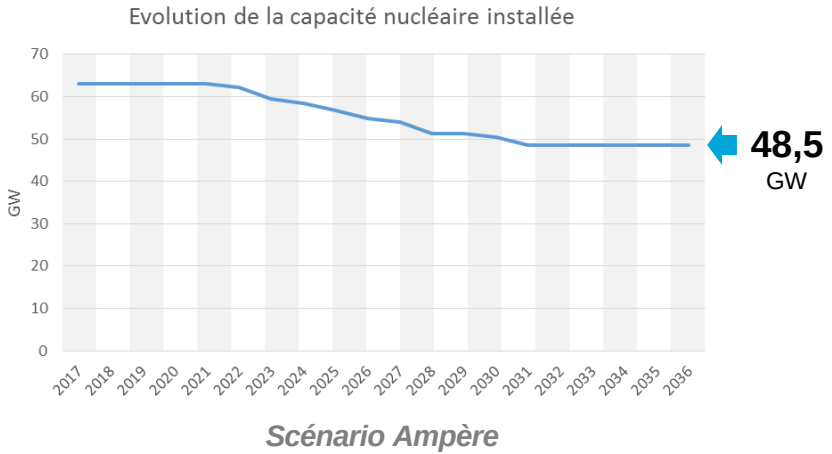


TYNDP 2016
Dates prudentes

Une trajectoire nucléaire pilotée par une substitution en énergie avec les renouvelables à partir de 2020

- Lorsque la production renouvelable produit en moyenne sur l'année N autant qu'un réacteur nucléaire, celui-ci n'est pas prolongé en année N+1
- Seuls les réacteurs arrivant à leur 4e visite décennale sont concernés
- La trajectoire se poursuit jusqu'à l'atteinte des objectifs de diversification du mix
- Le parc décroît de **16 réacteurs** entre 2020 et 2030 pour s'établir à **48,5 GW**





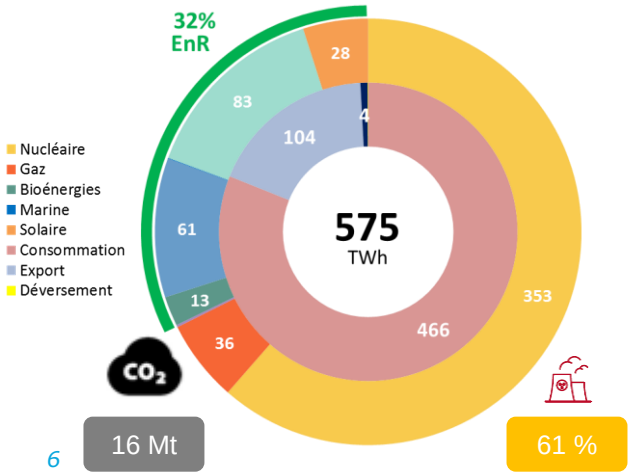
Un scénario sans nouvelle capacité thermique

- La sécurité d'approvisionnement est assurée sur tout l'horizon **sans ajout de nouvelle capacité thermique**
- **Un point de vigilance** autour de **2025** qui se résorbe par la suite et confirmé par les variantes
- Un développement des effacements à hauteur de **4,5 GW** peut répondre au besoin de capacité à **moindre coût**
- Des flexibilités indispensables dans les variantes (moins d'interconnexions, plus de consommation)

50 % de production nucléaire à l'horizon 2030

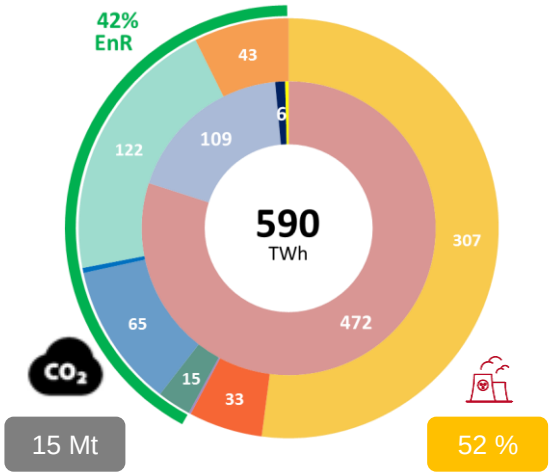
2025

- Une **baisse** des émissions de CO_2 grâce à la fermeture des centrales à charbon



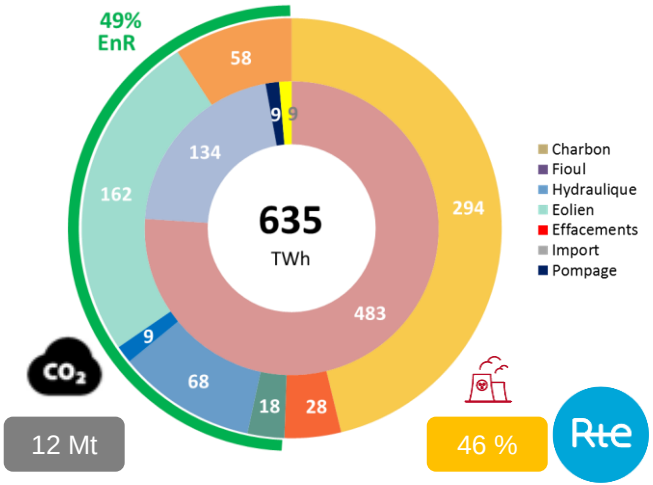
2030

- 50 % de nucléaire à l'horizon **2030**
- Une **production thermique** autour de **5 %**



2035

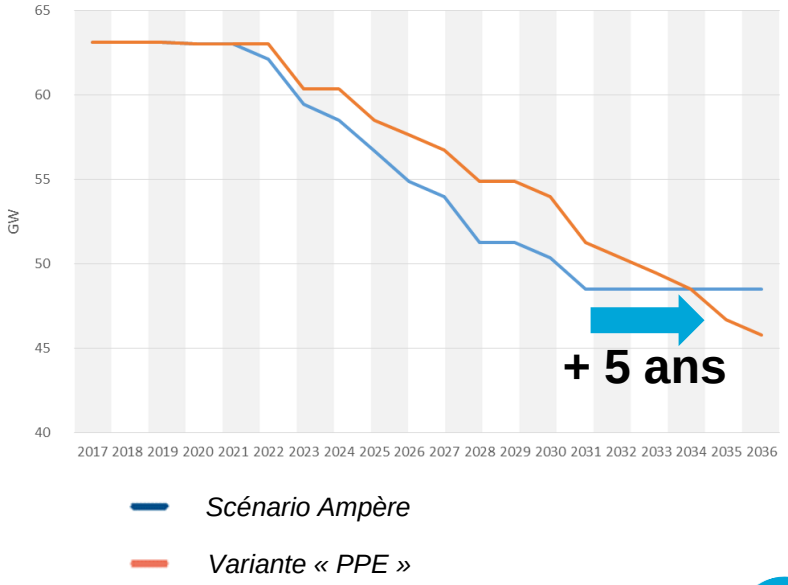
- **9 TWh** d'énergie déversée en 2035
- Les énergies renouvelables produisent **314 TWh**



Avec un rythme de développement des énergies renouvelables moins soutenu, les 50% de nucléaire sont atteints en 2035

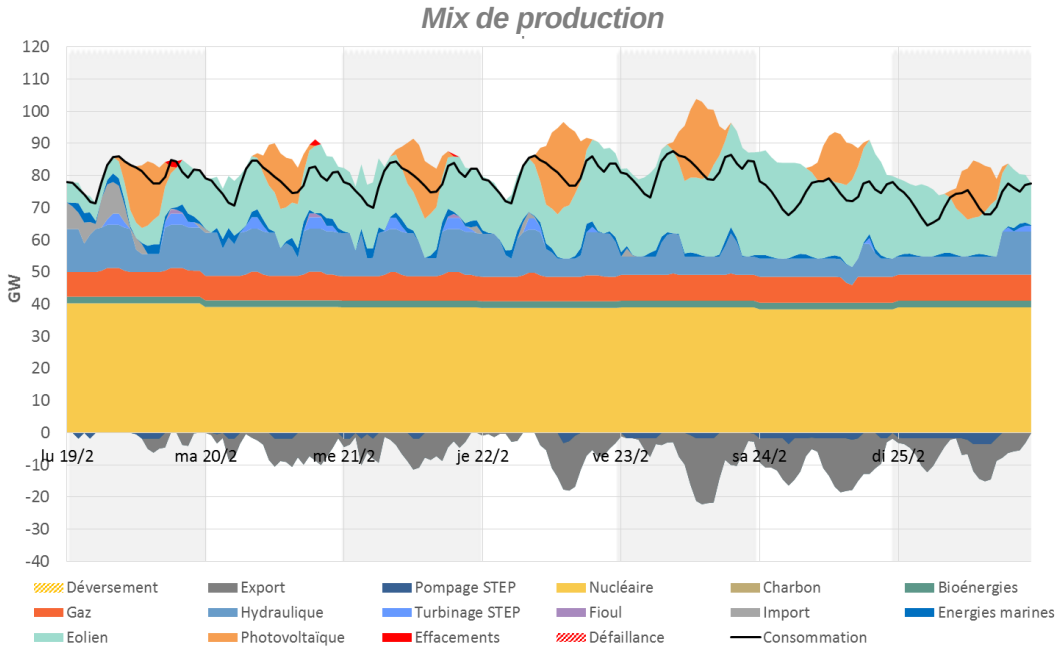
- Avec la trajectoire médiane (« rythme PPE ») de développement des énergies renouvelables, les **50 % de production nucléaire** sont atteints en **2035**
- Le déclassement des réacteurs nucléaires se poursuit pour concerner **20** réacteurs et ajuster le parc à une capacité de **45 GW**
- Le besoin de nouvelles capacités se décale à la fin de l'horizon : **6 GW** d'effacements mobilisés en 2035

Comparaison des trajectoires de déclassement nucléaire – Scénario Ampère



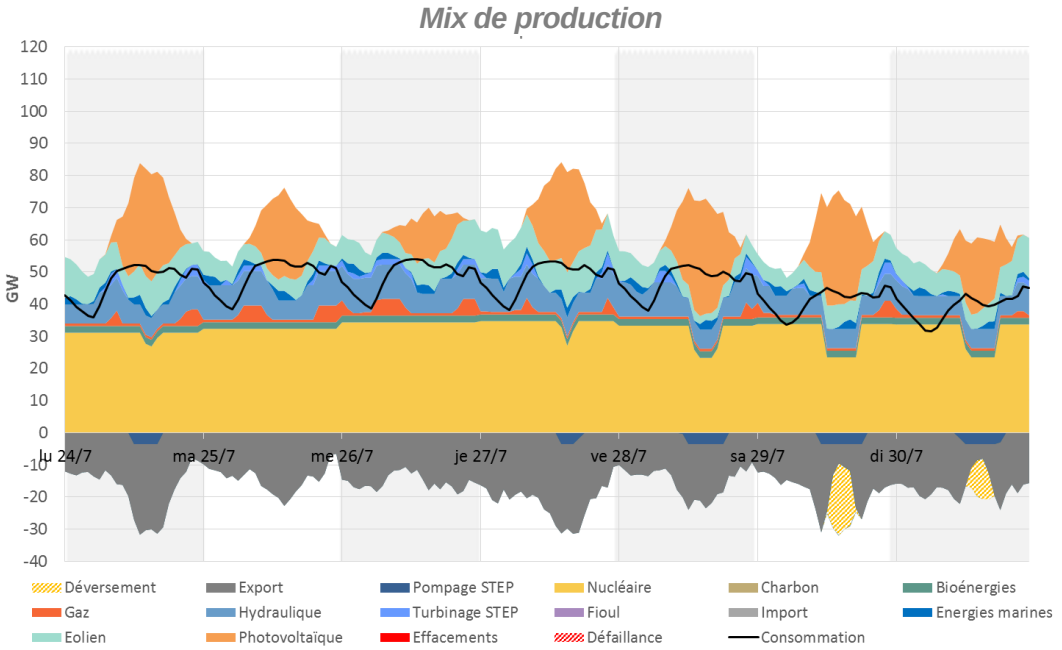
En hiver, une production renouvelable qui peut être très importante

- Une consommation entre 80 et 90 GW
- Une production renouvelable qui dépasse 45 GW
- Utilisation des interconnexions lors des périodes de fortes production renouvelables
- L'hydraulique module pour suivre la courbe de charge
- Utilisation des effacements sur les périodes de pointes
- Des épisodes de pompage méridiens



En été, apparition de nouveaux phénomènes et notamment du déversement de production

- Une consommation entre 40 et 50 GW
- Des épisodes de déversement lors des fortes production photovoltaïque en été
- Utilisation intensive des exports
- Le nucléaire module
- La filière thermique ne produit quasiment plus d'énergie mais assure une partie de la modulation



Scénario *Hertz*

Une diversification adossée au développement de la filière thermique et des énergies renouvelables

Consommation

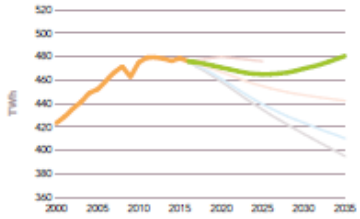
476 en 2016
466 TWh en 2025
472 TWh en 2030

480 TWh
en 2035

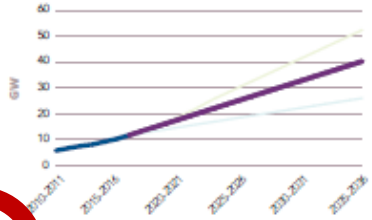
Pointe à « 1 chance sur dix »

98,4 GW

Haute



Rythme PPE



Renouvelables

50 GW
40 GW terrestre
10 GW en mer

36 GW

+ 7
TWh/an



Thermique, combustibles et CO2

Arrêt du charbon
d'ici à **2022**

32 €/t
en 2035 selon la trajectoire
« Curent policies »
de l'AIE

Interconnexions

22 GW



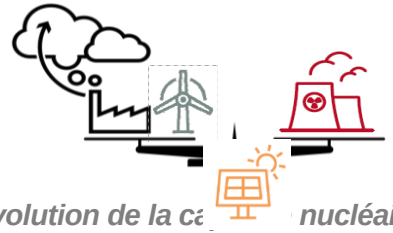
28 GW



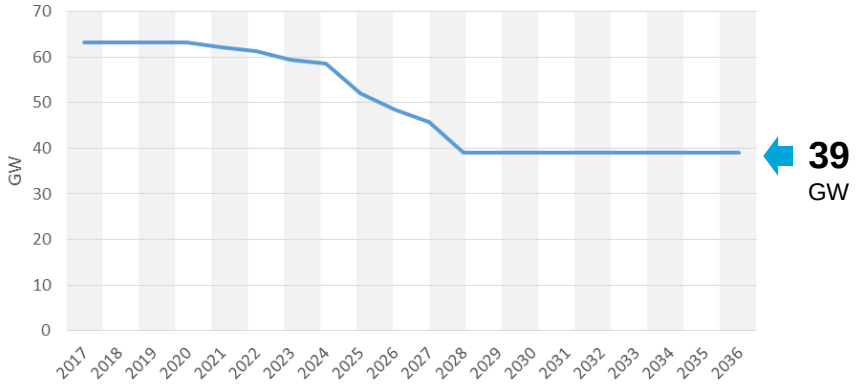
SDDR 2016
Dates prudentes

Une trajectoire nucléaire pilotée par le développement de la filière thermique et de ses émissions de CO_2

- D'ici à 2022, les réacteurs sont prolongés afin de garantir la sécurité d'approvisionnement avant l'arrivée des premières centrales thermiques
- Ensuite, les réacteurs sont déclassés au rythme des 4es visites décennales en vérifiant que les émissions de CO_2 restent contenues
- La trajectoire se poursuit jusqu'à l'atteinte des objectifs de diversification du mix
- Le parc décroît de **25 réacteurs** entre 2020 et 2030 pour s'établir à **39 GW**

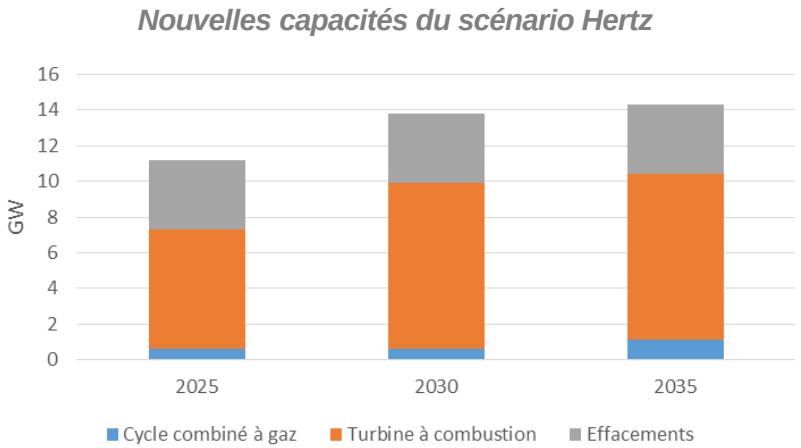


Évolution de la ca nucléaire installée



Un besoin de capacité important dès 2025

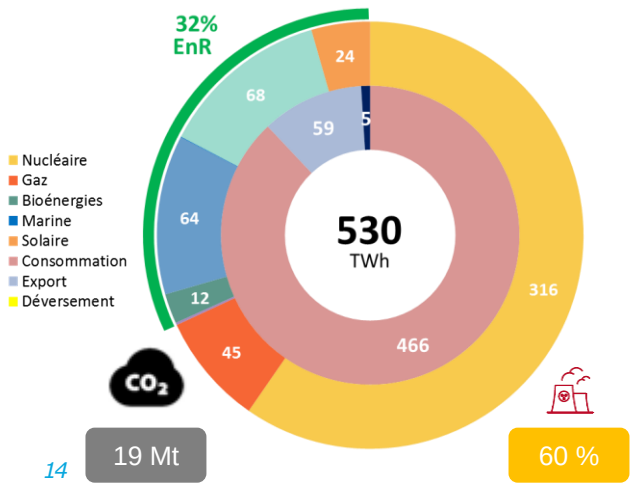
- Un besoin de nouvelles capacité important **dès 2025** nécessitant la construction d'au moins **11 GW** de moyens sur la période 2022-2025
- Ces nouvelles capacités sont essentiellement constituées de moyens de pointes : effacements et turbines à combustion
- A la fin de l'horizon, **14 GW** de nouvelles capacités voient le jour



50 % de production nucléaire à l'horizon 2030 tout en contenant les émissions de CO_2

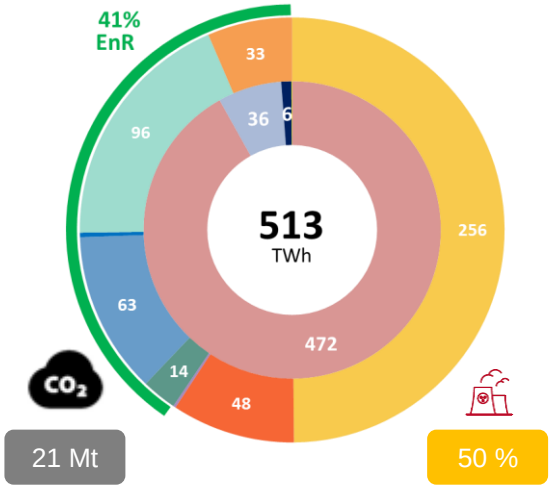
2025

- Des émissions de CO_2 sous le plafond grâce à l'arrêt de la production à base de charbon
- Une **production thermique** autour de **10 %**



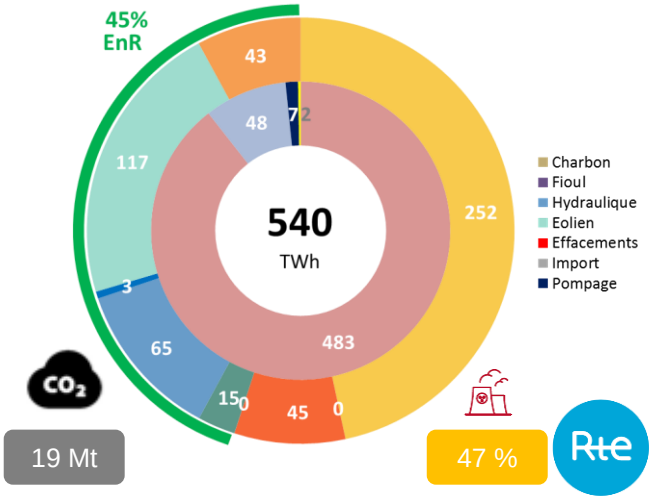
2030

- 50 % de nucléaire en **2030** (**5 années** avant la variante « PPE » du scénario *Ampère)*



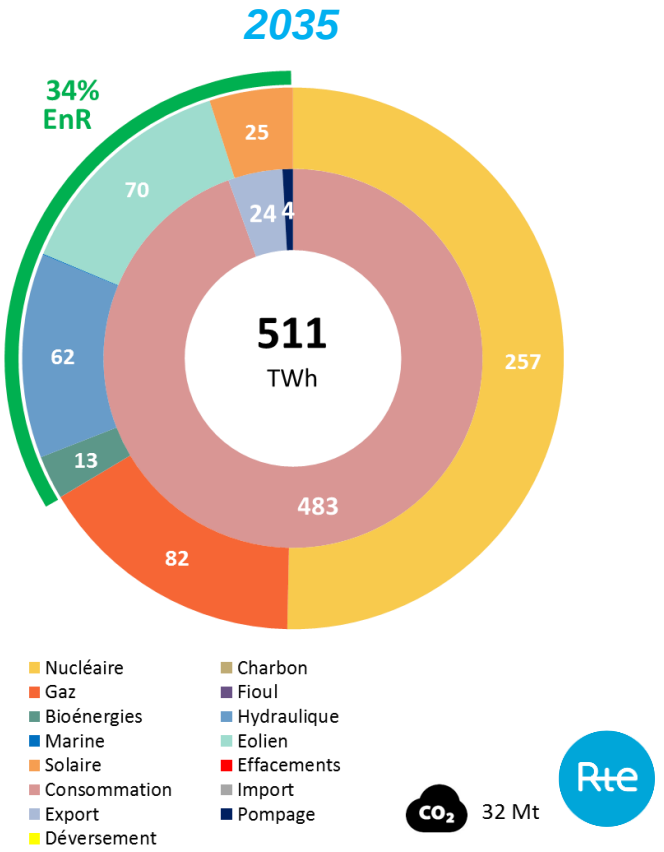
2035

- Les énergies renouvelables produisent **243 TWh**
- Les exports sont stables autour de **50 TWh**



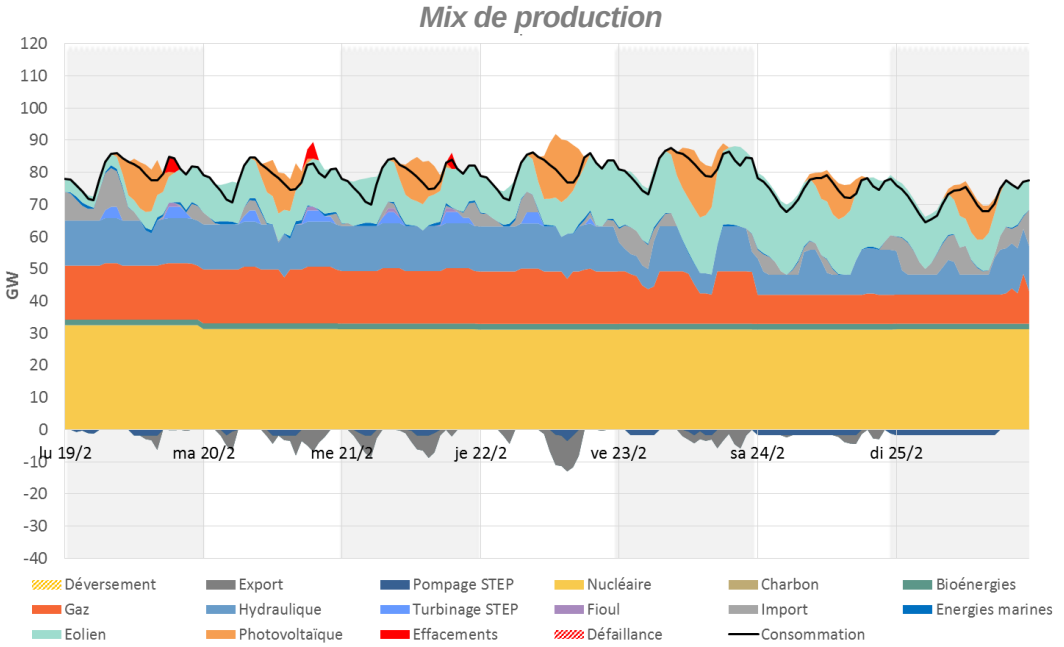
Un risque d'augmentation des émissions de CO_2 si les énergies renouvelables se déploient selon le rythme historique

- Avec un développement **« historique »** des énergies renouvelables, **les objectifs** ne peuvent être atteint **sans une hausse des émissions de CO_2**
- La structure de l'offre s'oriente davantage vers les moyens de semi-base du type « cycle combiné à gaz »
- La production thermique dépasse les **10 %** du mix
- Les émissions de CO_2 **ne respectent plus** le plafond des émissions actuelles et atteignent 32 Mt
- Le **solde des échanges** net se réduit du fait d'une baisse de la compétitivité du parc français par rapport à ses voisins



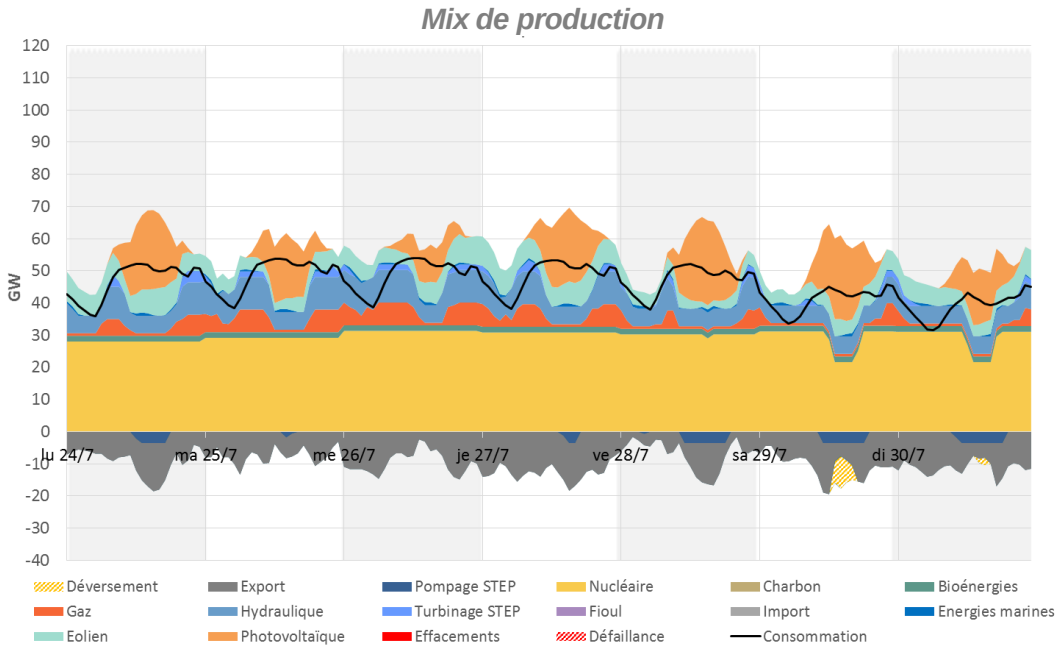
En hiver, la filière thermique est nécessaire pour assurer l'équilibre offre-demande

- Une consommation entre 80 et 90 GW
- Les centrales à gaz produisent une part importante du mix et modulent
- Un solde des échanges pratiquement nul sur la semaine
- Utilisation des effacements sur les périodes de pointes
- Des épisodes de pompage méridiens



En été, des besoins de modulation même dans ce scénario

- Une consommation autour de 40 à 50 GW
- Le nucléaire module avec une capacité de 39 GW
- Des épisodes de déversement lors des fortes production photovoltaïque
- La filière thermique produit peu mais module pour assurer le suivi de la courbe de charge



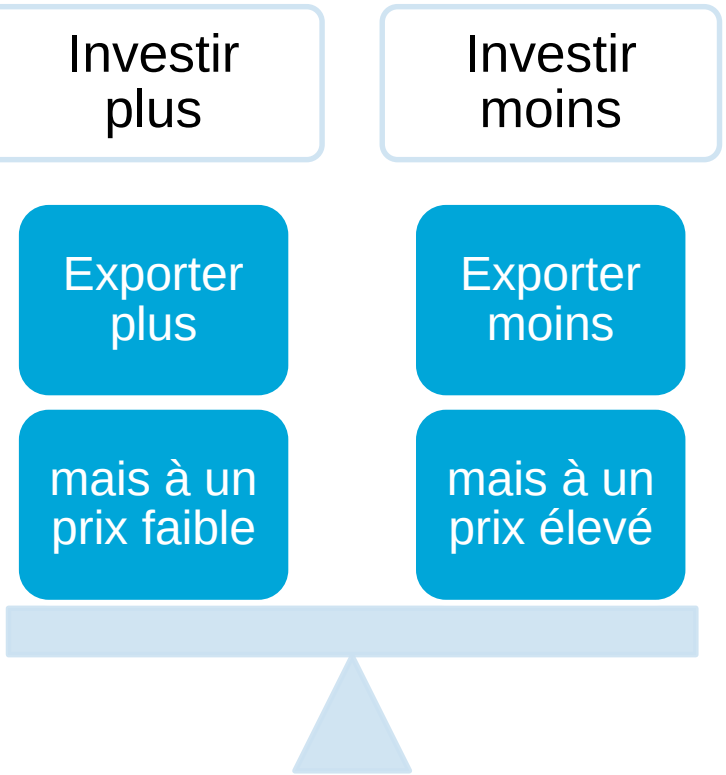
Scénario *Volt*

Quel pilotage économique du parc nucléaire avec un développement soutenu du parc renouvelable ?

Un pilotage économique du parc nucléaire conçu suite **aux réponses à la concertation**, fondée sur :

- la consommation intermédiaire 3, **une consommation en baisse**
- la production renouvelable suivant
  - la **trajectoire médiane** (rythme PPE) en France
  - et son équivalent au niveau européen
- Un **prix du CO_2 médian, 32 €/t**
- **Comme dans le scénario *Ampère*, des interconnexions hautes** (TYNDP 2016 – dates prudentes)

Une capacité nucléaire résultant d'un arbitrage économique intégrant la balance commerciale



Pour déterminer une capacité nucléaire robuste aux incertitudes sur les débouchés, de nombreuses variantes par rapport au cas de base

Variantes défavorables

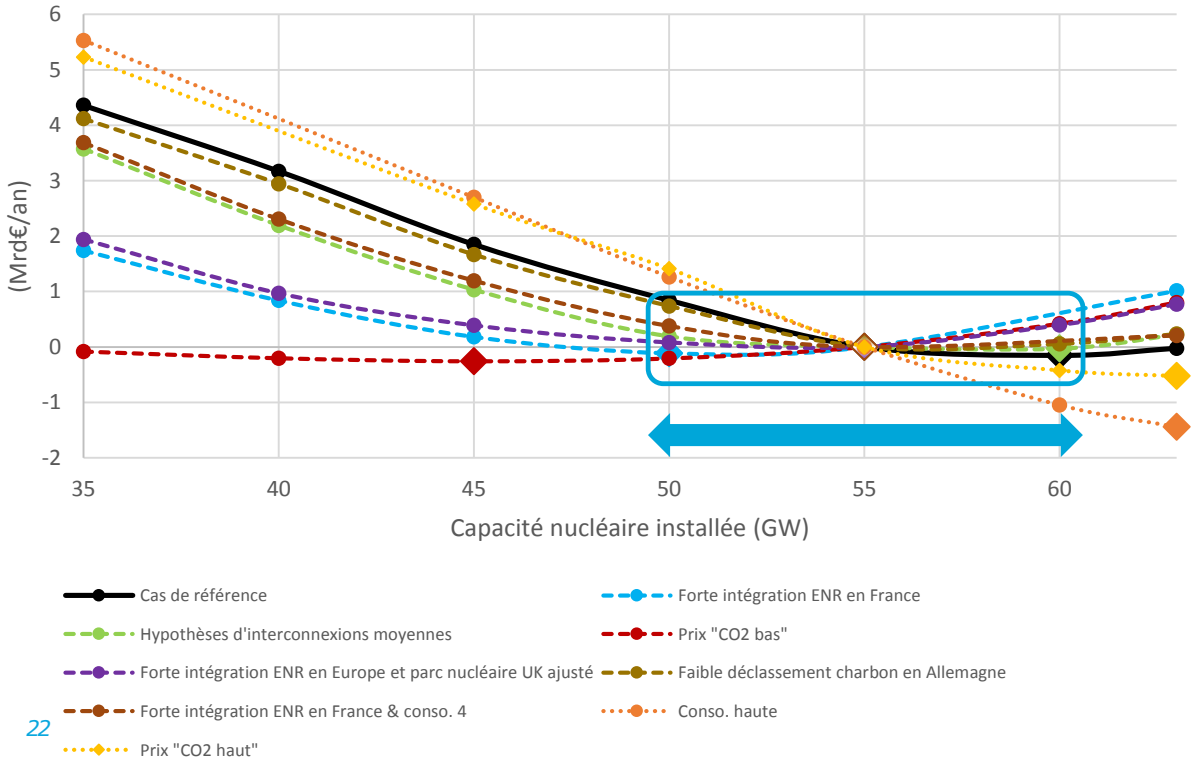
- Un développement plus soutenu des EnR en France au niveau **PPE haut** (+11 TWh/an)
- De **moindres** capacités d'interconnexions (27 GW en export)
- Un prix du CO_2 beaucoup **plus bas** (5 €/t)
- Des parcs de production étrangers **plus largement dotés** en capacité renouvelable, thermique ou nucléaire, e.g.
  - + 10 GW de charbon-lignite en Allemagne
  - + 14 GW de nucléaire en Grande-Bretagne

Variantes favorables

- Une consommation française **plus élevée** (483 TWh)
- Un prix du CO_2 **plus élevé** (108 €/t)

55 GW de nucléaire en 2035 : une capacité plus robuste aux incertitudes

Surcoût du système électrique français (hors réseau) intégrant les recettes d'interconnexions - Horizon 2035



- **Les points d'équilibre varient selon les simulations**
  - favorables au parc de production
  - défavorables au parc de production
- **Entre 50 et 60 GW, de nombreux équilibres sont voisins**
- **55 GW un bon représentant (sans prétendre être l'optimum)**
- **55 GW : 9 réacteurs à déclasser**

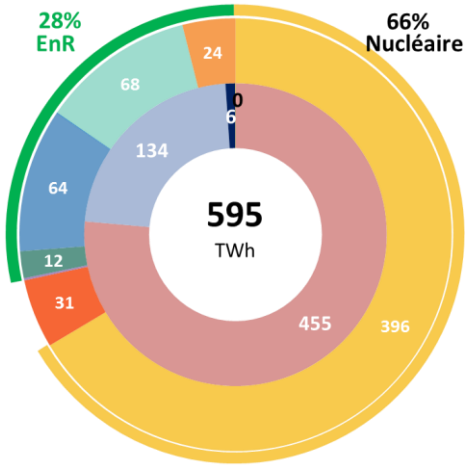
Source – hypothèses de coût : Cour des comptes

Un parc qui se diversifie progressivement

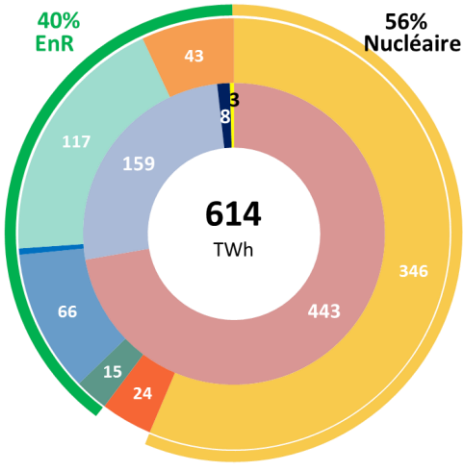
Le parc se diversifie avec

- la **réduction de la part du nucléaire à 56%**
- l'atteinte de **l'objectif de 40% de renouvelables en 2035**

2025

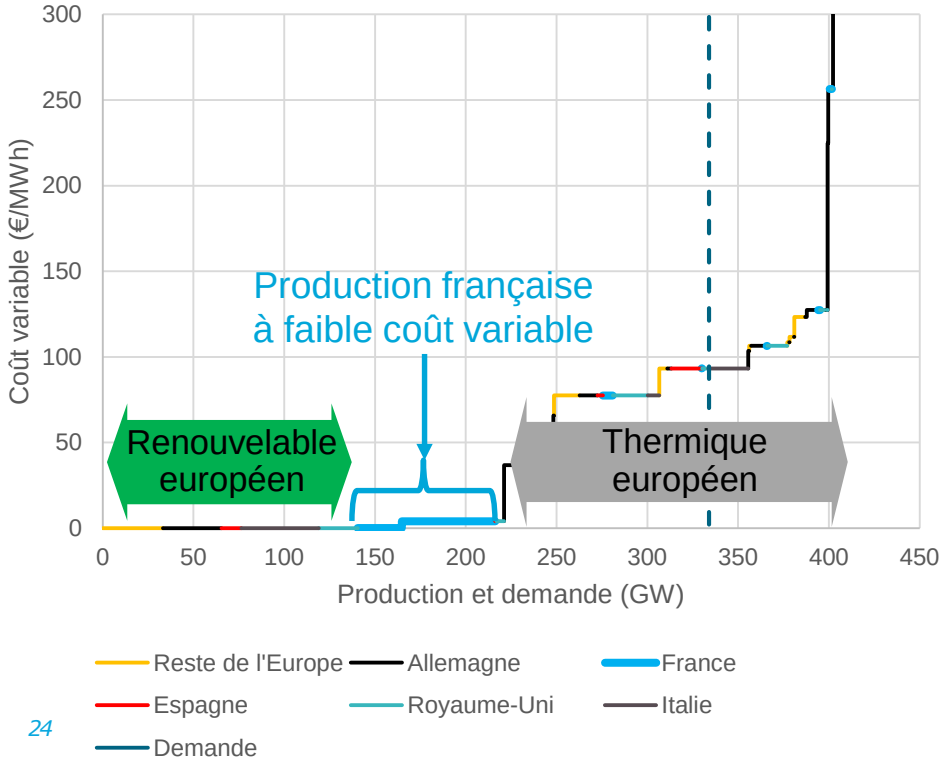


2035



La production française à coût variable faible trouve sa place dans le mix européen

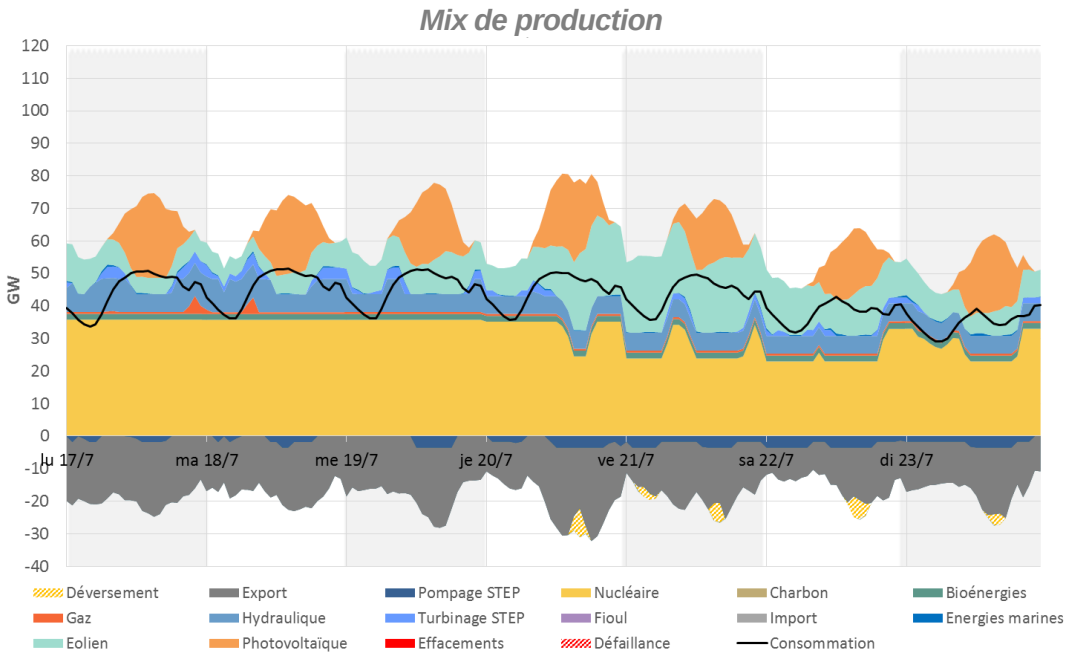
Illustration : production et demande du 29 novembre 2035, 15h00



Pour satisfaire la consommation européenne grâce aux interconnexions, le mix de production français s'intercale entre :

- la production EnR des pays voisins
- et leur production thermique

Des opportunités pour de nouvelles formes de flexibilité

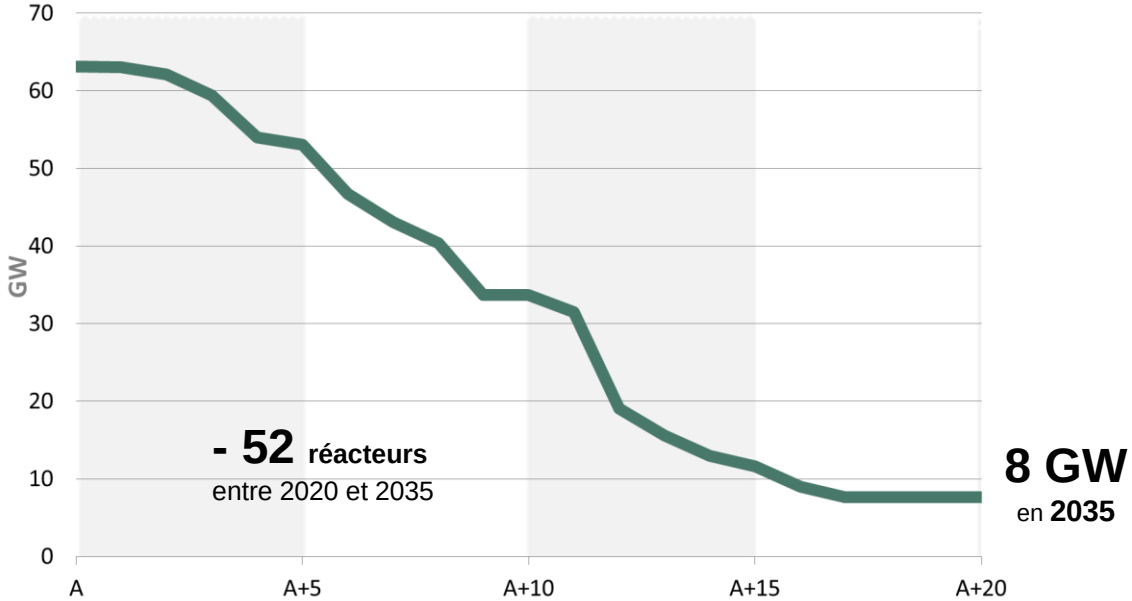


- **Un parc conséquent à faible coût variable** qui conduit à des situations où **les exports ne suffisent pas à éviter la baisse de cette production** (EnR, nucléaire)
- Les **flexibilités sur la consommation peuvent permettre de maximiser l'utilisation de ce parc de production**
  - Pilotage de la recharge des véhicules électriques, de l'eau chaude sanitaire, modulation des consommateurs industriels, etc.
- L**a rentabilité d'investissement dans des actifs de stockage** dédiés à ce besoin (batteries, STEP) n'est **pas assurée**

Scénario *Watt*

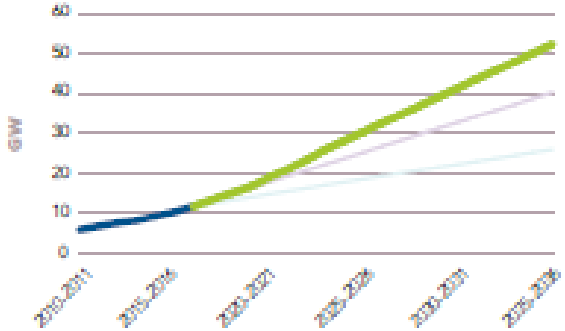
Le principe : étudier les conséquences d'une non-prolongation du nucléaire

Non-prolongation après la date théorique de la 4e visite décennale

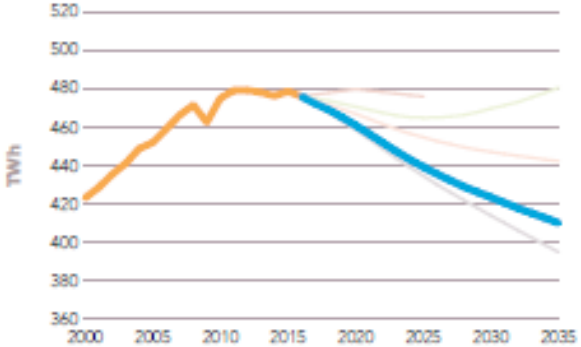


Un cas de base qui envisage le scénario Watt dans une situation « favorable »

Une forte pénétration des énergies renouvelables en France et à l'étranger



Une consommation en forte diminution, intermédiaire 2

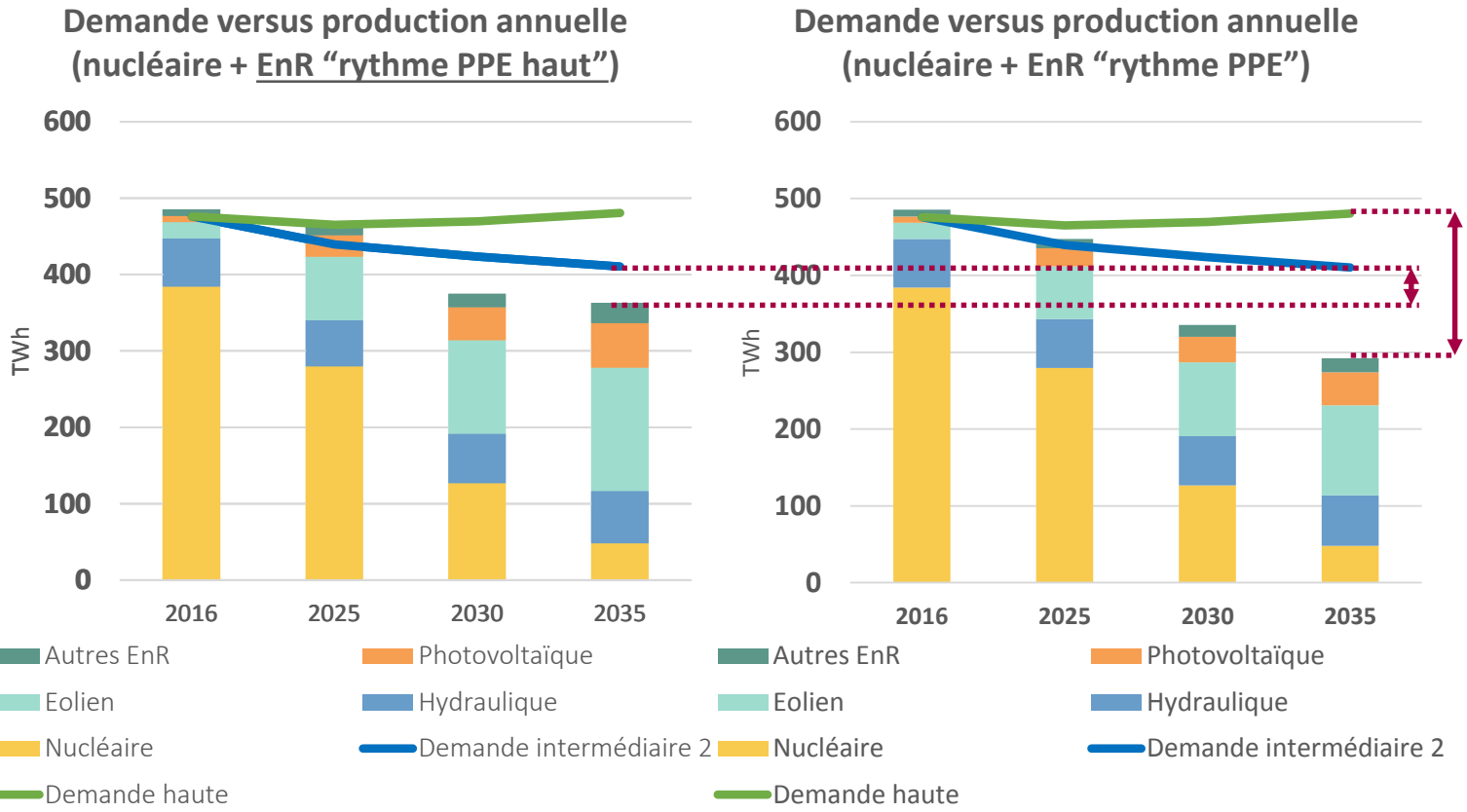


Un prix du CO_2 / combustibles très élevé

108 €/t

en 2035 selon la trajectoire **« 450ppm » de l'AIE**

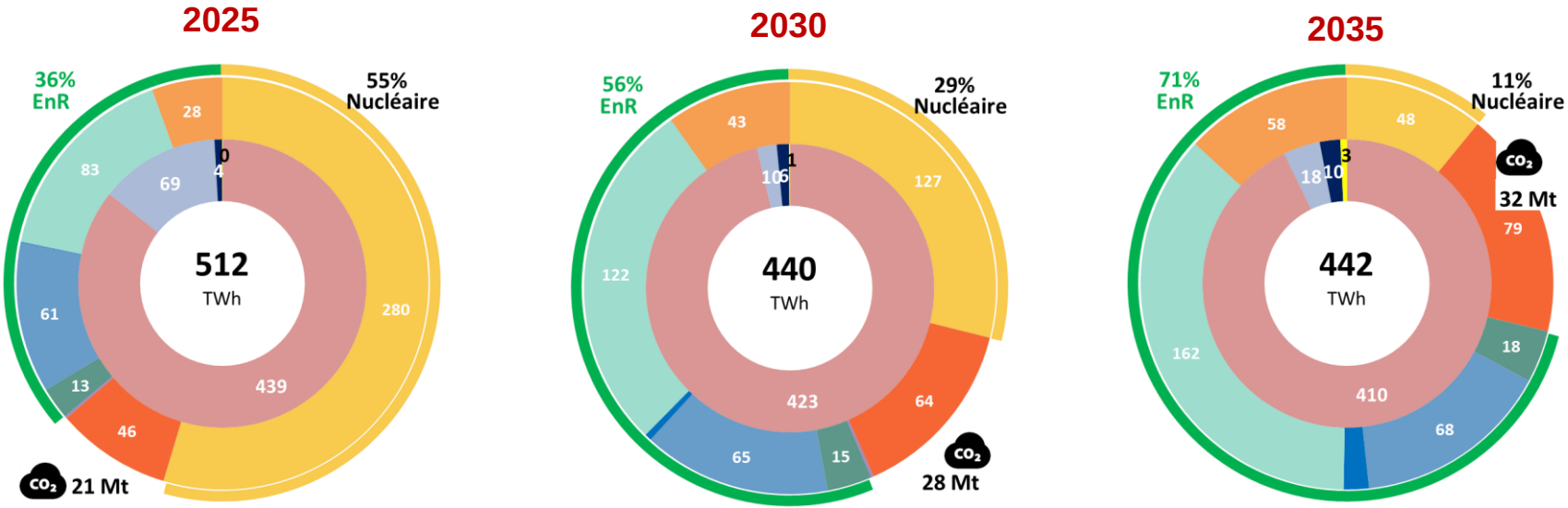
Le scénario repose sur des mesures volontaristes sur le développement des EnR et une baisse de la consommation



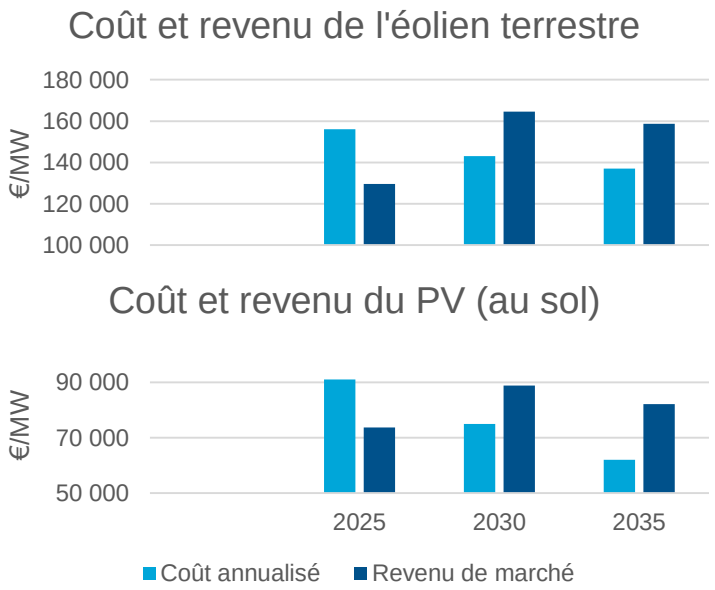
Ecarts min et max entre la production décarbonée et la consommation suivant les hypothèses du scénario Watt

Un scénario de rupture à 70% de renouvelables en 2035

- La production **renouvelable atteint 70% en 2035** (40% entre 2025 et 2030)
- **Le nucléaire représente 55% de la production en 2025** et ne représente plus que **11% en 2035**
- Les émissions atteignent **32 $MtCO_2$ en 2035** avec le développement du thermique (18% de la production)



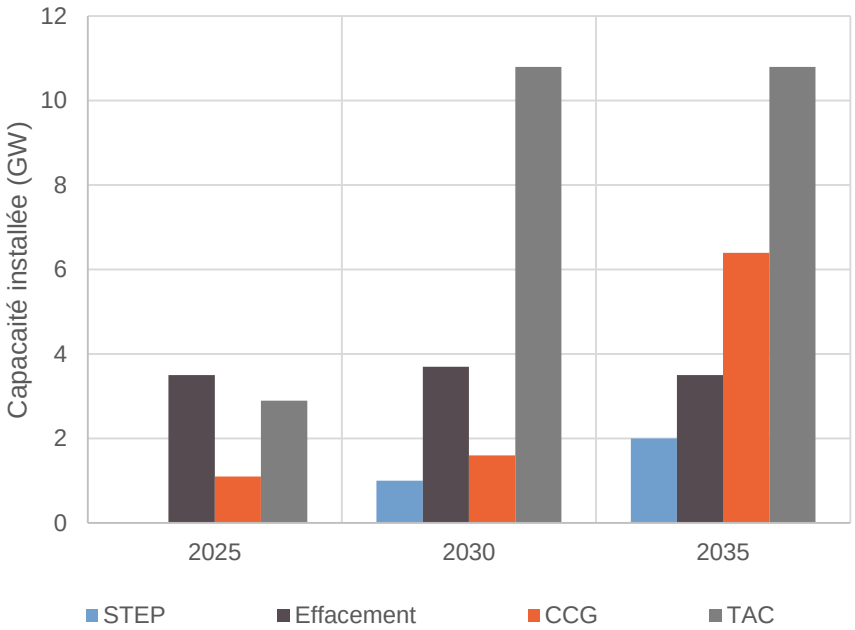
Un espace économique pour davantage d'EnR que dans les trajectoires « rythme PPE haut »



- **Les productions éolienne et photovoltaïque deviennent rentables entre 2025 et 2030** à partir du moment où la capacité nucléaire diminue considérablement (- 160 TWh)
- **Les capacités éolienne et photovoltaïque pourraient dépasser le rythme le plus haut de la PPE** sur la base de la rentabilité économique
- **Les questions d'acceptabilité des sites renouvelables et de structuration des filières** se posent de manière encore plus forte qu'avec le rythme le plus haut de la PPE et que dans les autres scénarios

Le maintien de la sécurité d'approvisionnement : un véritable enjeu dans ce scénario

Développement de nouvelles capacités participant à la sécurité d'approvisionnement



Un volume conséquent de capacités complémentaires à développer : **23 GW en 2035**

Tous les leviers envisageables doivent être mobilisés

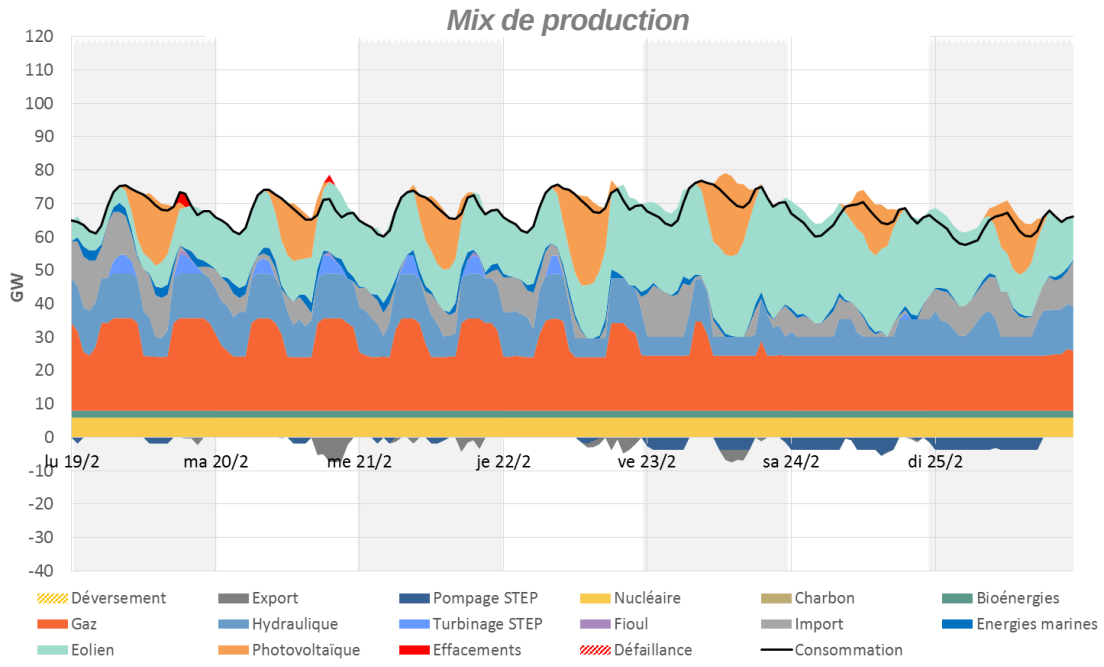
- Effacement
- Barrage hydraulique (STEP)
- Centrales à gaz (CCG et TAC)
- Pilotage en temps réel de la charge des véhicules électriques

Ces leviers sont complémentaires pour

- le passage des **pointes de consommation**,
- ou la gestion de **l'intermittence des renouvelables**

Il existe un **espace économique** pour d'autres solutions comme le **stockage par batterie**

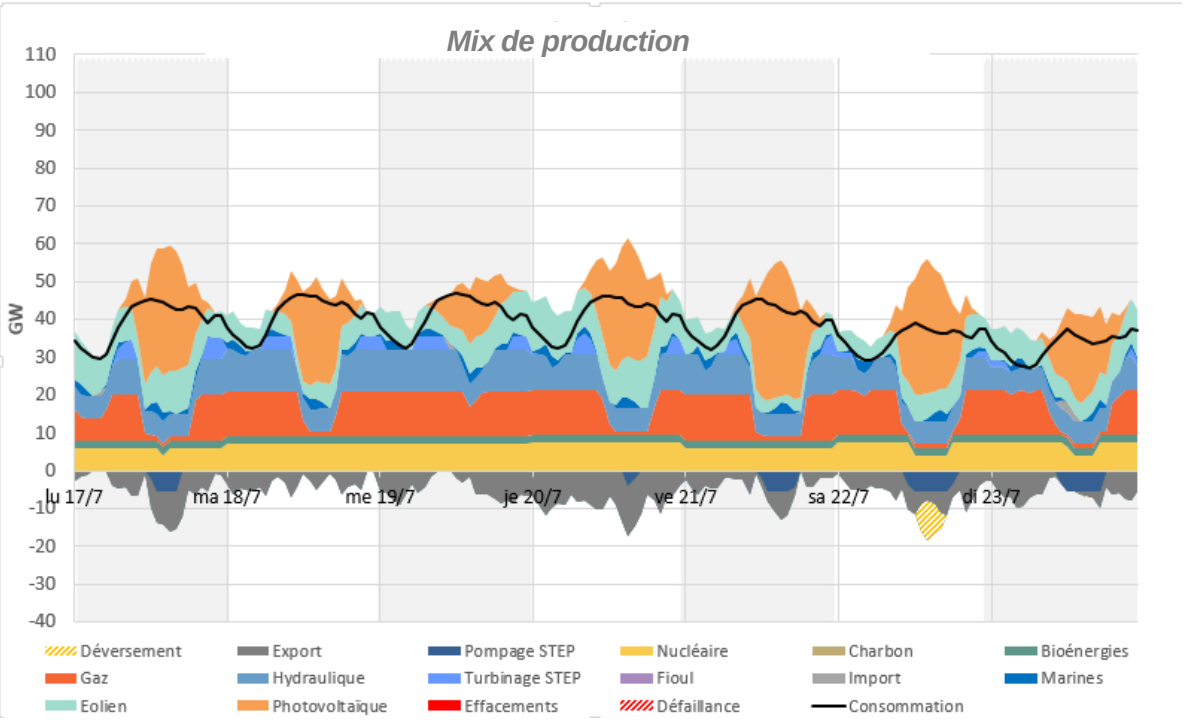
Une modification structurelle du paysage offre-demande l'hiver



Pour gérer l'intermittence, c'est l'ensemble du système électrique qui est sollicité

- **Les moyens hydrauliques avec une utilisation limitée en cours de journée**, lorsque le photovoltaïque produit, à la production fatale de type fil de l'eau,
- **Un recours fréquent aux moyens de stockage**
- **Les moyens de pointe** d'une capacité importante (11 GW) mais peu sollicités (250 h)
- **Les effacements**
- **Les interconnexions** avec des cycles d'import et d'export pouvant varier de plus de 20 GW au sein d'une même semaine

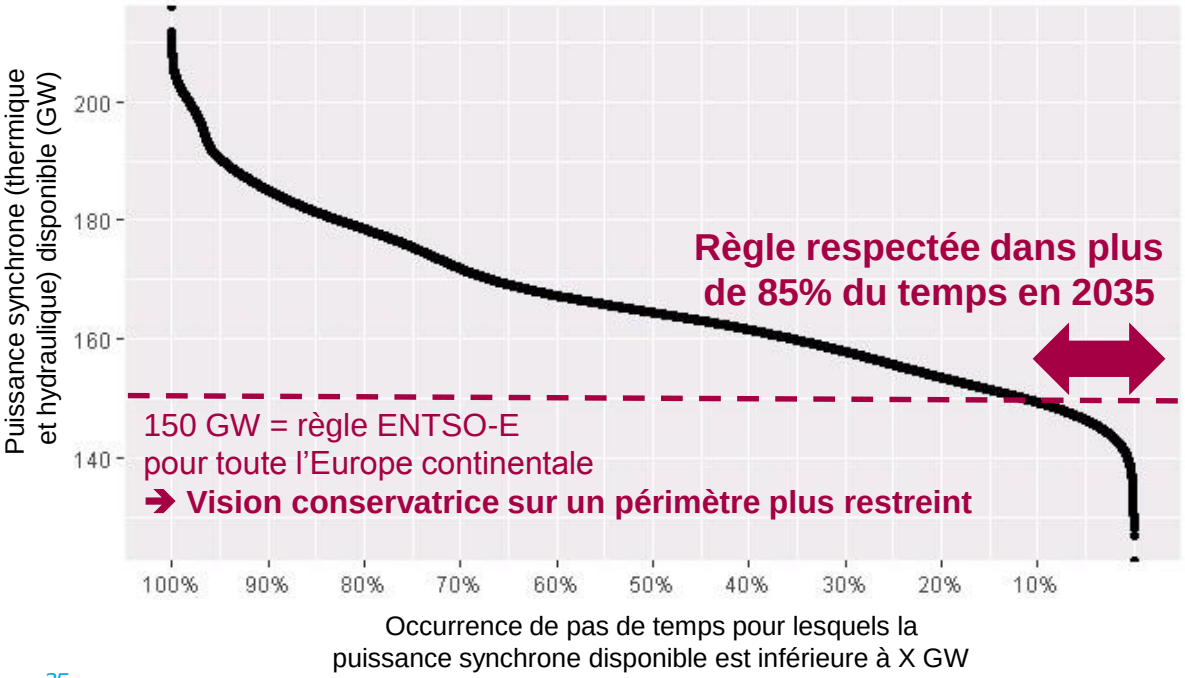
Des solutions de flexibilité pour s'adapter à la courbe de charge, y compris l'été



- **Déversement d'une partie de la production** lorsque la filière photovoltaïque atteint son pic de production
- **Utilisation du stockage dans les périodes de forte production**
- **Des exports variant avec la production renouvelable**
- Malgré son faible coût marginal, et un parc de production considérablement réduit, **le parc nucléaire module à la baisse**
- **Sollicitation quasi-journalière en marche-arrêt du parc thermique**

Un programme de travail pour répondre aux questions sur l'inertie

Monotone de puissance synchrone thermique et hydraulique disponible en 2035 – analyse préliminaire



- Règle européenne : pour éviter des délestages suite à une baisse de la fréquence sous 49 Hz, **150 GW de production synchrone (thermique et hydraulique) doit être constamment disponible** (démarrée) afin d'offrir suffisamment d'inertie
- **La fréquence, une grandeur européenne ➔ l'inertie, un enjeu européen**
- **Des travaux sont lancés à l'échelle nationale et européenne** pour identifier les solutions



MERCI DE VOTRE ATTENTION