



Le réseau
de transport
d'électricité

Le système électrique et sa dimension européenne

Yannick JACQUEMART

Directeur Economie du Système Electrique

Quelles perspectives pour l'électronucléaire dans le monde, en Europe et en France ?

15/10/2021 : Sixième Colloque du cycle « Quelles ÉNERGIES pour demain ? » organisé par la SFEN – Groupe Régional Provence

Copyright RTE – 2021. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité (RTE)

Notre mission

TRANSFORMER
LA TRANSITION
ÉNERGÉTIQUE
EN POLITIQUE
INDUSTRIELLE



RTE éclaireur des choix
possibles sur notre avenir
énergétique.

RTE opérateur industriel
en transformant son outil
productif au service
de la transition énergétique.

RTE optimisateur de la transition
énergétique en proposant des
solutions pour minimiser l’empreinte
du réseau de transport, mais aussi
du mix électrique français.

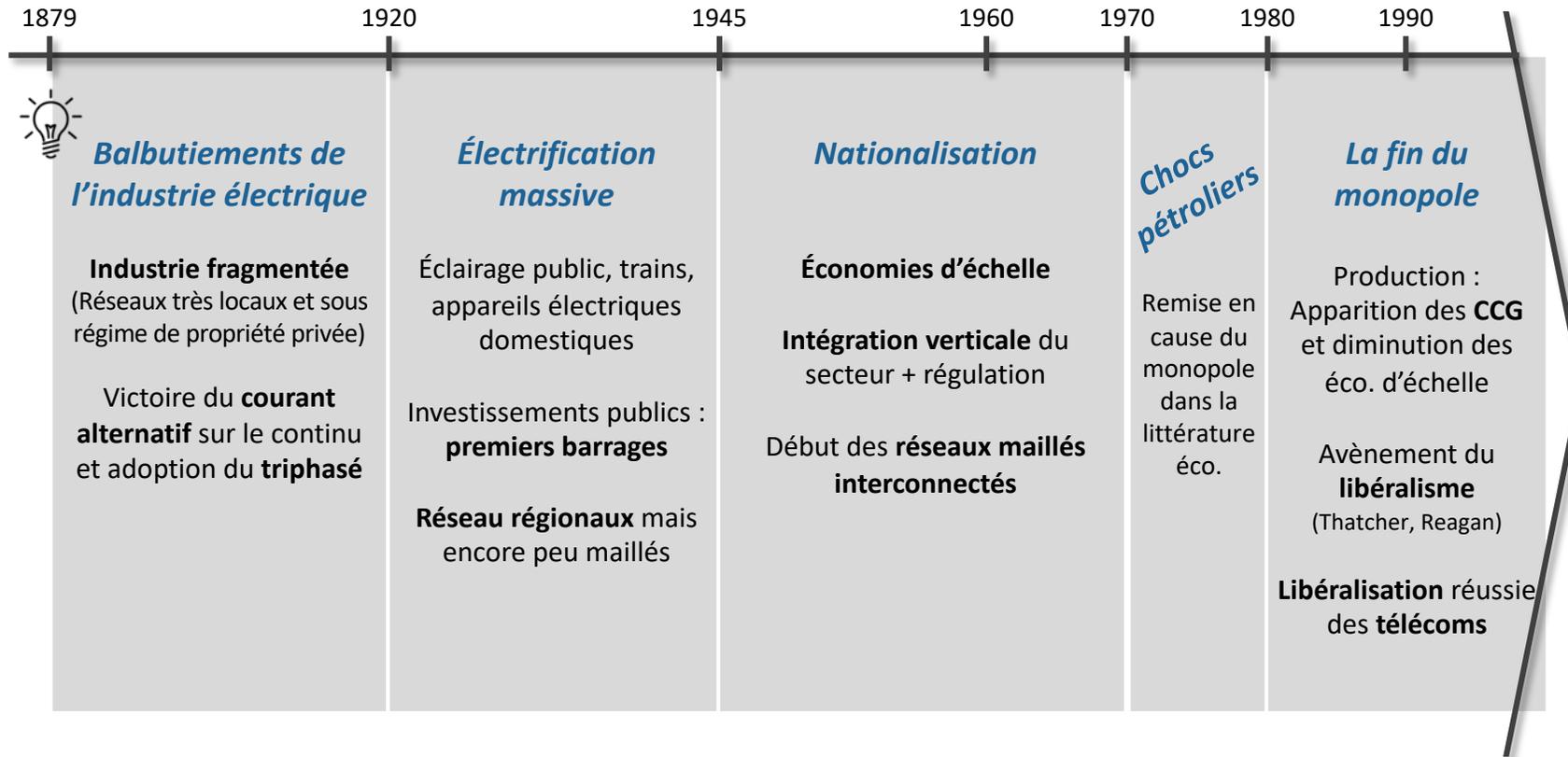
1. Le Réseau de Transport d'Electricité : perspective historique
2. Un système déjà largement européen
3. Cap sur 2030
4. Cap sur 2030 : et le réseau ?
5. Perspectives sur 2050
6. Quel réseau en 2050?

1

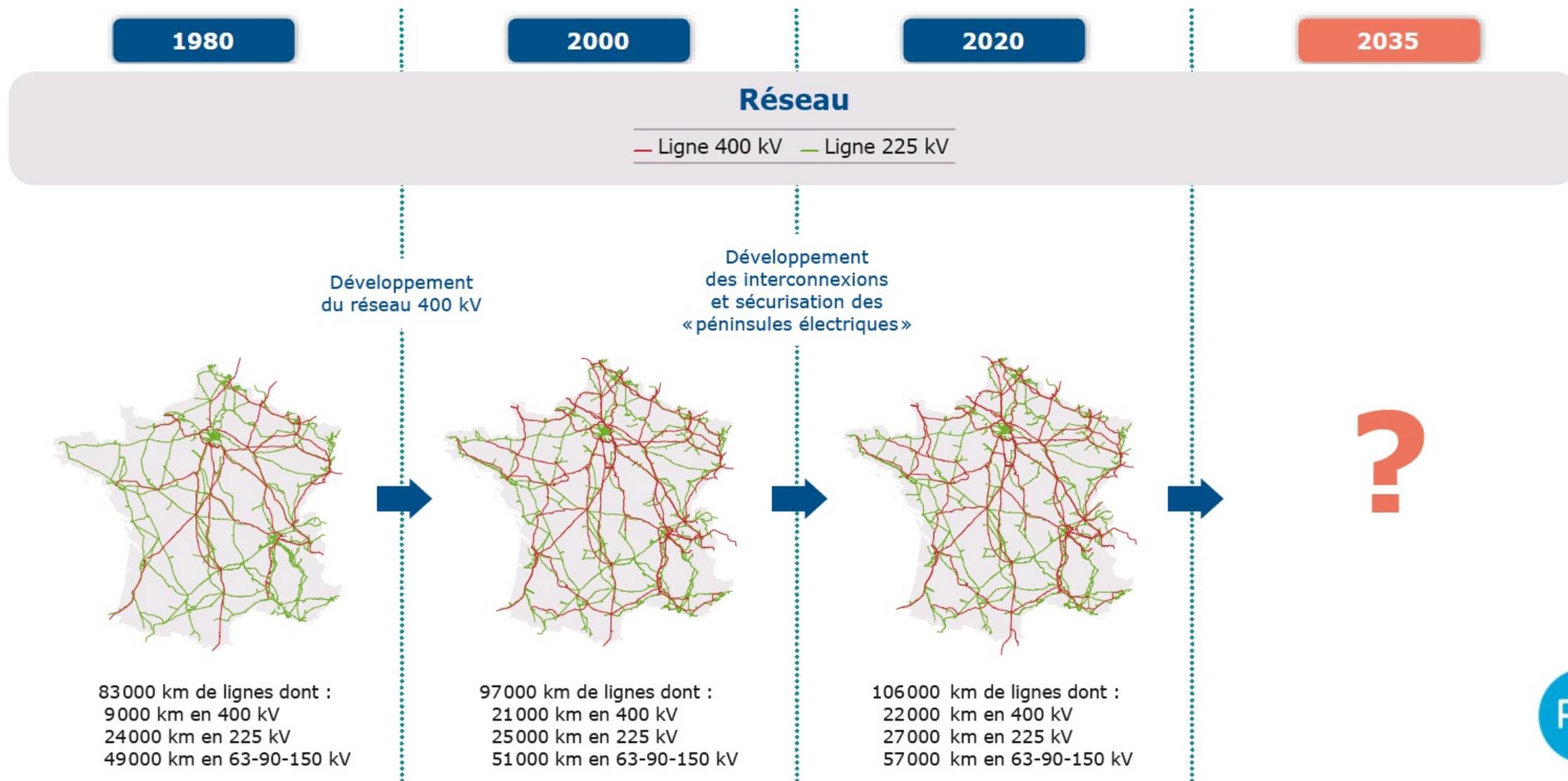
Le réseau électrique : perspective historique

.....

Une brève histoire du secteur électrique

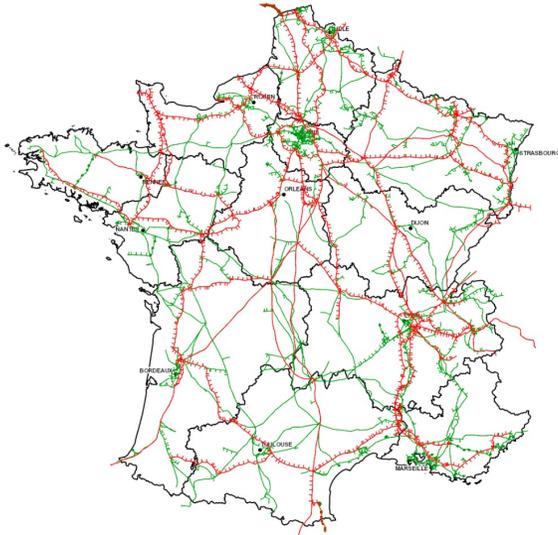


La transformation des réseaux : une condition essentielle pour atteindre les ambitions des politiques énergétiques



Le réseau de transport d'électricité : un objet essentiel (mais méconnu) pour le bon fonctionnement du système électrique

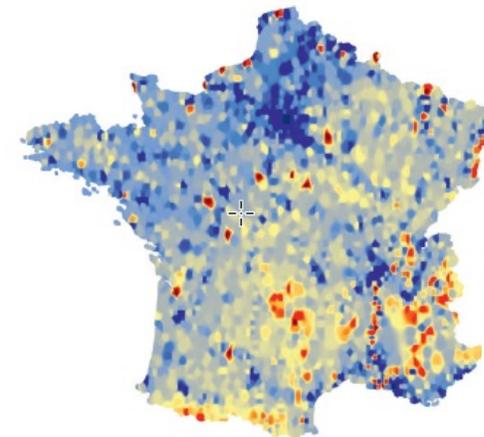
Infrastructures HTB2 et HTB3



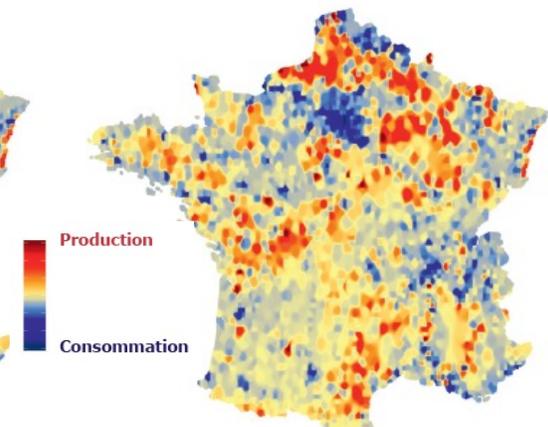
- Le réseau de transport d'électricité français est souvent perçu comme un ensemble « d'autoroutes électriques » reliant centres de production et zones de consommation.
- Cette représentation axée sur les infrastructures est une **vision simplifiée du service rendu** par le réseau.

- Le réseau électrique est aussi, et surtout, un outil de **mutualisation des sources de production** au sein, et entre les territoires.
- La fonction première du réseau est de mettre en commun les différentes sources de production. Ainsi connectées, ces sources peuvent être appelées selon la demande, avec le **meilleur compromis** technique, économique et environnemental.

Situation hivernale 2019
avec peu de vent



Situation printanière 2035
avec beaucoup de vent



Production
Consommation

2 Un système européen

Le système électrique européen : une réalité physique

32 pays interconnectés

4 zones synchrones

Un système complexe

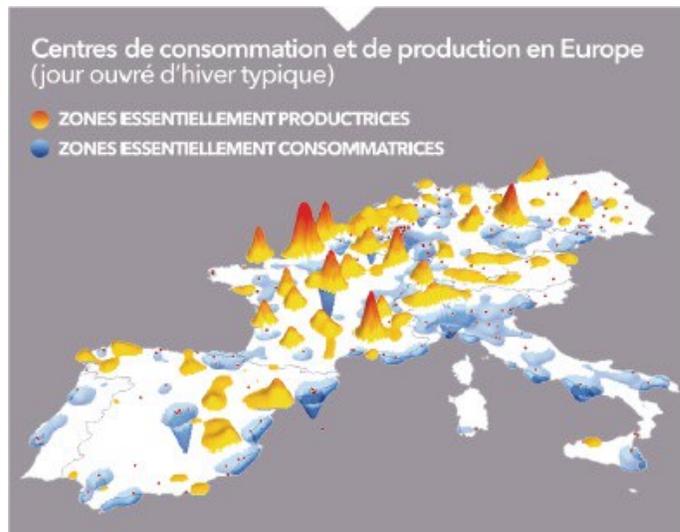
- 10 000 nœuds électriques
- 15 000 lignes
- 2 500 transformateurs
- 3 000 unités de productions
- 5 000 sites de consommation



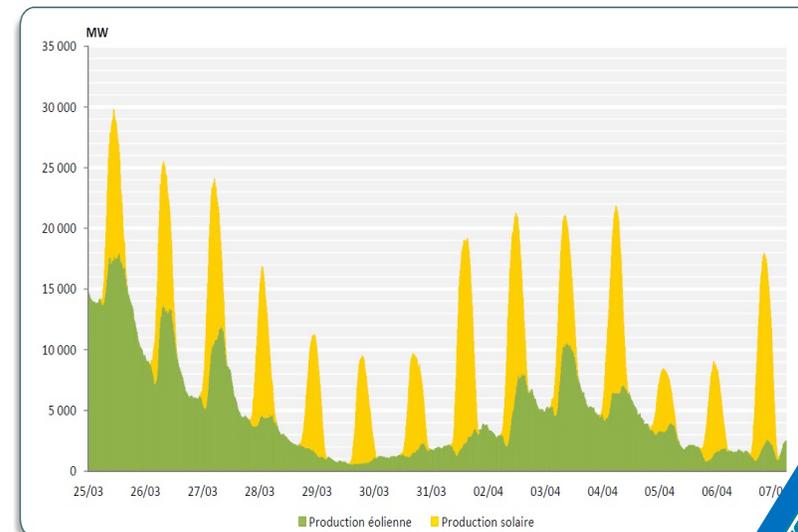
Le besoin d'adapter le système électrique européen au développement des ENR

Le développement du réseau de Transport d'électricité répond à deux besoins :

1. Connecter production et consommation
(faisonnement géographique)



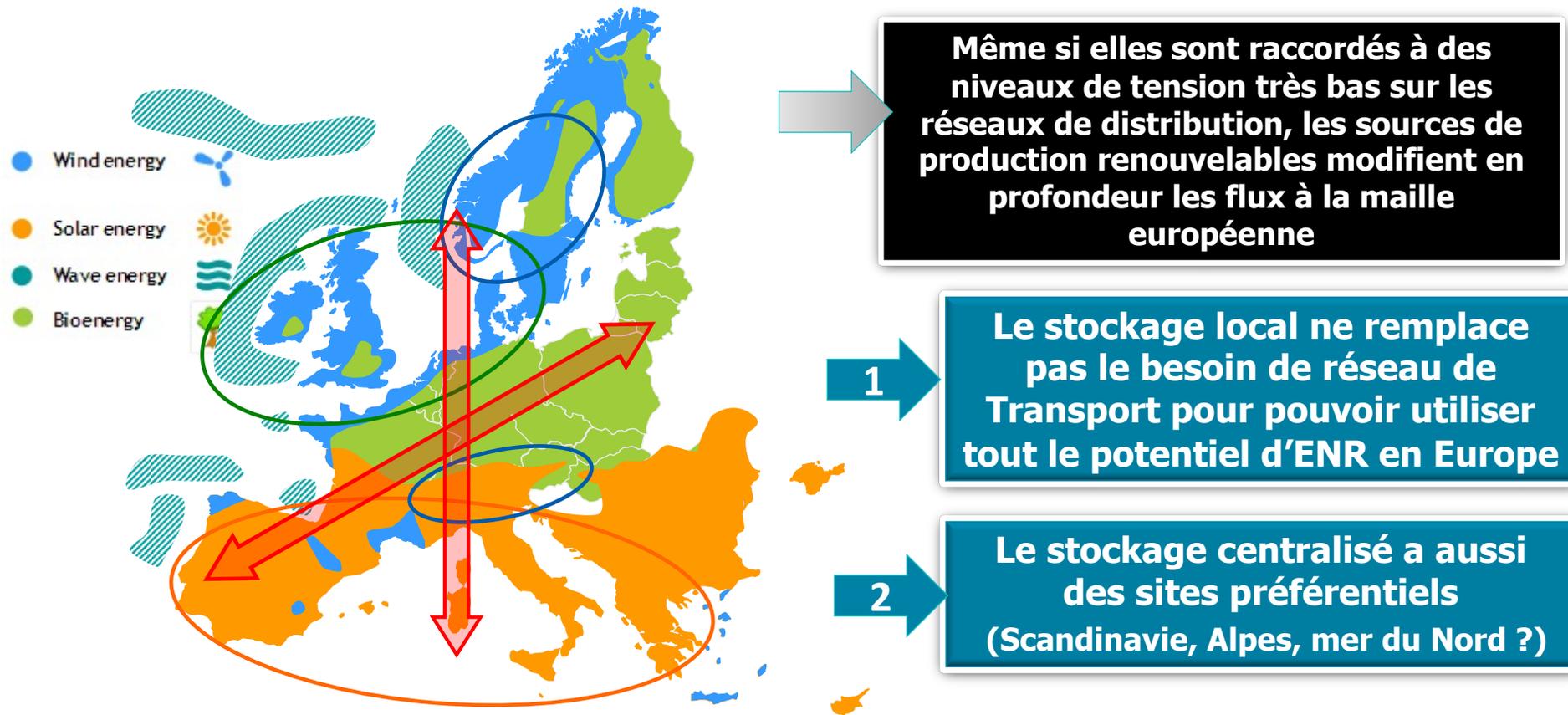
2. Mutualiser les variations et les aléas
(faisonnement temporel)



Le développement du réseau limite les besoins de capacité de production
→ réduit le coût du système électrique,
et l'utilisation de ressources naturelles

Le réseau =
plateforme de partage

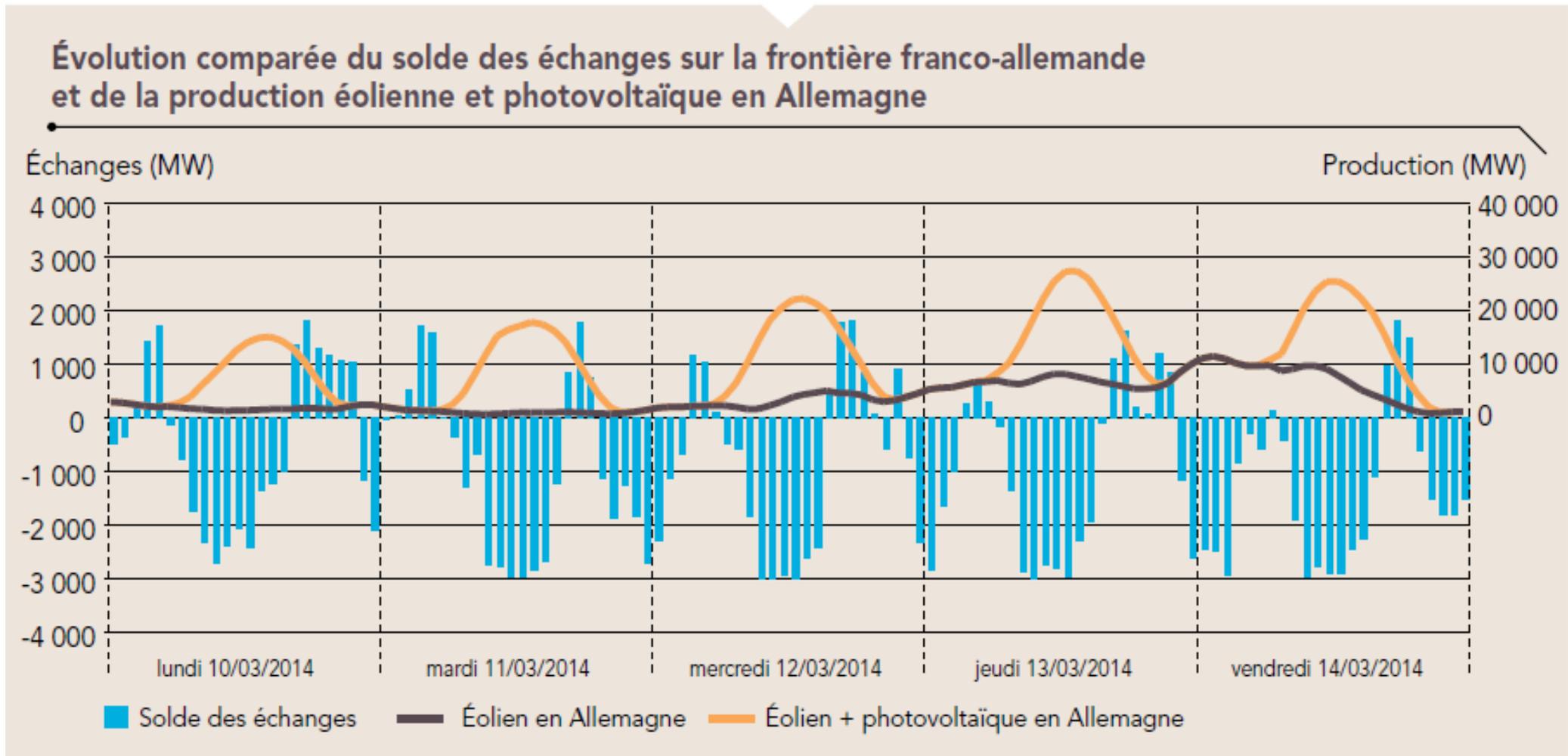
Les potentiels d'énergie renouvelables ne sont pas uniformes, ni près des centres de consommation



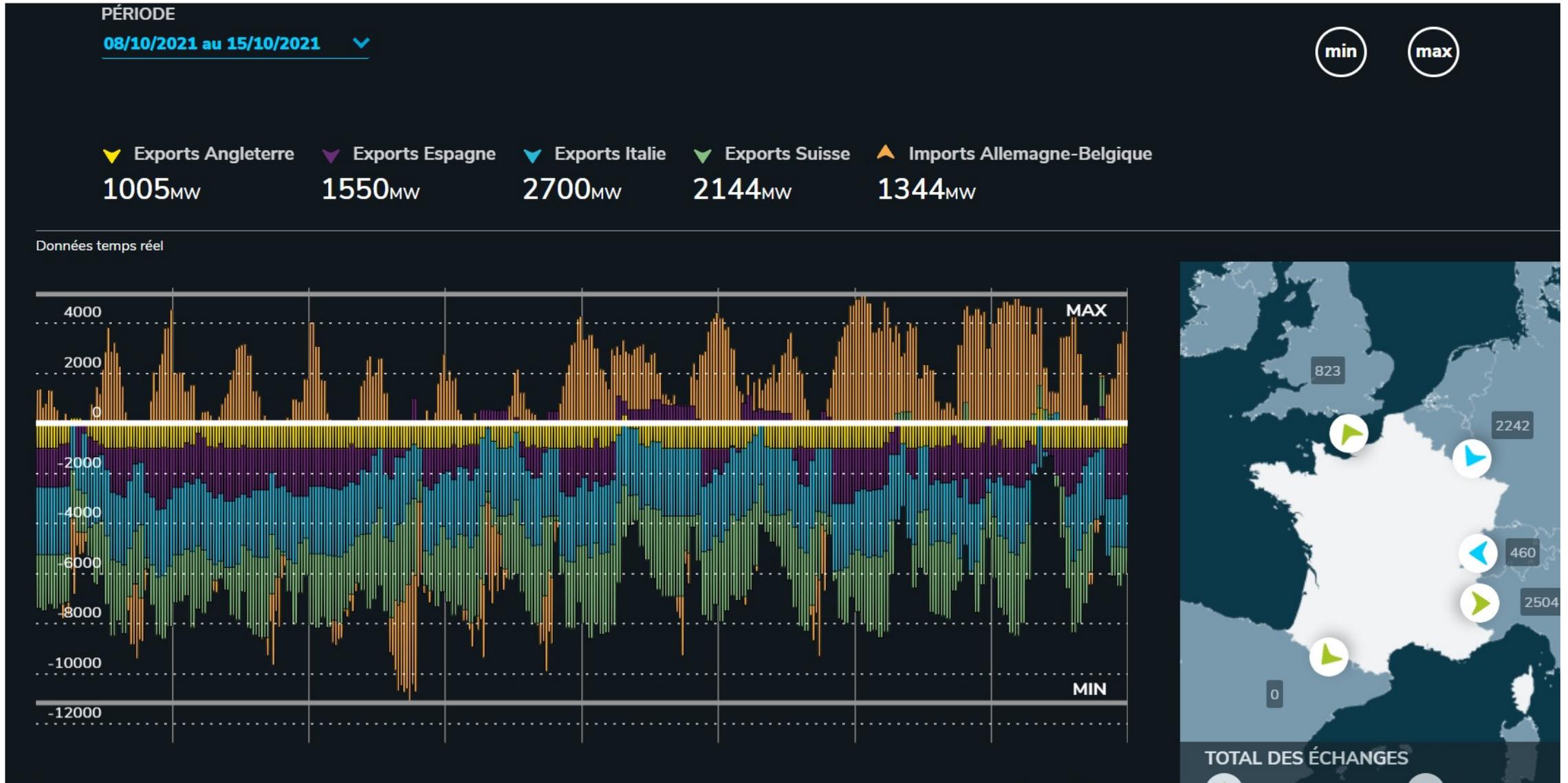
Le système électrique devra s'adapter pour favoriser la transition énergétique au moindre coût, en utilisant de façon complémentaire les 4 leviers : Flexibilité de la demande, stockage, réseaux, production

Depuis 10 ans, des flux européens de plus en plus volatils

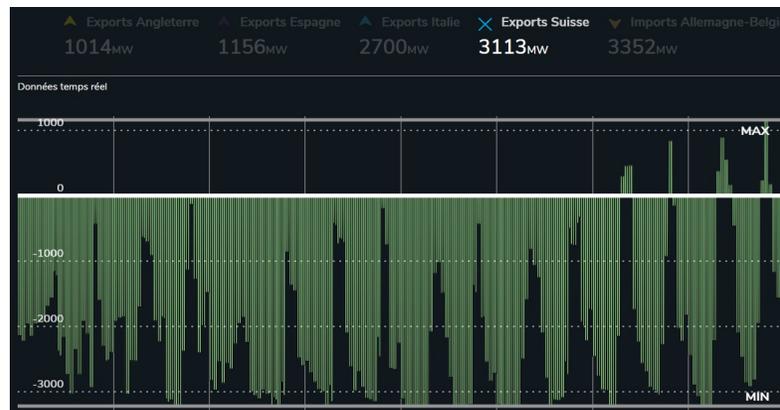
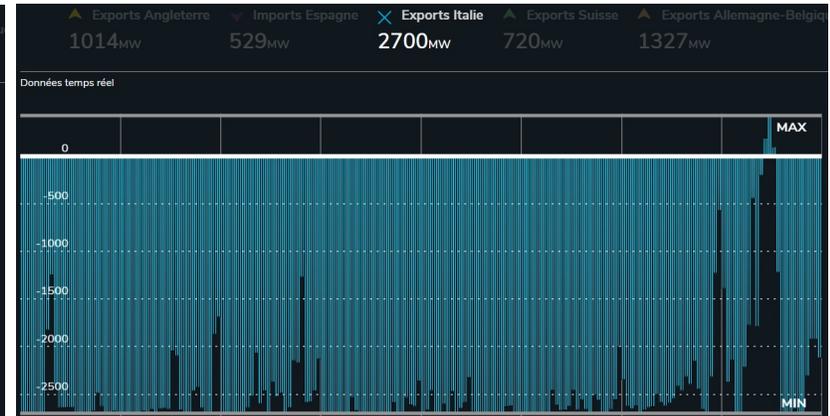
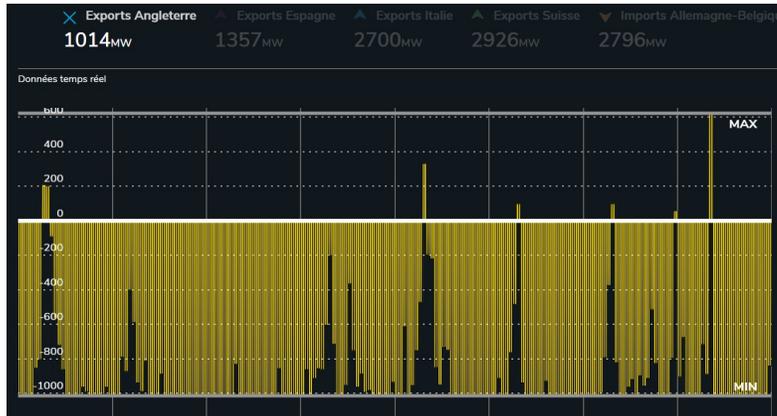
Historiquement dictés par des écarts structurels de compétitivité des parcs de production, les échanges sont de plus en plus marqués par la disponibilité d'énergies renouvelables



Les échanges de la France avec les autres pays cette semaine



Décomposition par frontière

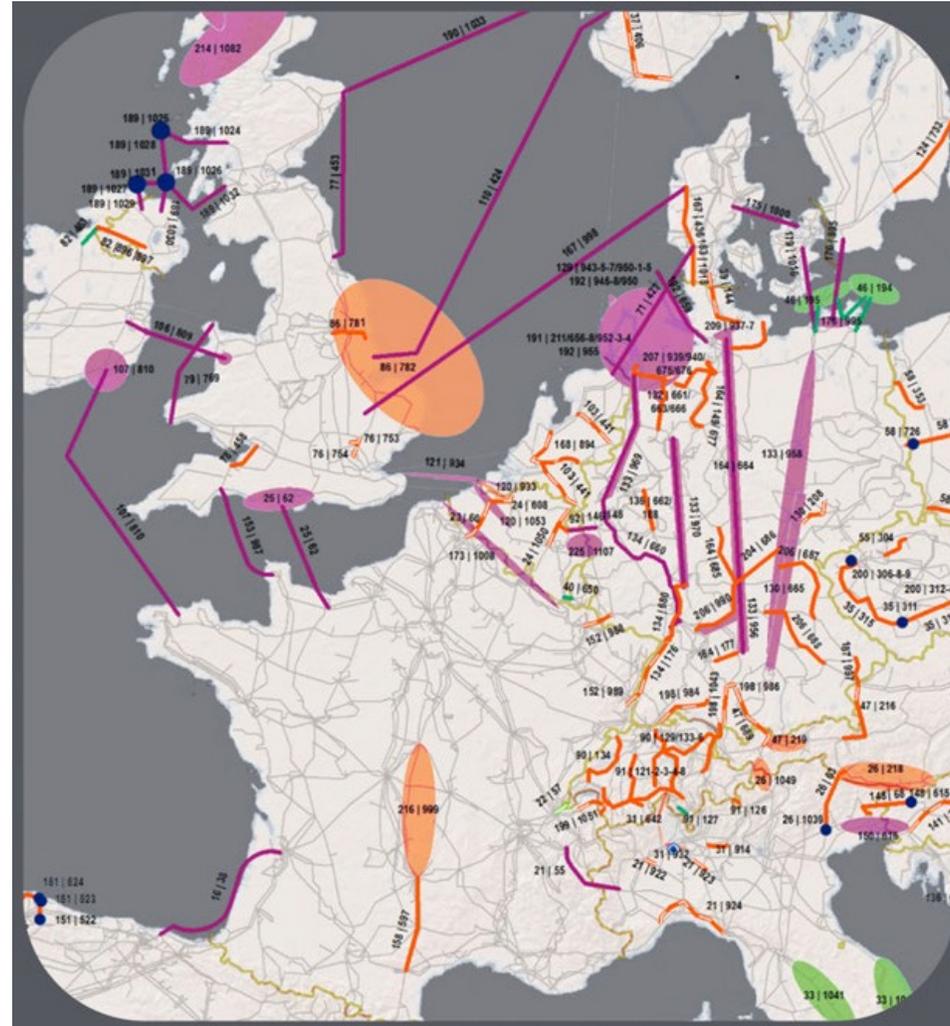


Le schéma décennal européen (TYNDP) :

Une vraie planification coordonnée européenne

Vision 2014 pour 2030 :

- **Mieux connecter les péninsules électriques**



Mer du Nord et mer Baltique se peuplent... Mare Nostrum... vu de Bruxelles, Copenhague ou Amsterdam

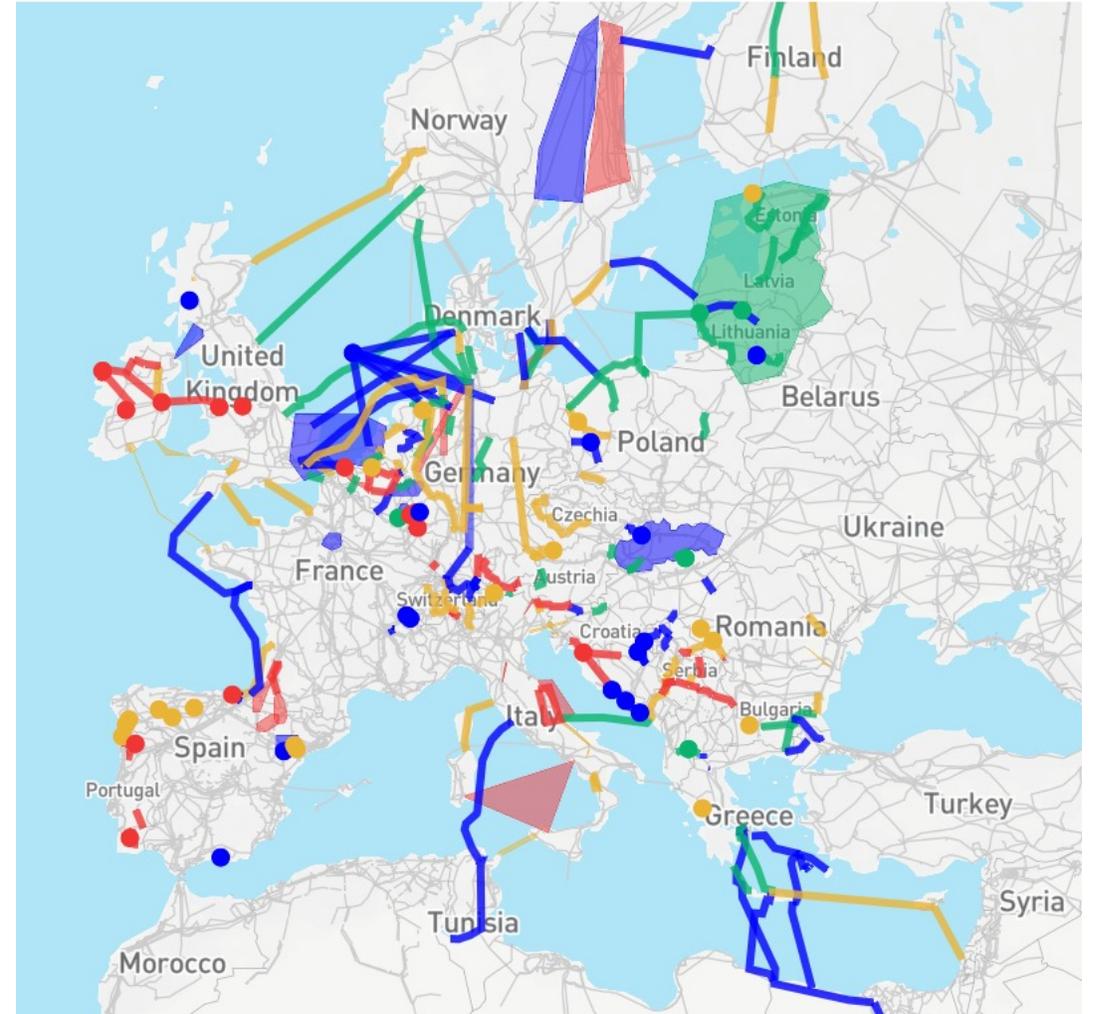


Une analyse des besoins en permanente évolution

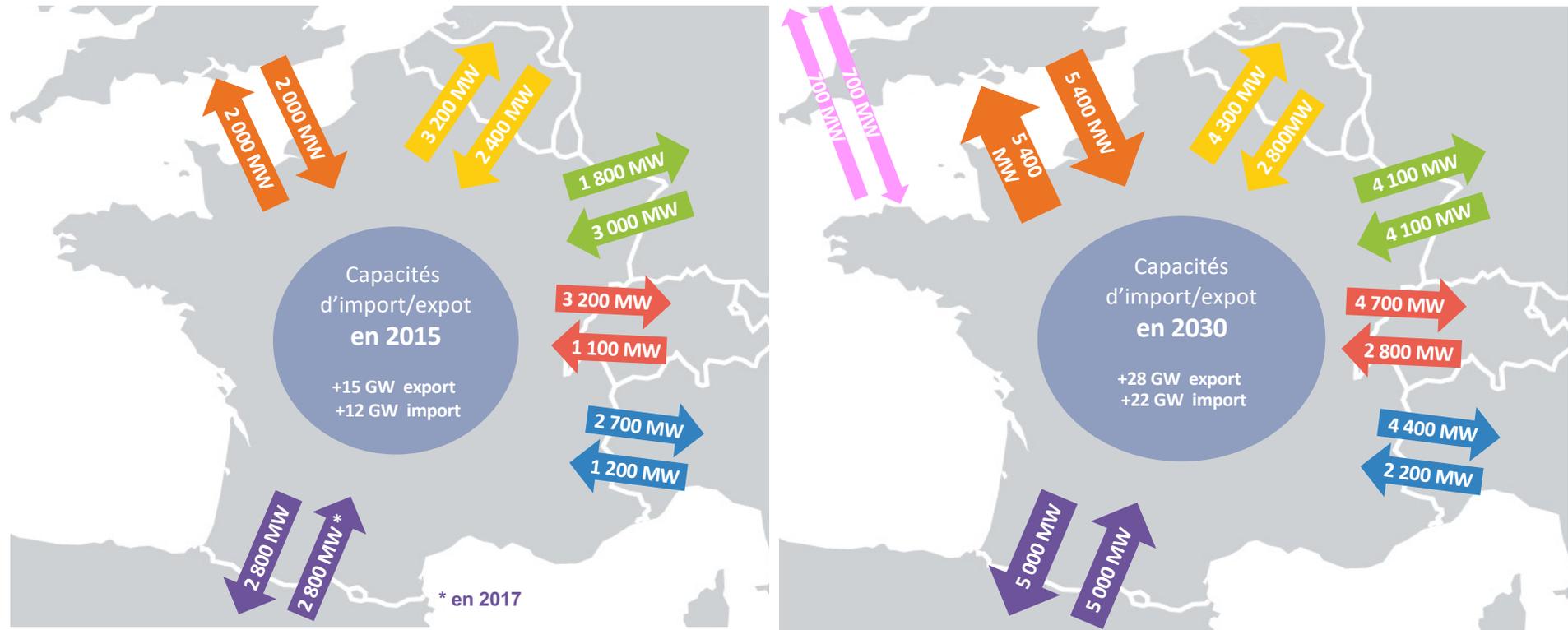
Vision 2020 pour 2040 :

Un système européen pleinement connecté,
même par la mer

Le TYNDP sera prochainement complété par
une planification off-shore



Un doublement des capacités d'interconnexion est déjà programmé



3 Cap sur 2030



2021 – 2024 : la sécurité d’approvisionnement reste sous vigilance



La consommation repart à la hausse dès 2021 mais sans atteindre le niveau d’avant-crise.



La faible disponibilité nucléaire sur les prochains hivers est structurante en matière de sécurité d’approvisionnement

- ✓ Pic d’activité du grand carénage
- ✓ Désoptimisation des programmes d’arrêts (COVID)
- ✓ Retard sur la mise en service de l’EPR



Fermeture des dernières centrales à charbon d’ici 2022



Mise en service du CCG de Landivisiau début 2022



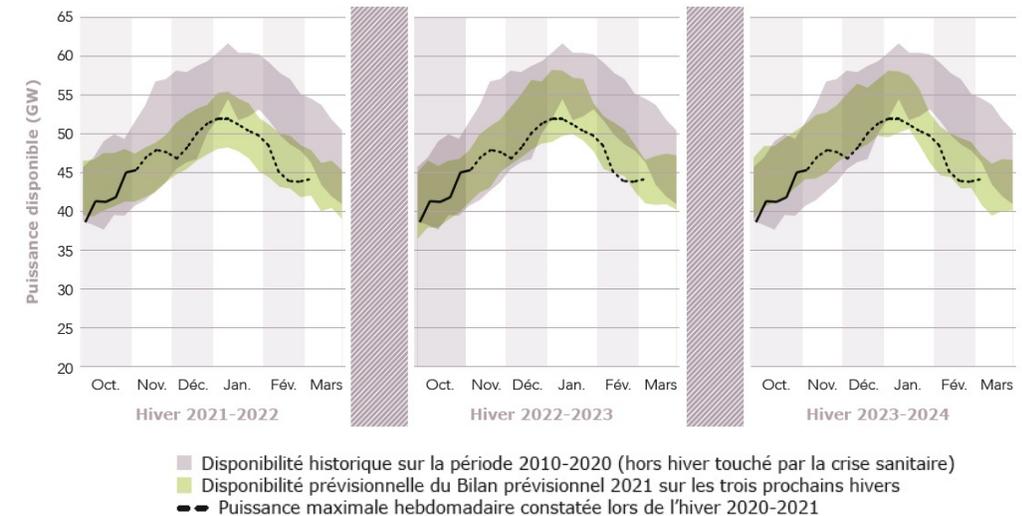
Les évolutions de mix et d’interconnexions ne suffisent pas à pallier les effets structurels et conjoncturels à la baisse



Le niveau de sécurité d’approvisionnement reste inférieur au critère public sur les deux prochains hivers

Par ailleurs, il n’y a pas de risque local identifié au-delà de la problématique spécifique du Grand Ouest

Disponibilité prévisionnelle du parc nucléaire sur les trois prochains hivers





2024 – 2026 : La sécurité d’approvisionnement s’améliore et matérialise l’inflexion vers la décarbonation des usages



La consommation retrouve son niveau d’avant-crise à partir de 2025

- ✓ reprise de l’activité économique
- ✓ transferts d’usages qui ne sont plus compensés par les mesures d’efficacité énergétique



Une progression attendue de la production en France

- ✓ Amélioration de la disponibilité du parc nucléaire malgré une incertitude sur la disponibilité de l’EPR en début de période
- ✓ Progression des parcs renouvelables terrestres et raccordement des premiers parcs éoliens en mer



Une transformation importante des mix européens (développement d’EnR et de centrales au gaz qui accompagnent les fermetures des centrales à charbon et nucléaires).



2026 – 2030 : La consommation en croissance sous l'effet des transferts d'usage vers l'électricité



5 % de la consommation d'électricité pour la production d'hydrogène décarboné à l'horizon 2030



De l'ordre de 20 % du parc automobile électrique en 2030



Une électrification accrue dans le secteur du bâtiment



Une électrification progressive des procédés et de la production de chaleur dans l'industrie

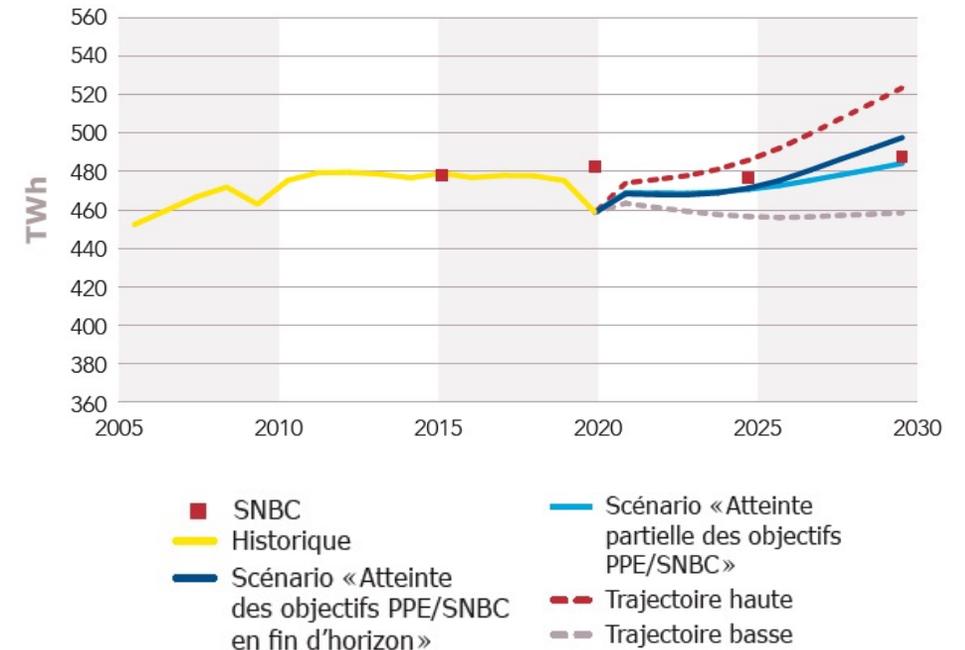


Une amélioration de l'efficacité énergétique qui contrebalance en partie les effets haussiers



Un doublement de la capacité d'effacement

Trajectoires d'évolution de la consommation



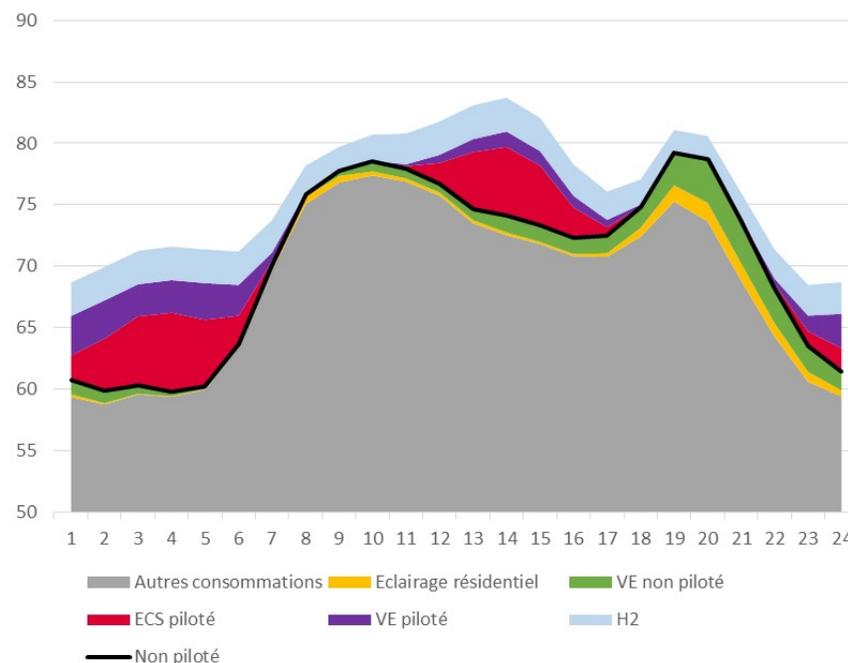
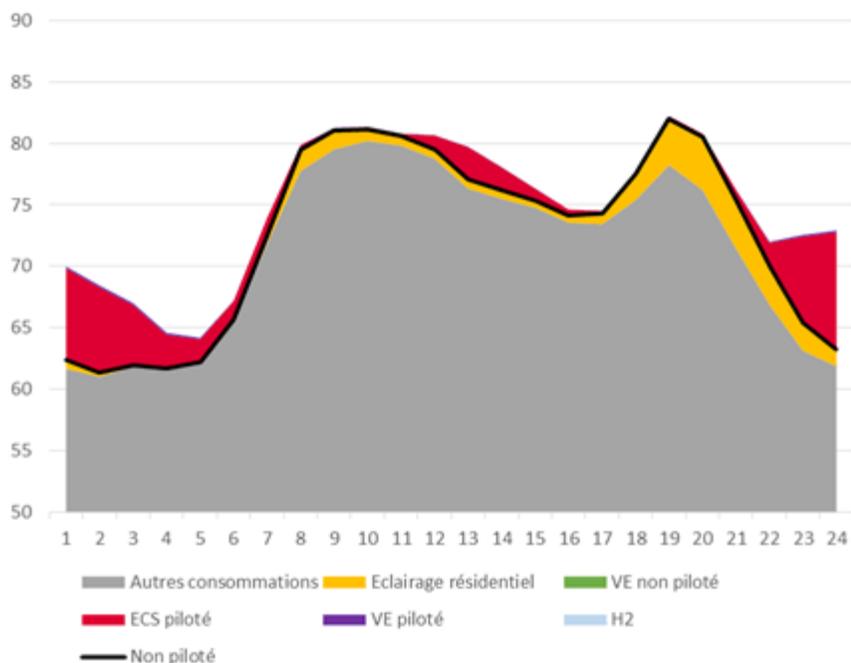
La trajectoire de la consommation est en légère hausse pour atteindre près de 500 TWh dans le scénario de la PPE à l'horizon 2030

La pointe est toutefois susceptible de baisser dans le même temps (efficacité énergétique sur les usages contributeurs à la pointe et flexibilités).

Le profil de consommation en 2030

La pointe de consommation se déplace à 13h:

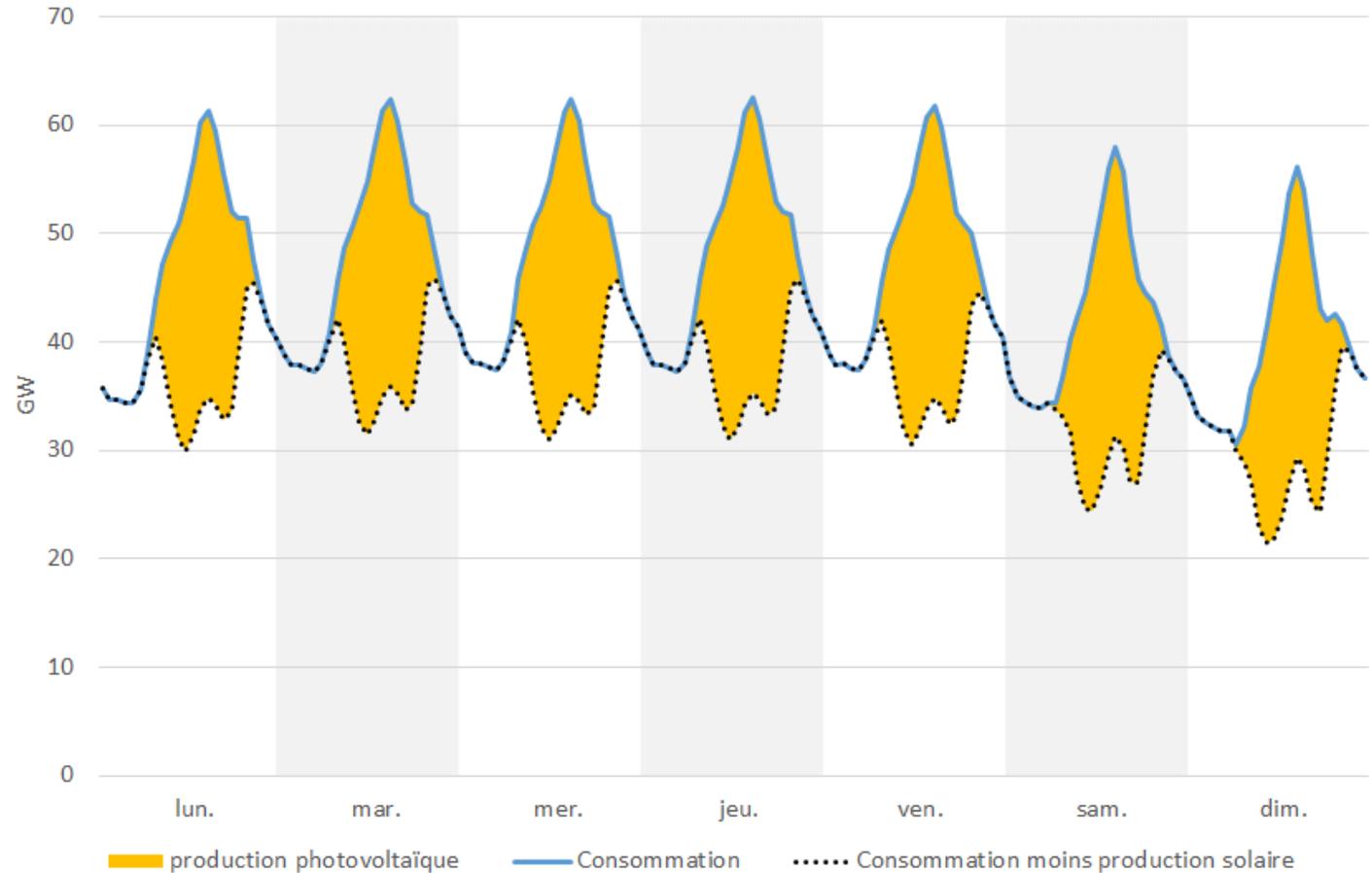
- Changement du tarif HP/HC → changement de profil de consommation ECS.
- Consommation des VE piloté la nuit et le midi.
- Forte baisse de la consommation pour l'éclairage → baisse de la pointe à 19h.





La prise en compte des ENR permet de gérer facilement cette pointe de 13 h

Ce qui compte désormais, ce n'est plus la pointe de consommation, mais la pointe de « consommation résiduelle »

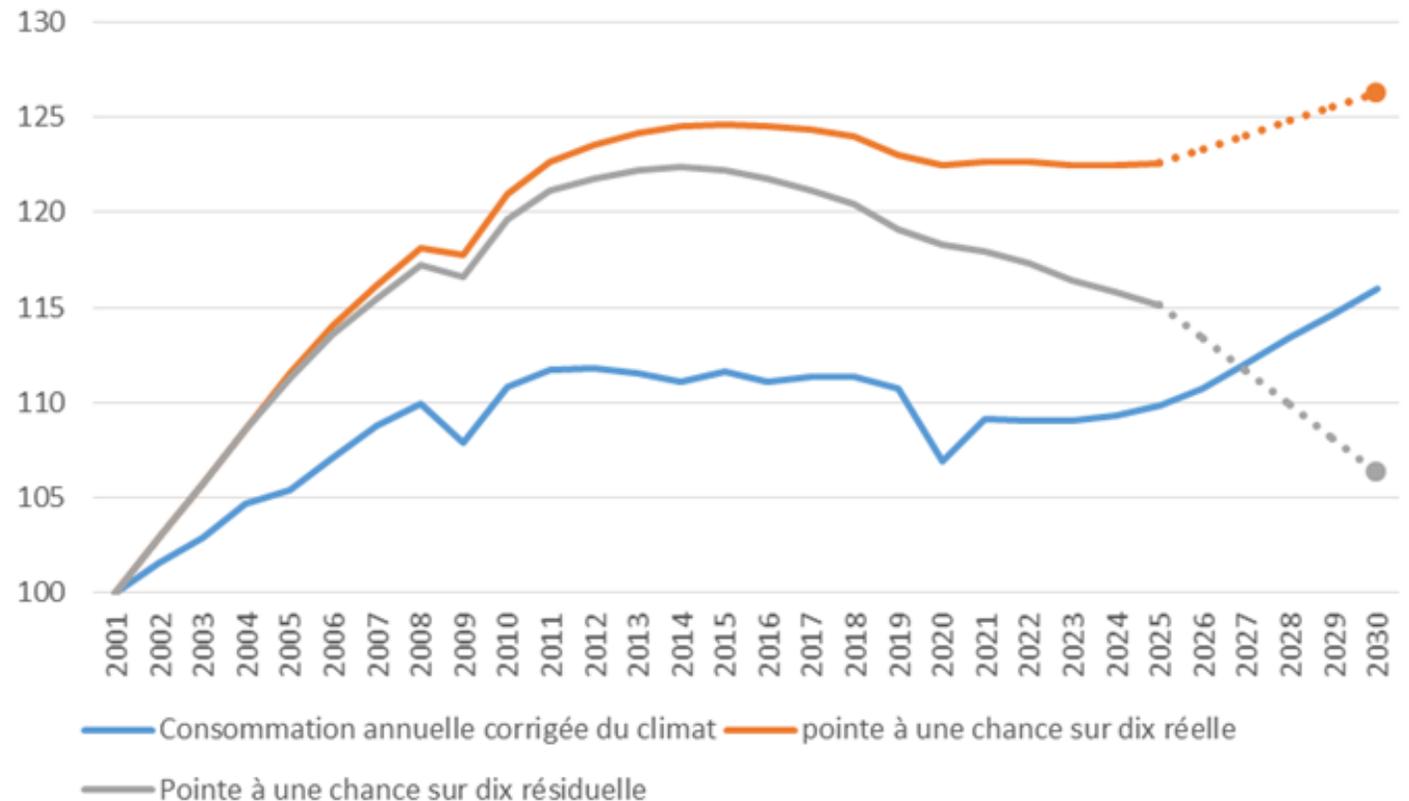


Profil de consommation à température normale la 3ème semaine de juin en 2030 dans le scénario « Atteinte des objectifs

2026 – 2030: Un système qui se transforme en profondeur

La consommation va augmenter... mais la pointe de consommation à alimenter va diminuer

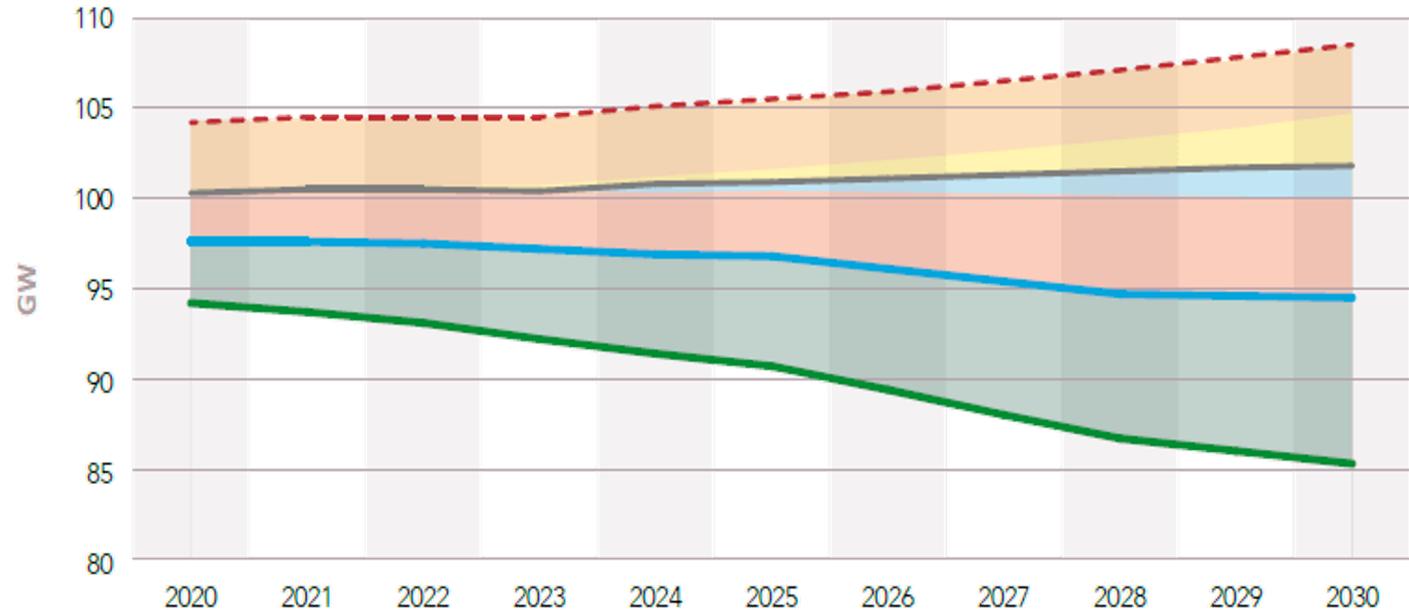
- Les mesures d'efficacité énergétique diminuent la pointe de consommation des usages historiques (chauffage, éclairage, électronique...)
- Beaucoup des nouvelles consommations sont sensibles au prix de l'électricité, et se placeront hors périodes de pointe (hydrogène, une part des recharges de VE, ...)
- La part pilotable de la consommation augmenter : Doublement de la capacité d'effacement, pilotage d'une part des recharges de VE, ...



L'indicateur de la « pointe à une chance sur dix résiduelle » deviendra plus pertinent pour un système dans lequel les usages sont de plus en plus flexibles

« Pointe annuelle de consommation résiduelle pilotée à une chance sur dix » dans le scénario « Atteinte des objectifs PPE/SNBC » du BP 2021

La pointe de consommation non pilotable va baisser d'ici 2030



Pointe "à une chance sur dix" de :

- - Consommation estimée sans aucun pilotage (consommation « fictive »)
- Consommation partiellement pilotée (uniquement par signaux tarifaires) : utilisée dans les précédents Bilans prévisionnels
- Consommation non flexible
- Consommation non flexible résiduelle

Flexibilités permises sur la consommation :

- Asservissement de l'eau chaude sanitaire
- Pilotage de la recharge des véhicules électriques
- Interruption de la production d'hydrogène⁶⁷
- Effacements de consommation

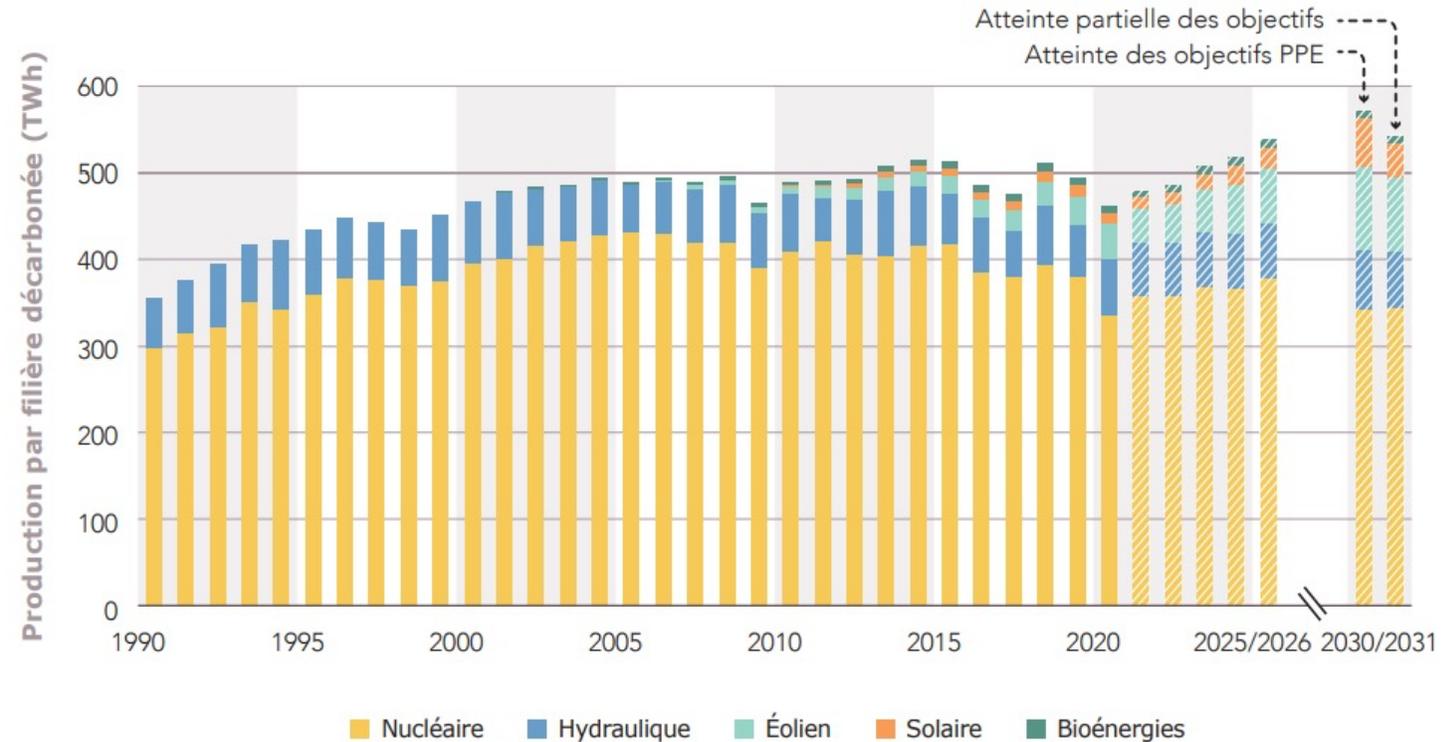
Production :

- Production fatale (éolien, solaire)



2026 – 2030 : Une production d'électricité sur le territoire national plus abondante et diversifiée qu'aujourd'hui

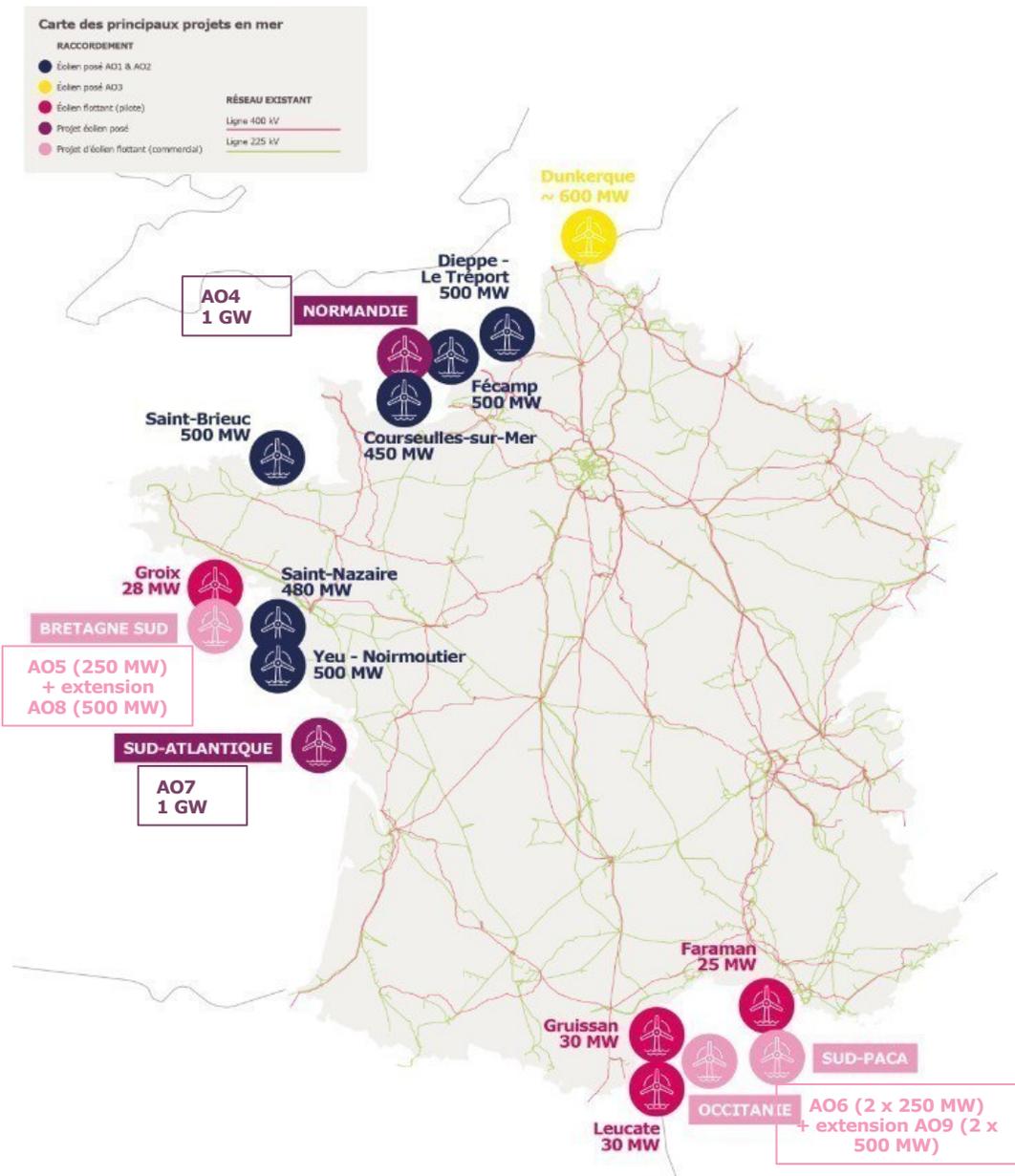
Evolution de la production décarbonée en France



- **Fermeture de quatre nouveaux réacteurs nucléaires d'ici 2030, (- 59,4 GW restants)**
- **Sur les EnR terrestres, l'objectif de la PPE à 2030 est ambitieux** et nécessite une inflexion forte pour :
 - doubler le parc éolien et atteindre 38 GW ;
 - quadrupler le parc solaire (objectif de 48 GW).
- **Sur l'éolien en mer, la cible de 6 GW en 2030** impliquera la mise en service de tous les parcs jusqu'à l'AO7
- **Le parc thermique fossile restera pratiquement stable entre 2026 et 2030**



Sous ces hypothèses, l'atteinte des objectifs de la PPE permettra d'augmenter le volume de production décarboné, qui stagne depuis le milieu des années 2000



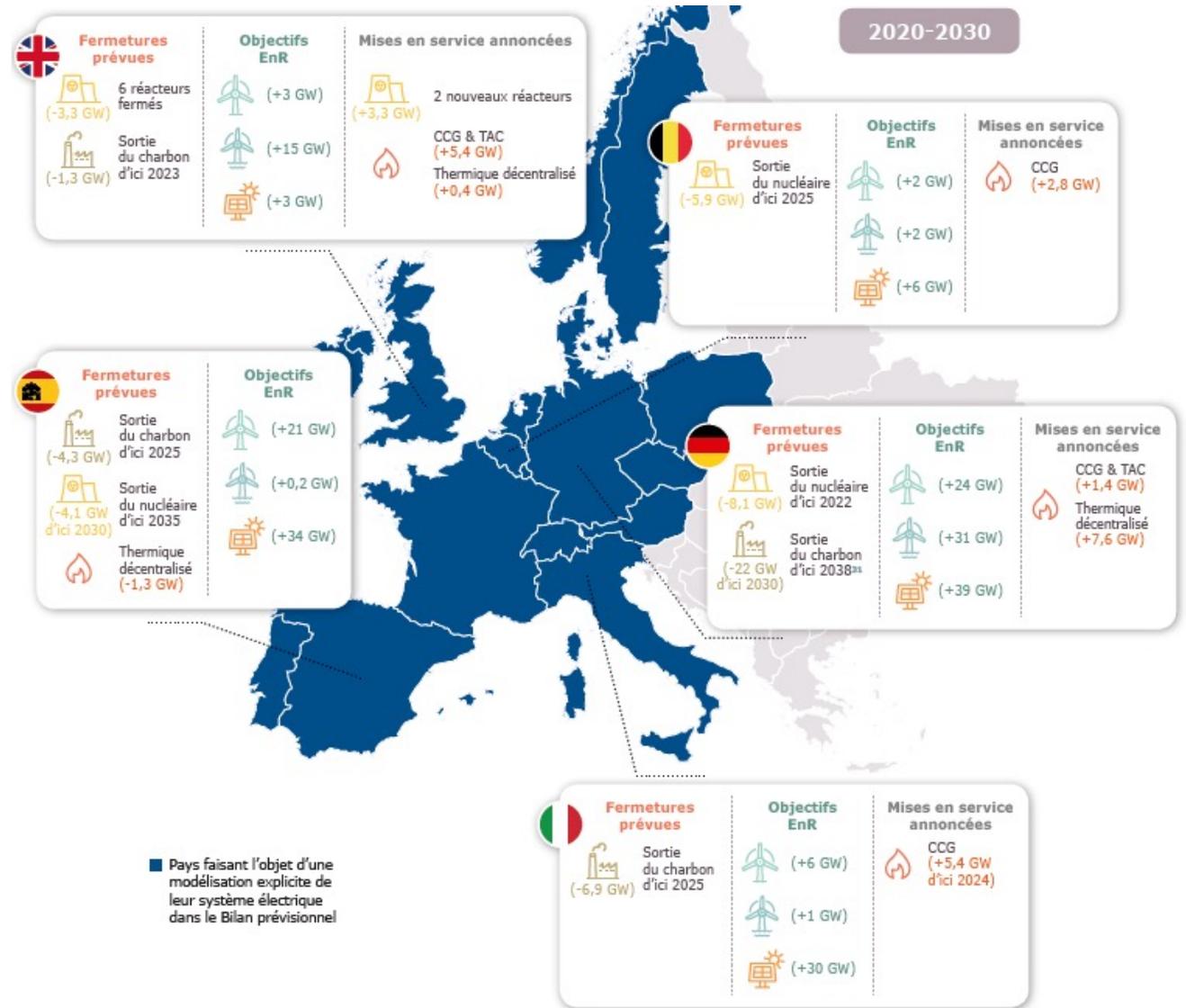
Appels d'offre identifiés dans la PPE (Volume, localisation et calendrier)



Futurs appels d'offre prospectifs non identifiés dans la PPE

2026 – 2030 : Un système électrique encore plus intégré à l'échelle européenne

- Les capacités d'interconnexions progressent significativement à l'horizon 2030 : +10 GW par rapport à aujourd'hui
- Un mix électrique européen en pleine transition chez nos voisins (avant même une éventuelle accélération des objectifs de décarbonation)
 - Fort déclassements de centrales nucléaires (20 GW) et de thermique fossile (43 GW)
 - Mais mises en service de moyens gaz (23 GW) et très fortes ambitions sur les EnR : 220 GW



➤ Un système électrique encore plus exportateur qu'aujourd'hui (entre 80 et 85 TWh) mais soumis à des échanges plus volatils

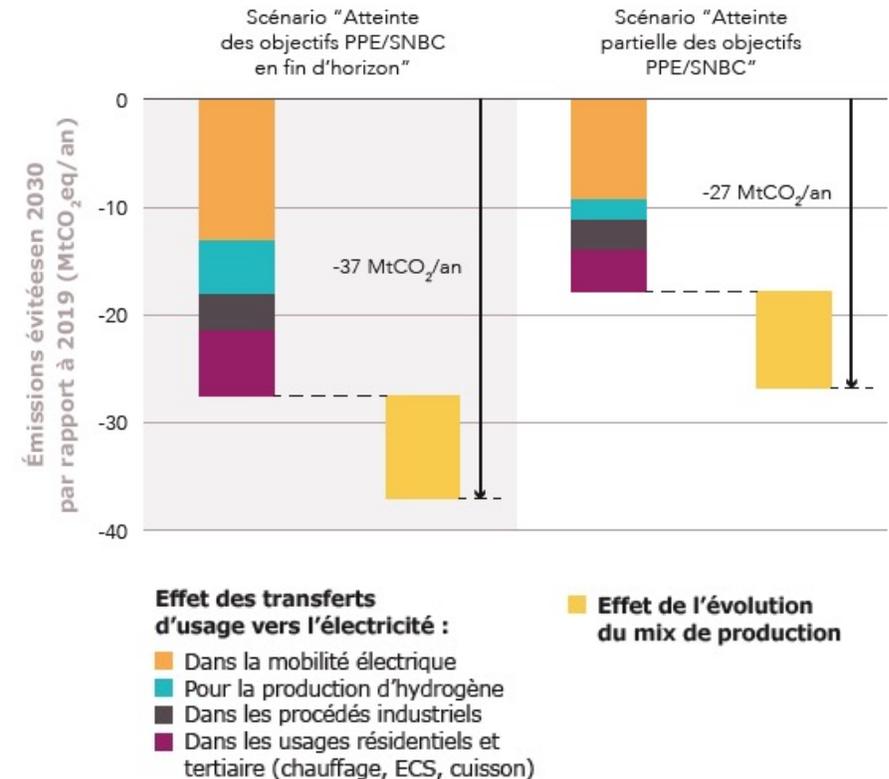
2026 – 2030 : Une contribution importante du système électrique à la décarbonation de l'économie française

- **Le système électrique français permet une baisse des émissions de 37 Mt CO₂ /an** (soit 34% de l'objectif actuel à 2030), sous l'effet :
 - des transferts d'usages ;
 - de la réduction de la production thermique fossile.
- **Une contribution à la décarbonation en Europe** via les exports peu carbonés (37 Mt /an de CO₂ évités à l'étranger).

➤ **Par ailleurs, les marges importantes prévues pour le système peuvent permettre une accélération des transferts d'usages et donc de la décarbonation**

(cf discussions en cours au niveau européen de -55% des émissions par rapport à 1990)

Évolution des émissions de CO₂ (en 2030 par rapport à 2019)



La place de la flexibilité dans le mix électrique fait l'objet d'analyses détaillées dans les différentes publications de RTE

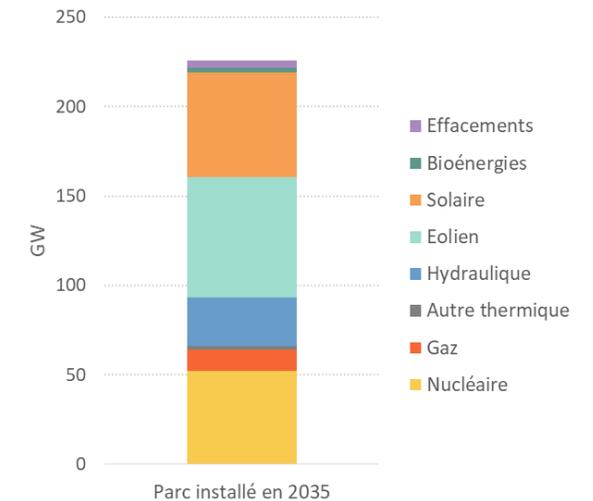
Messages clés

- 1) **D'ici 2035, pas de besoin massif de la flexibilité au-delà des moyens prévus par la PPE** pour assurer la gestion du système (réseau, équilibre offre-demande) d'un mix ~50% nucléaire / ~45% EnR, étant donné les moyens de flexibilité existants et les projections de mix à l'échelle européenne... ;
- 2) **... mais des opportunités qui apparaîtront avec des solutions permettant à la fois de décarboner le système et d'apporter de la flexibilité pour le système électrique et le réseau** (mobilité électrique, stockage stationnaire, hydrogène...)
- 3) **Après 2035, des besoins de flexibilité qui dépendront des choix sur le mix énergétique** (modes de décarbonation, nouveau nucléaire, EnR...) et qui seront évalués dans l'étude des scénarios 2050 (Bilan prévisionnel long terme) lancée par RTE en concertation

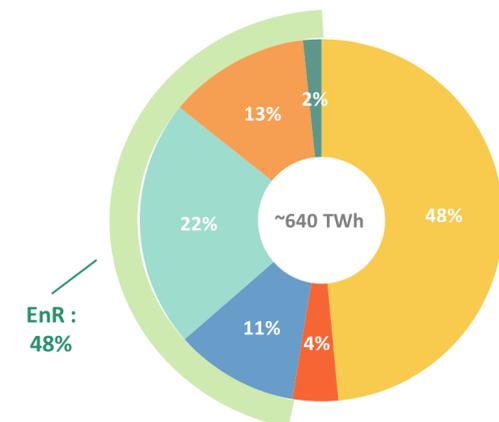
Période 2020-2035 : un besoin limité de nouvelles flexibilités pour compenser l'intermittence de l'éolien et du solaire...

- **À l'horizon 2035** : dans le scénario envisagé **dans la PPE**, le système électrique dispose encore d'un **grand nombre de flexibilités** offertes par les moyens pilotables, les interconnexions et la consommation
 - Le système peut fonctionner avec un volume de flexibilité modéré, correspondant aux moyens prévus par le projet de PPE : développement de l'effacement pour un volume de quelques gigawatts, développement de la flexibilité sur les nouveaux usages (recharge des véhicules électriques, électrolyseurs pour l'hydrogène...), éventuellement capacité supplémentaire de STEP...
 - ... par rapport au critère de sécurité d'approvisionnement défini par les pouvoirs publics (3h de défaillance par an en moyenne ≠ « risque zéro »)
- **Les résultats dépendent cependant du scénario considéré !**

Parc installé projeté en 2035 (scénario PPE)



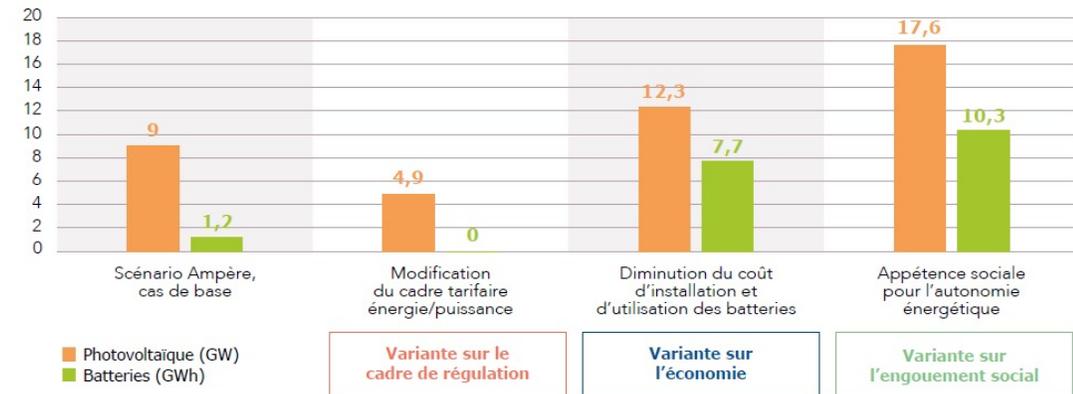
Bilan électrique projeté en 2035 (scénario PPE)



Période 2020-2035 : ... mais des dispositifs de stockage ou de flexibilité qui se développeront pour d'autres raisons

- Différentes formes de flexibilité sont susceptibles de se développer :
 - Batteries stationnaires (pour le réglage de puissance) : un espace économique dès aujourd'hui, mais un marché de niche (quelques centaines de MW) et marqué par une concurrence avec d'autres solutions (effacement, VE...)
 - Batteries domestiques (pour maximiser le taux d'autoconsommation) : de quelques centaines de MW à plusieurs GW, mais très dépendant du comportement des consommateurs, du cadre de régulation et des coûts / prix
 - Véhicules électriques (pour décarboner les transports) : plusieurs millions de véhicules d'ici une dizaine d'années, représentant un réservoir théorique de flexibilité 10 à 15 fois plus grand que les STEP
 - Développement de l'électrolyse (pour décarboner la production d'hydrogène) : plusieurs GW d'électrolyseurs (flexibles ?) pour atteindre les objectifs publics

Exemple : évaluation des capacités d'autoconsommation individuelle à horizon 2035 dans le scénario Ampère du BP 2017 selon différentes variantes



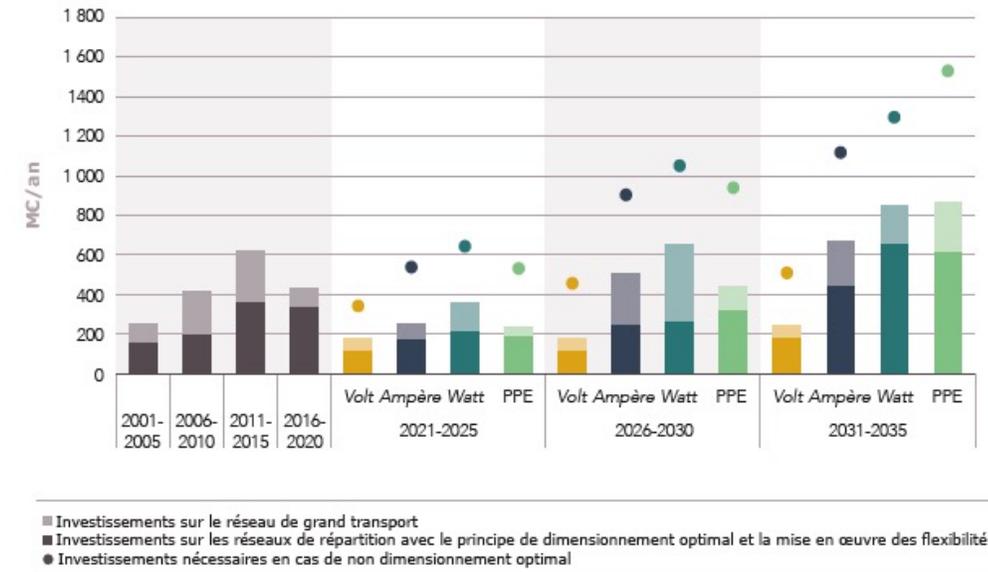
4 Cap sur 2030 : et le réseau ?



Les adaptations : jusqu'en 2025 (~50 GW éolien/PV), des solutions pour optimiser davantage les réseaux existants

- Le développement des énergies renouvelables constitue désormais le **principal inducteur** des adaptations du réseau.
- A l'horizon 2028, la production éolienne et PV pourrait atteindre ~75 GW puis entre 100 et 135 GW en 2035 (source PPE).
- Jusqu'à une cinquantaine de GW (éolien + photovoltaïque) – le double d'aujourd'hui – les besoins d'adaptation et les dépenses d'investissement réseau restent stables (voire en baisse à moyen terme) si :
 - acceptation du principe de dimensionnement optimal du réseau avec possibilité de limitation ponctuelle sur l'évacuation des EnR (<0,3% en volume)
 - déploiement de solutions numériques

Évolution des dépenses d'adaptations (CAPEX) des lignes et postes électriques (hors numérisation)

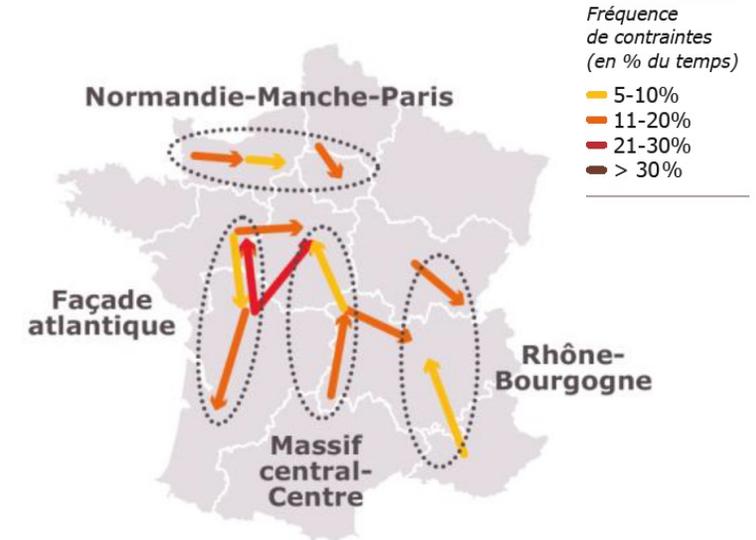


- Ces dispositifs rendent possible des économies importantes (7 Md€ sur la période) sur les adaptations du réseau interne
- Sur les raccordements au réseau, **les créations seront en hausse** (nouveaux poste sources) en lien avec les fortes ambitions EnR à accueillir sur chaque région.



Les adaptations : au-delà de 2025, des renforcements structurants sont nécessaires

- Au-delà du seuil de 50 GW (atteint entre 2025 et 2030 selon les scénarios), les besoins de renforcement seront **plus structurants** :
 - Les solutions précises dépendront du rythme effectif de développement des EnR et du calendrier précis pour le nucléaire, elles doivent se préparer dès aujourd'hui afin de pouvoir être lancées d'ici 2025.
 - Certains renforcements « lourds » sont à prévoir. 4 zones de fragilité attestées : Massif central - Centre, façade atlantique, Rhône - Bourgogne, Normandie - Manche - Paris.
- Ces adaptations doivent s'inscrire dans une **vision globale de la transformation** du système électrique.
- RTE propose 3 principes d'adaptation du réseau :
 - En 63 / 90 kV : Construction en souterrain systématique (sauf impossibilité)
 - En 225 kV : Construction en souterrain privilégiée en zone urbaine
 - En 400 kV : Construction en aérien et, si possible, réutilisation des couloirs existants
- Cet arbitrage entre **insertion environnementale et coûts de projet** est soumis à l'avis de la CRE, de l'AE et du Ministre.
 - L'effort d'adaptation représente, sur le projet de PPE, **13 Md€ sur 15 ans** (dont 5 Md€ pour le raccordement).

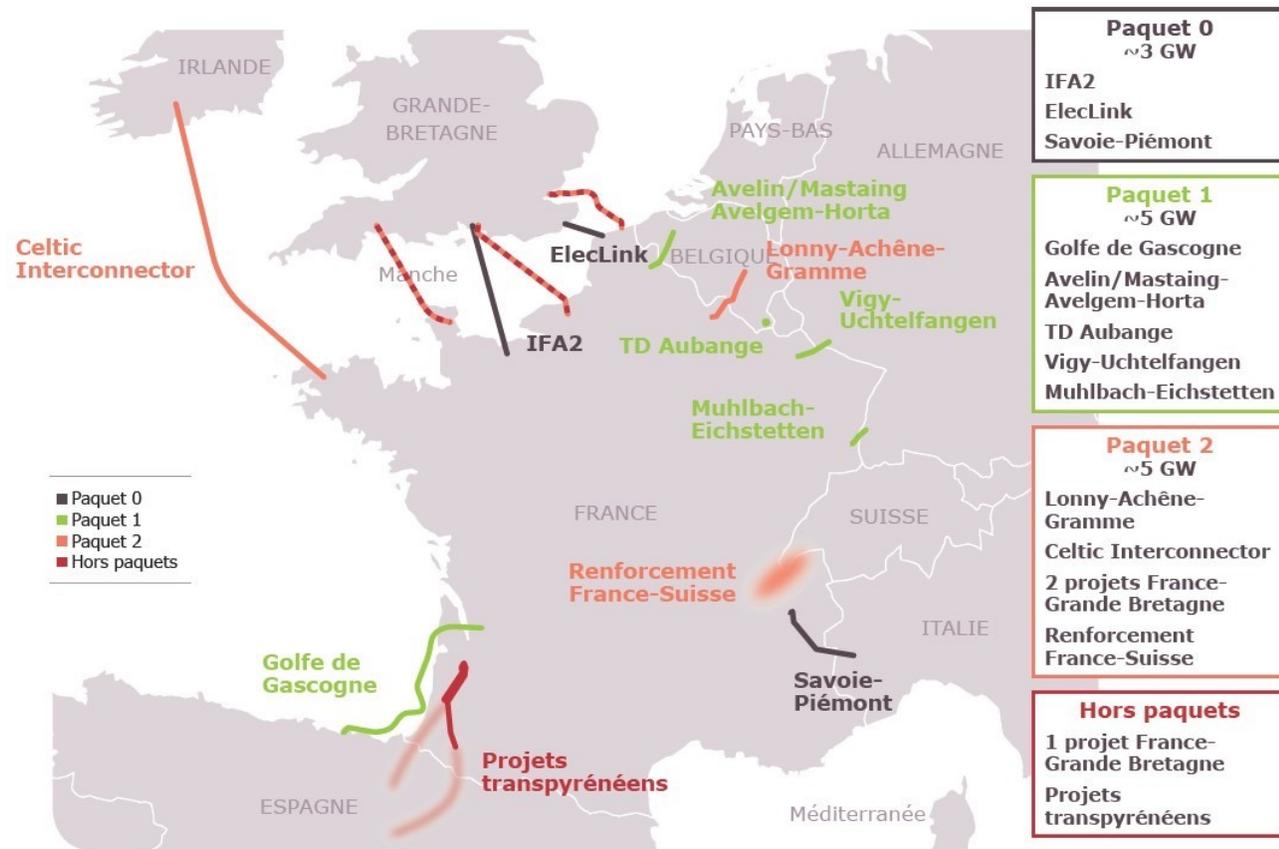


Zones de fragilités nécessitant des adaptations dans les différents scénarios étudiés à l'horizon 2035



Les interconnexions : un programme intégré et séquencé afin de favoriser l'arrivée rapide des projets les plus pertinents

- Les interconnexions constituent un des piliers de la politique énergétique de l'Union européenne.
- Le scénario de la PPE repose sur un **doublé** de la capacité d'interconnexion en 15 ans (cf. discours de la Sorbonne).
- Proposer ce doublement sans priorisation revient à envisager une trajectoire de développement irréaliste techniquement et financièrement.
- RTE propose de **séquencer le développement des interconnexions** selon plusieurs critères:
 - Espace économique
 - Incertitude (politique / technique / sociétale)
 - Etat d'avancement
- Une priorisation est effectuée en regroupant les projets d'interconnexions selon 3 paquets :
 - Paquet 0 : « en cours »
 - Paquet 1 : « projets sans regret »
 - Paquet 2 : « projets sous conditions »





Le réseau en mer : des dépenses importantes pour répondre aux ambitions publiques sur l'éolien en mer

- Des enjeux spécifiques pour le raccordement des éoliennes en mer sont forts (coûts élevés, enjeux industriels, respect des délais, ...)
- A moyen terme, la dynamique est enclenchée pour le raccordement d'une dizaine de parcs.

Année d'attribution	2012	2014	2016	2019	2020	2021	2022	2023	2024	>2025
Éolien posé	1900 GW AO1	1000 MW AO2		~600 MW AO3 Dunkerque						
Éolien flottant			96 MW Appel à projet fermes pilotes			~1000 MW AO4 Normandie				
						1000 MW par an en moyenne dont : Oléron (date AO à définir, posé, 500-1000 MW) Bretagne Sud (2021, flottant, 250 MW) Occitanie (date AO à définir, flottant 250 MW) Provence-Alpes-Côte d'Azur (date AO à définir, flottant 250 MW) Parcs flottants ayant vocation à être étendus à au moins 750 MW, en cas de bonne performance sur les tarifs, afin de bénéficier de raccordements mutualisés				



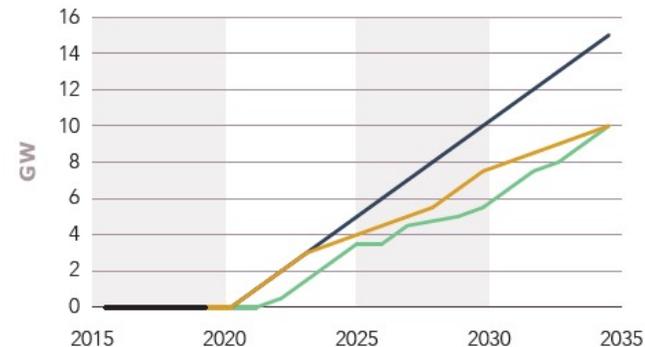
- Le **nouveau cadre législatif** a élargi la responsabilité de RTE :

- au raccordement et au poste en mer à partir de l'AO3 (loi « hydrocarbures »)
- au raccordement hors poste en mer pour les AO1 et 2 (loi ESSOC).

- Des coûts cible réalistes (de l'ordre de 800 k€/MW, plateforme comprise) et confortés par un benchmark externe (dans l'ordre de grandeur des standards européens) sont envisagés pour ces raccordements.

- La **maîtrise industrielle** du programme de raccordement par RTE est cruciale, car la part « raccordement » va être de plus en plus importante dans la « facture » de l'éolien offshore:

- de l'ordre de 10-15 €/MWh contre par exemple 44 €/MWh pour le tarif garanti d'achat de l'électricité pour l'AO Dunkerque.



Le renouvellement

- La longévité du réseau français est élevée par rapport aux autres pays européens. Cette situation est choisie, et non subie
- Une hausse nécessaire des dépenses de renouvellement pour maintenir le réseau en condition opérationnelle, notamment pour le réseau construit à l'après-guerre
- Des actions urgentes sur certaines infrastructures spécifiques (zones de plus forte corrosion...)

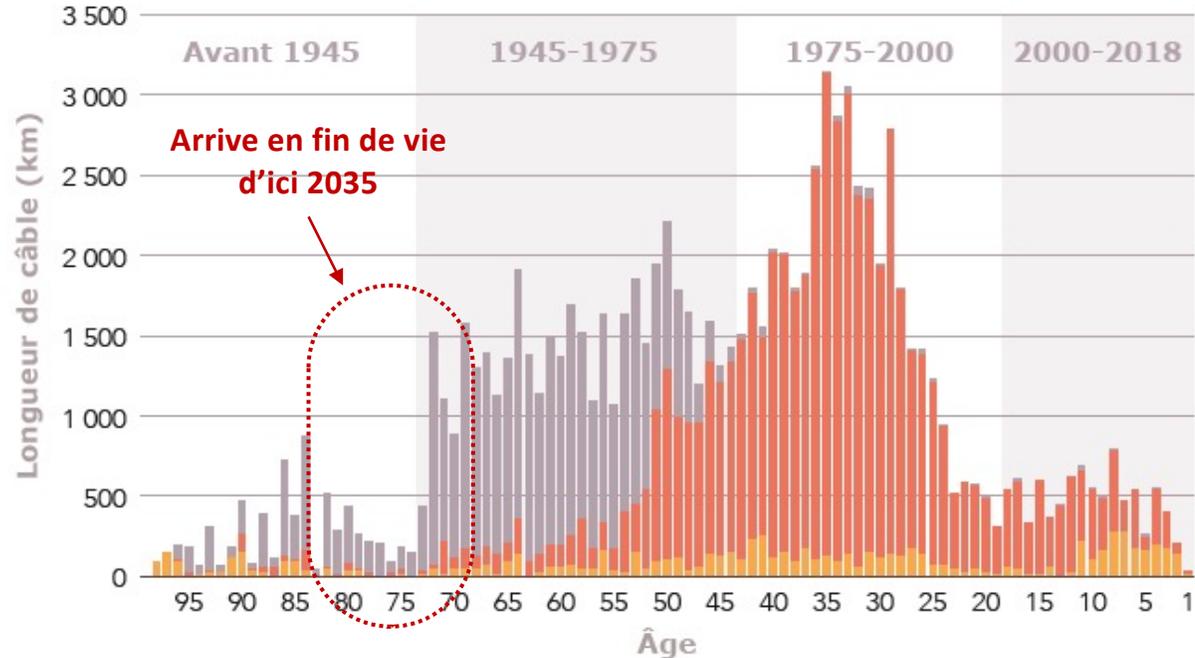
Avant 1945 : Premier développement des réseaux électriques afin d'évacuer les productions hydrauliques et desservir les régions. La technologie de câbles utilisés est composée d'aluminium et d'acier.

1945-1975 : Développement d'un premier niveau de réseau de grand transport (en 225 kV) pour interconnecter les régions avec une utilisation massive des câbles en Aluminium - Acier.

1975-2000 : Développement d'un nouveau niveau de tension 400 kV en lien avec l'émergence du parc électro-nucléaire et apparition d'une nouvelle technologie de câble en Almélec offrant un meilleur compromis technico-économique.

2000-2018 : Développement plus modéré du réseau électrique en aérien via le recours plus fréquent au souterrain et apparition de nouvelles technologies de câble dit « à faible dilatation » offrant des meilleures capacités de transit.

■ Almélec ■ Aluminium - Acier ■ Autres

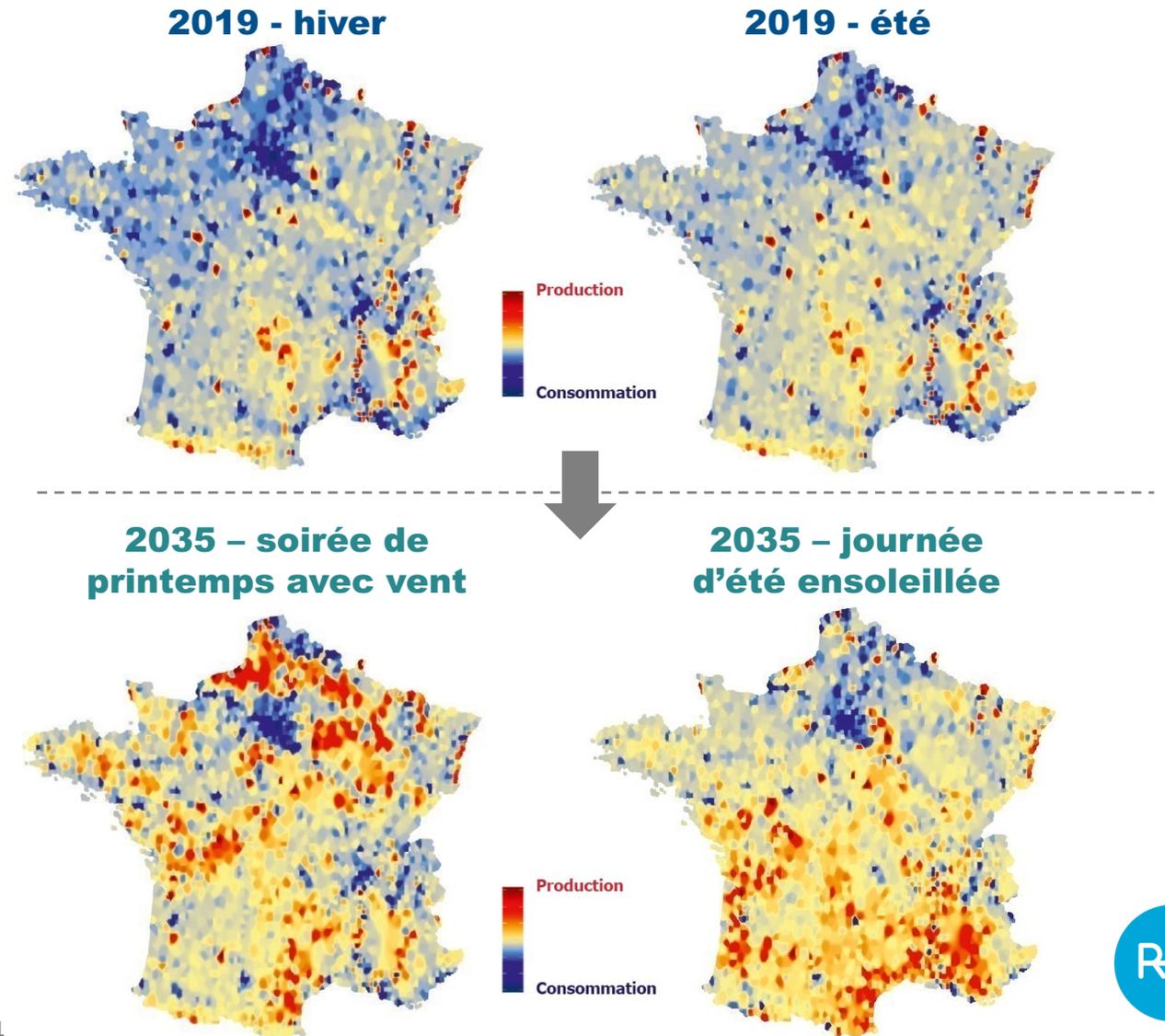


La transformation structurelle du mix électrique à horizon 2035 rend nécessaire une évolution structurante du réseau...

La transition énergétique implique une évolution profonde du mix électrique (+ 100 GW d'EnR en 15 ans dans le scénario PPE).

La transformation des réseaux est une condition essentielle à l'atteinte des objectifs de la PPE.

Le SDDR 2019 est le plan de transformation du réseau qui doit permettre la réalisation de cette feuille de route énergétique.

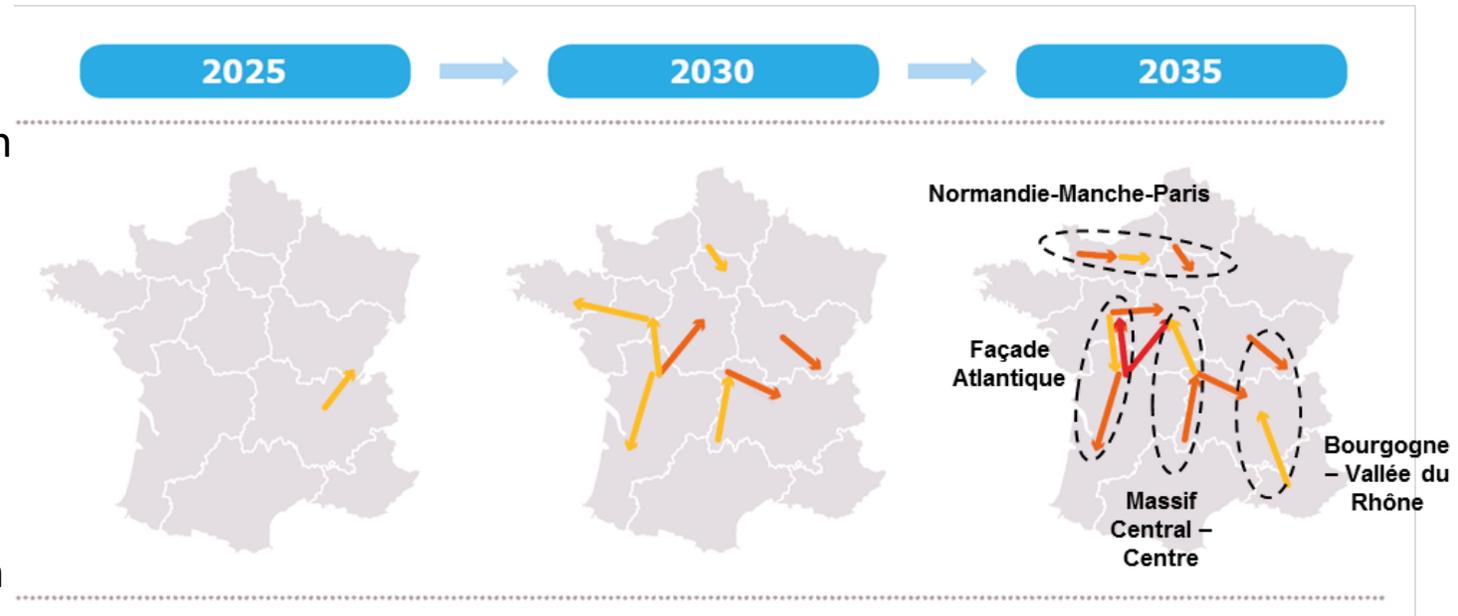


L'impact des EnR sur l'adaptation du réseau

- **Au-delà de 50 GW d'EnR terrestres** (après 2025) :

- Renforcements structurants indispensables, notamment sur les verticales nord/sud (façade atlantique, Massif central – Centre, Bourgogne – Vallée du Rhône) et une transversale (Normandie-Manche-Paris)

Contraintes sur le réseau de grand transport en l'absence d'adaptation (scénario PPE)



- Rythme d'adaptation du réseau à accélérer
- Stratégie robuste aux différentes hypothèses (vision producteurs vs. SRADDET)
- Pour répondre à l'attente sociétale :
 - Pour les **réseaux de répartition** : par défaut, construction en souterrain pour le neuf et le renouvellement (HTB 1)
 - Pour le **réseau de grand transport (THT)**: examen systématique de solutions « *couloirs existants + souterrain* »

5 Perspectives 2050



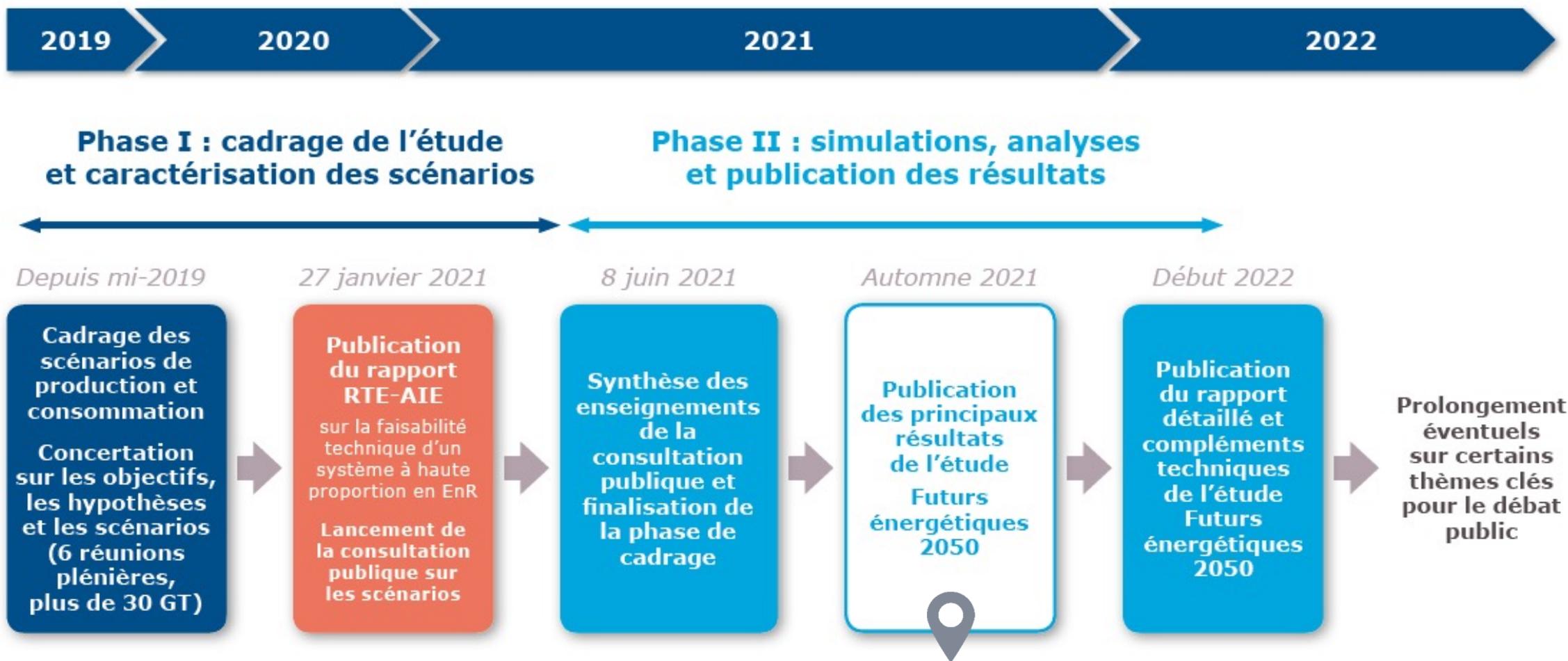
Les principaux résultats des *Futurs énergétiques 2050* seront publiés le 25 octobre 2021



Un résumé pour les décideurs,
accessible au grand public
(environ 50 pages)

Un rapport de présentation des
principaux résultats
(environ 450 pages)

La séquence de publication de l'étude



La publication d'octobre contiendra un grand nombre de résultats, qui seront complétés au premier trimestre 2022

Publication des principaux résultats de l'étude
Futurs énergétiques 2050

1

Technique



- ✓ Description et analyse des **trajectoires de consommation**
- ✓ Description et analyse des **scénarios de mix**
- ✓ Analyse des **configurations alternatives**
- ✓ Analyse technique **préliminaire** des appariements avec scénarios sobriété et réindustrialisation profonde
- ✓ Premiers éléments des **effets du climat (RCP 4.5 et 8.5)** sur les moyens de production et la consommation

2

Economique



- ✓ **Coûts annualisés** par filière
- ✓ **Coûts complets (CAPEX + coûts annualisés)** des scénarios de mix (trajectoire de consommation de référence) et sensibilité des différents paramètres
- ✓ Premiers éléments économiques sur certaines **variantes de consommation**

3

Environnemental



- ✓ Analyse CO₂ **sur la trajectoire et en empreinte**
- ✓ Analyse des impacts sur **l'occupation des sols**
- ✓ Restitution des enjeux autour de la **consommation de matières premières**
- ✓ Restitution des enjeux autour des **déchets nucléaires**

4

Sociétal



- ✓ Restitution des enjeux d'**acceptabilité des actifs de production, sobriété énergétique et flexibilité de la demande**



- **ATTENTION** : le travail des *Futurs énergétiques 2050* consiste à être explicite sur ces dimensions, non à se prononcer sur leur réalisme ou leur désirabilité

6 scénarios principaux sur le mix précisés - 2050

- Nucléaire existant
- Nouveau nucléaire
- Eolien terrestre
- Eolien en mer
- Photovoltaïque
- Thermique
- Hydraulique
- Bioénergies
- SMR
- Hydrolien

	M0 100% EnR en 2050	M1 EnR diffuses sur le territoire	M23 EnR grands parcs	N1 EnR + programme nouveau nucléaire 1	N2 EnR + programme nouveau nucléaire 2	N03 50% EnR – nucléaire en 2050
Mix électrique en 2050						
Capacités installées en 2050	<ul style="list-style-type: none"> Photovoltaïque : 208 GW Eolien terrestre : 74 GW Eolien en mer : 62 GW Energies marines: 3 GW Nucléaire existant : 0 GW Nouveau nucléaire : 0 GW 	<ul style="list-style-type: none"> Photovoltaïque : 214 GW Eolien terrestre : 59 GW Eolien en mer : 45 GW Energies marines: 1 GW Nucléaire existant : 16 GW Nouveau nucléaire : 0 GW 	<ul style="list-style-type: none"> Photovoltaïque : 125 GW Eolien terrestre : 72 GW Eolien en mer : 60 GW Energies marines: 3 GW Nucléaire existant : 16 GW Nouveau nucléaire : 0 GW 	<ul style="list-style-type: none"> Photovoltaïque : 118 GW Eolien terrestre : 58 GW Eolien en mer : 45 GW Energies marines: 0 GW Nucléaire existant : 16 GW Nouveau nucléaire : 13 GW (soit 8 EPR) 	<ul style="list-style-type: none"> Photovoltaïque : 90 GW Eolien terrestre : 52 GW Eolien en mer : 36 GW Energies marines: 0 GW Nucléaire existant : 16 GW Nouveau nucléaire : 23 GW (soit 14 EPR) 	<ul style="list-style-type: none"> Photovoltaïque : 70 GW Eolien terrestre : 43 GW Eolien en mer : 22 GW Energies marines: 0 GW Nucléaire existant : 24 GW Nouveau nucléaire : 27 GW (soit 14 EPR + quelques SMR)

Hydraulique (hors STEP) : **~22 GW**

Bioénergie : **~2 GW**

Thermique : selon résultats simulations

Flexibilités : selon résultats simulations

6 scénarios principaux sur le mix précisés - 2060

- Nucléaire existant
- Nouveau nucléaire
- Eolien terrestre
- Eolien en mer
- Photovoltaïque
- Thermique
- Hydraulique
- Bioénergies
- SMR
- Hydrolien

	M0 100% EnR en 2050	M1 EnR diffuses sur le territoire	M23 EnR grands parcs	N1 EnR + programme nouveau nucléaire 1	N2 EnR + programme nouveau nucléaire 2	N03 50% EnR – nucléaire en 2050
Mix électrique en 2050						
Capacités installées en 2050	<ul style="list-style-type: none"> Photovoltaïque : 220 GW Eolien terrestre : 76 GW Eolien en mer : 62 GW Energies marines : 4 GW Nucléaire existant : 0 GW Nouveau nucléaire : 0 GW 	<ul style="list-style-type: none"> Photovoltaïque : 262 GW Eolien terrestre : 71 GW Eolien en mer : 57 GW Energies marines : 1 GW Nucléaire existant : 1,6 GW Nouveau nucléaire : 0 GW 	<ul style="list-style-type: none"> Photovoltaïque : 150 GW Eolien terrestre : 84 GW Eolien en mer : 76 GW Energies marines : 4 GW Nucléaire existant : 1,6 GW Nouveau nucléaire : 0 GW 	<ul style="list-style-type: none"> Photovoltaïque : 139 GW Eolien terrestre : 66 GW Eolien en mer : 53 GW Energies marines : 0 GW Nucléaire existant : 1,6 GW Nouveau nucléaire : 20 GW (soit 12 EPR) 	<ul style="list-style-type: none"> Photovoltaïque : 93 GW Eolien terrestre : 53 GW Eolien en mer : 37 GW Energies marines : 0 GW Nucléaire existant : 1,6 GW Nouveau nucléaire : 36 GW (soit 22 EPR) 	<ul style="list-style-type: none"> Photovoltaïque : 70 GW Eolien terrestre : 43 GW Eolien en mer : 25 GW Energies marines : 0 GW Nucléaire existant : 5 GW Nouveau nucléaire : 46 GW (EPR et SMR)

Hydraulique (hors STEP) : ~22 GW

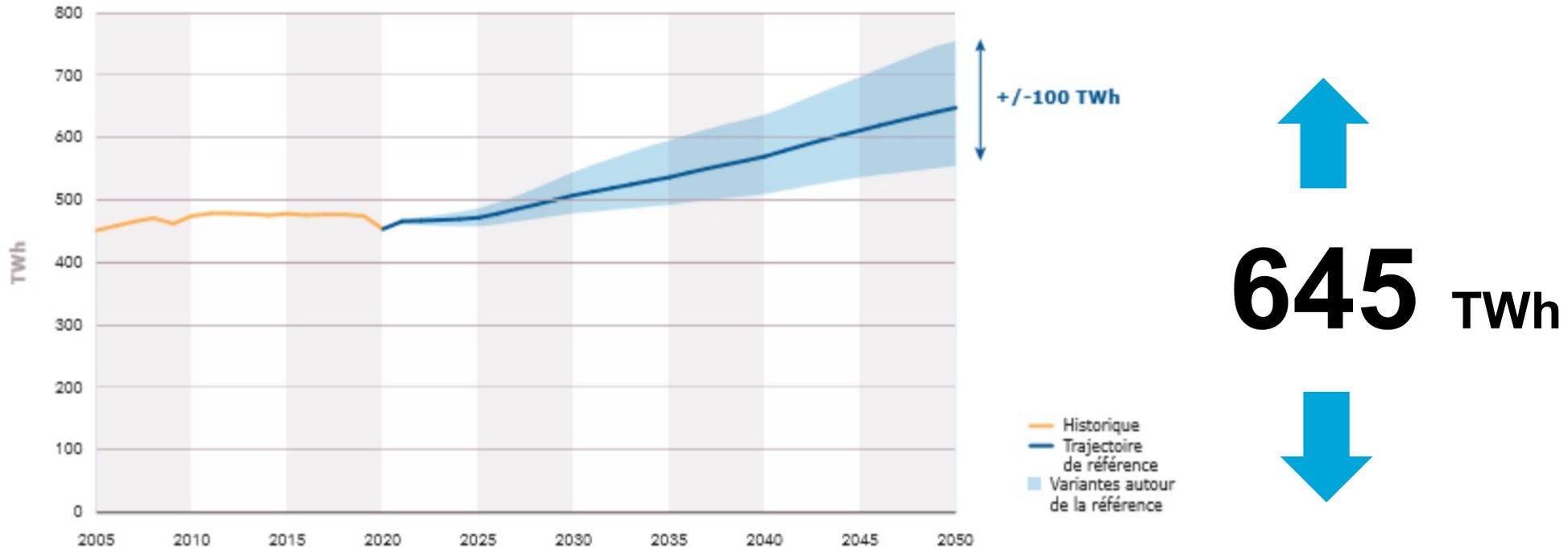
Bioénergie : ~2 GW

Thermique : selon résultats simulations

Flexibilités : selon résultats simulations



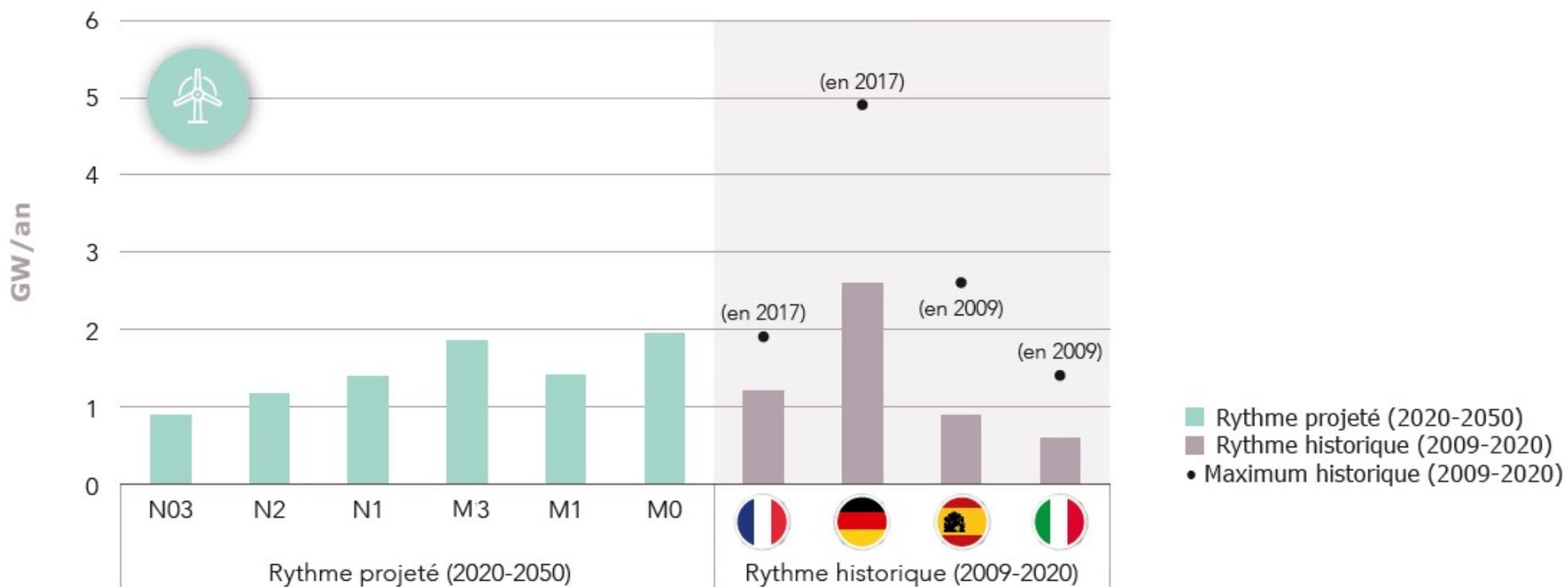
La restitution des analyses de consommation portera sur trois scénarios clés (dont la trajectoire de référence)



RTE a analysé précisément, en énergie et en puissance, différentes trajectoires autour du scénario de référence, calé à 645 TWh à l'issue de la consultation publique.

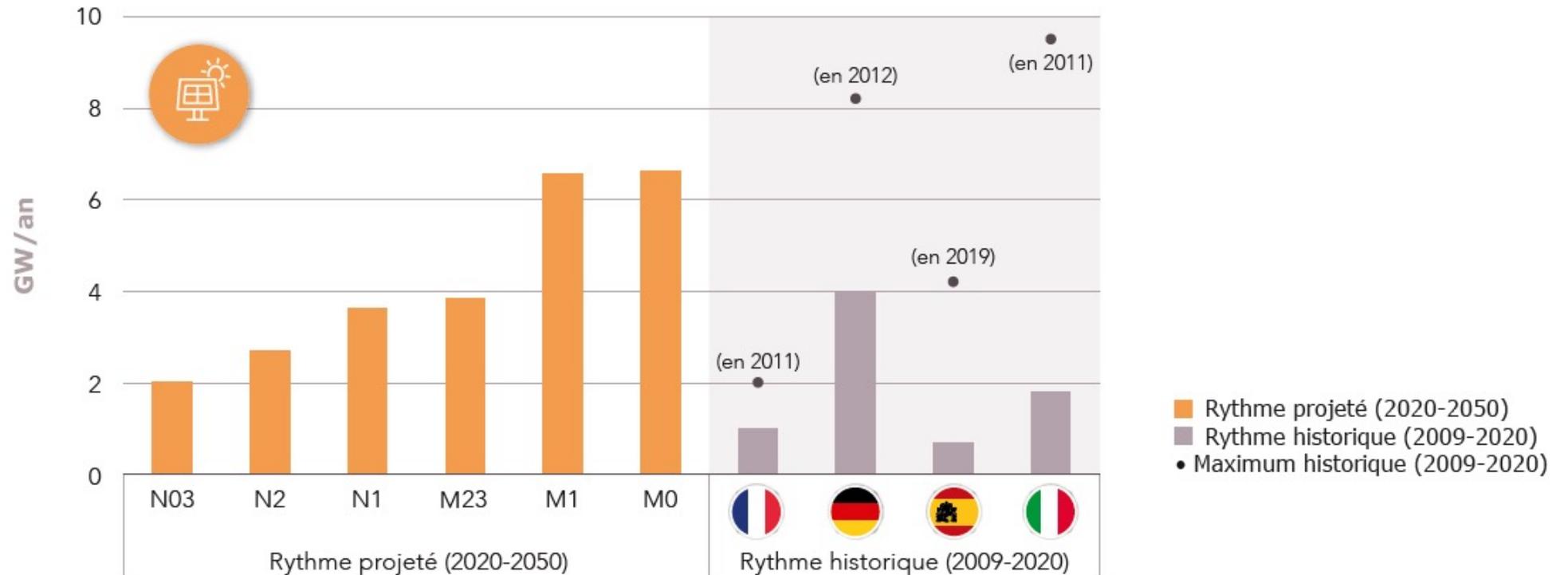
Mise en perspective : rythmes de développement de l'éolien

Rythmes moyens de développement historiques et projetés de l'éolien terrestre (en GW/an)

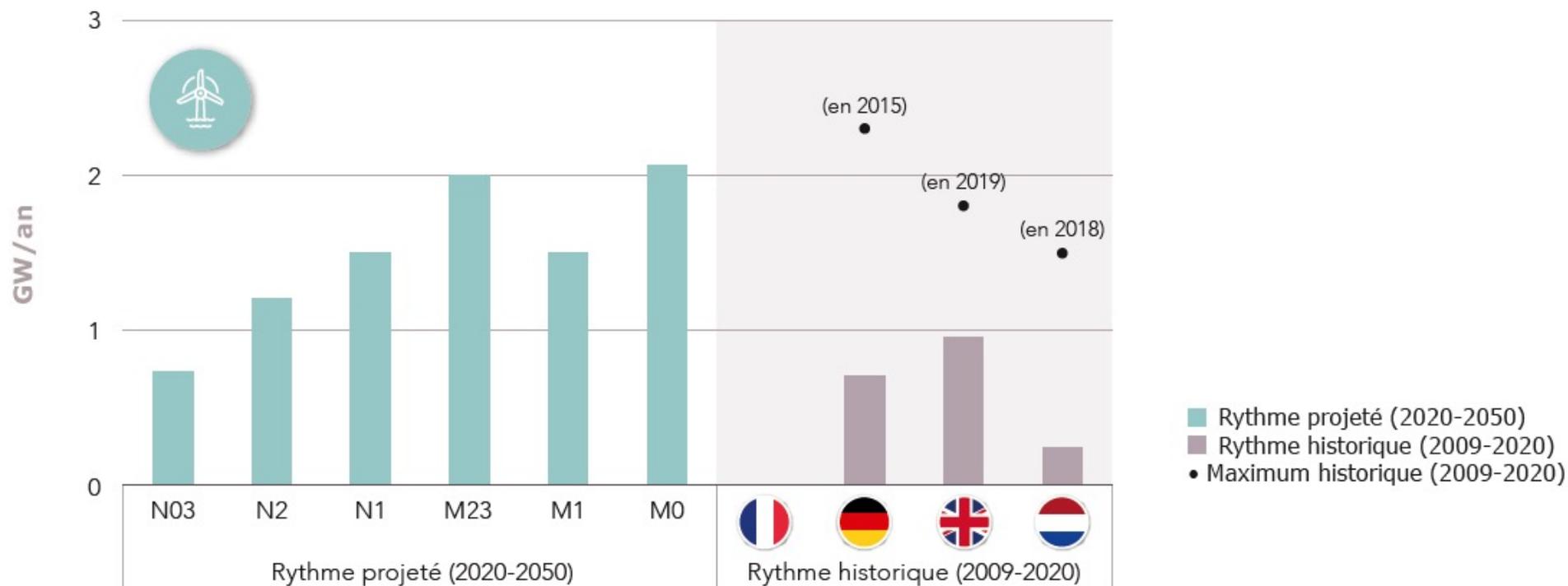


Mise en perspective : rythmes de développement du solaire

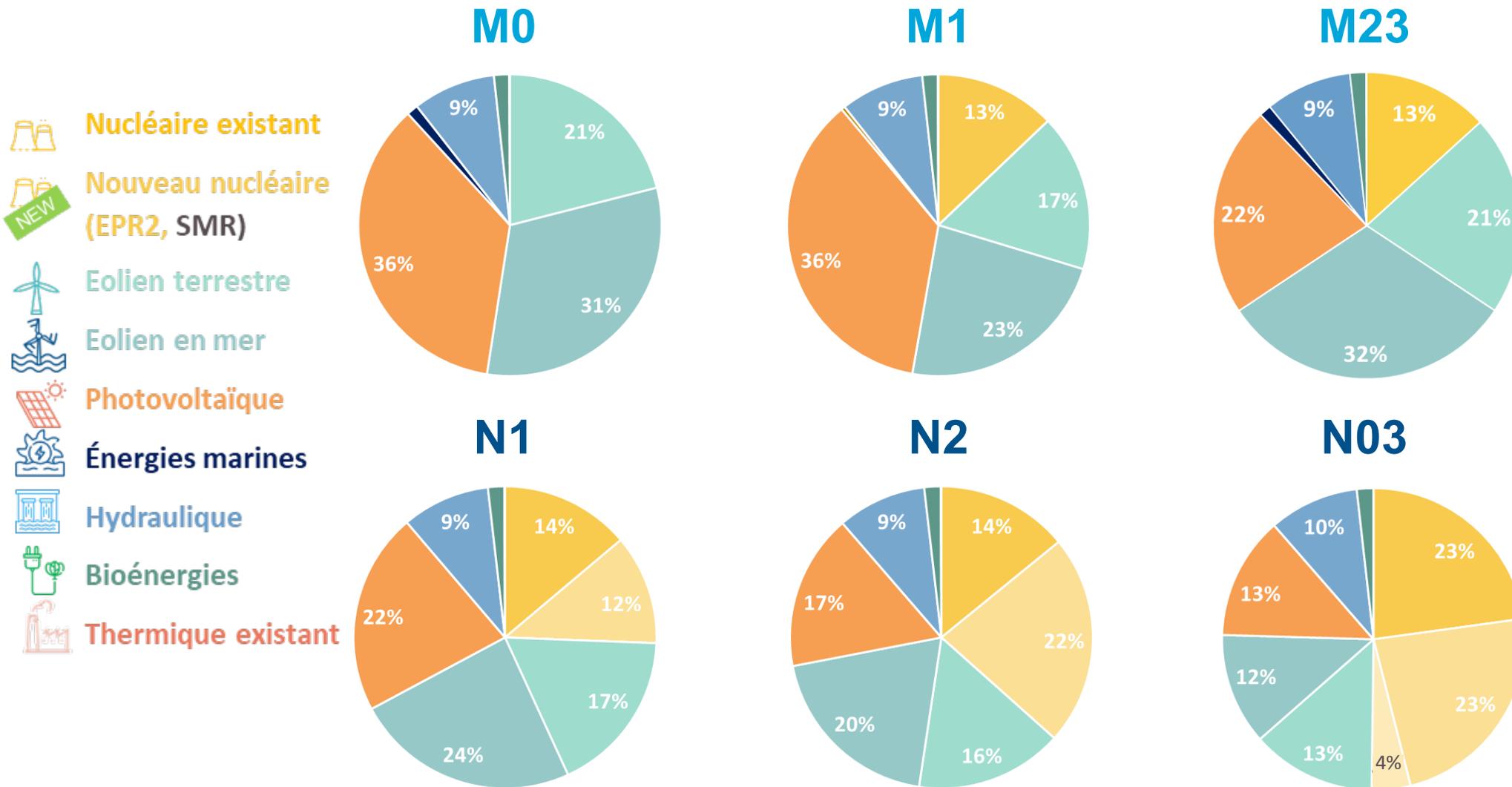
Rythmes moyens de développement historiques et projetés du solaire (en GW/an)



Rythmes moyens de développement historiques et projetés de l'éolien en mer (en GW/an)

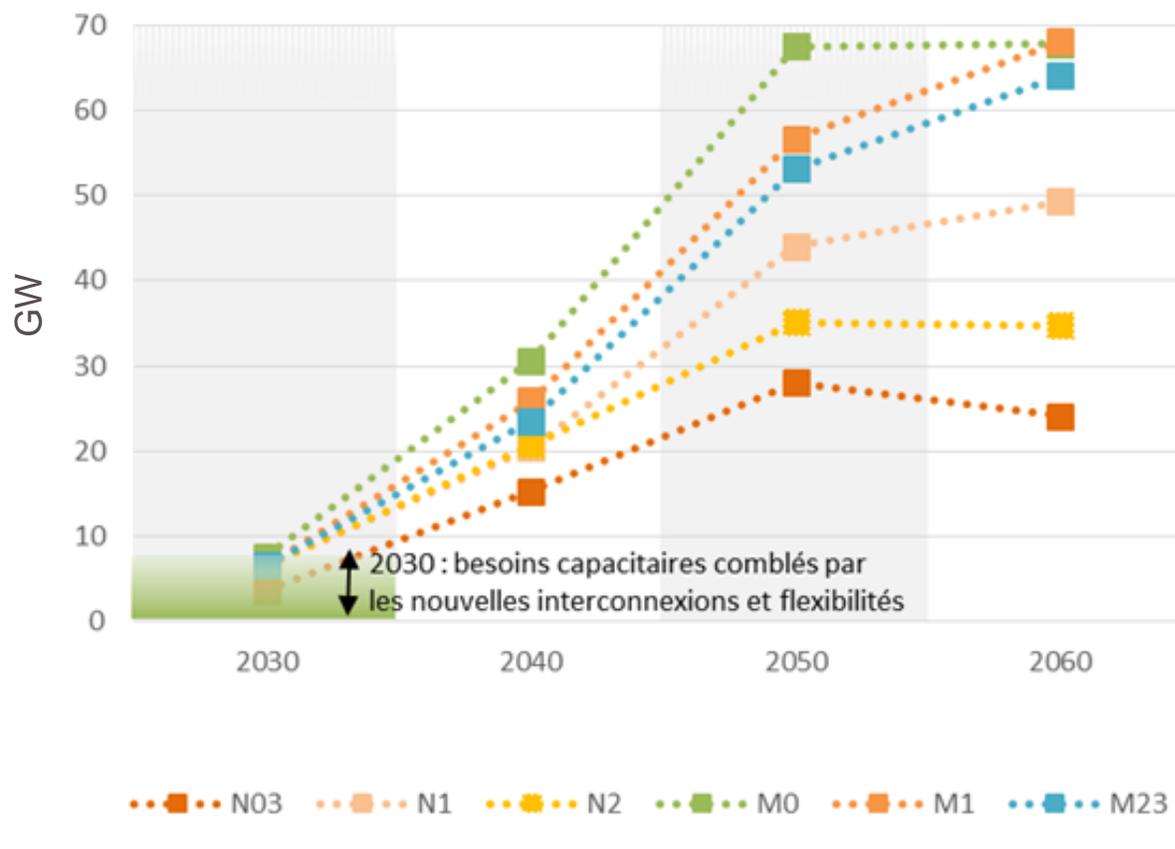


Les simulations ont permis d'ajuster les bilans énergétiques avec la production effective des différentes filières...



... mais surtout d'évaluer les flexibilités à développer dans chacun des scénarios pour assurer la sécurité d'approvisionnement

Besoins capacitaires à la sécurité d'approvisionnement dans les scénarios de mix



- Des besoins de capacité très significatifs apparaissent à l'horizon 2040. Ils sont considérables dans les scénarios de sortie du nucléaire.
- A l'horizon 2050-2060, les besoins se situent entre 30 et 70 GW selon les scénarios
- Ils peuvent être couverts par un ensemble de solutions de flexibilité :
 - ❖ Flexibilité de la demande
 - ❖ Batteries
 - ❖ STEP
 - ❖ Thermique
 - ❖ Flexibilité européenne via interconnexion
- Les premiers résultats présentés en GT de juillet seront précisés dans le rapport d'octobre pour les six scénarios

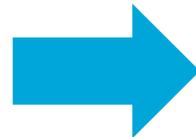


L'hypothèse médiane sur les interconnexions a été revue à la baisse pour tenir compte des retours

CPSR post-consultation publique et présentation en GT le 9 juillet

Rapport d'octobre

45 GW



45 GW



Variante haute,
justifiée
économiquement

39 GW

Niveau
d'interconnexions
de référence



30 GW

Variante basse

Les interconnexions réduisent le coût complet des scénarios mais soulèvent des enjeux plus vastes

Aujourd'hui :

- **Dépendance du système énergétique très forte pour les énergies fossiles (~100% pour pétrole, gaz...)**
- Mais garanties de livraison via des contrats long-terme et disponibilité de stocks en France (~100 jours de stocks stratégiques de pétrole)
- Faible dépendance du système électrique (<1%)

En 2050 :

- **Sortie des énergies fossiles et fin de la dépendance associée**
- Dépendance accrue du système électrique entre pays voisins européens, **de l'ordre de 4% du temps**
- ...reposant sur un système de marché visant à optimiser l'allocation des ressources mais sans garantie de livraison et avec des possibilités de stockage d'électricité limitées

- Cette **situation** de dépendance de la France aux pays voisins est **réciproque** et signifie une maîtrise partagée au niveau européen du pilotage du système et de la sécurité d'approvisionnement
- >> étude de variantes prévoyant un développement plus faible des interconnexions, ou en comptant sur une moins bonne coopération à l'échelle européenne

De nombreuses variantes ont été réalisées et seront restituées dans le rapport d'octobre

Europe et interconnexions

- Niveaux d'interconnexion haut et bas
- Variante sur le mix européen
- Contribution européenne plus faible
- France isolée

Flexibilité de la demande

- Flexibilité haute
- Flexibilité très basse
- Pas de flexibilité sur l'hydrogène et les électrolyseurs

Thermique et gaz verts

- Variantes sur l'approvisionnement en gaz vert (biométhane, hydrogène importé...)

Batteries

- Variantes sur le coût des batteries

Climat

- Climat réchauffé (RCP 8.5)
- Aléas climatiques extrêmes

Quatre volets de l'analyse environnementale seront abordés dans le rapport d'octobre

1 Les émissions de gaz à effet de serre

2 Les ressources minérales

3 L'occupation et l'usage des sols

4 Le volume de déchets et matières radioactives

- L'analyse environnementale des Futurs énergétiques 2050 vise à apporter un éclairage sur les principaux enjeux du débat public : lutte contre le changement climatique, préservation de la biodiversité, exploitation et épuisement des ressources naturelles, déchets...
- Elle comporte des évaluations quantitatives avec de multiples indicateurs regroupés en 4 volets principaux, dont les enjeux seront restitués dans le rapport d'octobre.
- L'analyse complète sera détaillée dans le rapport de début 2022 et pourra être complétée avec d'autres volets.

6 Et le réseau en 2050 ?

Les principes de modélisation des flux sur le grand transport

- Les modélisations employées sur le réseau de grand transport pour le BP long terme reposent sur deux principes:
 - **Une représentation simplifiée du réseau**, dans laquelle la France est découpée en 26 zones interconnectées entre elles et avec les pays voisins par un réseau équivalent
 - **Une représentation horaire** de la demande et de la production, associée à des chroniques permettant de capter la variabilité des flux et la diversité des années climatiques

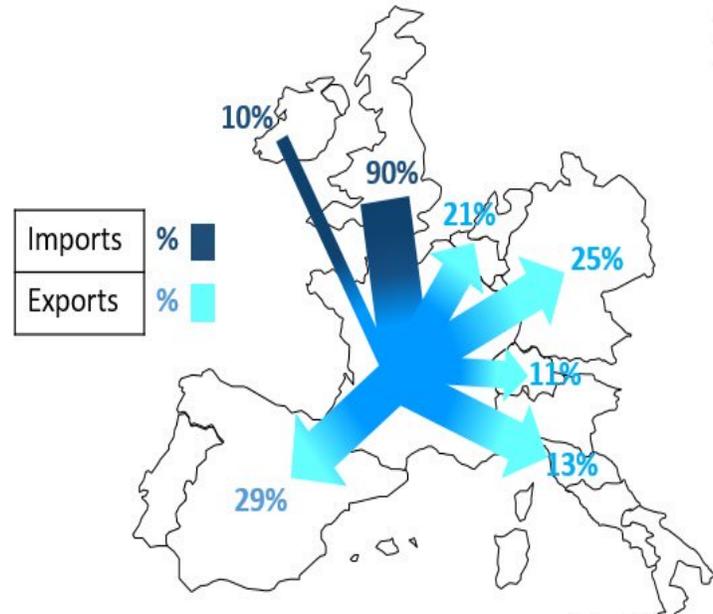
Périmètre étudié dans le cadre des études réseau de RTE (prise en compte des interconnexions à la maille européenne)



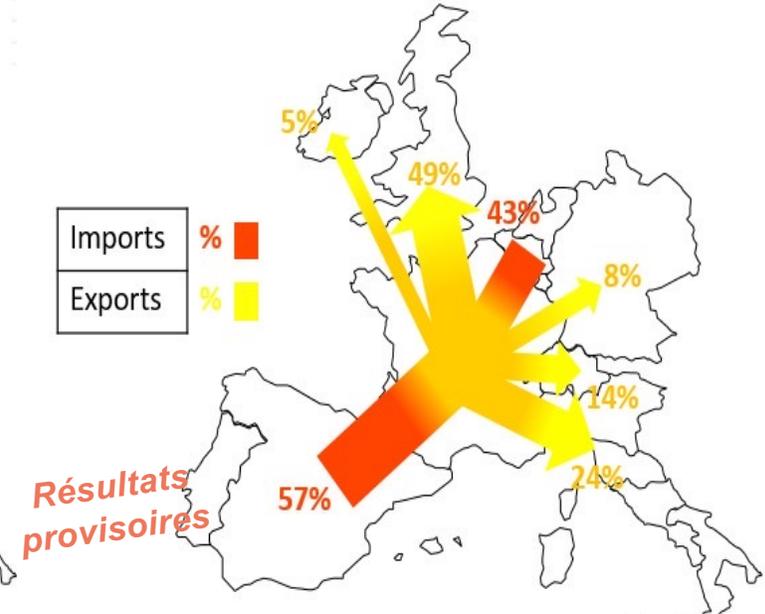
- Les résultats préliminaires présentés ici sont issus de simulations de *flux de charge* : les moyens de production sont appelés de façon optimale vu du marché et les limites de transit des lignes sont ignorées
- **Cette approche ne permet pas d'évaluer le coût de résorption des contraintes ni a fortiori les renforcements optimaux.** Elle permet toutefois de déterminer la localisation et la profondeur des contraintes, qui seront représentées par une fréquence de surcharge

Le réseau français est un maillon central du système électrique européen

- L'exercice IoSN (*Identification of System Needs*) du TYNDP 2020 a mis en évidence le **rôle croissant de la France dans les échanges transeuropéens à l'horizon 2040**.
- Le rapport RTE-AIE de 2021 a souligné l'impact de ces flux sur le réseau de grand transport à l'horizon 2050.
- Les deux cartes ci-contre illustrent des situations contrastées de l'année 2050, en intégrant les capacités d'interconnexion des paquets du SDDR.



le 23 décembre à 7h, une heure de *très forte production éolienne*



Résultats provisoires

le 5 août à 16h, une heure de *forte production photovoltaïque*

- Les grands volumes de production renouvelable britannique et espagnole rencontrent une demande importante à l'est. Les flux correspondants coïncident avec les congestions observées sur le réseau de grand transport français.

Developments in North Sea countries*

*information from project promoter

UK:

- 40 GW offshore wind ambition for 2030
- Round 4 leasing for new offshore wind areas in North Sea
- Ofgem: 'discussing the potential for projects that integrate international interconnectors with offshore transmission networks with governments, other regulators and industry'

EC

- Preparing 'Strategy on offshore wind' as part of Green Deal
- NSWPH on 4th PCI list

The Netherlands:

- Roadmap for 11 GW offshore wind in 2030
- Spatial planning in progress for additional offshore wind areas for 20-40 GW

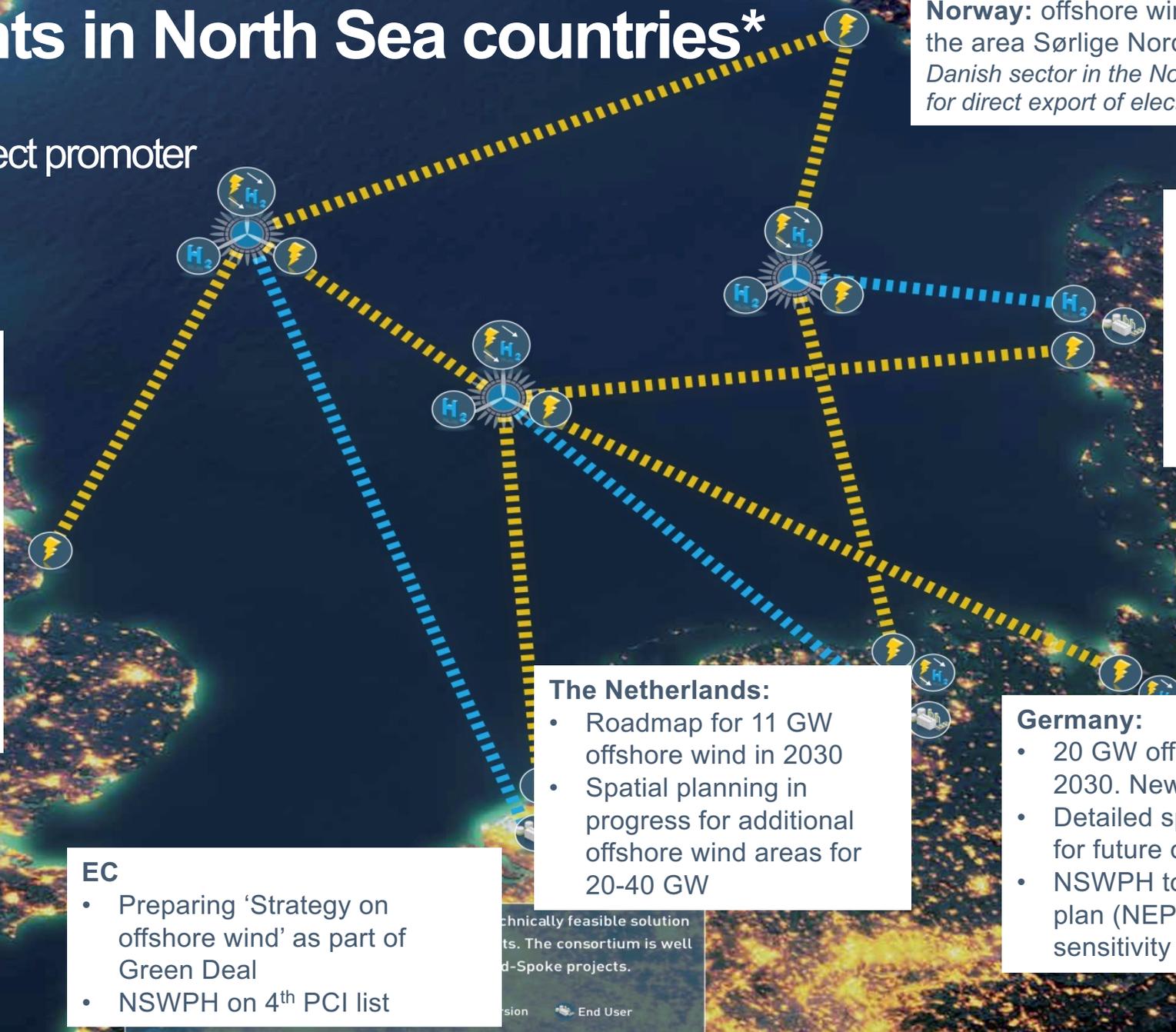
Norway: offshore wind to be developed in the area Sørlige Nordsjø II which "borders the Danish sector in the North Sea, and is relevant for direct export of electricity"

Denmark:

- 3 GW energy island in the North Sea to be operational in 2030 with the possibility of future increase up to 10GW.
- Large area designated for offshore wind

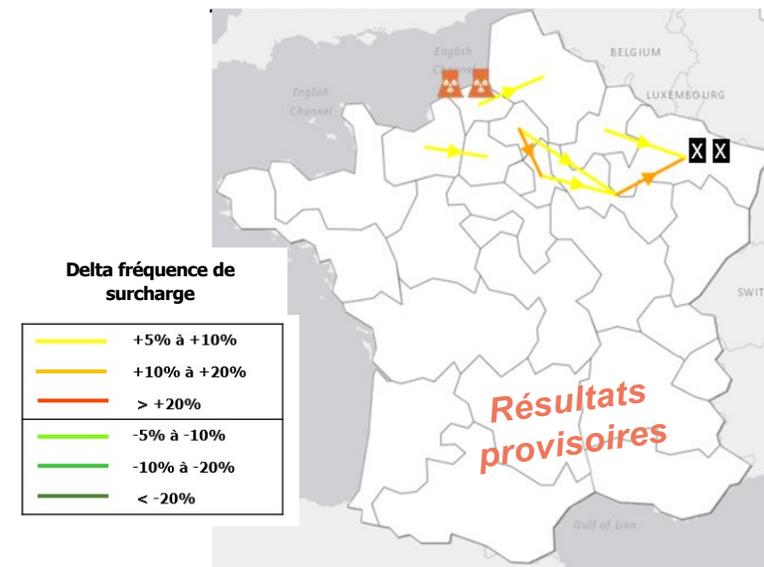
Germany:

- 20 GW offshore wind target for 2030. New 40 GW target for 2040
- Detailed spatial planning in place for future offshore wind farms
- NSWPH to be included in next grid plan (NEP2035) scenarios as a sensitivity



La localisation des moyens de production est un inducteur de premier ordre

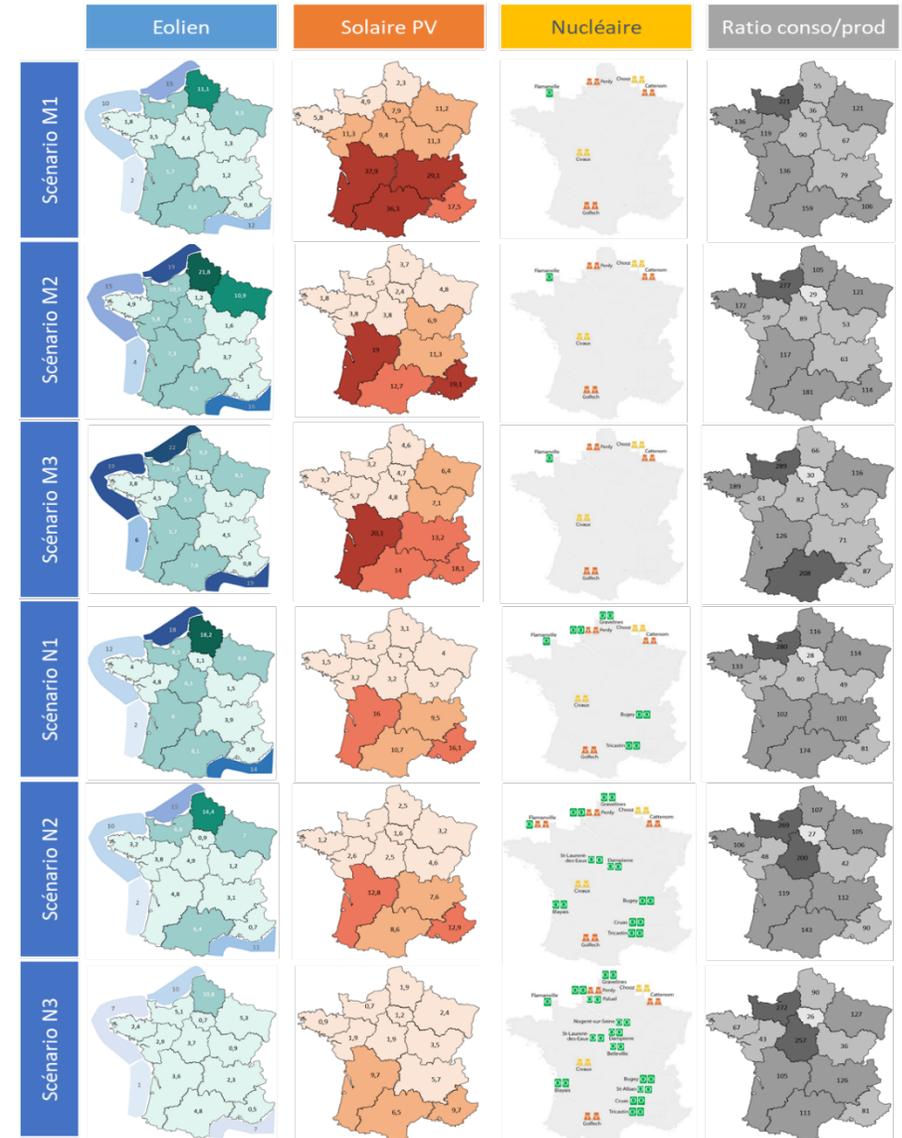
- Les hypothèses de répartition géographique de la production, centralisée ou non, ont une influence directe sur les contraintes observées sur le réseau, même au sein d'un scénario.
- Un exemple illustratif est présentée ici avec l'évolution des contraintes sur M1 en supposant le maintien de deux tranches à Paluel plutôt qu'à Cattenom.



- Cette variante amplifie les contraintes sur le nord du réseau français.
- **Des analyses de sensibilité aux choix de localisation devront être menées par la suite.**

Les scénarios envisagent des géographies de la production contrastées mais avec des similitudes

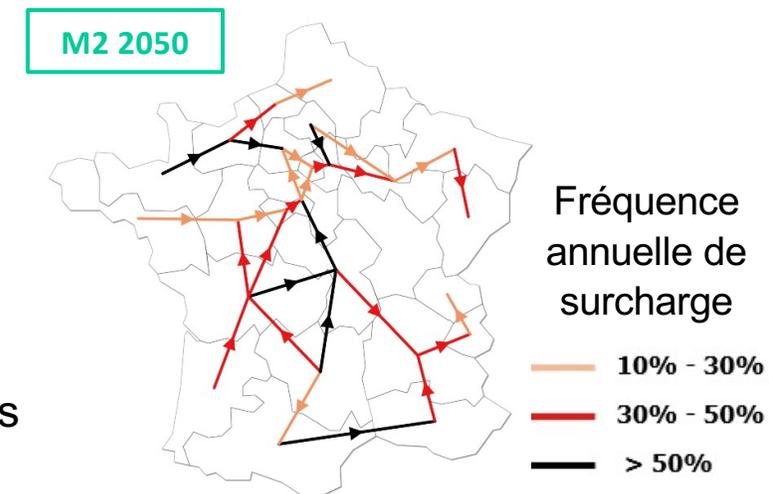
- La comparaison des localisations possibles des 6 scénarios affiche un paysage de la production en France en nette évolution :
 - Les Hauts-de-France et l'Est de la France sont des régions potentiellement fortement mobilisées pour l'éolien terrestre dans la plupart des scénarios
 - Un développement important du photovoltaïque est attendu dans les régions du sud de la France dans tous les scénarios
 - La façade normande sera un centre important de production tout comme le pourtour méditerranéen, avec la production photovoltaïque et éolienne en mer
- Des contrastes** sont cependant identifiés entre les scénarios :
 - Le scénario M1 présente des installations plus réparties sur le territoire et plus diffuses
 - Les scénarios avec du nouveau nucléaire tendent à équilibrer la production dans l'Est de la France



Réseau : les réseaux électriques devront radicalement évoluer pour s'adapter à la nouvelle localisation des unités de production et à l'évolution des flux d'énergie

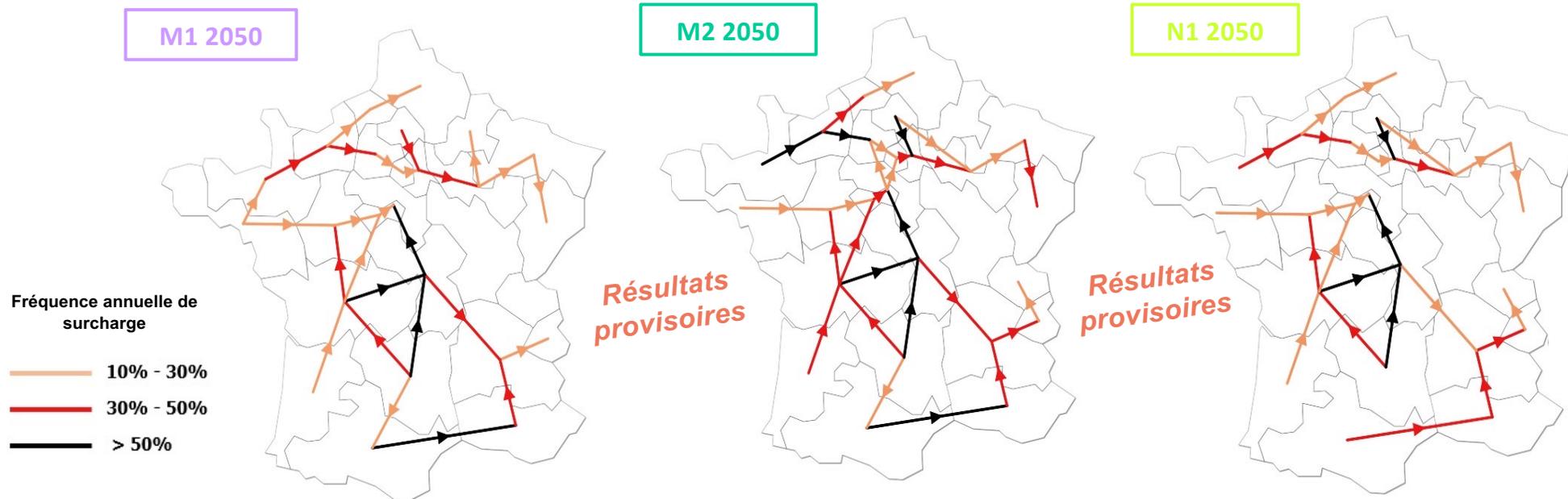
- En France, le réseau de transport actuel joue un rôle de hub dimensionné pour relier la production, la consommation et les interconnexions.
- Une première étape d'adaptation structurelle du réseau (SDDR) est déjà prévue pour les années à venir (approuvée par le ministre et la CRE en 2019 et 2020)
- **Au-delà de 2030 et d'ici 2050, la localisation de la production pourrait être totalement modifiée**, notamment avec :
 - la restructuration du parc nucléaire
 - le développement de la production offshore le long des côtes françaises
 - l'essor de la production photovoltaïque principalement dans le sud
 - une production plus distribuée qu'aujourd'hui vers les réseaux régionaux
 - le développement de flexibilités tant en France que dans les pays voisins
- D'ici 2050, des changements importants dans les réseaux actuels (grand transport, régionaux, interconnexions, en mer) seront nécessaires dans tous les scénarios où la part des EnR est élevée.

2050 : un changement de paradigme dans la structure du réseau



Sans les renforcements du SDDR, les contraintes sur le réseau s'amplifient

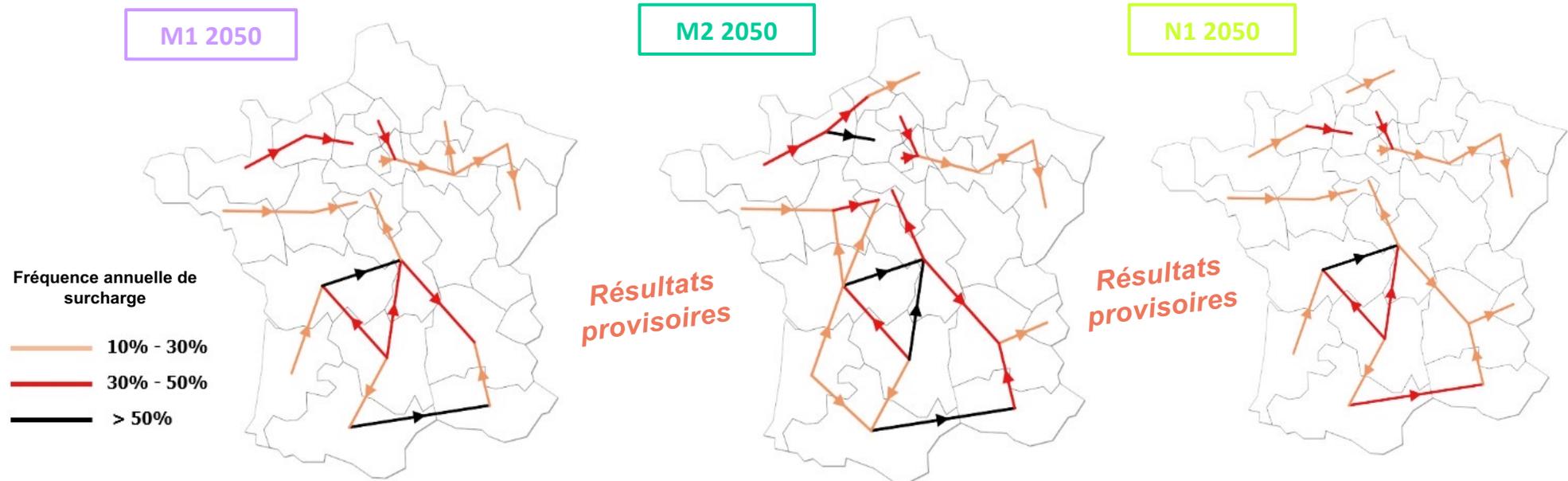
- L'analyse des contraintes sur le réseau de 2020 dans trois scénarios à 2050 montre **une amplification générale des contraintes par rapport à 2035**



- Les renforcements du réseau de grand transport envisagés dans le SDDR apparaissent donc sans regret.** Les analyses ultérieures pourront montrer s'il est pertinent d'aller plus loin
 - **Dans la suite des études, les renforcements envisagés par le SDDR seront donc considérés comme effectivement réalisés en 2035.**

Les renforcements du SDDR sont une première étape

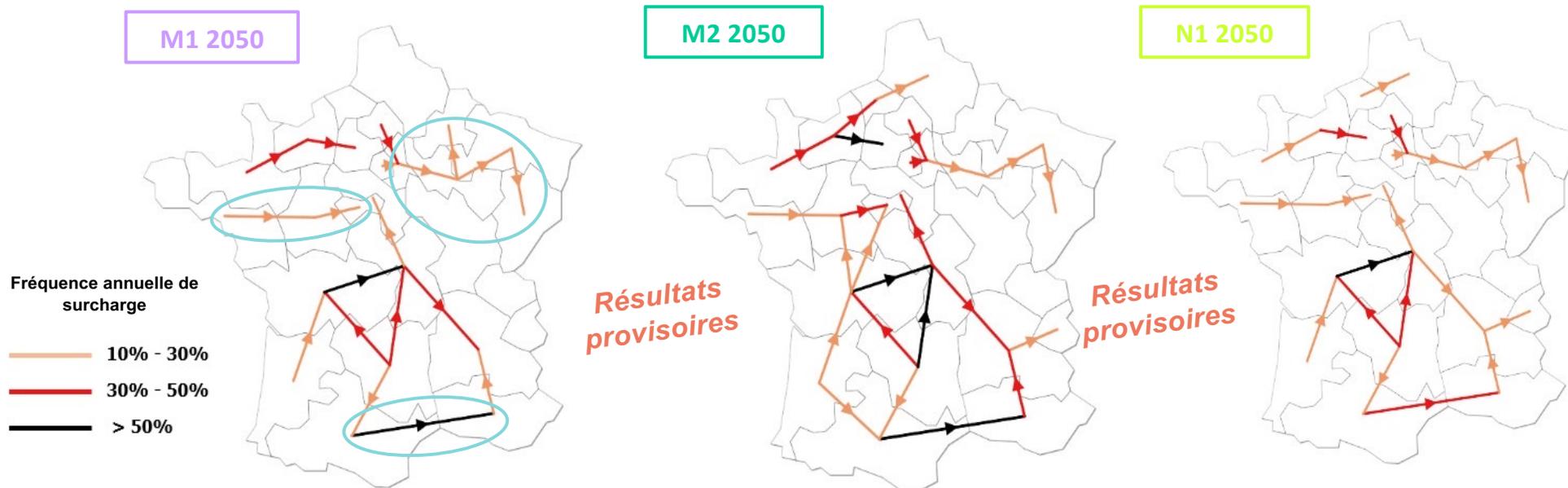
- L'analyse des contraintes à 2050 sur le réseau renforcé montre **au mieux une stabilité des contraintes sur les zones de fragilité du SDDR.**



- La façade atlantique et, dans une certaine mesure, la zone Rhône-Bourgogne voient leurs contraintes relativement maîtrisées.
- Les contraintes sur l'ensemble Manche – Normandie – Paris ainsi que le Massif Central continuent à s'amplifier.

Des contraintes apparaissent sur trois nouvelles zones

- Le SDDR faisait apparaître, à l'horizon 2035, des contraintes principalement orientées nord-sud.
- Le développement de la production à l'ouest (éolien terrestre et en mer, nucléaire) mais également en Espagne et Grande-Bretagne induit l'apparition **de contraintes sur trois nouvelles zones, orientées est-ouest.**



- La bordure méditerranéenne, l'axe Anjou – Pays de Loire et le nord-est voient se développer de nouvelles congestions.