



Le réseau
de transport
d'électricité

Bilan prévisionnel 2025

Conférence de presse du 9 décembre 2025

.....

Xavier Piechaczyk, Président du Directoire

Thomas Veyrenc, Directeur général Economie,
stratégie et finances, membre du Directoire



La publication du Bilan prévisionnel 2025 s'inscrit dans un cycle de réactualisation des perspectives sur le système électrique à moyen et long terme

Futurs énergétiques 2050
puis actualisation de la 1^{ère} marche vers
la neutralité carbone (horizon 15 ans)



Bilan prévisionnel 2025 (horizon 2030-2035) : actualisation et prolongements du BP 2023 centrés sur les perspectives à 10 ans



- Publication le 9 décembre 2025
- Actualisation des scénarios au vu des dernières tendances
- Paramétrage du mécanisme de capacité

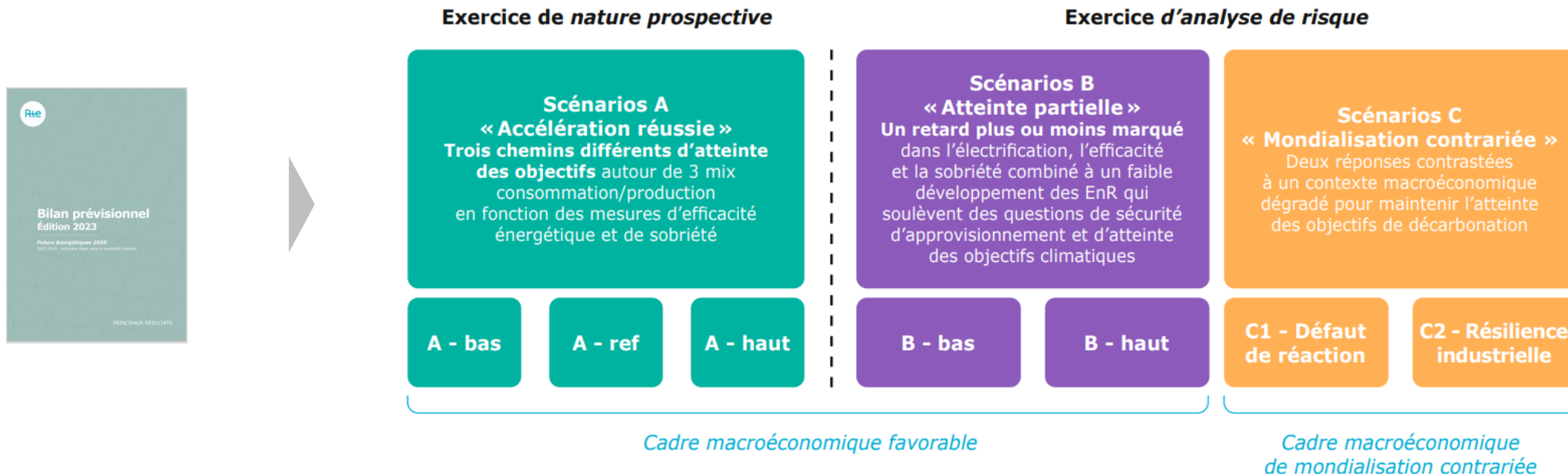
Réactualisation des Futurs énergétiques (horizon 2050+) : révision des trajectoires de long terme



- Actualisation de l'étude tous les 5 ans, étude lancée depuis mi-2025 pour publication fin 2026
- Révision des trajectoires en tenant compte des nouveaux objectifs, des nouveaux éléments de contexte (économique, géopolitique) et de la disponibilité des leviers



Le Bilan prévisionnel 2025 réactualise les perspectives à dix ans décrites dans le Bilan prévisionnel 2023



Depuis 2023 :

- La consommation d'électricité est demeurée atone et **suit en cela les trajectoires du scénario C**
- La production d'électricité s'est rétablie suite aux crises sanitaire et énergétique et se **développe selon les rythmes prévus dans le scénario A**



Le BP 2025 confirme la pertinence d'une décarbonation rapide du pays pour réduire ses dépendances aux fossiles importés

Stratégie de décarbonation

étudiée dans les dernières publications de RTE



Consommation d'énergie : électrification rapide des usages, complétée d'une bascule vers d'autres vecteurs énergétiques



Accroissement de la production d'électricité bas-carbone



Développement des réseaux de transport et de distribution d'électricité



Poursuite des efforts d'efficacité énergétique et de sobriété



Bénéfices climatiques et stratégiques pour le pays en 2035



Part des fossiles dans la consommation d'énergie française en 2035 : **~30-35 %** (vs. ~60 % aujourd'hui)



Part de l'électricité dans la consommation d'énergie française en 2035 : **~40-45 %** (vs. 26 % en 2024)



Imports d'énergies fossiles en 2035 : **- 500 TWh** (par rapport à 2024)



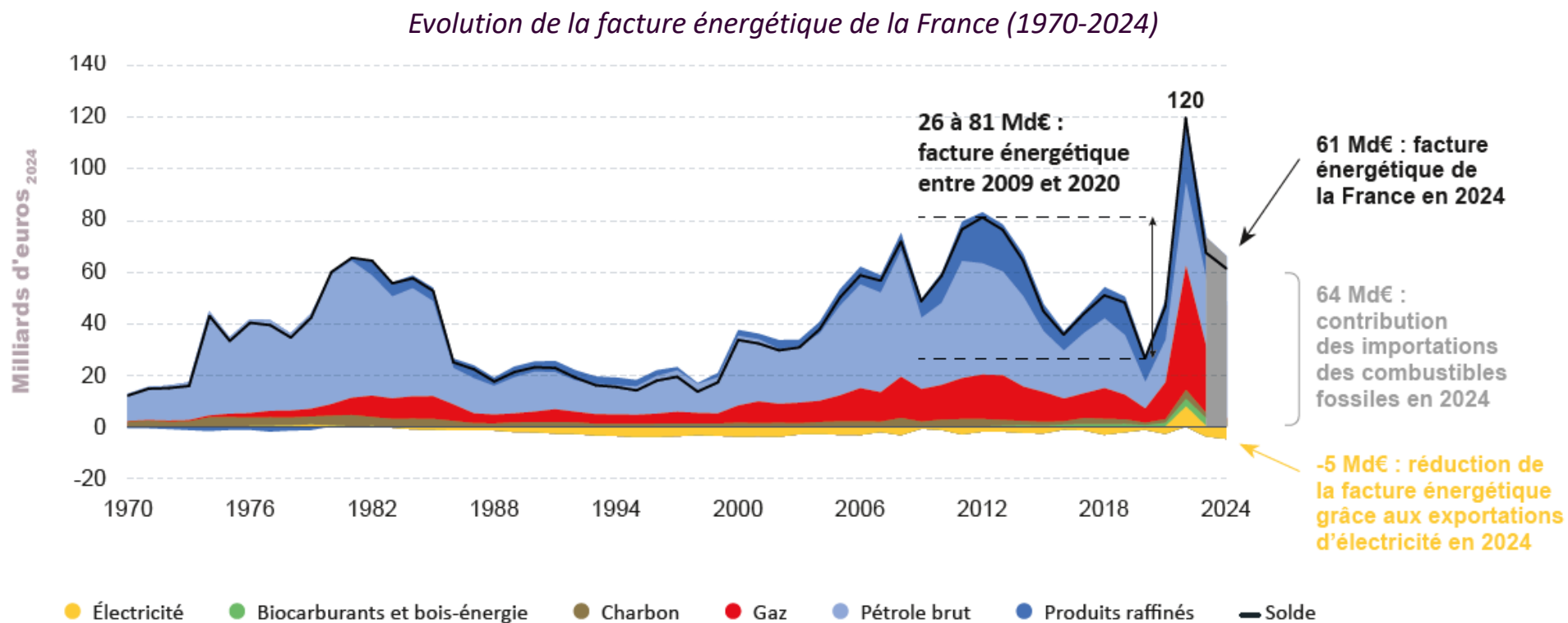
Emissions de CO₂ en 2035 : **~210 MtCO₂** (- 60 % d'émissions brutes par rapport à 1990)

Réduction des dépendances stratégiques du pays



Les analyses du Bilan prévisionnel 2025 soulignent la nécessité d'articuler le temps court et le temps long

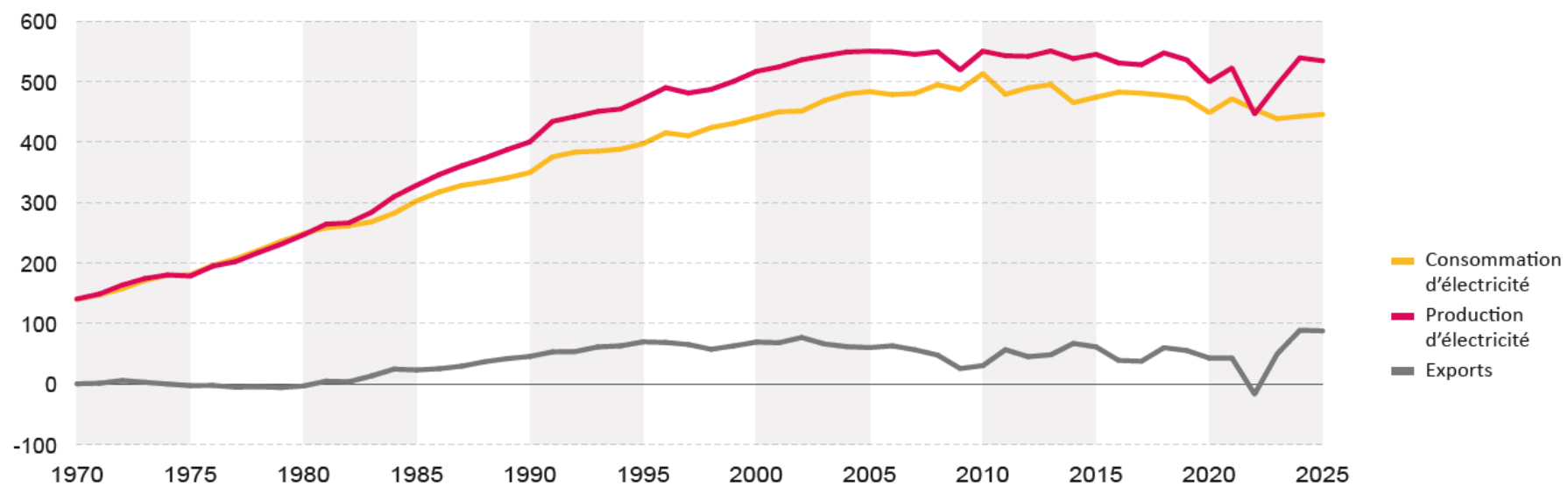
Au-delà des enjeux de court terme, l'enjeu principal demeure donc de ne pas se départir de l'objectif de long terme de décarbonation et de réduire rapidement les dépendances géostratégiques de la France vis-à-vis des pays producteurs d'hydrocarbures





BP 2025

A court terme, la France est entrée dans un épisode de surcapacité transitoire, qui n'est pas inédit





BP 2025

A court terme, la France est entrée dans un épisode de surcapacité transitoire, qui n'est pas inédit

Milieu des années 1980 - 1990 :

développement du nucléaire plus rapide que l'augmentation de la consommation

- développement de la faculté de modulation du parc nucléaire et des HP/HC
- augmentation des exports

Années 2000 :

situation de surcapacité

- la production nucléaire dépasse 400 TWh/an
- record d'exports en 2002 (76 TWh)

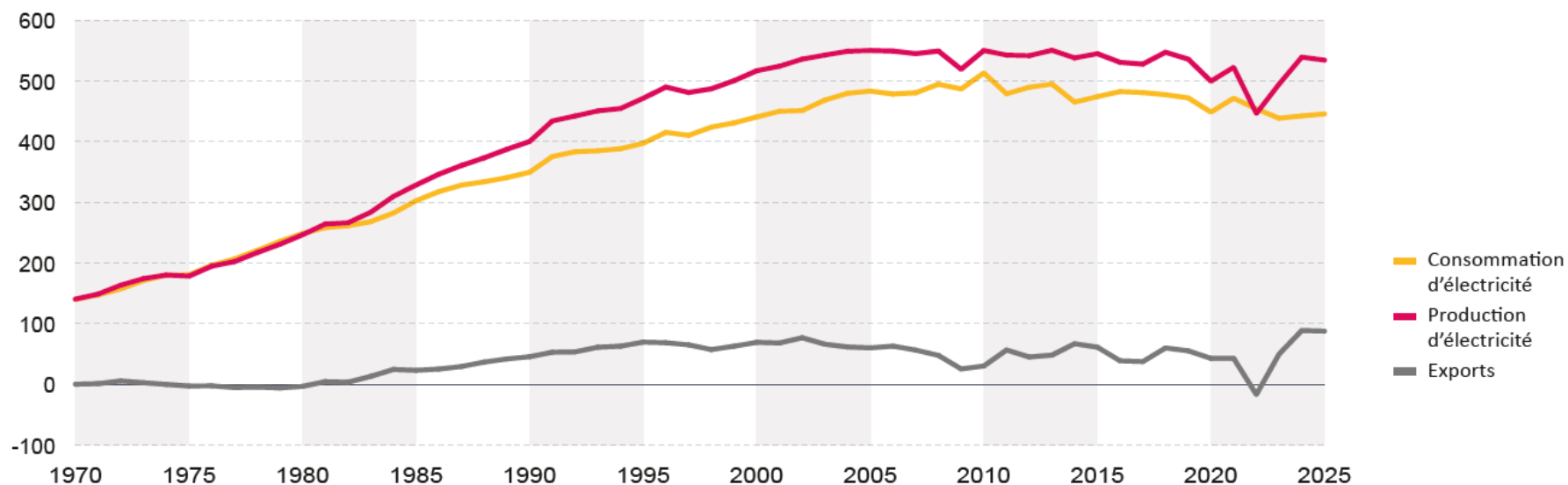
Années 2010 :

érosion de la surcapacité

- fermeture de l'essentiel du parc fioul et charbon
- dégradation de la dispo. nucléaire
- faible développement des EnR

Depuis 2020 : alternance d'épisodes de tension et d'abondance

- forte indispo. puis rétablissement de la production + développement soutenu des EnR
- forte baisse de la consommation
- record d'exports en 2024 (89 TWh)





La France est aujourd'hui dans une situation d'abondance d'électricité particulièrement avantageuse pour s'électrifier

1 Le potentiel de production bas-carbone d'électricité en France est désormais rétabli et **croît conformément au rythme nécessaire à la décarbonation du pays**



Rétablissement de la production nucléaire suite aux crises sanitaire et corrosion sous contrainte (sans retrouver les niveaux 2010)



Retour à la normale de la production hydraulique, suite à une sécheresse historique en 2022 qui a ajouté à la crise énergétique



Passage d'un rythme de développement moyen de **3 TWh/an** (2011-2015) à **9 TWh/an** (2021-2025), **conforme aux objectifs publics**

2 La **consommation demeure atone** et ne suit pas la trajectoire correspondant à l'atteinte de la neutralité carbone



Baisses de la consommation suite aux crises sanitaire et énergétique (-6% vs. son niveau pré-Covid)



Poursuite des effets structurels de l'efficacité énergétique correctement documentés par RTE dans ses rapports depuis dix ans



Cette situation se traduit concrètement par :

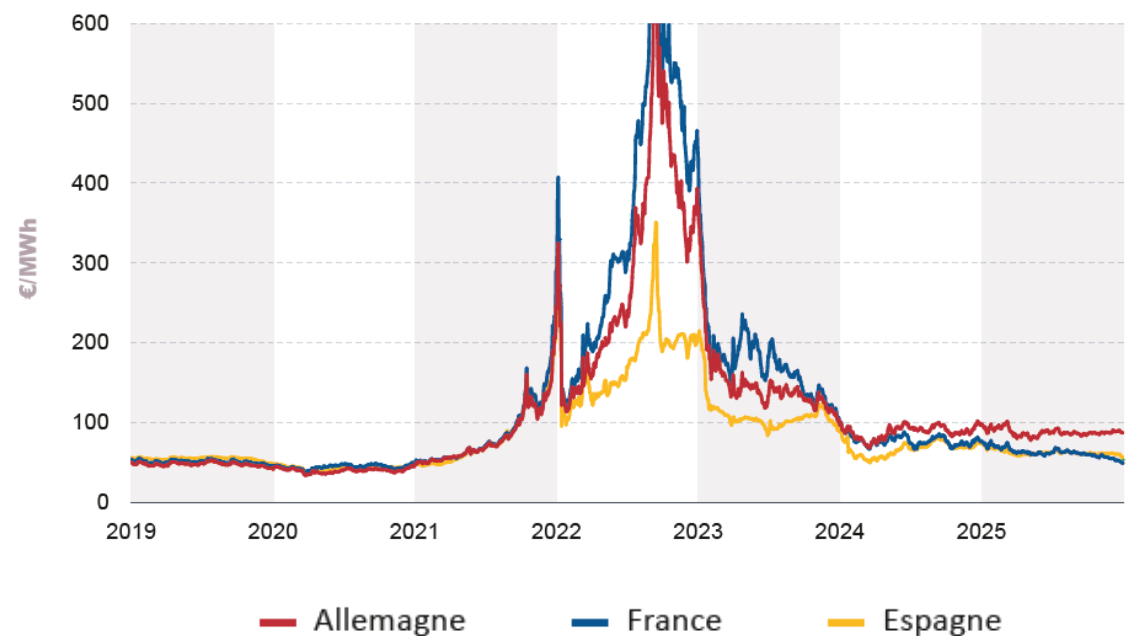
- 1 des exports très significatifs, dans de bonnes conditions économiques

2024
89 TWh
(solde exportateur
record)

au 30 novembre 2025
82 TWh
(solde annuel
non encore établi)

- 2 très forte compétitivité des prix de gros français (~50 €/MWh pour livraison l'année prochaine) et un découplage avec les prix allemands et espagnols

Évolution des prix à terme pour livraison en base l'année suivante en France, Espagne et Allemagne





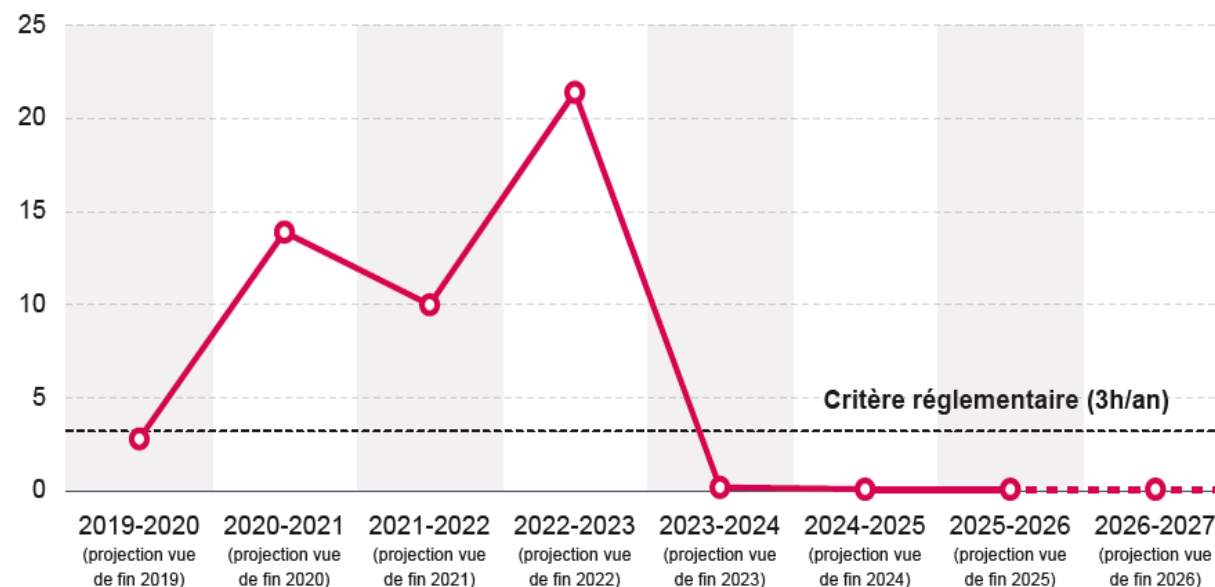
La France est aujourd'hui dans une situation d'abondance d'électricité particulièrement avantageuse pour s'électrifier

- 1 **Le niveau de risque en cas de vague de froid hivernale est historiquement faible** pour les toutes prochaines années, y compris pour cet hiver

→ confirme les précédentes analyses de RTE qui identifiaient la seconde moitié des années 2020 comme moins risquée

- 2 **La résilience du système électrique français à de nouveaux chocs sur le parc de production est considérablement accrue** (pas de risque d'arbitrage sécurité d'approvisionnement / sûreté nucléaire)

Évolution du niveau de risque sur l'alimentation électrique
(au sens du critère « des 3 h/an ») entre 2019 et 2027



L'incertitude sur la faculté de la France à alimenter des besoins fortement croissants par de la production bas-carbone **est levée**

Situation avantageuse pour électrifier le pays en comparaison de la situation des pays voisins ou d'autres destinations mondiales



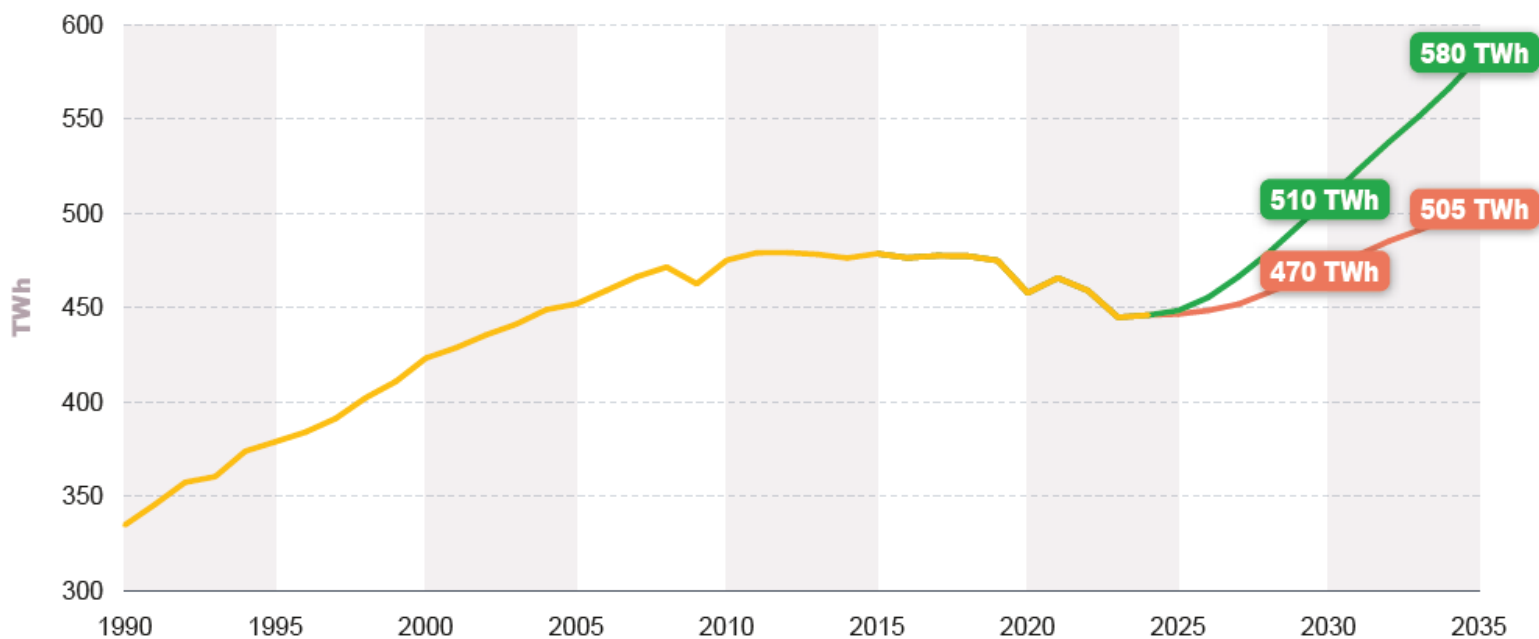
Le Bilan prévisionnel 2025 intègre des trajectoires de consommation contrastées pour tenir compte de l'incertitude sur l'électrification effective du pays

Décarbonation lente non atteinte des objectifs publics

La consommation française suit une trajectoire non compatible avec les objectifs climatiques, dans un contexte économique dégradé (PIB +0,6%/an et baisse de la part de l'industrie)

Décarbonation rapide atteinte des objectifs publics

La France atteint les objectifs du *Fit for 55* et réussit son redressement économique et industriel (PIB +1,1%/an et légère hausse de la part de l'industrie)



+ test de sensibilité « stagnation jusqu'en 2030 »



Ces trajectoires ne relèvent plus de la prospective : elles s'appuient sur des projets existants qu'il convient désormais de concrétiser

De nombreux projets industriels ont déjà sécurisé leur accès au réseau pour les prochaines années

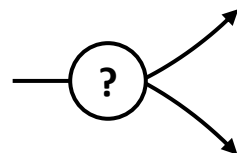
~30 GW
de capacités d'accès
au réseau de transport réservées


**Industrie
manufacturière**
~7 GW

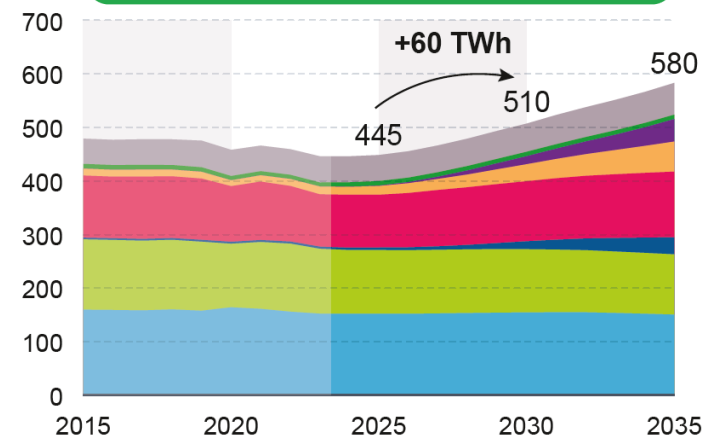
H₂
**Hydrogène
et dérivés**
~10 GW


**Numérique et
data centers**
~14 GW

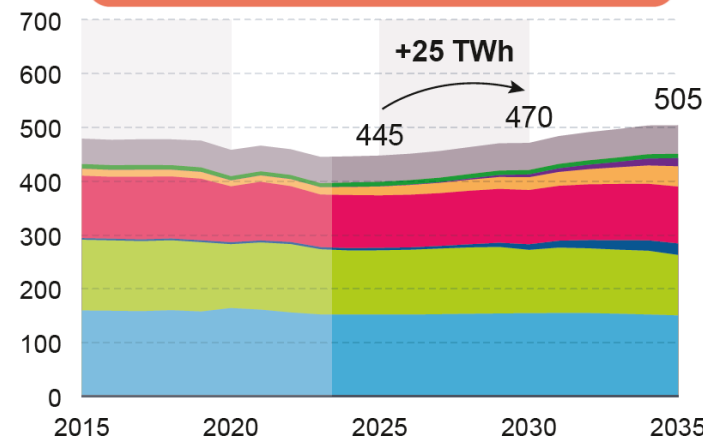
+ des **volumes également importants**
sur les réseaux de distribution



Décarbonation rapide atteinte des objectifs publics



Décarbonation lente non atteinte des objectifs publics



■ Résidentiel
■ Transport
■ Tertiaire (hors DC)
■ Hydrogène
■ Data Centers
■ Agriculture
■ Industrie
■ Energie et pertes



Décarbonation lente non atteinte des objectifs publics

Paramètres techniques

- Stagnation du solde exportateur au-delà de **80-110 TWh** (moindres débouchés économiques en Europe)
- Plus forte sollicitation de la faculté de modulation du parc nucléaire : **~50 TWh** de modulation pour absence de débouché économique
- Augmentation du volume des écrêtements renouvelables (**x2 à 3** par rapport à 2025) et augmentation de la puissance maximale à écrêter (jusqu'à ~30 GW, contre ~10 GW en 2025)

Enjeux économiques

- Hausse du coût complet de production (en €/MWh) : **~+7%** par rapport à une trajectoire décarbonation rapide
- Effets redistributifs : baisse des prix de marché pour les consommateurs (prix *spot* moyen de 35 à 50 €/MWh), mais moindres revenus pour les producteurs et hausse du soutien public aux filières sous complément de rémunération

Ces effets sont très largement évités dans le cas d'une décarbonation rapide



Nécessité de poursuivre la transformation de l'exploitation du système électrique pour assurer sa gestion en sûreté (tension, fréquence, intensité)

- Nécessité de mettre en place un système d'écrêtements contrôlés (coordination de la dynamique d'arrêt/reprise des renouvelables lors des épisodes de prix négatifs)
- Nécessité d'accroître le gisement de renouvelables pouvant être écrêté → extension à toutes installations supérieures à 1 MW (contre 10 MW actuellement)
- Poursuite des investissements pour maîtriser la tension (réseau), complétés par de nouvelles règles techniques



Le parc nucléaire sera appelé à moduler davantage

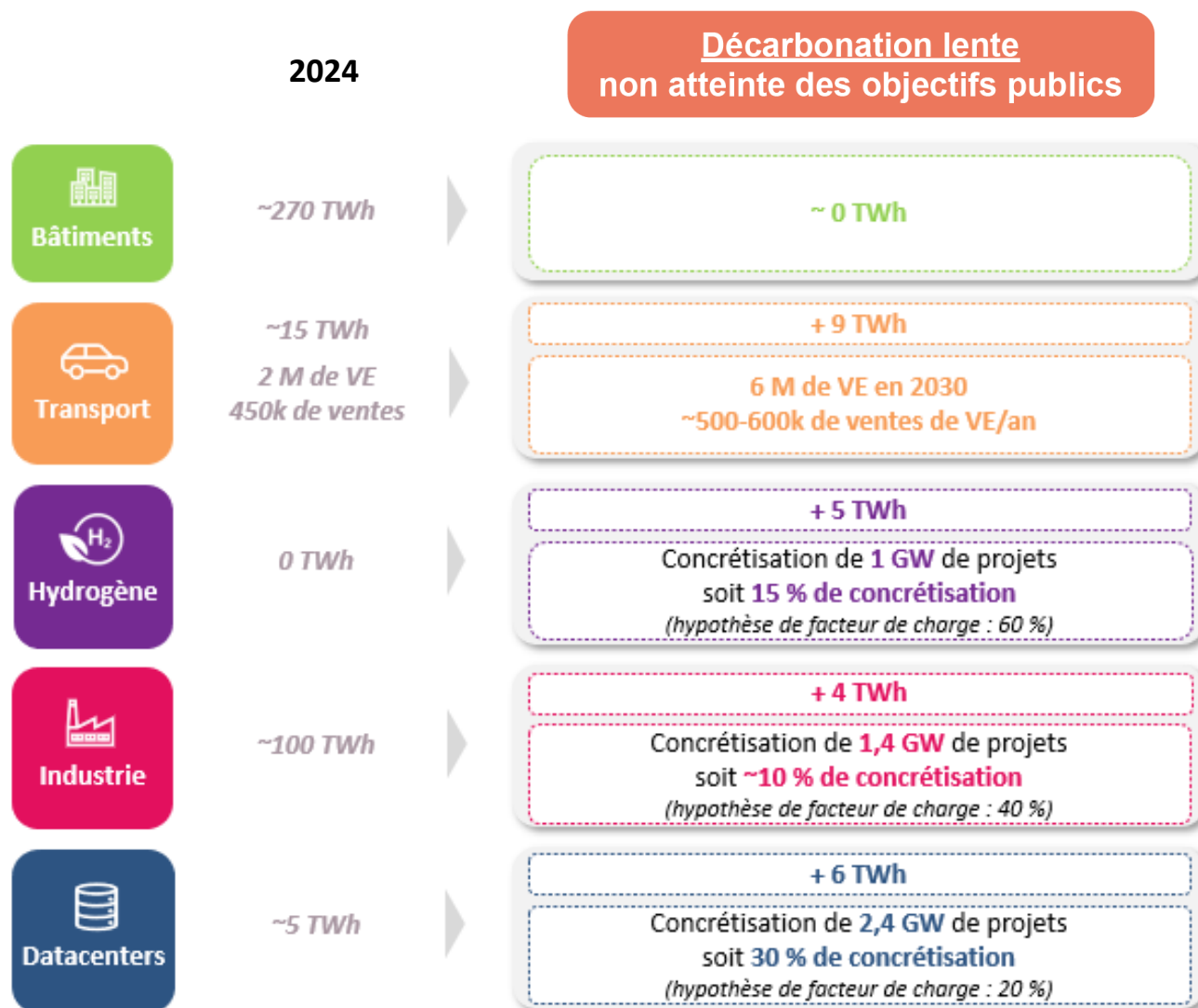
Quels que soient les choix français sur le mix, la faculté de modulation du parc sera davantage sollicitée. RTE a étudié différentes variantes.

La modulation évoluera en intensité et en nature (fréquence et la profondeur des arrêts)

Ces évolutions de l'exploitation du système électrique concerneront l'ensemble des filières (renouvelables, stockage et flexibilité de la demande, hydraulique, parc thermique, etc.)

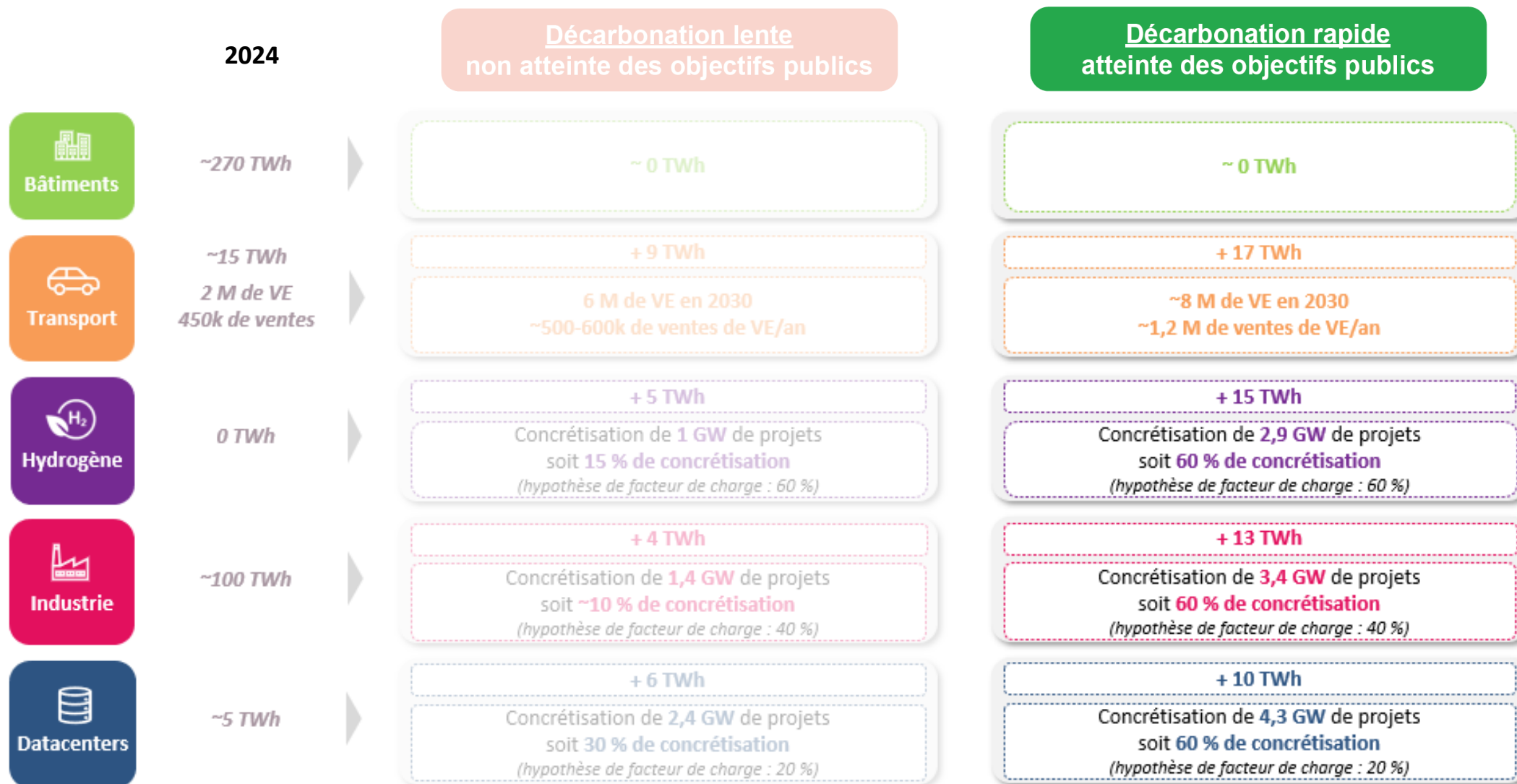


Premier levier de gestion de cet épisode : faire de la concrétisation effective des projets de décarbonation et d'électrification une priorité





Premier levier de gestion de cet épisode : faire de la concrétisation effective des projets de décarbonation et d'électrification une priorité





BP 2025

Second levier de gestion de cet épisode : régler transitoirement le rythme de développement des renouvelables

T3 2025		2030	2035
 ~28 GW  23,5 GW  1,8 GW	Rythme de développement R4  +5 puis 7 GW/an (rythme moyen)  +2 GW/an (rythme moyen)  /	 54 GW  35 GW  3 GW	 90 GW  45 GW  15 GW
	Rythme de développement R3  +3,5 GW/an (rythme moyen)  +1,5 GW/an (rythme moyen)  /	 47 GW  32 GW  3 GW	 65 GW  40 GW  13 GW
	Rythme de développement R2  +2,5 GW/an (rythme moyen)  +0,7 GW/an (rythme moyen)  /	 42 GW  27 GW  3 GW	 55 GW  30 GW  10 GW
	Rythme de développement R1  +1 GW/an (rythme moyen)  +0,7 GW/an (rythme moyen)  /	 35 GW  27 GW  3 GW	 40 GW  30 GW  7 GW



Second levier de gestion de cet épisode : régler transitoirement le rythme de développement des renouvelables

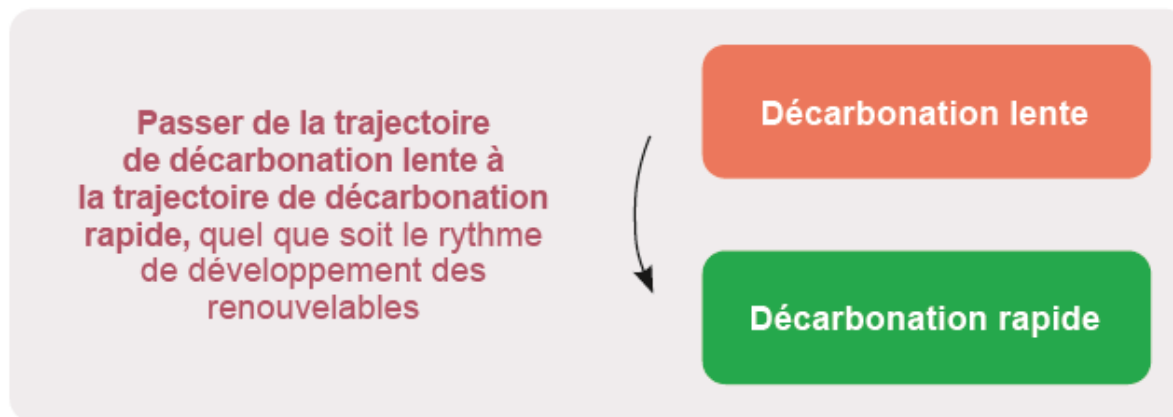
Différents rythmes de développement des renouvelables (solaire et éolien, soit les filières bas-carbone susceptibles de se développer avant 2035) ont été testés dans le Bilan prévisionnel 2025

- Le rythme R1 est insuffisant pour alimenter les besoins d'une trajectoire de décarbonation rapide à l'horizon 2035 (baisse de la résilience, retour dans un monde de crainte de la pénurie)
- Similairement, le rythme R4 est facteur de surcoûts significatifs, particulièrement dans une trajectoire de décarbonation lente à l'horizon 2030

T3 2025		2030	2035
Rythme de développement R4	~28 GW 23,5 GW 1,8 GW	+5 puis 7 GW/an (rythme moyen) +2 GW/an (rythme moyen) /	54 GW 35 GW 3 GW
			90 GW 45 GW 15 GW
Rythme de développement R3		+3,5 GW/an (rythme moyen) +1,5 GW/an (rythme moyen) /	47 GW 32 GW 3 GW
			65 GW 40 GW 13 GW
Rythme de développement R2		+2,5 GW/an (rythme moyen) +0,7 GW/an (rythme moyen) /	42 GW 27 GW 3 GW
			55 GW 30 GW 10 GW
Rythme de développement R1		+1 GW/an (rythme moyen) +0,7 GW/an (rythme moyen) /	35 GW 27 GW 3 GW
			40 GW 30 GW 7 GW



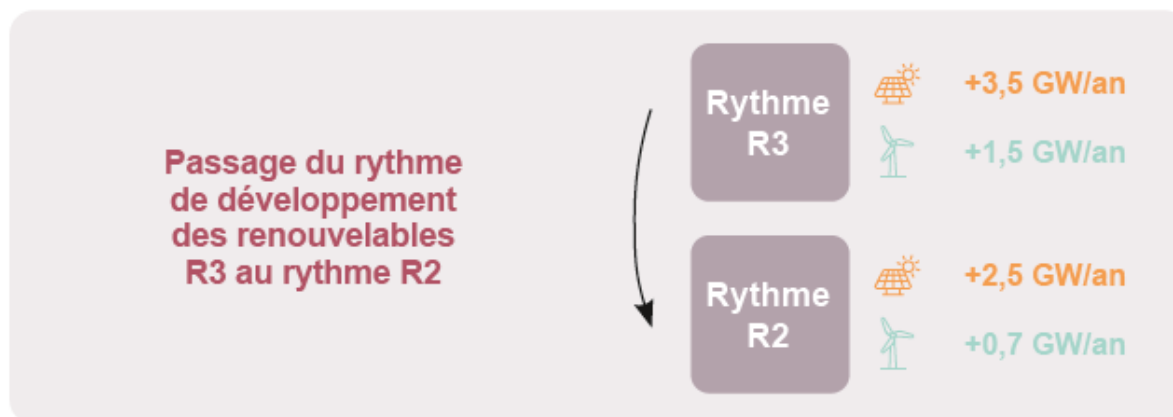
Ralentir le développement des renouvelables a un effet moindre sur le coût du système que de réussir la transition vers une décarbonation rapide



Coût complet du système rapporté à la consommation ↓ ~ 7 €/MWh

Modulation des renouvelables (absence de débouchés) ↓ ~ 3 TWh

Modulation du nucléaire* (absence de débouchés) ↓ ~ 30 TWh



Coût complet du système rapporté à la consommation ↘ ~ 2 €/MWh

Modulation des renouvelables (absence de débouchés) ↘ ~ 2 TWh

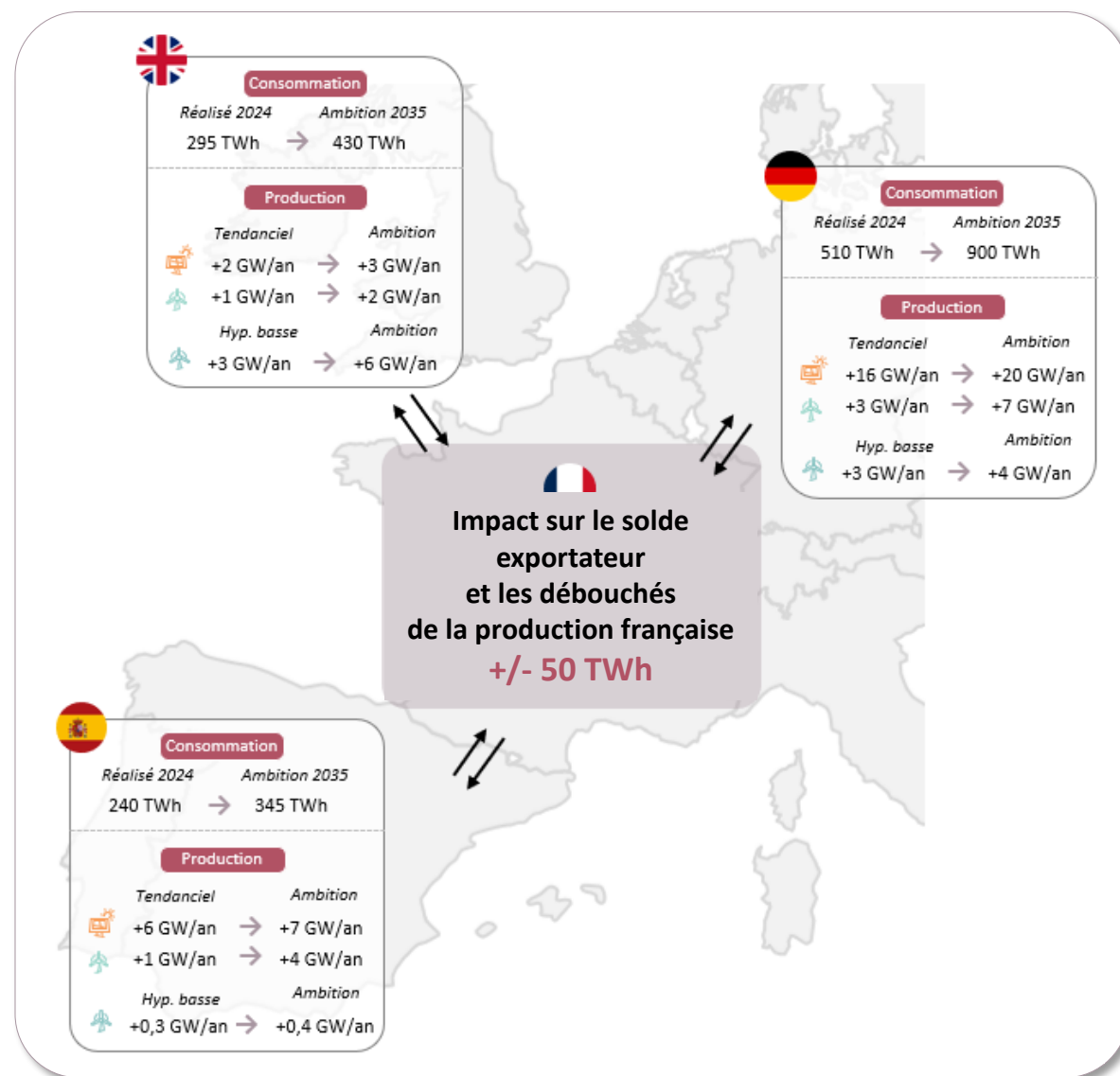
Modulation du nucléaire* (absence de débouchés) ↘ ~ 5 TWh

* D'autres types de modulation peuvent s'y ajouter



Le caractère interconnecté du système électrique conduit dans tous les cas à des évolutions majeures pour la gestion de l'équilibre offre-demande en France

- Le système français est largement interconnecté : **ceci offre au pays une grande résilience en matière de sécurité d'approvisionnement et des débouchés économiques pour sa production d'électricité**
- Du fait de cette interconnexion, **les choix de chaque pays influent sur les débouchés de la production bas-carbone** et sur le fonctionnement du système électrique
- Sans électrification rapide, le solaire et l'éolien développés en Europe répondent aux mêmes débouchés que le nucléaire, mais sont « appelés » avant lui sur les marchés (sauf s'il ne peut moduler pour des raisons techniques) du fait leur faible coût variable (pas de « priorité d'accès »)
- Même si la France choisissait de réduire le développement des renouvelables, **les débouchés de sa production varieraient selon la concrétisation des programmes des pays voisins**





1

Il produit certes des effets mais à court terme seulement et significativement moins efficaces qu'une stratégie de décarbonation rapide



Effets transitoires par rapport à un suréquipement durable

Moindres besoins d'outils de gestion du système électrique

Réduction des coûts du système

Moindres enjeux de redistribution et besoins de financement public

2

Tout stop and go porte préjudice aux filières industrielles (nucléaire, hydroélectricité, réseaux, renouvelables, stockage, etc.)



Risque de brider les efforts des filières renouvelables pour relocaliser une partie de leur industrie manufacturière en France et en Europe



Risque de se priver de la possibilité d'accélérer ou d'alimenter une électrification rapide en 2035



BP 2025

Les analyses du Bilan prévisionnel 2025 soulignent la nécessité d'articuler le temps court et le temps long

