



Le réseau  
de transport  
d'électricité

**BILAN  
DU FONCTIONNEMENT  
DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE**  
**PREMIER SEMESTRE 2024**  
JUILLET 2024

**BILAN DU FONCTIONNEMENT  
DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE**  
**PREMIER SEMESTRE 2024**

JUILLET 2024

# Le premier semestre 2024 : une production décarbonée en augmentation, des exportations au plus haut

## Principaux résultats :

- **La production d'électricité poursuit son rétablissement après les crises de 2020 et 2022 : elle atteint son plus haut niveau depuis 2019, avec 272 TWh produits à mi-année.**
  - ▶ La production hydraulique a été exceptionnellement haute au premier semestre, en progression de 37 % par rapport à l'an passé (+11,1 TWh) et de 13 % par rapport à la moyenne 2000-2020 en raison de conditions météorologiques particulièrement favorables.
  - ▶ La production nucléaire continue de remonter après l'épisode de corrosion sous contrainte, en hausse de 12 % par rapport à l'an passé (+19,1 TWh), mais toujours en retrait de 14 % par rapport à la moyenne 2000-2020.
  - ▶ La production renouvelable s'accroît progressivement, avec une production de 25,5 TWh pour l'éolien et de 11,4 TWh pour le solaire (qui a pour la première fois égalé la production thermique fossile). La puissance maximale produite a atteint 18 GW le 22 février pour l'éolien terrestre et près de 15 GW le 10 mai pour le solaire.
  - ▶ La production thermique fossile au cours du premier semestre n'a jamais été aussi faible depuis les années 1950 : elle a représenté 11,5 TWh, soit une réduction de 54 % par rapport à la moyenne 2000-2020.
- **La consommation d'électricité demeure en retrait par rapport à ses niveaux d'avant crise (-5 à -10 % selon les mois, en données corrigées des conditions météorologiques).**
  - ▶ Ceci traduit la persistance de la dynamique baissière engagée depuis la fin des années 2010 (progrès d'efficacité énergétique) et accentuée par les crises de 2020 et surtout 2022 (sobriété et contraction de la demande par effet prix).
  - ▶ La volonté d'électrification en substitution aux énergies fossiles ne se traduit pas encore par des effets suffisamment importants pour contrebalancer cette tendance bien ancrée.
- Ce contexte d'offre plus abondante et de demande toujours faible conduit à un niveau très élevé de sécurité d'alimentation (aucun risque de coupure à l'été, notamment) et à des émissions de gaz à effet de serre particulièrement faibles pour le système électrique français.
- **Il conduit également à une augmentation des exports : au premier semestre 2024, la France a battu son record d'exportations nettes, avec 43 TWh nets (contre 18 TWh l'année dernière à la même période) vers les pays voisins. C'est proche de la consommation annuelle d'un pays comme le Portugal. Au cours du premier semestre, la France a été exportatrice nette tous les jours, même pendant l'hiver. Si cette tendance se poursuit au second semestre, le record d'export net annuel datant de 2002 (77 TWh) sera battu.**

- Ces niveaux exceptionnels d'export ont été enregistrés alors même que la France engage un programme de renouvellement et de renforcement de son réseau pour atteindre les objectifs de transition énergétique européens et nationaux. Ce programme conduit à l'augmentation des travaux et des indisponibilités d'ouvrages électriques, et donc à augmenter les flux sur le reste du réseau. De plus, les échanges d'électricité entre le sud et le nord de l'Europe accentuent les transits sur le réseau français (notamment exports espagnols à destination des pays à l'est de la France).
- Dans ce contexte, RTE a procédé à des réductions exceptionnelles d'exportations vers les pays à l'est de la France au cours des mois d'avril et mai. Ces mesures ont été activées après que l'ensemble des moyens conventionnels ont été mis en place et que des travaux de maintenance supplémentaires ont été déprogrammés.
- La nécessité de procéder à des renforcements sur le réseau interne français est structurelle : d'autres périodes de travaux seront programmées durant les prochaines années, et certains dès le second semestre de cette année. RTE a consulté sur le futur SDDR et publiera ce document d'ici la fin de l'année 2024.
- Ces modifications n'ont eu qu'une faible influence sur les prix, qui s'expliquent au premier ordre par les fondamentaux technico-économiques de l'équilibre production-consommation et notamment par l'abondance et la compétitivité sur les marchés de gros de la production bas-carbone française. De ce fait, les prix dans la zone France se situent désormais à un niveau faible par rapport à ceux des pays voisins :
  - ▶ Les prix spot ont retrouvé leurs niveaux d'avant crise (46 €/MWh en moyenne au cours du semestre), du fait notamment de la baisse des prix des commodités et du CO<sub>2</sub> sur les marchés européens.
  - ▶ Les prix à terme (produit trimestriel T1 2025) ont été divisés par trois par rapport à ceux de l'hiver dernier et sont redevenus inférieurs aux prix allemands pour la première fois depuis le début de la crise énergétique.
- ▶ Du fait de l'abondance de la production bas-carbone, d'une demande faible et de capacités d'export parfois saturées, concomitantes d'épisodes de forte production éolienne et solaire dans les pays voisins, les épisodes de prix négatifs ont fortement augmenté en France au cours du premier semestre (233 pas horaires négatifs constatés contre 53 au premier semestre 2023).
- Dans la période transitoire où la production d'électricité décarbonée est abondante et où la consommation d'électricité demeure faible, il est important de disposer de capacités techniques pour gérer les surplus d'électricité et de règles de marché qui permettent de le faire :
  - ▶ Le développement des flexibilités de consommation et du stockage présente un intérêt renforcé : RTE a présenté dans le Bilan prévisionnel 2023 un « plan de passage à l'échelle » qui doit permettre de développer de manière accélérée ces moyens.
  - ▶ La manœuvrabilité du parc nucléaire a joué à plein au cours du printemps et contribué de manière essentielle à l'équilibre du système électrique en France.
  - ▶ Tous les producteurs doivent être incités à pouvoir moduler à la baisse leur production en situation de prix négatifs. La généralisation du « complément de rémunération » plutôt que de « l'obligation d'achat » comme mode de soutien des énergies renouvelables y contribue.
  - ▶ En tant que responsable *in fine* de l'équilibre du système électrique, RTE peut être amené à modifier le programme de toutes les unités de production en temps réel, y compris renouvelables, conformément aux dispositions actuelles du code de l'énergie. Cette disposition a été activée au cours de l'été 2024, dans des conditions satisfaisantes : elle montre que les énergies renouvelables peuvent prendre leur part dans la gestion de la flexibilité en temps réel du système.

# 1.

## Les déterminants de l'équilibre offre-demande ont évolué de manière très favorable au cours du premier semestre 2024, dans la continuité de l'année 2023

Après une année 2022 marquée par la triple crise énergétique (disponibilité et prix du gaz, effets de la sécheresse sur la production hydraulique, effet de la corrosion sous contrainte sur la production du parc nucléaire) ayant entraîné des tensions sur le système électrique français et européen et une montée des prix sans précédent, l'année 2023 avait vu un retour à une situation plus favorable pour l'ensemble des déterminants de la sécurité d'approvisionnement<sup>1</sup>.

Alors que la consommation poursuivait son recul par rapport à 2022, la production électrique de toutes les filières décarbonées (nucléaire, hydraulique, éolien, solaire) avait nettement progressé, entraînant une baisse des prix et le retour à un solde des échanges nettement exportateur. Les prix restaient toutefois élevés par rapport aux niveaux

d'avant crise, et la production nucléaire n'avait pas retrouvé les niveaux de 2021, malgré son redressement. Ainsi, plus qu'un retour à la situation des années 2010, l'année 2023 avait marqué une stabilisation autour d'un « nouvel équilibre ».

**Les premiers mois de l'année 2024 se sont inscrits dans la continuité de l'évolution amorcée en 2023, avec une nette hausse de la production nucléaire, qui a désormais retrouvé un niveau proche de celui de 2021 (avant la crise de la corrosion sous contrainte), une production hydraulique au plus haut et une consommation encore faible. Cet équilibre sera amené à évoluer dans les années à venir, selon la trajectoire de transformation du système énergétique nécessaire pour atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050.**

1. Voir le [Bilan électrique 2023](#).

# 2.

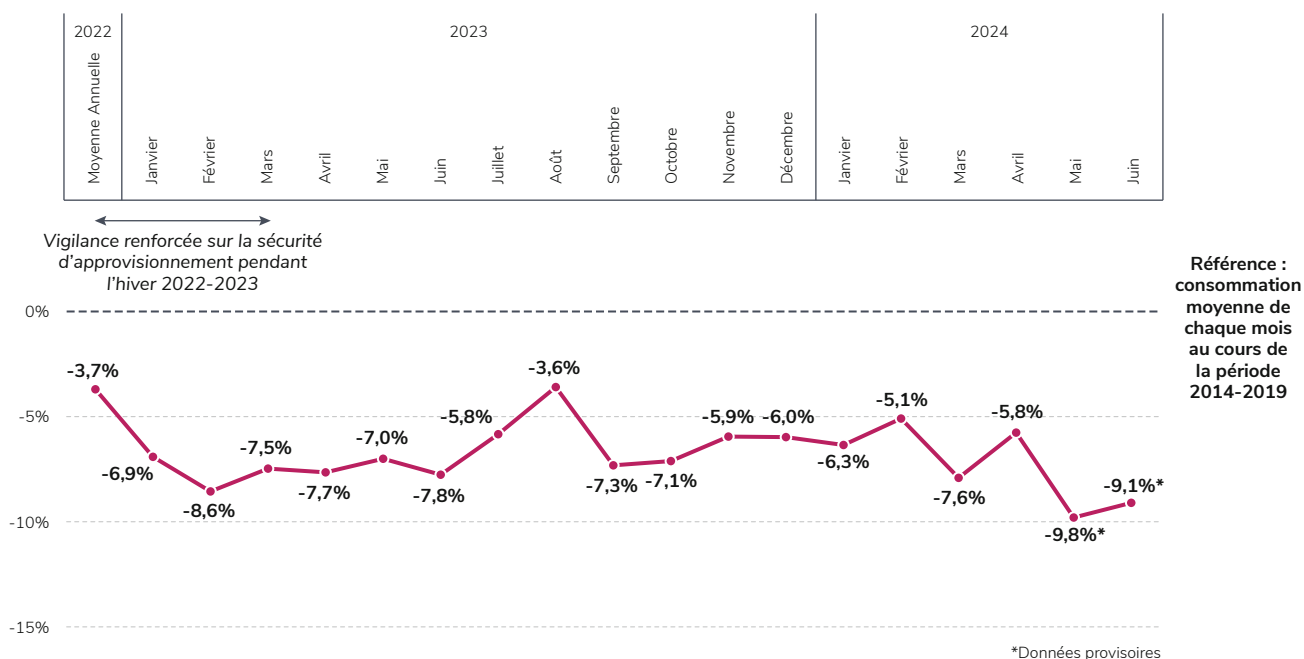
## La consommation se situe toujours en retrait

La baisse de la consommation observée tout au long de l'année 2023 s'est confirmée au 1<sup>er</sup> semestre 2024 : la consommation corrigée des effets météorologiques a été très légèrement supérieure à celle de la même période en 2023 (+0,4 %) tout en restant bien plus faible (-5 % à -10 % selon les mois) que celle d'avant les crises sanitaire et énergétique.

Au mois de mai, la consommation s'est située à un niveau particulièrement bas en raison de nombreux ponts et jours fériés qui ont conduit à un ralentissement ponctuel de l'activité économique.

Il apparaît désormais de plus en plus probable que la contraction de la demande observée entre 2021 et le premier semestre 2024, qui correspond à la fois

Figure 1 : Écart entre la consommation mensuelle en 2023 et 2024 (corrigée des effets météorologiques) et la consommation moyenne des mêmes mois au cours de la période 2014-2019



à une moindre activité économique et à des économies d'énergie dans tous les secteurs (industriel, tertiaire, résidentiel), produira des effets durables.

Du fait de la perspective d'électrification des usages, la consommation d'électricité devrait

s'infléchir à la hausse dans les prochaines années, au fur et à mesure que se concrétiseront les ambitions de décarbonation et de réindustrialisation, même si l'ampleur et l'horizon de cette inflexion demeurent incertains (voir enseignement n° 2 du dernier Bilan prévisionnel).

# 3.

## La production totale d'électricité a augmenté pour la deuxième année consécutive, portée par la hausse du nucléaire et de l'hydraulique

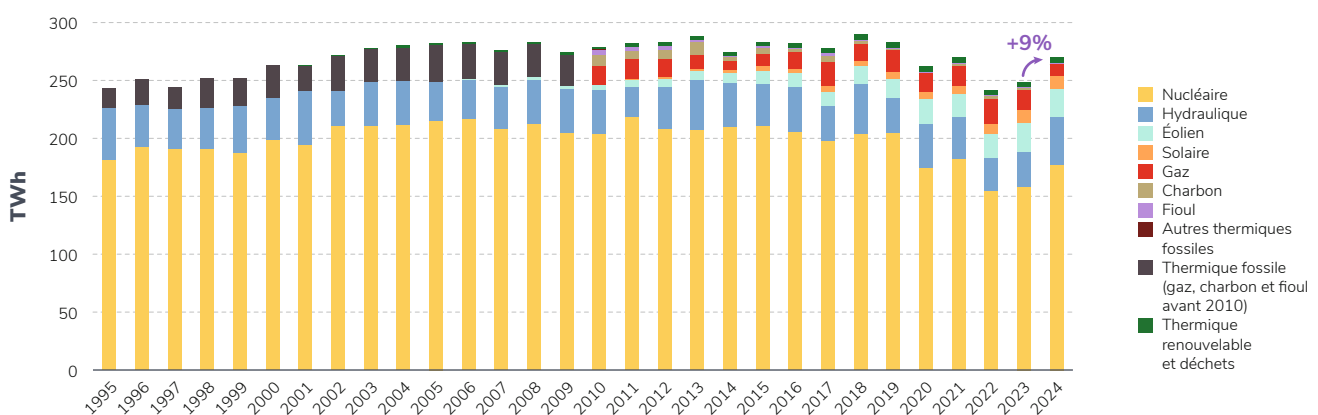
**Au cours du premier semestre, la production d'électricité a atteint son plus haut niveau depuis 2019 (272 TWh).**

**En proportion, c'est la production hydraulique qui a présenté la plus forte augmentation par rapport au premier semestre 2023 (+11,1 TWh, soit +37 %), en raison des précipitations abondantes en hiver et au printemps.** Il s'agit d'un niveau de production supérieur de 11 % à la moyenne des premiers semestres au cours de la période 1991-2020. En effet, l'hiver 2023-2024 et le printemps 2024 ont été caractérisés par des

niveaux de précipitations respectivement 10 %<sup>2</sup> et 45 %<sup>3</sup> plus élevés que la moyenne 1991-2020.

**En volume, la production nucléaire constitue le premier facteur d'augmentation, avec une production de 177 TWh, soit une augmentation de 19 TWh par rapport à la même période en 2023.** La disponibilité du parc nucléaire a atteint 70 % au premier semestre 2024 contre 62 % l'année passée, traduisant de manière concrète le bon avancement du programme de contrôle, de réparation et de remise en service des réacteurs affectés par le phénomène de corrosion sous contrainte.

Figure 2 : Production française au cours du premier semestre de chaque année depuis 1995



2. [Météo-France, Bilan climatique hiver 2023-2024, 2024](#)

3. [Météo-France, Bilan climatique printemps 2024, 2024](#)



Il ne s'agit pas encore d'un retour au niveau nominal de production : à l'exception des années 2020 (confinement), 2022 et 2023 (corrosion sous contrainte), la production nucléaire demeure en recul de 14 % par rapport à la moyenne des deux dernières décennies.

**Les volumes de production d'origine éolienne (terrestre et en mer) et solaire ont poursuivi leur dynamique à la hausse, respectivement de 3 % et 5 % au premier semestre par rapport à la même période l'année précédente,** atteignant respectivement 25,5 et 11,4 TWh (soit une augmentation de 0,8 TWh et 0,5 TWh par rapport à la même période en 2023 respectivement). Les parcs éoliens en mer de Fécamp et Saint-Brieuc, déjà partiellement opérationnels depuis 2023, ont été entièrement mis en service courant mai, avec une puissance installée voisine de 500 MW.

Ils s'ajoutent au parc de Saint-Nazaire en service depuis fin 2022. Ainsi, la production éolienne en mer a représenté 1,8 TWh au premier semestre 2024, contre 0,8 TWh au cours du 1<sup>er</sup> semestre 2023.

**La production thermique fossile au cours du premier semestre n'a jamais été aussi faible depuis les années 1950 : elle a représenté 11,5 TWh.**

Le précédent plus bas niveau à mi-année avait été atteint en 2014 (11,8 TWh), année caractérisée par des températures au-dessus des normales en hiver et un été relativement frais qui avaient tiré la consommation vers le bas.

En particulier, les centrales au charbon n'ont fonctionné qu'une centaine d'heures depuis le début de l'année, confirmant le caractère désormais marginal du charbon dans le mix électrique français.

# 4.

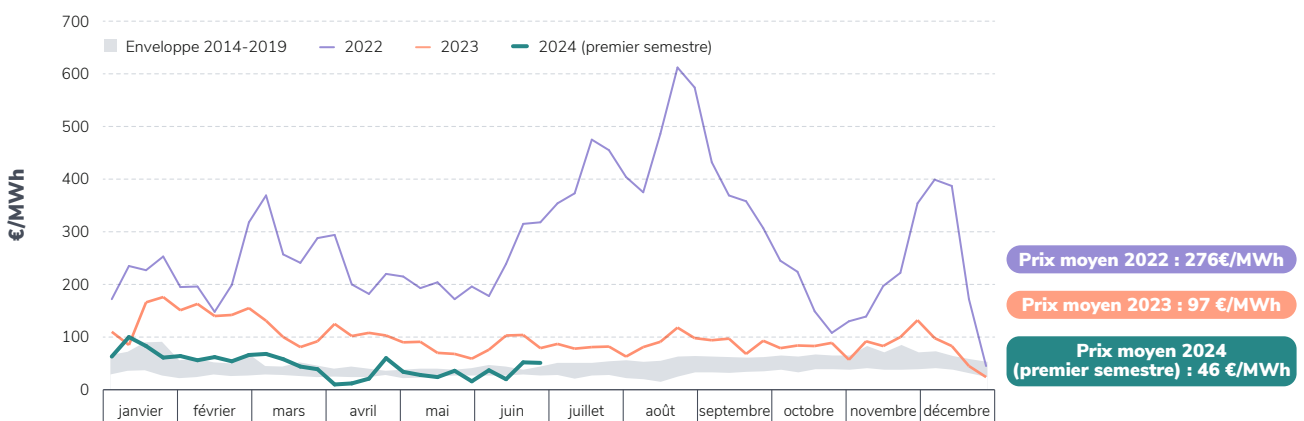
## Grâce à l'amélioration des fondamentaux de l'équilibre offre demande, les prix ont marqué un net recul sur les marchés de gros de l'électricité

### 4.1 Les prix sur les marchés de gros en France (spot et à terme) sont redevenus parmi les plus bas d'Europe

Sous l'effet d'une consommation réduite et de la hausse de la production décarbonée, mais aussi d'une baisse de 32 % des prix du gaz par rapport au premier semestre 2023<sup>4</sup> et d'une diminution de

la valeur des quotas d'émissions de gaz à effet de serre, les prix de l'électricité sur les marchés de gros ont retrouvé en France des niveaux proches de ceux constatés avant les crises sanitaire et énergétique.

Figure 3 : Évolution des prix spot hebdomadaires moyens en France en 2024 et comparaison avec les années précédentes



Source : EPEX

La moyenne des prix spot en France sur le premier semestre s'établit à 46 €/MWh. Ce niveau est très inférieur à celui des pays voisins (68 €/MWh en Allemagne, 61 €/MWh en Belgique, 93 €/MWh en Italie) à l'exception de l'Espagne (39 €/MWh). Les prix

faibles constatés en Espagne résultent de l'équilibre local entre production et consommation et non du mécanisme ibérique de plafonnement des prix du gaz, qui ne produit plus d'effet depuis que le prix du gaz a baissé sur le marché de gros européen.

Figure 4 : Distribution des prix spot pour différents pays européens au cours du premier semestre 2024

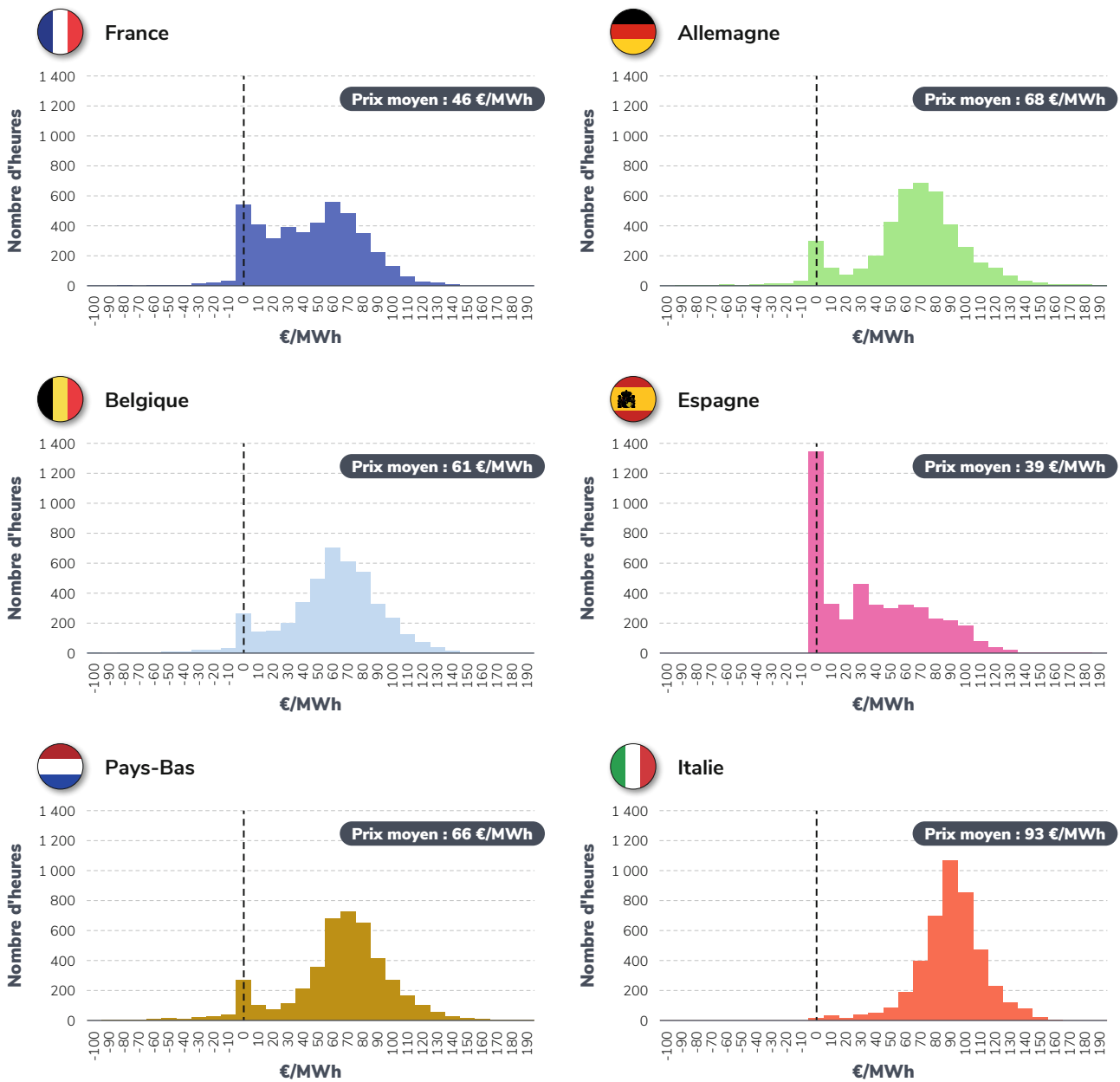
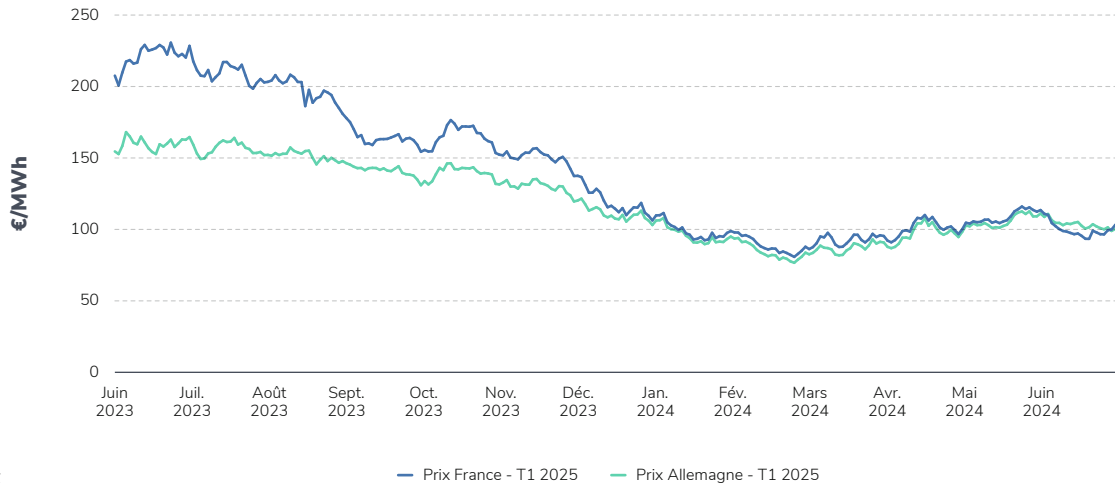


Figure 5 : Comparaison des prix à terme en France et en Allemagne pour livraison au 1<sup>er</sup> trimestre 2025

Cette dynamique baissière est également visible dans les prix à terme de l'électricité, qui traduisent les prix anticipés par acheteurs et les vendeurs pour une échéance donnée. En France, les cotations moyennes du premier semestre 2024 pour une livraison au premier trimestre 2025 ont atteint 98,4 €/MWh, une division par trois par rapport à l'année précédente (307,6 €/MWh au premier semestre 2023 pour une livraison au premier trimestre 2024). **Le prix français pour cette échéance est ainsi redevenu plus faible que le prix allemand depuis début juin pour la première fois depuis plusieurs années.**

Une diminution analogue a été observée pour les prix annuels : le prix moyen s'est établi à 77,7 €/MWh au premier semestre 2024 pour une livraison au cours de l'année 2025 contre 189,3 €/MWh au premier semestre 2023 pour une livraison en 2024.

Les prix observés sur les marchés à terme restent supérieurs à ceux de la période d'avant-crise (51,4 €/MWh au 1<sup>er</sup> semestre 2019 pour livraison en 2020). Ils évoluent de manière cohérente par rapport aux coûts de production des moyens thermiques fossiles, qui n'ont pas non plus retrouvé les niveaux d'avant-crise malgré les baisses prononcées du prix du gaz et de la tonne de CO<sub>2</sub> en 2024<sup>5</sup>.

**Dans l'ensemble, le faible niveau de la consommation intérieure d'électricité, l'amélioration de la production nucléaire et renouvelable française et la réduction des prix des combustibles fossiles et des quotas de CO<sub>2</sub> se combinent pour former un régime de prix bas sur les marchés de l'électricité. Ce type de régime fait partie de ceux identifiés comme possibles dans les analyses détaillées du Bilan prévisionnel 2023<sup>6</sup> et peut se prolonger dans une configuration de faible croissance économique, d'électrification lente et de croissance de l'offre de production bas-carbone.**

5. Le prix du gaz en 2024 pour une livraison en 2025 a par exemple atteint 33 €/MWh en moyenne au premier semestre soit un recul de 38 % en comparaison au produit coté en 2023 pour une livraison en 2024. Ce niveau reste toutefois supérieur aux 19,5 €/MWh cotés au 1<sup>er</sup> semestre 2019 pour livraison en 2020.

6. Voir le chapitre 9, [Économie du système électrique](#).

## 4.2 Les épisodes de prix négatifs se multiplient

Un fait marquant du premier semestre 2024 concerne la multiplication des épisodes de prix négatifs : 233 heures à prix négatif au 1<sup>er</sup> semestre 2024 contre 53 au 1<sup>er</sup> semestre 2023.

Le premier semestre 2020, caractérisé par la baisse de consommation liée aux confinements, n'avait pas lui-même atteint ce niveau, avec 75 épisodes enregistrés. En 2024, de telles situations ont été rencontrées chaque après-midi le week-end à partir d'avril. Deux journées à prix moyen négatif ont été enregistrées, les 6 avril et 15 juin, ce qui ne s'était produit qu'à quatre reprises depuis 2001, la dernière datant du 2 juillet 2023.

Le nombre d'épisodes de prix négatifs en France a également dépassé pour la première fois, au premier semestre 2024, celui en Allemagne. Ce phénomène se retrouve de façon plus importante en Espagne (620 heures à prix nul ou négatif depuis le début de l'année). En effet, le volume de production renouvelable dans le pays a augmenté de manière significative, atteignant 80 TWh au cours du premier semestre 2024 (+15 % par rapport à la même période en 2023), tiré par la hausse de la production hydraulique (+8,2 TWh) et solaire dans une moindre mesure (+2,6 TWh).

Les épisodes de prix négatifs traduisent la conjonction entre une consommation électrique faible, des contraintes à la baisse sur le parc de production conventionnel (pour des raisons économiques ou

techniques), et un volume important de production renouvelable non pilotée. Dans un système électrique qui voit la part des énergies renouvelables croître, il est attendu que de telles situations se multiplient, notamment si la consommation d'électricité tarde à s'infléchir à la hausse. Les moyens qui permettent de traiter ces situations sont bien identifiés :

- la flexibilité du parc de production : au printemps, la manœuvrabilité du parc nucléaire français a notamment été largement mise à contribution et constitue aujourd'hui une source de flexibilité essentielle (dans la plupart des autres pays, l'ajustement de la production est pris en charge par des centrales thermiques fossiles) ;
- l'évolution des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables : le « complément de rémunération » permet de soutenir les filières tout en incitant à la modulation ;
- le développement des flexibilités de consommation et du stockage. De manière générale, le positionnement de certains postes de consommation (recharge du véhicule électrique ou de chauffe-eau) pourrait avoir lieu durant les périodes de la journée les plus susceptibles de conduire à des prix négatifs, sans effet sur le confort de l'utilisateur et à des conditions économiques extrêmement compétitives pour le consommateur.

# 5.

## Le solde des échanges d'électricité de la France a été très fortement exportateur au premier semestre, établissant un nouveau record

### 5.1 La dynamique exportatrice de 2023 s'est confirmée et amplifiée au cours du premier semestre 2024

En 2022, du fait de la crise énergétique, La France avait été importatrice nette pour la première fois depuis 1980. L'année 2023 avait marqué un retour à un solde net exportateur, grâce au redressement de la production française.

**Au cours des six premiers mois de l'année 2024, le solde des échanges d'électricité de la France a considérablement augmenté pour s'établir à un niveau record (43 TWh contre 18 TWh au premier semestre 2023).** Ce niveau est même supérieur à ceux constatés au début des années 2000, quand le parc nucléaire comptait deux réacteurs de plus qu'actuellement et que la consommation était plus faible qu'en 2024.

Ces exports contribuent de manière positive à la balance commerciale française.

Les exportations ont été particulièrement élevées au cours des mois de mai et juin avec l'atteinte d'un record mensuel (9,2 TWh) en mai supérieur de 1,3 TWh au précédent record atteint en juillet 2014 (7,9 TWh).

L'augmentation des volumes exportés par rapport aux années précédentes s'explique principalement par la hausse de la production décarbonée

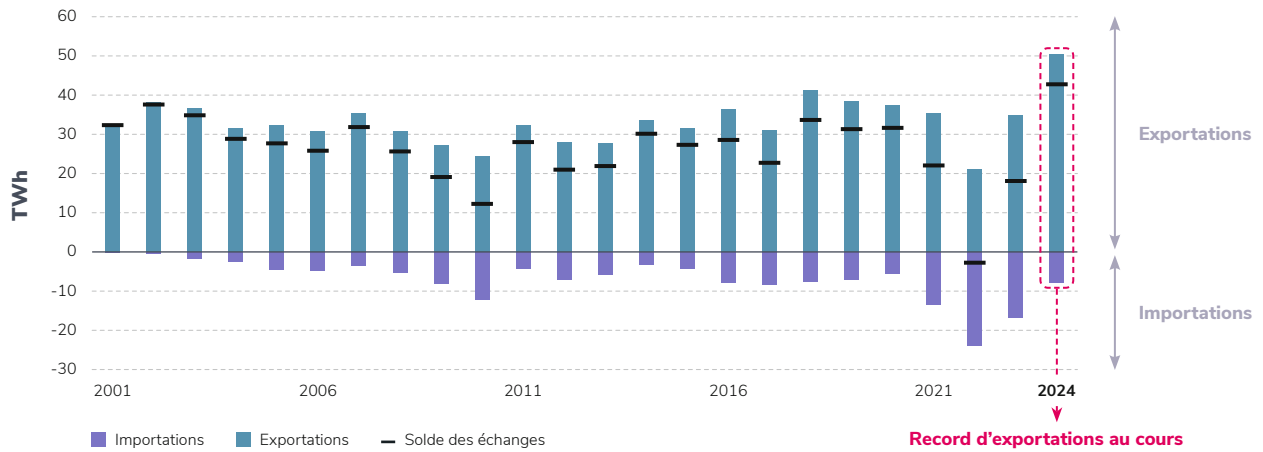
française couplée au faible niveau de consommation. Elle est rendue possible par le développement des interconnexions avec les pays voisins au cours des dernières années<sup>7</sup>.

Dans ses Bilans prévisionnels précédents, et notamment dans les scénarios de faible croissance, voire de stagnation ou de baisse de la consommation d'électricité, RTE avait anticipé qu'un développement du parc renouvelable combiné à un maintien du parc nucléaire historique se traduirait par une croissance des exports. RTE avait notamment identifié que le bilan net des échanges pourrait atteindre une centaine de térawattheures au milieu de la décennie 2020 dans certains scénarios.

Le niveau d'export constaté au premier semestre permet de vérifier cette analyse. Il confirme que, à l'heure actuelle, le développement des renouvelables et du nucléaire sont des phénomènes essentiellement additifs. Dit autrement, l'ajout de moyens de production renouvelables et l'amélioration de la production du parc nucléaire se traduisent essentiellement par une augmentation de la production bas-carbone, et non par une substitution entre ces filières. Cette perspective de moyen terme du système électrique français a été

7. Depuis 2022, de nombreuses évolutions ont permis d'augmenter les capacités d'échange entre la France et ses voisins. Ces évolutions sont de natures diverses : mise en service de nouvelles infrastructures (interconnexions à courant continu entre la France et la Grande-Bretagne mi-2022, entre la France et l'Italie en 2023) ; le renforcement et la modernisation d'infrastructures existantes (interconnexion entre la France et la Belgique) ; évolutions de l'organisation des marchés permettant une utilisation plus optimale des infrastructures (extension du calcul de capacité d'échanges coordonné à 12 pays d'Europe de l'Ouest et d'Europe centrale).

Figure 6 : Échanges commerciaux entre la France et ses voisins au cours du premier semestre depuis 2001 (somme des importations et exportations au pas demi-horaire, et solde)



Il y a plusieurs façons de représenter les échanges selon qu'à chaque pas de temps, l'on considère le flux net total sur toutes les frontières, ou les flux nets par frontière. La deuxième approche est représentée ici.

décrite par RTE dans son dernier Bilan prévisionnel (chapitre 6, Édition 2023).

La croissance des exports résultant du développement du parc bas-carbone français présentera à moyen terme des limites en cas de stagnation de la consommation d'électricité en Europe combinée à

un développement du parc bas-carbone. Ceci renforce le diagnostic selon lequel le développement des flexibilités, notamment côté consommation et stockage, constitue désormais un prérequis au bon fonctionnement du système, en particulier sur le plan économique.

## 5.2 Un solde fortement exportateur vers les pays à l'est et vers le Royaume-Uni

Le solde des échanges de la France a été très fortement exportateur au cours du premier semestre vers les frontières avec les pays à l'est (Belgique, Allemagne, Italie, Suisse) et vers le Royaume-Uni. Il a même atteint des records d'exportation vers toutes ces frontières, sauf vers la Suisse, restant cependant proche pour cette dernière des niveaux maximums d'export observés par le passé.

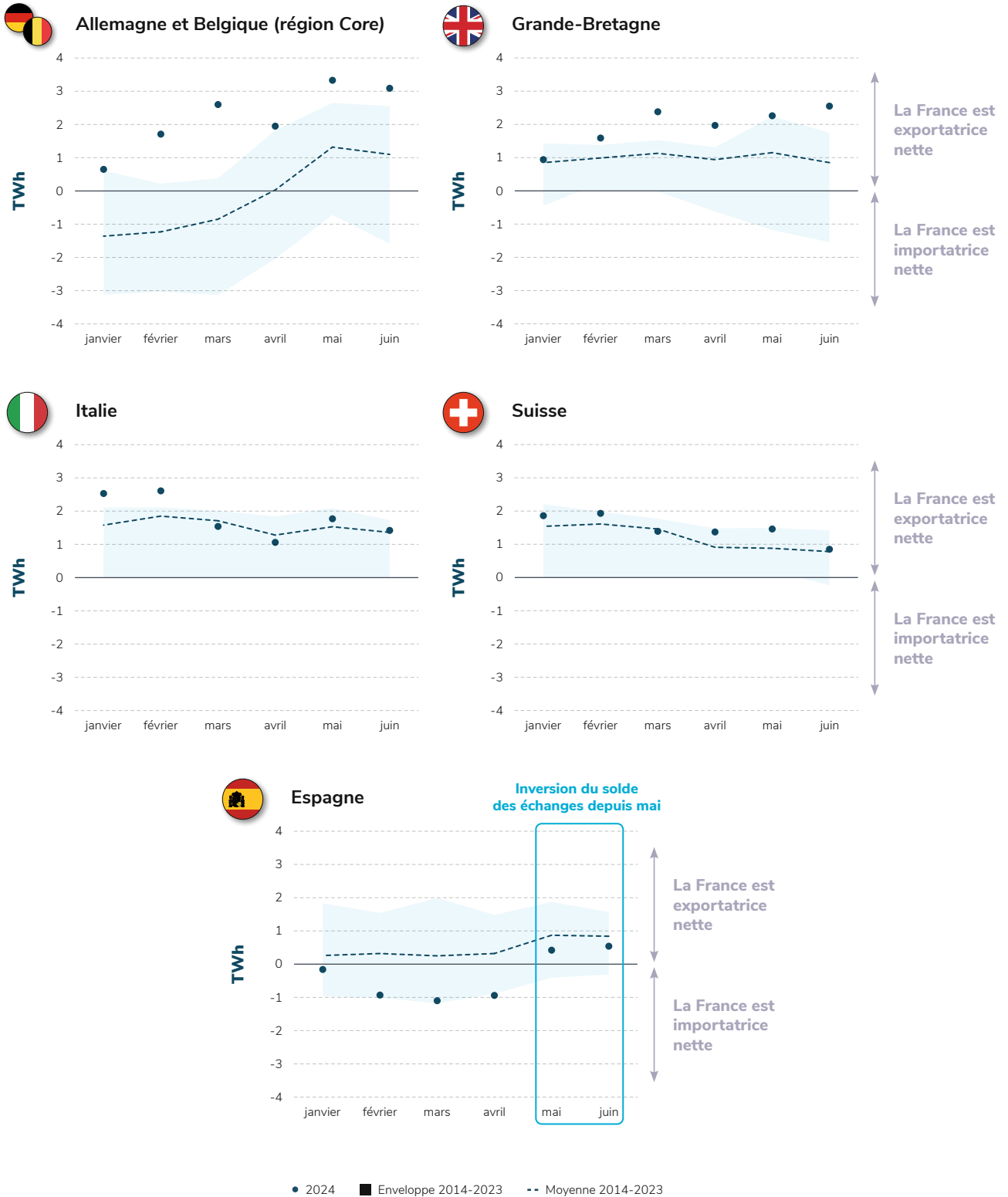
Au cours des mois de mars et d'avril, une diminution ponctuelle des volumes exportés vers les frontières à l'est a pu être observée. Cette diminution relative est le résultat de l'effet combiné (i) d'une forte production décarbonée, (ii) de la réorganisation des flux au sein du territoire français, dans ce contexte de forte production décarbonée, particulièrement visible dans les régions du sud-ouest, (iii) de la réalisation de travaux de maintenance nécessaires sur l'infrastructure de grand transport ayant conduit à

générer des contraintes sur le réseau (voir partie 6.2). Toutefois, **même au cours de cette période, le solde exportateur vers l'Allemagne et la Belgique a dépassé les niveaux maximum observés au cours des dix dernières années, et il est resté proche des valeurs moyennes sur les frontières italienne et suisse.**

Les échanges ont suivi les dynamiques de prix, reflétant des niveaux souvent plus faibles en France que dans les pays voisins, à l'exception de l'Espagne. Sur la frontière espagnole, le solde a été importateur au cours de la période janvier-avril, à des niveaux atteignant le maximum observé depuis le début des années 2000 sur cette frontière. Pendant cette période, les prix sur les marchés de gros étaient plus faibles en Espagne qu'en France. Le solde s'est inversé en mai et juin, quand les prix français se sont situés en moyenne en-deçà des prix espagnols.



Figure 7 : Soldes mensuels des échanges commerciaux entre la France et ses voisins



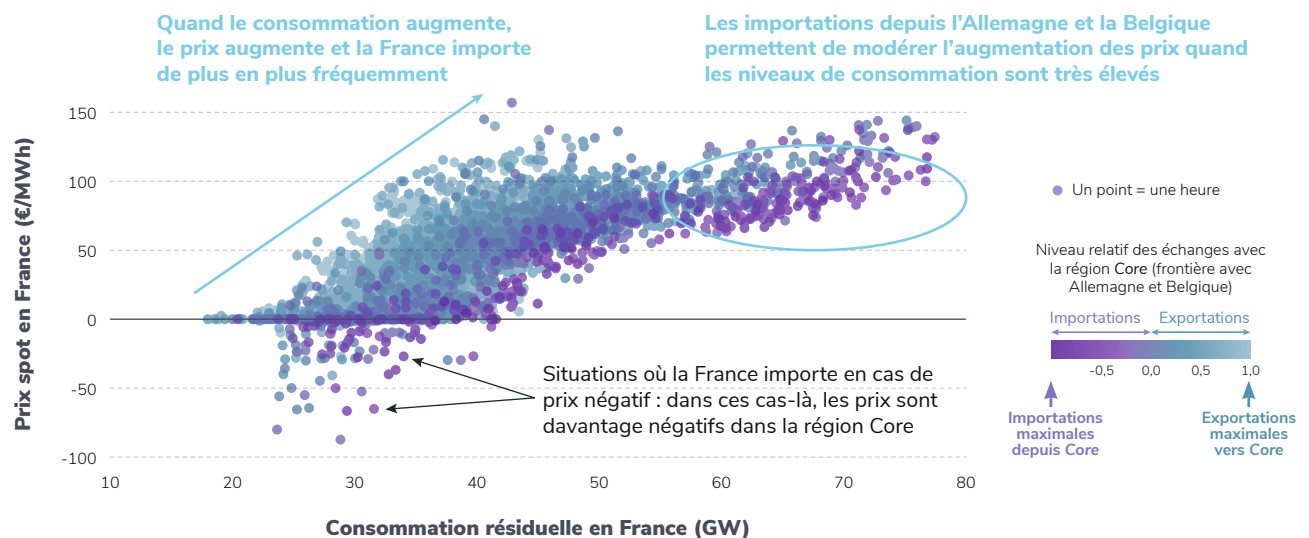
### 5.3 Les capacités d'interconnexion permettent de maîtriser l'augmentation des prix en cas de forte consommation en France et d'exporter le surplus de production décarbonée

Le prix spot de l'électricité en France dépend en premier lieu du niveau de la consommation<sup>8</sup> française, et dans une moindre mesure également du niveau de consommation dans les pays voisins, du fait de l'interconnexion aux frontières. En effet, lorsque la consommation est élevée, il est nécessaire de recourir à des moyens de production de plus en plus coûteux (dans l'ordre de leur coût marginal croissant au niveau européen, sous réserve des capacités d'échanges disponibles).

Au premier semestre, les échanges sur les frontières avec l'Allemagne et la Belgique (région Core<sup>9</sup>) ont

été fréquemment proches de la saturation dans le sens des exportations. Quand la consommation en France a été la plus élevée, les échanges vis-à-vis de la région Core se sont inversés et la France a pu ponctuellement importer des volumes significatifs pour satisfaire la consommation, ce qui permet d'activer les moyens les plus compétitifs pour alimenter la demande en France. Notamment, pour un même niveau de consommation, les prix spot étaient une vingtaine d'euros moins élevés en France quand la France importait de la région Core. Ainsi, en cas de consommation élevée, les importations permettent d'atténuer l'augmentation de prix.

Figure 8 : Analyse de l'influence de la consommation résiduelle et du niveau des échanges avec la région Core sur le prix spot français (janvier-juin 2024)



8. Et plus précisément du niveau de consommation résiduelle, voir partie 6.3.

9. Région de calcul de capacité d'échanges et de couplage des marchés, incluant la France, l'Allemagne, la Belgique, les Pays-Bas, l'Autriche, la Slovaquie, la Pologne, la République tchèque, la Slovaquie, la Croatie, la Hongrie et la Roumanie.

Cette analyse succincte illustre un point important : les imports/exports entre pays européens, qui varient heure par heure, participent essentiellement d'une logique d'optimisation économique à l'échelle de la plaque européenne.

Ils ne doivent pas être interprétés sous le prisme de la sécurité d'alimentation (un import ne traduit généralement pas un « besoin physique » de la part de la zone importatrice).

# 6.

## L'augmentation de la production renouvelable en Europe présente des enjeux grandissants pour la gestion du système électrique

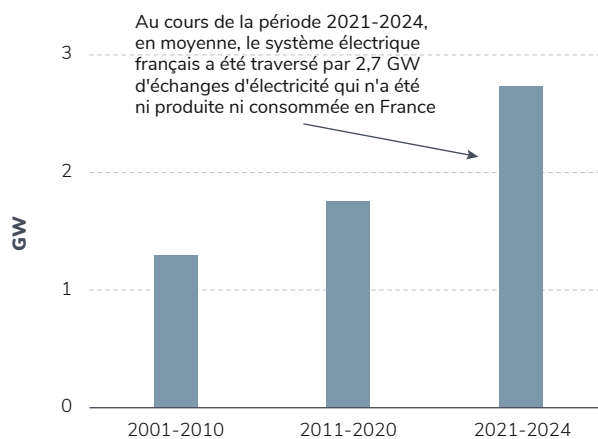
### 6.1 L'augmentation de la production renouvelable en Europe met en exergue la position de « carrefour électrique » de la France

La transformation des mix de production des pays européens modifie les flux d'électricité sur la plaque européenne, et conduit notamment à une augmentation des échanges entre les pays du Nord et de l'Est et les pays du Sud et de l'Ouest de l'Europe, du fait des complémentarités entre les mix de production dominés par les énergies renouvelables.

**Par sa position de « carrefour électrique » entre Europe du Nord, du Sud et de l'Est, la France joue de plus en plus le rôle de pays de transit lorsque de tels régimes d'échanges s'établissent.** Une illustration concrète est celle des échanges entre la péninsule ibérique et la région de l'Allemagne et du Benelux, des zones disposant d'une capacité installée solaire et éolienne déjà importante.

Ces « échanges traversants<sup>10</sup> » sont de plus en plus importants en volume et en fréquence. Au cours de la période 2021-2024, des flux représentant à chaque instant une puissance d'environ 2,7 GW en moyenne, qui n'ont pas été produits en France et ne sont pas destinés à alimenter la consommation française, ont transité par le réseau français. C'est plus du double de ce qui a pu être observé au cours de la période 2001-2010 (1,3 GW).

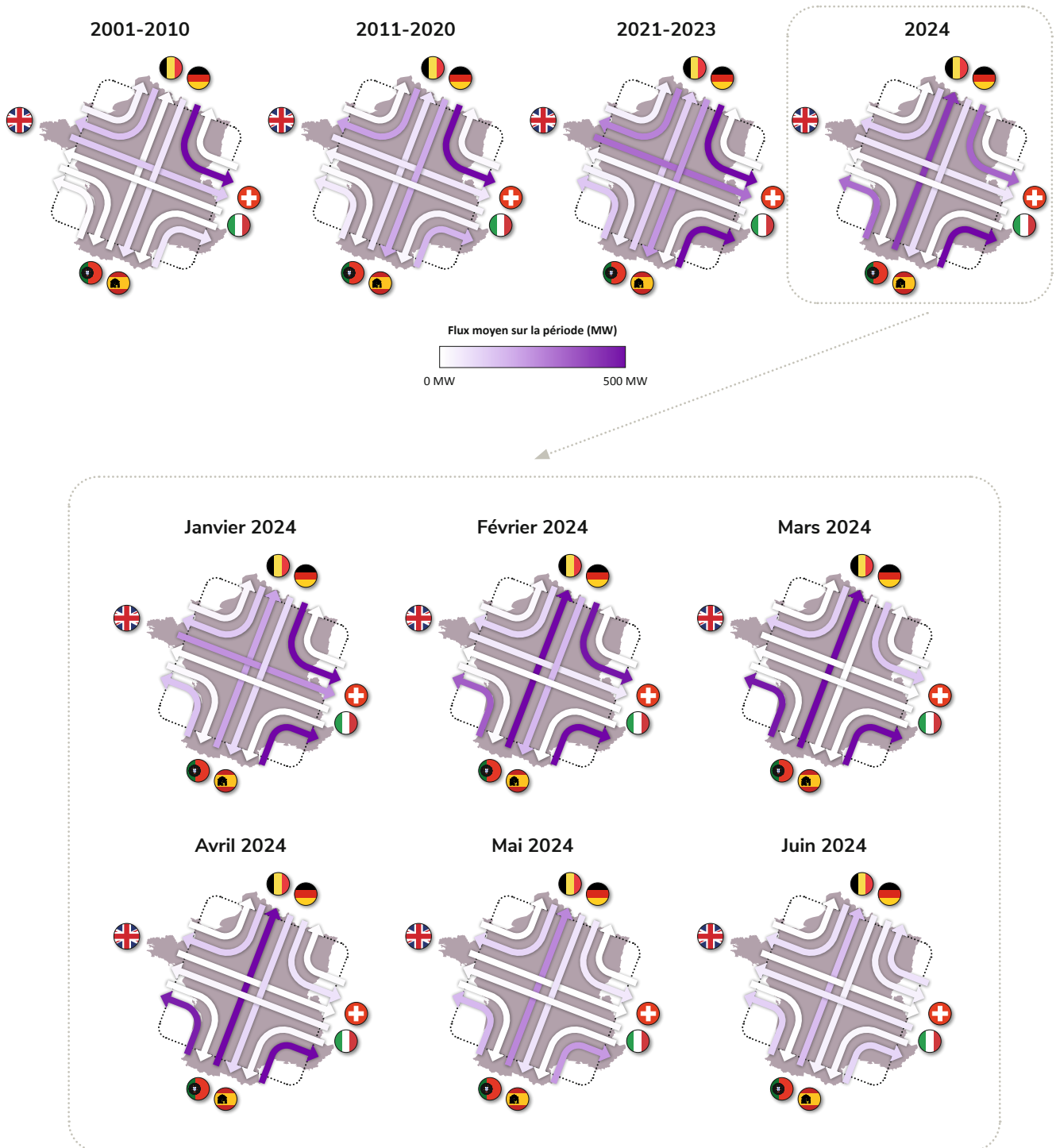
Figure 9 : Puissance moyenne traversant le système électrique français (tous axes confondus), au cours des dernières décennies



Au début des années 2000, les échanges traversant le système électrique français traduisaient essentiellement des flux commerciaux entre l'Allemagne et la région du Benelux d'une part et la

10. Le réseau européen étant maillé, il est possible de supposer intuitivement que les échanges de la France avec ses voisins directs ont des composantes ayant pour origine ou pour destination des pays plus « lointains ». Schématiquement, si, sur un intervalle de temps donné, la France importe de l'électricité depuis l'Espagne mais et qu'elle en exporte vers l'Italie au même moment, alors il peut être légitime de considérer que, sur l'intervalle de temps en question, une partie de l'électricité échangée entre la France et l'Italie est attribuable à de la production en Espagne. On parle alors d'échange traversant.

Figure 10 : Évolution des flux traversant le système électrique français au cours des dernières décennies (moyennes au cours de la période considérée, pour l'année 2024 il s'agit du premier semestre), en haut, et évolution des flux traversant le système électrique français au cours du premier semestre 2024 (moyennes mensuelles), en bas



Suisse et l'Italie d'autre part (la Suisse jouant le plus souvent elle aussi un rôle de pays de transit vers l'Italie). Au cours des années 2010, d'autres axes ont commencé à émerger, avec une ampleur modérée. Depuis 2020, les régimes d'échanges traversants se sont diversifiés, avec des flux plus élevés notamment en provenance de la péninsule ibérique et dirigés vers les pays à l'est de la France.

Cette analyse en volumes nets au cours d'une période fournit une vision des tendances générales concernant les régimes d'échanges. Elle ne permet cependant pas de saisir la réalité du fonctionnement du système électrique européen interconnecté, dans lequel les flux (comme d'autres grandeurs) varient incessamment dans le temps, selon le moment de la journée, de la semaine ou

de l'année. Ceci nécessite une adaptation permanente pour piloter l'équilibre offre demande et les flux associés. À titre d'exemple, la France était largement importatrice depuis la péninsule ibérique au cours des quatre premiers mois de 2024 et elle est devenue exportatrice vers la péninsule depuis le mois de mai (cf. partie 5.2). Le solde concernant le premier semestre reste cependant importateur.

À ce même titre, une vision mensuelle des régimes d'échanges traversants montre bien le changement de dynamique observé depuis mai, lorsque la France est devenue exportatrice vers toutes les frontières, ce qui a réduit mécaniquement la part de flux « traversant » le pays, puisque les exportations étaient presque complètement alimentées par de la production française.

## 6.2 Les forts niveaux d'exportation ont généré des contraintes sur le réseau, au moment où celui-ci aborde une phase de travaux plus significatifs pour assurer son renouvellement et l'atteinte des objectifs de décarbonation et de réindustrialisation

Les niveaux d'exportation inédits constatés au printemps et les phénomènes de transit ont fortement sollicité le réseau de transport d'électricité, au moment où celui-ci aborde une phase importante de travaux. RTE a décrit les enjeux associés à cette phase de transformation au sein de sa consultation publique menée sur le prochain schéma décennal de développement du réseau<sup>11</sup> (SDDR). Ces travaux participent de trois finalités :

- 1) **Accélérer le raccordement au réseau des nouvelles installations de production bas-carbone et des grands consommateurs ;**
- 2) **Adapter la structure du réseau de grand transport**, avec notamment un programme d'augmentation de la capacité de transit sur les grands axes Nord-Sud ;
- 3) **Renforcer la résilience du réseau**, en l'adaptant au changement climatique et en accélérant le renouvellement ciblé de ses infrastructures.

Au printemps 2024, des travaux de maintenance étaient notamment programmés sur les grands axes dans le Massif central, ainsi que sur certaines liaisons transfrontalières, comme c'est habituellement le cas au printemps et en été, périodes auxquelles le réseau est habituellement moins sollicité. Ces travaux programmés portaient sur le remplacement d'appareils électriques dans des postes ainsi que des interventions de maintenance préventive ou faisant suite à des avaries, sur des liaisons à haute tension. Pour permettre la réalisation de ces interventions, les ouvrages concernés font l'objet d'une consignation, c'est-à-dire qu'ils ne sont plus disponibles pour transporter les flux d'électricité.

La combinaison de ce programme de travaux, du faible niveau de consommation et de l'importance des exports, a généré des niveaux de tension importants sur le réseau conduisant à l'application de mesures exceptionnelles de réduction des exportations vers les pays à l'Est de la France. Ces mesures ont été activées après que l'ensemble des moyens conventionnels coûteux et non coûteux ont été mis en place par RTE (en particulier, des modifications de la topologie du réseau français ainsi que la modification du plan de production qui entraîne des coûts d'exploitation). De plus, certains travaux de maintenance supplémentaires ont fait l'objet de déprogrammation en amont, mais ils devront toutefois impérativement être menés à bien au cours des prochains mois.

À partir du mois de mai, les contraintes se sont atténuées tout en restant significatives. Entre le 10 mai et le 15 juin 2024, la valeur moyenne horaire des exportations vers les pays frontaliers à l'est de la France (Belgique, Allemagne, Suisse, Italie) s'est élevée à 9,2 GW, ce qui représente **une augmentation de 40 % des exportations** par rapport à la même période en 2023 (où cette même valeur moyenne s'élevait à 6,5 GW).

RTE a pu isoler l'effet des limitations encore appliquées en mai et juin (application de limites de transit sur certaines lignes) sur la formation de l'écart de prix sur le marché spot (spread) entre la France et certains de ses pays voisins à l'est, en simulant le fonctionnement des marchés sans ces actions. **Cette analyse montre que ces types de limitations ont contribué en moyenne à hauteur de 10 % de l'écart de prix sur les marchés de gros entre la France d'une part et la Belgique et l'Allemagne d'autre part. Par exemple, pour un écart**

11. [SDDR2024-Consultation-Publique-doc-A.pdf \(rte-france.com\)](#)

**de prix entre la France et la Belgique autour de 40 €/MWh, l'effet des limitations encore rendues nécessaires en mai n'était que de 4 €/MWh en moyenne.**

Autrement dit, sur cette même période, pendant laquelle des écarts de prix importants ont pu être constatés, **environ 90 % de l'écart de prix entre la France et ses pays voisins à l'est est imputable aux fondamentaux de l'équilibre offre-demande hors contrainte conjoncturelle de réseau** (fort niveau de production décarbonée et consommation faible en France). Dans le cadre de la poursuite des travaux de maintenance indispensables au bon fonctionnement du réseau de transport, RTE anticipe une nouvelle période de travaux sur le réseau qui pourrait également conduire à l'application de leviers spécifiques, de fin juillet à mi-octobre 2024<sup>12</sup>. RTE poursuivra son travail d'analyse au cours du second semestre afin d'explicitier les impacts de ces mesures garantissant la sécurité d'exploitation du réseau.

Ces situations, et les réactions qu'elles ont parfois pu susciter dans certains pays voisins alors même que la France battait des records d'export et contribuait à ce titre de manière positive à la réduction des prix dans les pays voisins, sont révélatrices du fait que jusqu'à présent les réseaux électriques en

France n'ont pas été limitants et se sont adaptés à tous les régimes de flux résultant des équilibres électriques européens, bien qu'ils aient beaucoup évolué au cours des vingt dernières années.

Pour autant, il est désormais certain qu'une transformation importante du réseau public de transport doit être menée à bien dans les prochaines années. Ceci impliquera une augmentation conséquente du nombre et du volume du travaux pour renouveler les infrastructures les moins résilientes, résoudre les problèmes de saturation déjà identifiés, permettre le déploiement des nouveaux moyens de production et alimenter les zones qui consommeront davantage d'électricité. Le développement des interconnexions transfrontalières, et notamment la perspective de renforcement des interconnexions avec la péninsule électrique, renforcera également l'importance de mener à bien de tels travaux.

Ces travaux auront nécessairement une incidence sur le plan de production, les flux et les échanges, même si RTE utilisera les moyens nécessaires pour limiter ces impacts et réduire leur coût pour la collectivité. La nécessaire transformation des réseaux constitue un enjeu désormais très signalé dans plusieurs pays européens et une priorité de la Commission européenne au travers du *Grid Action Plan*.

12. [Voir le communiqué de RTE sur JAO «French eastern borders: situation update on 23rd July 2024».](#)

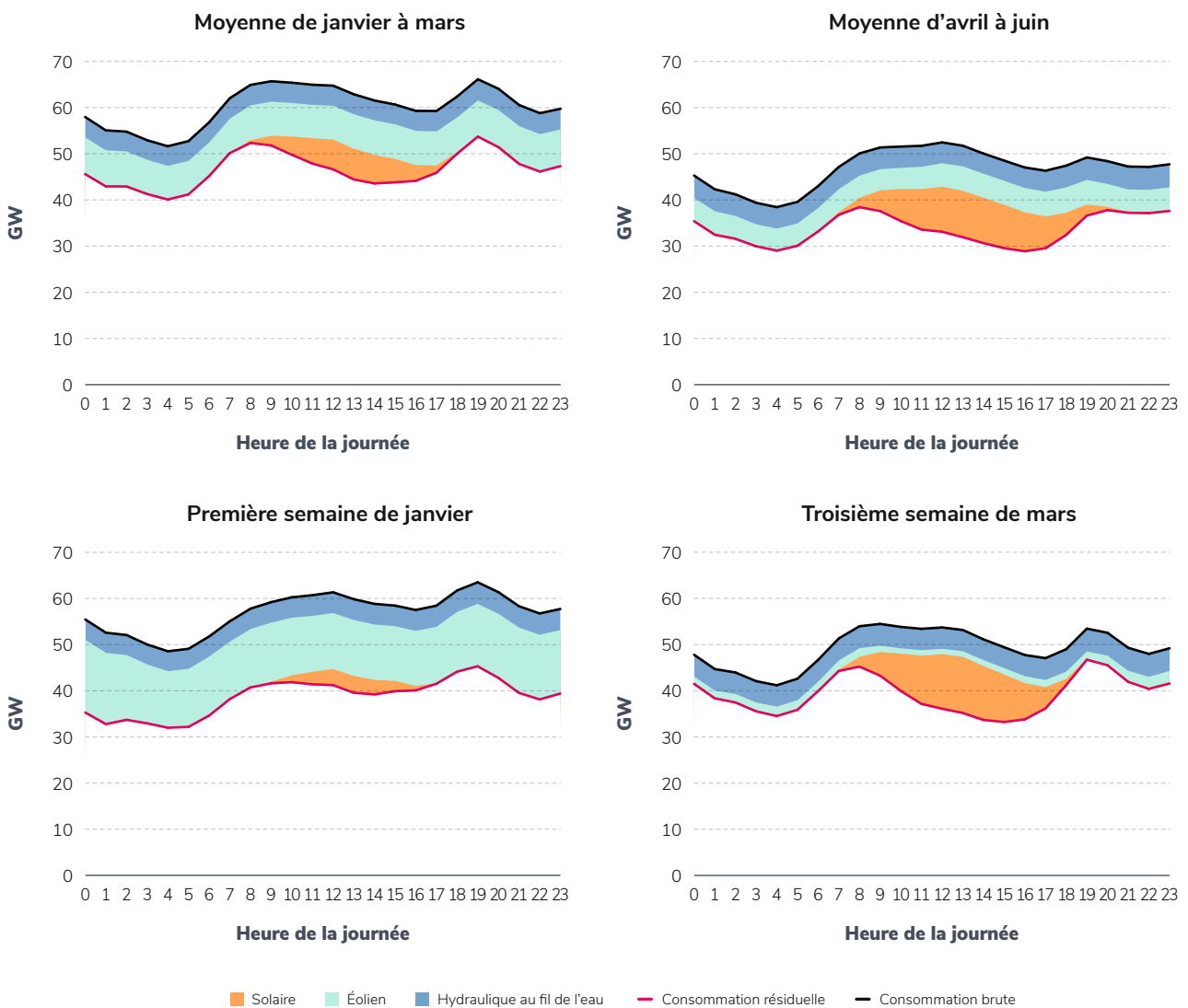


## 6.3 L'augmentation de la production renouvelable en France engendre des besoins de nouvelles flexibilités, en particulier de la demande

L'augmentation de la production renouvelable non pilotable (éolien, solaire photovoltaïque, hydraulique au fil de l'eau) modifie la manière dont s'établit

l'équilibre offre-demande au sein du système électrique français et européen. En effet la consommation résiduelle, c'est-à-dire la consommation qui n'est

Figure 11 : Consommation brute et consommation résiduelle au cours d'un jour ouvré « moyen » de l'hiver (janvier-mars) et du printemps (avril-juin) 2024, ainsi que lors d'un jour ouvré moyen de la semaine la plus venteuse (première semaine de janvier) et de la moins venteuse (troisième semaine de mars)



pas couverte par les énergies renouvelables non pilotables et qui s'adresse en conséquence au parc de production pilotable (nucléaire, thermique à flamme et hydraulique pilotable) est sujette à une amplitude beaucoup plus importante qu'elle ne l'était historiquement.

Le niveau de consommation varie naturellement d'une année sur l'autre, sous l'effet des conditions météorologiques rencontrées (vagues de froid, canicules etc.) mais également sous l'effet d'autres facteurs de conjoncture économique.

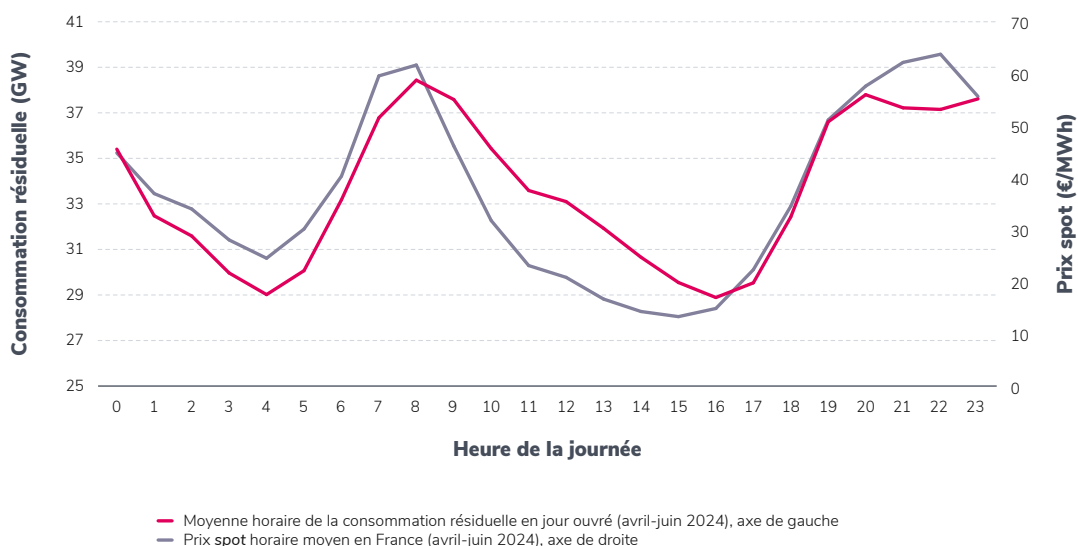
Du fait du développement du parc, la production des énergies renouvelables augmente chaque année. Les parcs éoliens produisent, à des niveaux variables, tout au long de la journée : ceci implique que leur production moyenne au cours d'une période (par exemple, au printemps 2024, voir fig. 10) présente un profil plus régulier. C'est le cas également de la production hydraulique au fil de l'eau. Au contraire, la production photovoltaïque

est concentrée autour des heures méridiennes et atteint son maximum en début d'après-midi.

La baisse de la consommation et l'augmentation de la production éolienne au cours des dernières années conduisent la courbe de consommation résiduelle à se décaler progressivement vers le bas, c'est-à-dire que le niveau moyen de consommation résiduelle diminue. À ces effets s'ajoute, en milieu de journée, celui de la production solaire, qui creuse davantage la courbe en milieu de journée. **Ces déformations structurelles de la consommation résiduelle sont significatives : elles peuvent s'observer nettement depuis le début de la décennie et sont en accélération<sup>13</sup>.** Combinées à la variabilité de la production renouvelable, elles représentent dès aujourd'hui un enjeu pour le maintien de l'équilibre offre-demande.

**Pour faciliter l'intégration des énergies renouvelables dans le système, le développement de nouvelles flexibilités (notamment flexibilités de**

Figure 12 : Consommation résiduelle horaire et prix spot au cours d'un jour ouvré «moyen» du printemps 2024 (moyenne avril-juin)

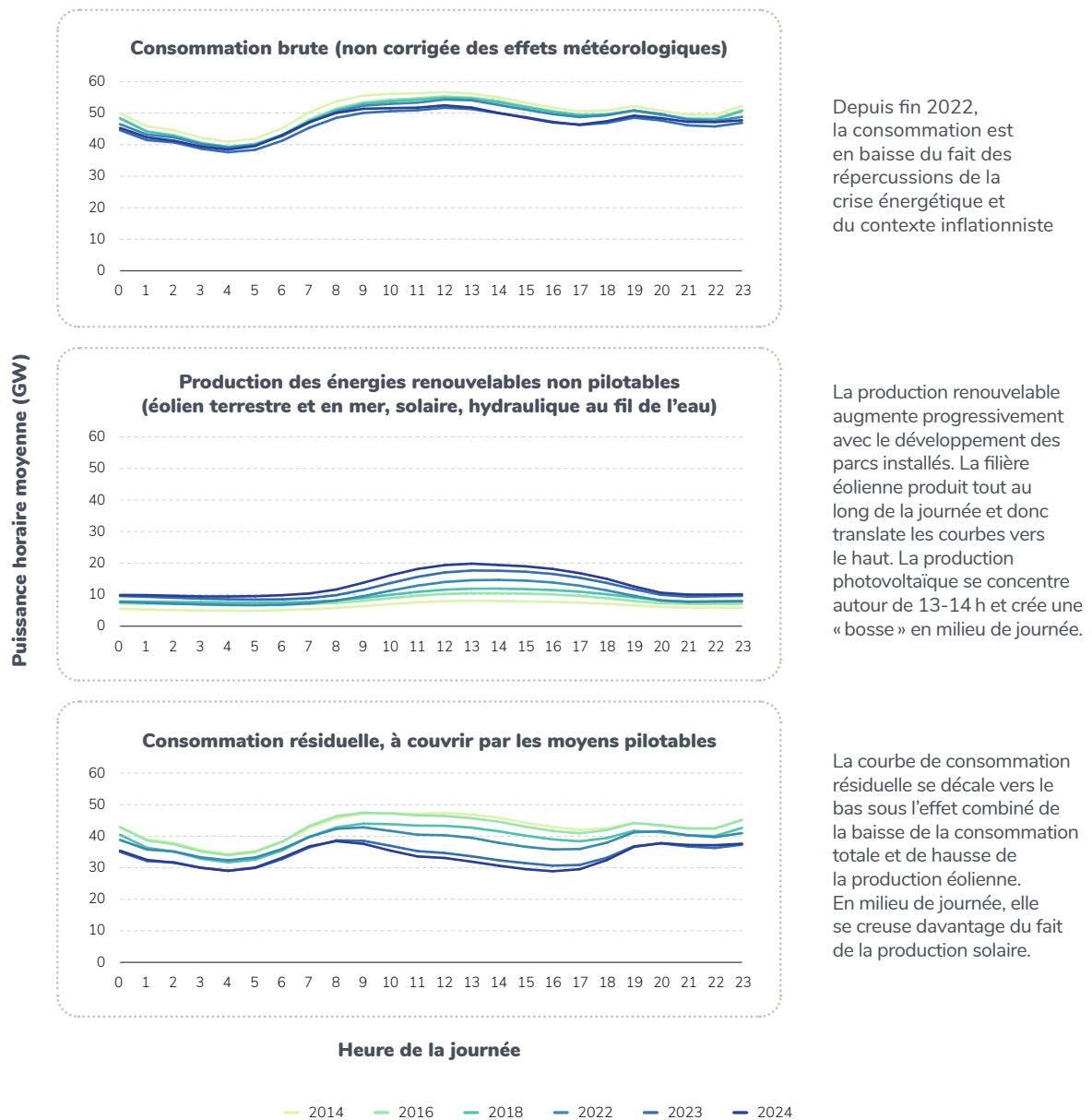


13. À titre d'exemple, la différence de consommation résiduelle entre la pointe du matin et le creux de fin d'après-midi au cours d'un jour de printemps est passée de 5,3 GW en moyenne en 2014 à 8,0 GW en 2023.

la demande et stockage) doit constituer une priorité. RTE a documenté de manière détaillé ce sujet dans le chapitre 6 du dernier Bilan prévisionnel. Cette analyse montre que le développement des nouvelles flexibilités constitue un impératif pour la sécurité d’approvisionnement à l’horizon 2030, et un facteur de compétitivité

économique pour le système électrique. Le gain économique en résultant pour l’optimisation de l’équilibre offre-demande est évalué entre quelques centaines de millions et de l’ordre d’un milliard d’euros par an à l’échelle du système électrique, en fonction du bouquet de flexibilité considéré en France et en Europe.

Figure 13 : Évolution de la consommation brute et de la consommation résiduelle au cours d’un jour ouvré « moyen » de printemps au fil des années



## 6.4 Durant les périodes de forte production, tous les moyens de production doivent pouvoir moduler leur production à la baisse

Comme un grand nombre de pays européens, la France est désormais confrontée, en particulier pendant l'été et plus fréquemment au cours des derniers mois, à des épisodes d'abondance de la production électrique bas-carbone à coûts variables faibles ou nuls (nucléaire, hydraulique, éolien, solaire) qui interviennent alors que la consommation électrique est encore faible en général, et

d'autant plus faible au cours de l'été, tant que les effets de l'électrification des usages nécessaire à la transition énergétique ne sont pas encore visibles. **Les manifestations de la transformation en cours du système électrique sont donc déjà en partie perceptibles pour l'exploitation du système électrique (records d'exports, prix négatifs, etc.).**

### Fonctionnement des installations renouvelables sur le marché

Durant ces périodes d'abondance de production à coûts faibles ou nuls, le fonctionnement normal du marché de l'électricité conduit les producteurs à ne pas programmer ou à diminuer leur production. Ceci concerne l'ensemble des unités de production, y compris le parc hydraulique pilotable (réservoirs lacs ou STEP), le parc nucléaire – exploité pour moduler en fonction des prix de marché et qui ajuste donc lui-même sa production à la baisse dans l'après-midi et durant le week-end –, et de manière croissante l'éolien et le solaire, qui écrêtent leur production plutôt que de fonctionner en période de prix négatifs. C'est le cas en particulier pour les grands parcs éoliens terrestres et photovoltaïques les plus récents, développés sous le régime du complément de rémunération. Ce régime permet un fonctionnement optimisé du parc de production : les installations offrent leur production à leur coût variable (proche de zéro), et ne fonctionnent pas lorsqu'elles ne sont pas retenues sur les marchés (épisodes de prix négatifs).

Pour autant, de nombreuses installations de production renouvelable, y compris parmi celles de plus grande taille, sont encore développées sous

le régime de l'obligation d'achat, et ne sont donc pas incitées à moduler leur production en fonction des besoins et de l'état du système électrique. Aujourd'hui, le volume d'installations éoliennes et solaires sous obligation d'achat peut être estimé à environ 24 GW, par rapport à une capacité totale de 44 GW environ. **La modification désormais rapide des modes de fonctionnement du système électrique, et les projections réalisées pour les prochaines années (voir le chapitre 6 du dernier Bilan prévisionnel) plaident pour que (i) les nouvelles installations soient désormais développées en priorité sous le régime du complément de rémunération et (ii) les installations ayant les tailles les plus importantes actuellement sous le régime de l'obligation d'achat soient également incitées à moduler leur production en fonction des besoins.**

**Cette exigence de plus grande pilotabilité des installations renouvelables est aujourd'hui attestée à la fois pour la gestion de l'équilibre production-consommation, mais aussi pour la gestion des flux sur le réseau (voir les travaux de préparation du prochain SDDR).**

## Fonctionnement des installations renouvelables sur le mécanisme d'ajustement

En tant que responsable *in fine* de l'équilibre du système électrique, lorsque le fonctionnement normal du marché ne suffit pas à garantir cet équilibre, RTE est habilité à modifier la programmation des unités de production pour assurer la sûreté du système électrique.

Dans ce cadre, RTE peut être amené à ordonner, conformément aux dispositions actuelles du Code de l'énergie, la baisse de production renouvelable en temps réel (celle-ci ne dispose pas d'une « priorité d'injection » en France), comme cela est déjà usuellement le cas pour les unités nucléaires ou thermiques. Au cours de l'été 2024, RTE a annoncé que la situation prévisionnelle d'exploitation rendrait parfois nécessaire l'activation de tels leviers (cas d'abondance de production combinés à des exports massifs).

À ce titre, le 16 juillet à 14 h, RTE a ordonné un passage à la puissance minimale de quatre parcs renouvelables de forte puissance (éoliens et solaire photovoltaïque, pour un total de 1 050 MW) afin de répondre au besoin ponctuel du système électrique. Cet ajustement a été réalisé dans les règles et montre que les énergies renouvelables peuvent prendre leur part dans la gestion des besoins d'ajustement du système électrique.

L'aboutissement des travaux engagés pour faire évoluer les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables en incitant à ajuster la production en fonction des prix de marché (passage de l'obligation d'achat au complément de rémunération) serait, dans tous les cas, bénéfique et éviterait de devoir procéder à des ajustements à proximité du temps réel sur le mécanisme d'ajustement.

Figure 14 : Production éolienne en France au cours de la journée du 16 juillet 2024 (ordre de baisse de puissance à 14 h)

