



Le réseau  
de transport  
d'électricité

# **BILAN ÉLECTRIQUE 2022**

## **RAPPORT COMPLET**

# Bilan électrique 2022

## SOMMAIRE

<b>2022 : un système électrique résilient face à une crise énergétique inédite depuis les années 1970</b>	<b>4</b>
<b>1. Consommation</b>	<b>6</b>
1.1 Évolution sur les dernières années	6
1.2 Évolution au cours de l'année 2022	7
1.3 Une consommation brute en nette baisse en lien avec des températures exceptionnellement élevées	10
1.4 En 2022, une consommation en baisse également dans d'autres pays européens	12
1.5 Évolution de la demande d'électricité par secteur	12
<b>2. Production</b>	<b>16</b>
2.1 Une production totale à son plus bas niveau depuis 1992, en raison de la faible production nucléaire et hydraulique	16
2.2 Le parc de production décarbonée progresse, principalement tiré par les filières renouvelables terrestres et marines	17
2.3 Nucléaire : une production historiquement faible sur l'année 2022	18
2.4 Hydraulique : La production a atteint son plus bas niveau depuis 1976, en raison des conditions climatiques exceptionnellement chaudes et sèches	25
2.5 Thermique fossile : une production en hausse, notamment portée par le gaz	28
2.6 Éolien : des conditions météorologiques peu favorables en 2022 mais une production en hausse grâce au développement du parc	31
2.7 Solaire : une production en nette hausse	36
2.8 Thermique renouvelable et déchets	40
<b>3. Prix</b>	<b>41</b>
3.1 Vision d'ensemble	41
3.2 Octobre 2021 - Mars 2022 : des tensions montantes sur le marché du gaz jusqu'aux répercussions de l'invasion de l'Ukraine par la Russie	44
3.3 Avril - Juin 2022 : légère accalmie après un épisode de tension	45
3.4 Juillet - Août 2022 : une forte tension sur le système électrique	47

3.5	Septembre - Octobre 2022 : une forte baisse des prix spot grâce à un contexte plus favorable	48
3.6	Nov-Déc 2022 : un retour progressif aux fondamentaux de marché	49
<b>4.</b>	<b>Échanges</b>	<b>53</b>
4.1	Introduction : le système électrique, un sujet à dimension européenne	53
4.2	En 2022, la France est devenue importatrice nette d'électricité pour la première fois depuis 40 ans	55
4.3	Le solde des échanges a été fortement contrasté selon la frontière	57
4.4	L'approvisionnement en énergie de la France reste bien plus dépendant des importations de combustibles fossiles que des importations d'électricité	64
<b>5.</b>	<b>Émissions</b>	<b>66</b>
5.1	Introduction	66
5.2	Les émissions pour la production d'électricité augmentent de manière contenue et restent inférieures aux niveaux de 2016 et 2017	66
5.3	Même en tenant compte des importations, la consommation d'électricité en France est parmi les plus décarbonées d'Europe	67
5.4	Les pays voisins ont moins bénéficié des exportations françaises décarbonées	70
<b>6.</b>	<b>Électrification des usages</b>	<b>72</b>
6.1	Électrification des transports	72
6.2	Électrification des usages dans les bâtiments	75
6.3	Électrification de l'industrie	77
<b>7.</b>	<b>Flexibilités et équilibrage</b>	<b>80</b>
7.1	Des moyens de flexibilité pour garantir l'équilibre entre production et consommation	80
7.2	STEP	81
7.3	Stockage par batterie	82
7.4	Effacement de consommation	83
7.5	Mécanisme d'ajustement	85
<b>8.</b>	<b>Réseau de Transport</b>	<b>87</b>
8.1	Évolution du réseau de transport	87
8.2	La transition énergétique suppose de doubler la capacité d'interconnexion à l'horizon 2035	88
8.3	Réseaux en mer	90
8.4	Évolution des S3REnR	91
	<b>Glossaire</b>	<b>93</b>

# Bilan électrique 2022

RAPPORT COMPLET

## 2022 : un système électrique résilient face à une crise énergétique inédite depuis les années 1970

L'année 2022 a vu une crise énergétique majeure se développer, **dans des proportions inédites depuis les chocs pétroliers des années 1970**. Au niveau français et européen, il s'agit en réalité de trois crises indépendantes mais simultanées qui se sont additionnées :

- **l'envolée des prix du gaz, soutenue par les menaces sur l'approvisionnement de l'Europe résultant de la guerre menée par la Russie en Ukraine.** Précisément, une première envolée des prix du gaz est intervenue dès la fin 2021 en raison de la reprise économique succédant à la crise sanitaire. Elle a été amplifiée par le conflit en Ukraine et la réduction des livraisons de gaz russe qui en a résulté, dans un contexte d'inquiétude sur la sécurité d'approvisionnement du continent européen tout entier ;
- **une crise française de production nucléaire** avec la caractérisation d'un aléa générique sur les réacteurs les plus récents du parc suite à la découverte du phénomène de corrosion sous contrainte, qui a conduit à de nombreux arrêts pour contrôles et réparation depuis fin 2021. Elle s'est traduite par une production nucléaire au plus bas depuis 1988, en recul de 30 % par rapport à la moyenne de ces 20 dernières années ;
- **une sécheresse longue qui a réduit la production hydraulique en France à son plus bas niveau depuis 1976, ainsi que dans une large partie de l'Europe.**

Dans ce contexte, **le système électrique a fait preuve de résilience : il n'y a pas eu de rupture d'approvisionnement**. Ceci est dû à la diminution structurelle de la demande en électricité en France et dans les pays voisins ainsi qu'à un fonctionnement des échanges de gaz et d'électricité conformes aux règles européennes.

En particulier, les marchés de court terme ont envoyé les bons signaux économiques lors des périodes de tension. Ce fut le cas notamment durant la période estivale, marquée par une très forte baisse de production hydraulique et nucléaire et qui s'est traduite par une augmentation des prix sur les marchés conforme aux fondamentaux économiques.

**Les effets de la crise sont donc essentiellement de nature économique.** En particulier, les marchés à terme ont révélé une prime de risque pour la France, conduisant à des hausses de prix sans précédent pour l'hiver.

À partir de septembre, la gestion de la crise par les pouvoirs publics, la remise en service d'un grand nombre de réacteurs nucléaires, les températures anormalement hautes pour la saison ou encore le constat de la baisse de la demande et d'un bon fonctionnement des interconnexions ont progressivement réduit les incertitudes.

Pour autant, les effets seront encore perceptibles en 2023 car ces prix hauts forment le sous-jacent de nombreux contrats de fourniture souscrits au second semestre 2022 pour les années 2023 et suivantes. Cela veut dire que la décrue des prix de marché entamée fin 2022 ne se traduira qu'avec un effet retard pour les consommateurs ne bénéficiant pas des protections mises en place par l'État (bouclier, amortisseur).

**Le coût environnemental de la crise énergétique est réel, mais contenu.** Les émissions associées à la production sont de 25 Mt<sub>CO2eq</sub> (contre 21,5 Mt<sub>CO2eq</sub> en 2021). Le système électrique français a quasiment achevé sa sortie du charbon (qui ne représente plus que 0,6 % de la production d'électricité française). Les centrales à gaz ont été sollicitées à un niveau inédit, mais inférieur au niveau redouté en cas d'hiver froid ou de maintien de la consommation énergétique. Ce volume d'émissions reste bien inférieur à celui d'autres pays comparables : en 2022, il est de l'ordre de 10 fois plus élevé en Allemagne par exemple.

Le bilan carbone de l'électricité consommée n'est pas significativement dégradé si l'on tient compte des imports depuis les pays voisins : le contenu

carbone des imports reflète le contenu moyen des pays voisins, la France important dans des situations de forte sollicitation de centrales fossiles aussi bien que pendant des périodes de forte production éolienne ou solaire par exemple.

Dans ce contexte, il faut noter que **l'année 2022 n'a pas marqué de pause dans la transition énergétique**. Avec 5 GW installés, le record de mise en service d'installations renouvelables a été battu.

Une accélération demeure nécessaire pour atteindre les objectifs du pays mais, à l'instar d'autres études publiées récemment en Europe, le Bilan électrique 2022 permet de montrer que la transition du système se poursuit et que les énergies renouvelables en France contribuent désormais à la fois à la décarbonation structurelle du mix et à la sécurité d'approvisionnement.

En 2023, l'évolution favorable de la situation sur le parc nucléaire français sera essentielle pour accroître la résilience du système électrique aux risques internationaux sur les combustibles fossiles et retrouver la trajectoire de décarbonation de l'économie dans son ensemble.

# 1. Consommation

## 1.1 Évolution sur les dernières années

La consommation française d'électricité, corrigée des aléas météorologiques et des effets calendaires, s'est maintenue à des niveaux relativement stables sur la période 2010-2019. Cette tendance, constatée autant en France qu'en Europe, s'explique essentiellement par :

- un ralentissement de la croissance économique à la suite de la crise financière de 2008, ainsi qu'une croissance démographique plus faible ;
- la poursuite de la tertiarisation de l'activité économique, moins consommatrice d'électricité que l'activité industrielle, en recul en France depuis les années 1990, ainsi que la modification du tissu industriel français (stagnation de l'industrie manufacturière et évolutions structurelles en faveur d'une industrie de haute technologie) ;
- un renforcement des mesures d'efficacité énergétique au sein des bâtiments et de performance des équipements, conduisant à réduire considérablement la consommation d'électricité pour un besoin identique.

Cette phase de stabilité a été suivie en 2020 par un net recul lié aux épisodes de confinement et à la réduction de l'activité économique du fait de la

crise sanitaire, dont les effets se sont fait ressentir jusqu'à mi-2021. Au cours de la deuxième moitié de l'année 2021, la consommation a retrouvé des niveaux proches de ceux d'avant-crise sanitaire, en lien avec une reprise économique marquée sur les deux derniers trimestres. Sur l'ensemble de l'année 2021, la consommation est restée légèrement inférieure à ses niveaux d'avant-crise sanitaire (-1,9 % par rapport à 2019).

**En 2022, la consommation corrigée des aléas climatiques et des effets calendaires** (ce qui permet une comparaison d'une année sur l'autre et une identification des effets structurels qui affectent le niveau de consommation), **a représenté un volume de 459,3 TWh**, soit une diminution de 1,7 % par rapport à 2021. Ce niveau de consommation est plus faible que celui enregistré en 2020 (461 TWh), année pourtant largement marquée par les restrictions dues aux confinements et le recul de l'activité économique du fait de la crise sanitaire. Il faut remonter jusqu'en 2005 pour trouver un niveau de consommation électrique corrigé du climat (453 TWh) inférieur à celui de 2022. À cette époque, en effet, la consommation française n'avait pas encore atteint le « plateau » de relative stabilité des années 2010.

Figure 1 : Consommation corrigée des aléas climatiques et des effets calendaires, valeurs moyennes hebdomadaires sur les jours ouvrés

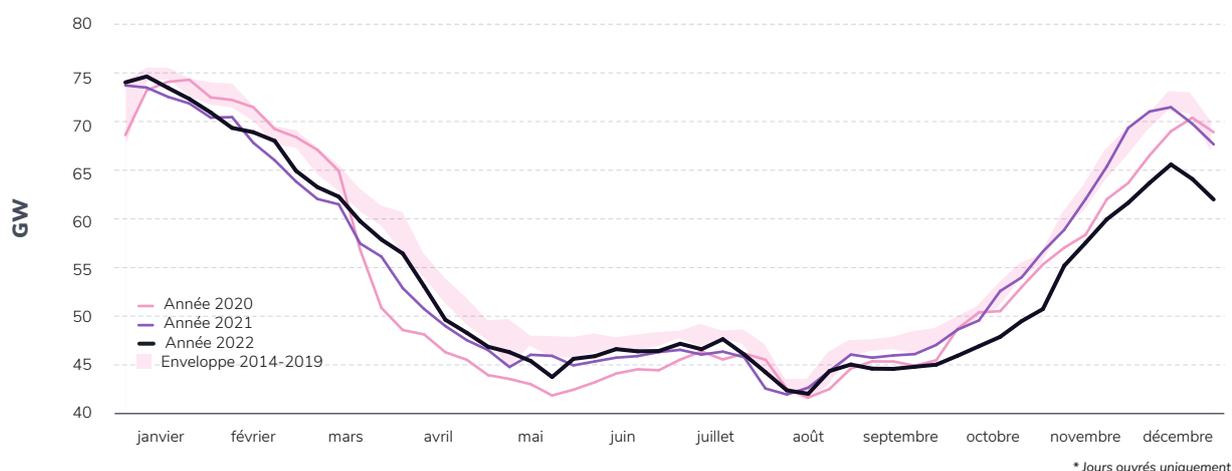
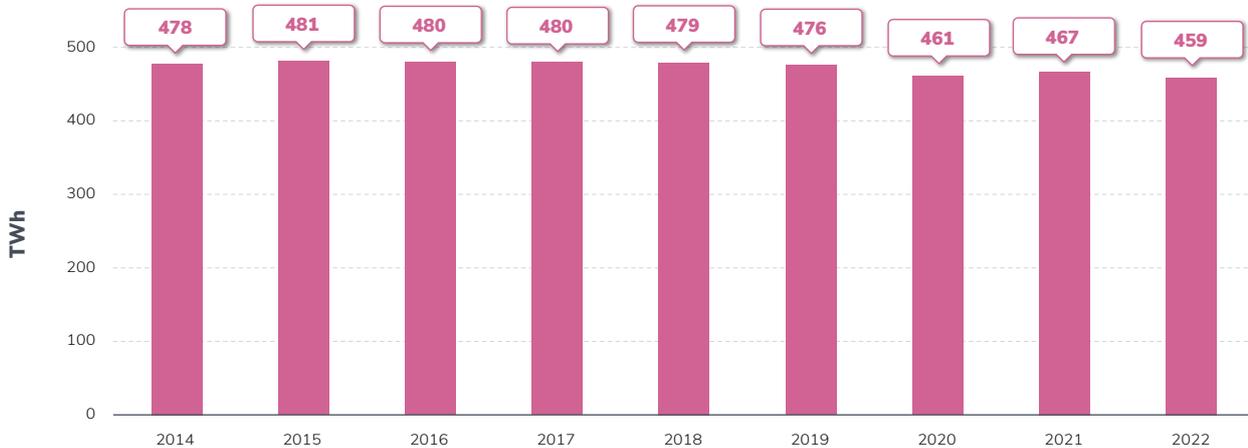


Figure 2 : Consommation électrique annuelle corrigée des aléas climatiques et des effets calendaires



## 1.2 Évolution au cours de l'année 2022

Sur la première partie de l'année 2022, la consommation est restée relativement proche des niveaux les plus faibles observés au cours de la période 2014-2019 malgré une forte hausse des prix sur les marchés de gros de l'électricité. En effet, ces derniers ne se répercutent que partiellement et de manière progressive sur les prix payés par les consommateurs finals, en fonction des tarifs auxquels ils souscrivent et des mécanismes de protection dont ils bénéficient. Ainsi, du fait des mesures mises en place pour la protection des consommateurs depuis l'automne 2021 (plafonnement des tarifs réglementés de vente via la mise en place d'un bouclier énergétique, augmentation du plafond ARENH, baisse de la TICFE), l'inflation énergétique en France a été parmi les plus faibles en Europe, ce qui a contribué à limiter les effets de la hausse des prix, en particulier pour les consommateurs résidentiels (dont l'augmentation des tarifs réglementés de vente de l'électricité en 2022 a été contenue à 4 % à partir du mois de février).

Compte tenu de la situation particulièrement tendue qui se préfigurait pour le système électrique et plus largement pour les approvisionnements en

énergie sur l'automne et l'hiver 2022/2023, des préconisations en matière de sobriété énergétique ont été diffusées dès la fin de l'été, visant à réduire d'une part le risque pesant sur la sécurité d'approvisionnement électrique, et d'autre part à maintenir un bon niveau de remplissage des stocks de gaz.

- En août 2022, l'Union européenne a adopté le règlement 2022/1369 qui prévoit une réduction volontaire de la demande de gaz naturel d'au moins 15 % au cours de la période allant du 1<sup>er</sup> août 2022 au 31 mars 2023, et qui donne au Conseil la possibilité de déclarer une alerte déclenchant une obligation de réduction.
- Le 6 octobre 2022, le gouvernement a présenté un plan de sobriété<sup>1</sup>, ayant pour objectif une réduction de la consommation énergétique de 10 % à l'horizon 2024. Ce plan repose à la fois sur l'incitation à des éco-gestes citoyens, tels que la réduction de la température de chauffage de consigne ou le décalage du début de la période de chauffage, et à des actions dans les entreprises et les administrations publiques ou les collectivités territoriales comme la réduction de l'utilisation d'eau chaude sanitaire dans les bâtiments, une baisse des températures de

1. dp-plan-sobriete.pdf (ecologie.gouv.fr)

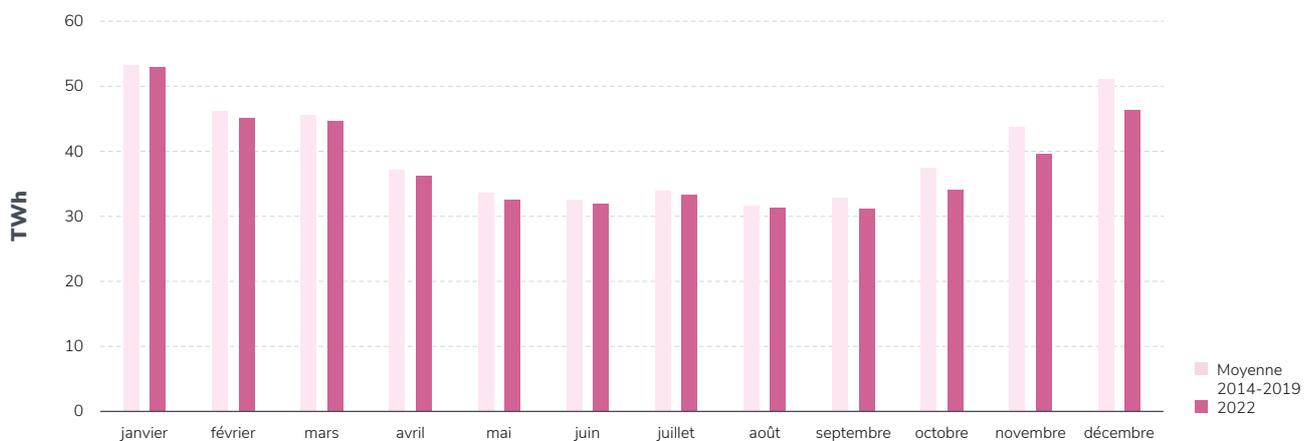
chauffage, ou une réduction des périodes et de l'intensité d'éclairage public. Le plan de sobriété incite également les consommateurs à décaler les usages de l'électricité pour réduire les pics de consommation lors des heures de pointe.

- Le 6 octobre 2022 également, l'Union européenne a adopté un règlement d'urgence pour faire face aux prix élevés de l'énergie (règlement 2022/1854), contenant une série de mesures concernant la consommation, les recettes des acteurs de marché et la fixation des prix. Ce règlement impose aux États membres de réduire la consommation d'électricité d'au moins 5 % sur les heures de pointe définies par chaque pays, et de viser une réduction totale de la consommation d'électricité de 10 % sur la période allant du 1<sup>er</sup> décembre 2022 au 31 mars 2023.
- Un dispositif temporaire (pour 6 mois à partir du 15 octobre 2022 et jusqu'au 15 avril 2023) de décalage du fonctionnement des ballons d'eau chaude sanitaires des heures creuses méridiennes (12 h-14 h) vers la nuit est également entré en vigueur depuis la mi-octobre, ce qui a permis de lisser les appels de puissance en milieu de journée.

- En parallèle, RTE a fait évoluer le dispositif EcoWatt<sup>2</sup> national (existant à cette maille depuis 2020 et à la maille territoriale depuis 2012), qui permet désormais d'alerter les consommateurs à l'avance (J-3) des périodes de tension sur le système électrique nécessitant des gestes additionnels de réduction ou de décalage de la consommation pour repousser le risque de coupures. Environ 350<sup>3</sup> entreprises françaises, collectivités et autres acteurs publics et privés se sont également engagées à agir en faveur de la sécurité d'approvisionnement en signant la charte EcoWatt, qui prévoit l'adoption d'actions de modération ou de décalage de consommation.

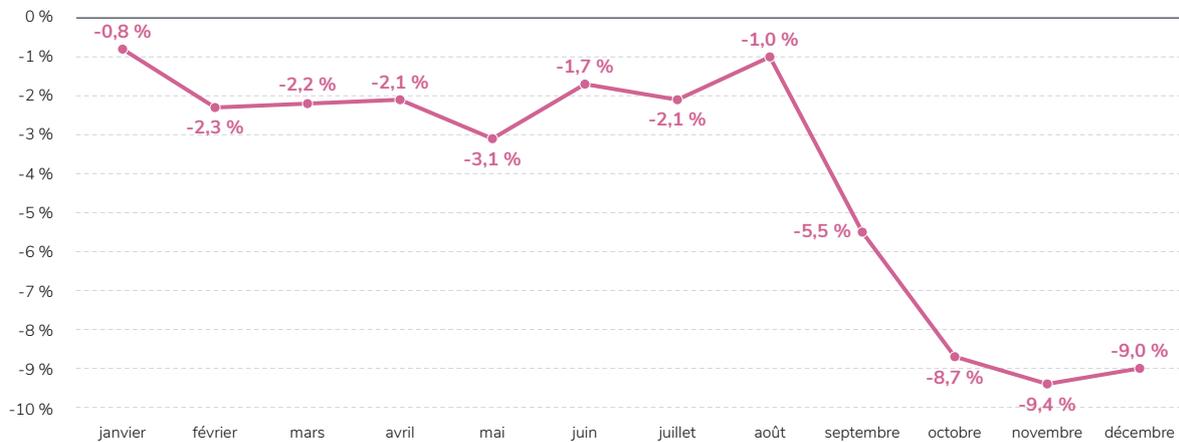
Dans ce contexte, un décrochage vis-à-vis des valeurs historiques de consommation est apparu à partir du mois de septembre : la consommation (corrigée de l'aléa météorologique) a été inférieure de 5,5 % à la moyenne des mois de septembre des années 2014-2019. Cette baisse a d'abord touché les acteurs industriels, plus exposés aux hausses des prix de l'énergie, et en particulier les branches à plus forte intensité énergétique telles

Figure 3 : Consommation mensuelle d'électricité corrigée des aléas climatiques et des effets calendaires



2. Ecowatt | monecowatt.fr  
3. Vu de début février 2023.

Figure 4 : Écart en pourcentage entre la consommation corrigée mensuelle en 2022 et ses valeurs moyennes sur la période 2014-2019



que la chimie, la métallurgie et la sidérurgie (respectivement -12 %, -10 % et -8 % de baisse de consommation sur l'année 2022 par rapport à 2021), suivant en cela une tendance européenne.

La baisse de consommation s'est confirmée et intensifiée au cours des mois suivants. En octobre, la consommation corrigée de l'aléa météorologique a baissé de 3,3 TWh (-8,7 %) par rapport à la même période des années d'avant crise (moyenne 2014-2019). Comme le mois précédent, cette baisse de la consommation a touché le secteur de l'industrie mais s'est élargie également aux secteurs résidentiel et tertiaire, bien que le gisement disponible pour les économies d'énergie fût encore relativement faible car situé avant le début de la saison de chauffage.

Au cours des mois de novembre et décembre 2022, l'écart par rapport aux années avant crise sanitaire s'est accentué pour atteindre une réduction de respectivement 9,4 % et 9,0 %. Cette baisse désormais consolidée a touché l'ensemble des secteurs (industriel, tertiaire, résidentiel). La consommation agrégée des secteurs tertiaire et résidentiel (majoritaire en volume) a notamment été 6 % à 7 % plus faible en novembre et décembre que son niveau de 2021 (ce qui représente environ 7 TWh). La consommation de la grande industrie a baissé de 15 % sur les quatre derniers mois de l'année (environ 2 à 3 TWh). Dans les secteurs industriels de

la chimie, de la métallurgie et de la sidérurgie évoqués plus haut, la baisse a été de l'ordre de 20 % entre septembre et décembre.

Il reste difficile de départager l'effet sur la consommation de la contrainte économique et des actions en faveur de la sobriété énergétique. En effet,



## FOCUS

### Suivi de la consommation d'électricité en France

La consommation électrique en France a fait l'objet d'un suivi renforcé depuis le mois de septembre. RTE a publié mi-septembre l'étude sur les « Perspectives pour le système électrique pour l'automne et l'hiver 2022-2023 », suivie par des réactualisations mensuelles, permettant de préciser le diagnostic sur la sécurité d'approvisionnement en tenant compte de l'évolution des prévisions météorologiques et de la disponibilité des moyens de production, ainsi que du contexte européen. RTE publie également, depuis mi-octobre, une synthèse hebdomadaire de l'évolution de la consommation, pour suivre cet indicateur de manière régulière, dans un contexte d'incitation à la sobriété énergétique promu par les pouvoirs publics et plus largement par la Commission européenne.

malgré le bouclier tarifaire concernant les tarifs de l'électricité pour les particuliers, la pression inflationniste pesant sur le budget global des ménages a pu inciter aux économies même en l'absence de réévaluation des tarifs. Dans le même temps, la mobilisation nationale réussie en faveur des économies d'énergie de la part des particuliers et des entreprises a joué un rôle important.

### 1.3 Une consommation brute en nette baisse en lien avec des températures exceptionnellement élevées

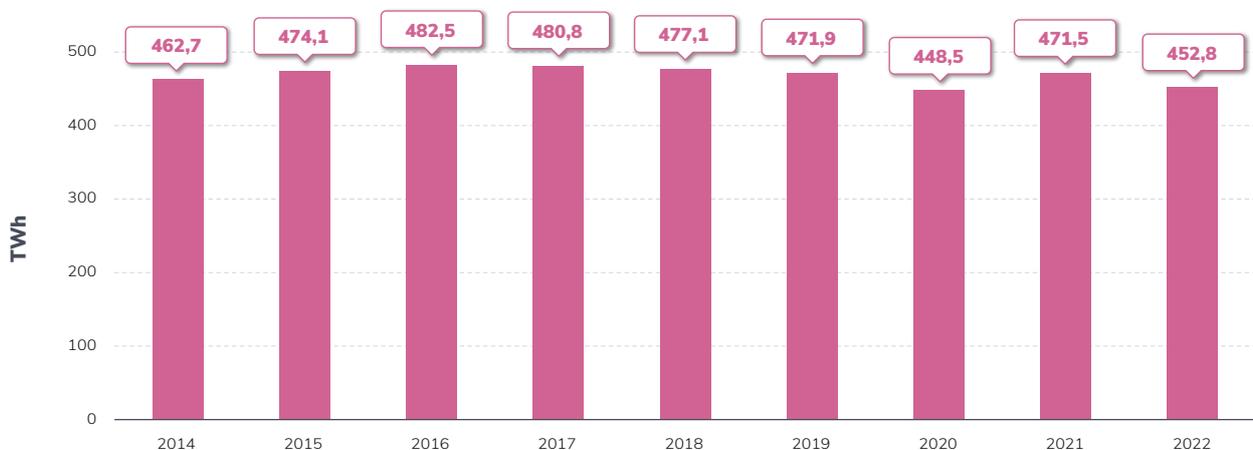
À la baisse de la consommation liée à la crise énergétique et aux efforts en faveur des économies d'énergie, visibles dans l'analyse de la consommation corrigée du climat détaillée dans la partie précédente, s'ajoute celle liée à l'effet des conditions climatiques anormalement chaudes. Ainsi, la réduction de la consommation brute, c'est-à-dire non corrigée des effets du climat, est encore plus marquée. Elle s'est élevée en 2022 à 452,8 TWh, soit une réduction de 4 % par rapport à 2021 (et de 4 % par rapport à 2019).

L'année 2022 a été l'année la plus chaude depuis le début du XX<sup>e</sup> siècle, détrônant l'année 2020 qui détenait précédemment ce record<sup>4</sup>. Les

températures ont été plus élevées que les normales de saison sur la plupart de l'année. La température moyenne sur l'année a atteint 14,5° C, soit 1,6° C au-dessus des normales saisonnières calculées sur la période 1991-2020.

Ces températures très élevées, en particulier lors des épisodes de canicule et de sécheresse de l'été, ont eu un effet notable sur le système électrique, en ce qui concerne notamment les stocks hydrauliques ou les dérogations rendues nécessaires concernant les températures de rejet de l'eau des centrales nucléaires sur certaines périodes (voir partie Production). L'effet est également remarquable sur la consommation brute d'électricité, notamment sur l'automne et l'hiver, avec la réduction des besoins de chauffage. Le mois d'octobre, en particulier, a été le plus chaud jamais enregistré depuis 1900<sup>5</sup>. L'été a également été particulièrement chaud (derrière seulement l'été 2003), ce qui a eu un léger effet haussier sur la consommation liée à l'usage de la climatisation. En revanche, certaines journées particulièrement froides en hiver ont tout de même engendré des pics de consommation dépassant les 80 GW, avec un maximum annuel observé de 87,3 GW le 14 janvier 2022 à 9 h 30 (contre un maximum en 2021 de 88,7 GW le 11 janvier à 19 h 00).

Figure 5 : Consommation annuelle brute d'électricité en France en TWh



4. Météo France, bilan climatique annuel 2022 2022 : les bilans climatiques | Météo-France (meteofrance.fr)

5. Météo France, bilan climatique annuel 2022

Figure 6 : Température de référence et températures réalisées (sur la base de données Météo-France)

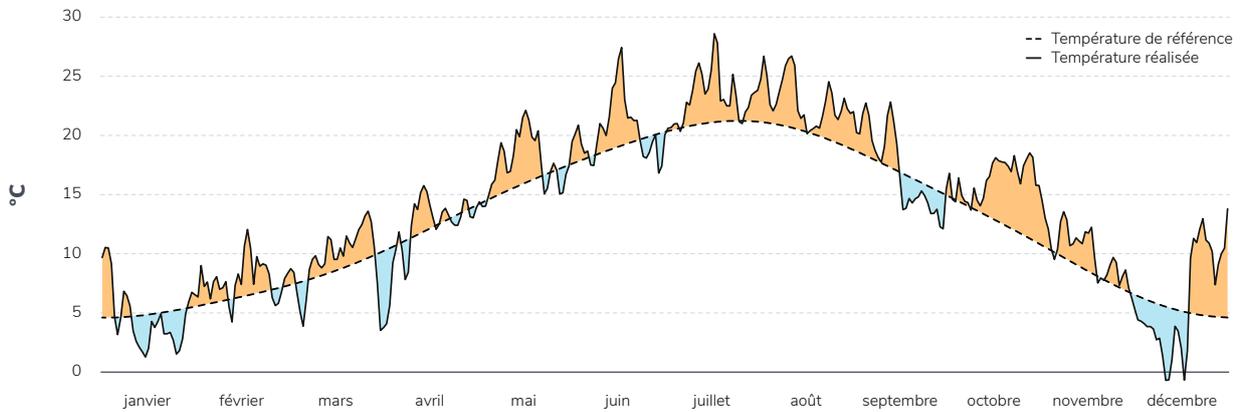
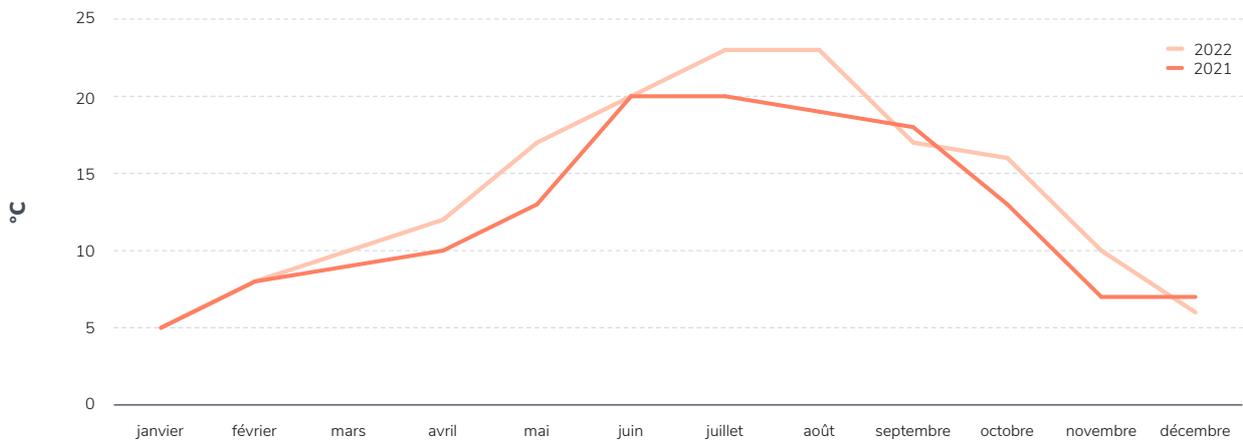


Figure 7 : Température moyenne mensuelle pour 2021 et 2022 (sur la base de données Météo-France)



+

EN SAVOIR PLUS

### Pourquoi corriger la consommation du climat ?

La consommation corrigée du climat est la consommation qui aurait eu lieu si les températures avaient été alignées sur les températures normales pour la période. Ce calcul est réalisé chaque année sur les données de consommation. De cette manière, il est possible d'identifier les variations de consommation dues à des tendances structurelles (démographie, activité économique) ou à la conjoncture (crise sanitaire, efforts de sobriété...) de ce qui relève uniquement des variations de température et de la thermosensibilité du système électrique français. Par exemple, si lors d'une semaine d'hiver les températures sont plus élevées que la normale, la consommation brute (c'est-à-dire non corrigée) sera plus faible que la consommation ramenée aux températures normales.

### 1.4 En 2022, une consommation en baisse également dans d'autres pays européens

Comme pour la France, la consommation électrique des autres pays de l'Union européenne a été fortement affectée par la crise énergétique en 2022.

Dans chaque pays, les pouvoirs publics ont mis en place des mesures variées de protection qui ont permis de limiter dans différentes proportions les répercussions de la crise sur les prix à destination des consommateurs finals. À titre de comparaison, les augmentations de prix constatées par Eurostat pour les consommateurs résidentiels entre fin 2021 et début 2022 étaient de 37,9 % pour l'Italie, 32,2 % pour l'Espagne, 25 % pour la Belgique contre 7,2 % pour la France et 2,7 % pour l'Allemagne<sup>6</sup>.

Des mesures incitant aux économies d'énergie ont également été largement partagées. Ainsi, l'Union européenne a adopté deux règlements incitant à une réduction volontaire de la consommation de gaz naturel de 15 % sur la période août 2022 - mars 2023 et à une réduction volontaire de la consommation globale d'électricité de 10 % sur la période décembre 2022 - mars 2023. En complément, le

deuxième règlement fixe un objectif contraignant de réduction de consommation d'électricité de 5 % sur les heures de pointe.

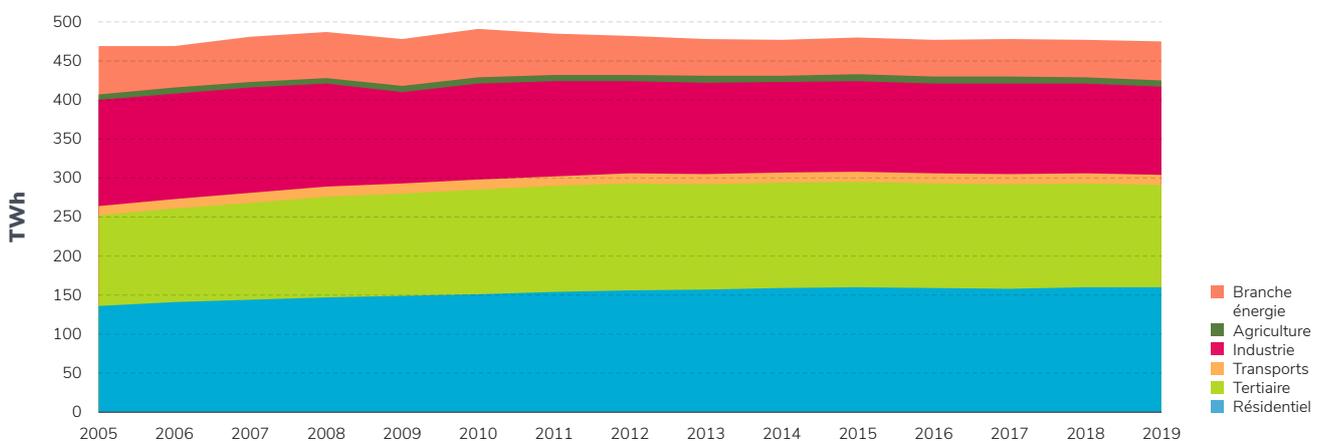
Afin d'atteindre ces objectifs, des plans de sobriété ont été déclinés par chacun des pays européens. Ces plans visent à réduire la consommation énergétique globale et portent, entre autres, sur les températures de consigne de chauffage et de climatisation, la réduction des horaires d'ouverture des commerces (en Espagne, certaines enseignes doivent fermer plus tôt), ou la régulation de l'éclairage public (par exemple, en Allemagne, les monuments qui ne contribuent pas à la sécurité routière ne peuvent plus être illuminés)<sup>7</sup>.

Enfin, les conditions climatiques ont également été exceptionnelles chez les autres pays européens. L'année 2022 est l'année la plus chaude observée depuis 1881 en Allemagne, depuis 2020 en Belgique (qui était l'année la plus chaude depuis 1833), depuis 1916 en Espagne et depuis 1800 en Italie<sup>8</sup>.

### 1.5 Évolution de la demande d'électricité par secteur

La consommation d'électricité a connu une phase de relative stabilité au cours de la décennie 2010,

Figure 8 : Évolution de la consommation d'électricité en France, par secteur, entre 2005 et 2019



6. <https://ec.europa.eu/eurostat/fr/web/products-eurostat-news/-/ddn-20221031-1>

7. <https://www.touteurope.eu/economie-et-social/sobriete-energetique-queelles-sont-les-mesures-prises-par-nos-voisins-europeens/>

8. <https://meteofrance.com/actualites-et-dossiers/actualites/2022-annee-la-plus-chaude-en-france>

après avoir traversé une période de forte croissance lors de la seconde moitié du XX<sup>e</sup> siècle. Cette stabilisation masque des dynamiques sectorielles de consommation diverses, et qui se compensent dans une certaine mesure.

### 1.5.1 Résidentiel : Une consommation en légère hausse mais qui restera maîtrisée à l'avenir

Le principal secteur consommateur d'électricité en France est le secteur résidentiel. Sa part dans la consommation a augmenté de 29 % à 34 % depuis 2005 sous l'effet du développement du chauffage électrique et de la diffusion d'appareils électroniques et informatiques, ceci malgré la réduction des besoins d'énergie pour l'éclairage et les appareils électroménagers grâce aux progrès de l'efficacité énergétique. Le chauffage électrique représente une part importante dans la demande électrique de ce secteur puisqu'il représente à lui seul 28 % de la consommation d'électricité résidentielle en 2019.

Du fait des progrès avérés dans l'efficacité énergétique des appareils et des réglementations contraignantes à ce sujet au niveau européen, en tenant compte des objectifs publics concernant les rénovations thermiques des bâtiments (voir partie *Électrification des usages*), la consommation du secteur résidentiel devrait rester maîtrisée dans les années à venir, et ce malgré la hausse attendue des consommations pour la ventilation et la climatisation.

### 1.5.2 Industrie : une consommation en baisse depuis plusieurs années mais dont la tendance pourra s'inverser du fait de l'électrification

La structure de la consommation d'électricité a reflété les profondes mutations de l'économie française sur la période observée. La consommation de l'industrie a notamment baissé au cours des dernières décennies pour des raisons structurelles, en raison d'un mouvement de désindustrialisation conduisant à la fermeture de certaines industries très intensives en énergie, de la poursuite de la tertiarisation de l'activité économique, moins

consommatrice d'électricité que l'activité industrielle, ainsi que de la modification du tissu industriel français (stagnation de l'industrie manufacturière et évolutions structurelles en faveur d'une industrie de haute technologie). La diminution de la consommation de l'industrie a ainsi été hétérogène selon les sous-secteurs. La baisse a été plus importante pour les industries du papier et du carton (-4,5 TWh), de la chimie minérale (-3,5 TWh) et de la sidérurgie (-2,6 TWh). La sidérurgie reste cependant le deuxième secteur industriel le plus consommateur en 2019, derrière l'industrie agroalimentaire.

Selon les trajectoires analysées par RTE<sup>9</sup>, la consommation de l'industrie sera amenée à évoluer à la hausse dans les années à venir, sous les effets de l'électrification de certains procédés, voire des relocalisations, qui ne seront que partiellement compensées par la progression de l'efficacité énergétique et par les effets liés à l'évolution de la structure de production vers des industries moins intensives en énergie.

### 1.5.3 Tertiaire : une demande stable qui recèle un fort potentiel d'efficacité énergétique

La consommation du secteur tertiaire a dépassé celle de l'industrie à partir de 2009 et reste depuis le deuxième secteur consommateur d'électricité. La consommation du tertiaire a été marquée par une dynamique haussière pendant plusieurs décennies, dérivant de la tertiarisation de l'activité économique combinée à l'essor de nouveaux usages de l'électricité (électrification des usages thermiques, développement de la bureautique...). Cependant, la demande du secteur est stable depuis 2010, sous l'effet de plusieurs effets contrastés (efficacité énergétique, développement des TIC...). Comme pour le résidentiel, une part importante de la consommation est liée aux besoins de chauffage. Le secteur tertiaire recèle un fort gisement d'efficacité énergétique, dont l'exploitation pourra conduire à une progressive diminution de la consommation du secteur, même en tenant compte du développement des usages numériques (data centers, TIC...) <sup>10</sup>.

9. « Futurs énergétiques 2050 », Chapitre 3, « La consommation », RTE, 2022

10. « Futurs énergétiques 2050 », Chapitre 3, « La consommation », RTE, 2022

### 1.5.4 Transports : une augmentation des consommations d'électricité à l'avenir pour remplacer les énergies fossiles

Aujourd'hui, la consommation d'électricité du secteur des transports est essentiellement liée au transport ferroviaire et aux transports en commun sur rail. Elle est restée relativement stable, autour de 13 TWh, pendant plusieurs années. Depuis quelques années, la dynamique d'électrification de la mobilité s'accélère : les véhicules tout électriques et hybrides rechargeables ont représenté 18,5 % du marché en 2022 (contre 15 % en 2021), avec près de 346 000 immatriculations sur environ 1,9 millions de véhicules légers (particuliers et utilitaires légers) mis en circulation sur l'année<sup>11</sup>. Ils représentent entre 1 et 2 TWh de la consommation d'électricité en 2022, selon une estimation de RTE.

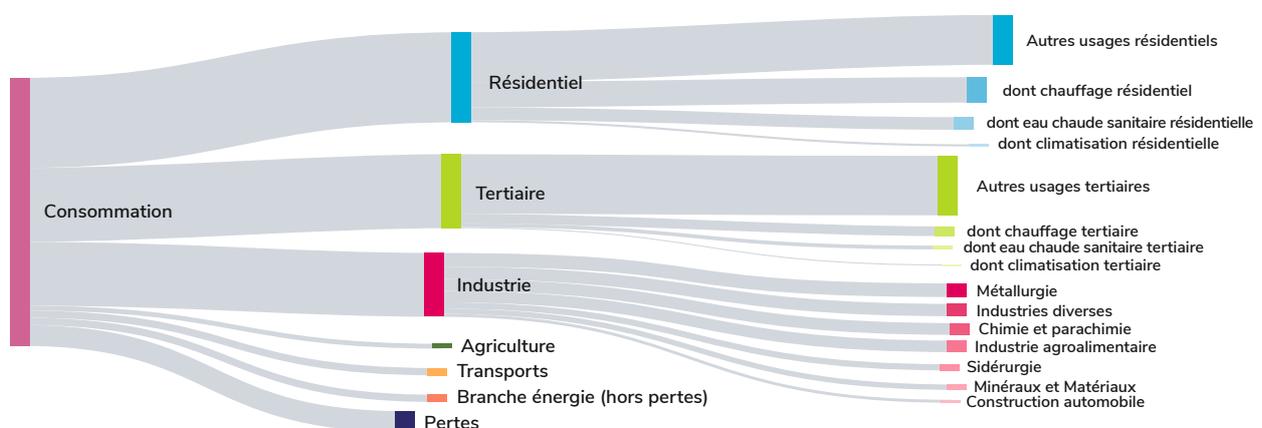
L'électrification de la mobilité va se poursuivre sous l'effet des mesures incitatives et des réglementations françaises et européennes pour se passer des combustibles fossiles dans les transports, notamment la fin de la vente de voitures neuves thermiques à partir de 2035. RTE a publié une analyse approfondie des enjeux du développement de la mobilité électrique

pour le système électrique à l'horizon 2035<sup>12</sup> et analysé plusieurs trajectoires de développement de la mobilité électrique à l'horizon 2050<sup>13</sup>.

### 1.5.5 Le développement de l'hydrogène bas carbone : une consommation très faible aujourd'hui mais amenée à augmenter fortement

Aujourd'hui, la consommation d'hydrogène trouve avant tout des débouchés industriels, dont le raffinage pétrolier et la production d'engrais. Cet hydrogène est produit majoritairement par vaporeformage à partir de combustibles fossiles, avec l'émission de 9 kg de CO<sub>2</sub> pour chaque kilogramme d'hydrogène produit. Dans le cadre d'un système électrique peu carboné, l'électrolyse de l'eau représente une alternative bas-carbone pour la production d'hydrogène à grande échelle. L'hydrogène permet de décarboner des secteurs ou l'électrification directe est difficile ou onéreuse. Son potentiel en tant que « stockage d'électricité » (via le power-to-gas-to-power) en fait également un élément de flexibilité pour le système électrique, complémentaire au développement des énergies renouvelables. Ainsi, la Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC) intègre une croissance de la production et de la

Figure 9 : Décomposition sectorielle de la consommation électrique française en 2019 sous la forme d'un diagramme de Sankey. Les secteurs industriels sont agrégés pour faciliter la lecture.



11. Données AVERE

12. « Enjeux du développement de la mobilité électrique pour le système électrique », RTE, 2019

13. « Futurs énergétiques 2050 », Chapitre 3, « La consommation »

consommation d'hydrogène dans ses scénarios, qui représente une consommation d'électricité d'environ 50 TWh à l'horizon 2050. Le rôle du développement des électrolyseurs sur la consommation et la flexibilité du système électrique a été identifié et précisé par RTE dans plusieurs rapports<sup>14</sup>. La perspective de décarbonation des usages actuels de l'hydrogène, combinée au fort potentiel de l'hydrogène en tant que combustible décarboné pour le remplacement des combustibles fossiles, a conduit plusieurs états européens (Allemagne, Espagne, Pays-Bas, Belgique et France) à se doter de plans stratégiques pour la production d'hydrogène.

#### **1.5.6 Les trajectoires prospectives de consommation sont orientées à la hausse dans le cadre de la décarbonation de l'économie et l'atteinte de la neutralité carbone à l'horizon 2050**

Au cours des dernières années, les perspectives d'évolution de la consommation d'électricité ont été revues à la hausse partout dans le monde et

notamment en Europe sous l'effet d'objectifs climatiques plus ambitieux (baisse des émissions de 55 % en 2030, neutralité carbone en 2050).

Les orientations actuelles prises par la France (SNBC, Plan Hydrogène, politiques sectorielles) conduisent RTE à considérer, au sein des *Futurs énergétiques 2050* publiés à l'automne 2021, différentes perspectives d'évolution de la consommation d'électricité. Malgré l'intégration de mesures d'efficacité énergétique (par effet mécanique associé à l'électrification, poursuite du rythme tendanciel d'amélioration de l'efficacité des appareils électriques, et accélération forte de la rénovation thermique des bâtiments), ces trajectoires sont toutes orientées à la hausse à l'horizon 2050 par rapport aux niveaux actuels : de 555 TWh à 755 TWh en fonction des perspectives de sobriété ou de réindustrialisation, avec une vision centrale à 645 TWh.

14. « Futurs énergétiques 2050 », Chapitre 3, « La consommation » et Chapitre 7, « La sécurité d'approvisionnement », RTE, 2022, et « La transition vers un hydrogène bas carbone », RTE, 2020.

## 2. Production

### 2.1 Une production totale à son plus bas niveau depuis 1992, en raison de la faible production nucléaire et hydraulique

Dans le contexte particulier qui a caractérisé l'année 2022, la production d'électricité en France s'est écartée de ses valeurs historiques, à la fois du point de vue du volume que de la répartition entre filières.

Le volume total de production a atteint 445,2 TWh, ce qui représente une baisse d'environ 15 % par rapport à l'année précédente (-77 TWh). Il s'agit du niveau le plus faible depuis 1992, alors que le parc nucléaire n'était pas totalement en service<sup>15</sup>.

Figure 10 : Production totale d'électricité en France entre 1995 et 2022

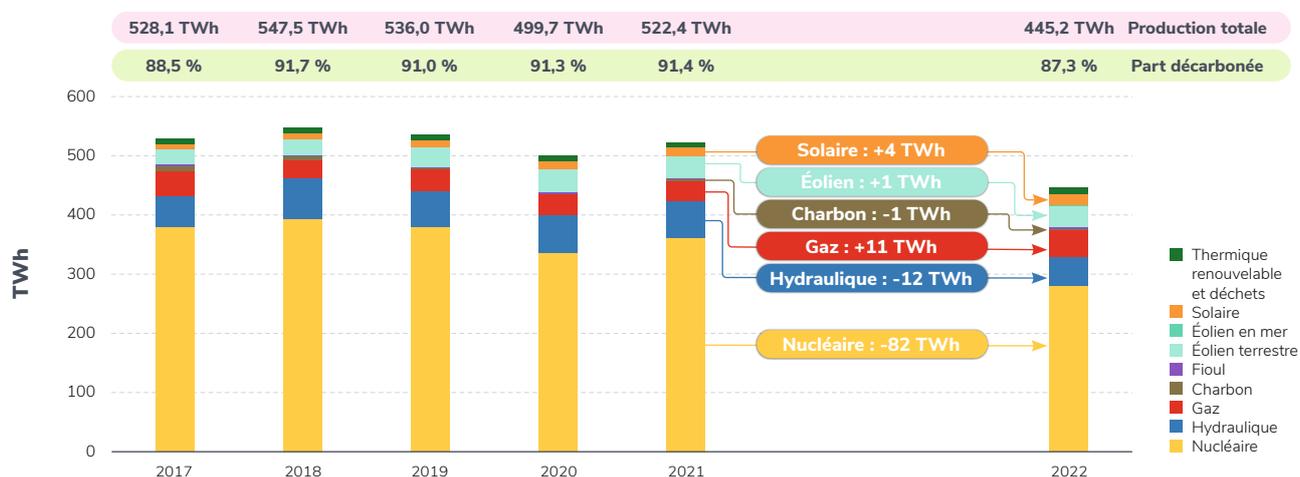
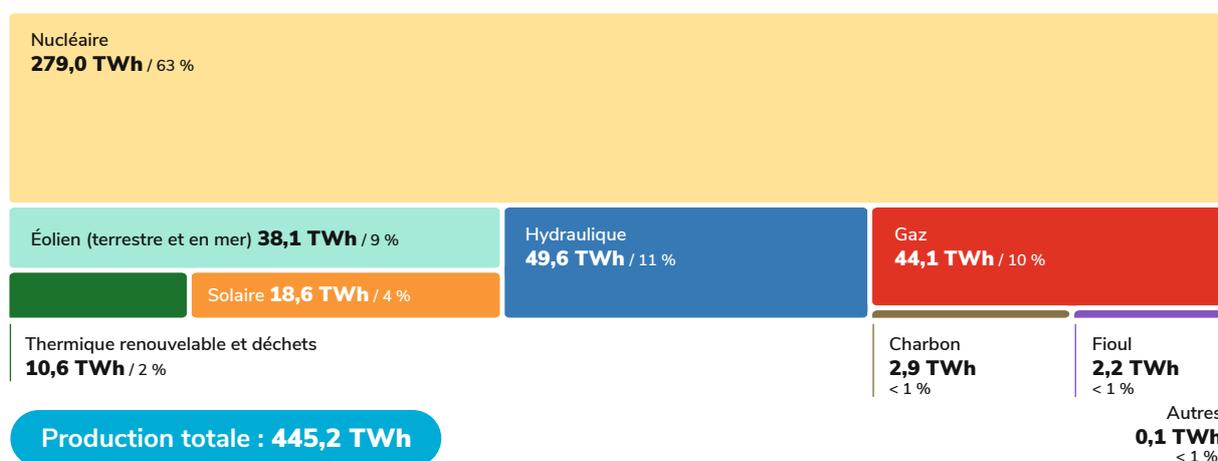


Figure 11 : Production totale d'électricité en France en 2022 et répartition par filière



15. Six réacteurs ont été mis en service depuis 1992 (Penly 2, Golfech 2, Chooz B 1, Chooz B 2, Civaux 1, Civaux 2) et deux réacteurs ont été arrêtés (Fessenheim 1 et Fessenheim 2).

Ceci est le reflet de la faible disponibilité du parc nucléaire, dont la production a baissé de 82 TWh par rapport à 2021, ainsi que des contraintes sur la production hydraulique (-12 TWh). La baisse de la production de ces deux filières a été partiellement compensée par l'augmentation de la production renouvelable (+4 TWh pour le solaire et +1 TWh pour l'éolien) et de la production à partir de gaz (+11 TWh), et par ailleurs par un recours accru aux importations (voir partie Échanges) et par la baisse de la consommation. Le volume de production sur l'année s'est révélé par ailleurs inférieur à celui de 2020 (-50 TWh), alors que ce niveau de 2020 avait été le plus bas enregistré depuis 20 ans.

## 2.2 Le parc de production décarbonée progresse, principalement tiré par les filières renouvelables terrestres et marines

Le parc français a poursuivi son évolution en 2022 grâce à la progression des filières renouvelables. La puissance installée a atteint 144,3 GW au 31 décembre, soit une augmentation de 5,6 GW en un an, dont 5 GW de puissance éolienne et solaire. En particulier, le parc solaire photovoltaïque a atteint 15,7 GW au 31 décembre 2022 (+2,6 GW en un an), le parc éolien terrestre a atteint 20,6 GW (+1,9 GW) et le premier parc éolien en mer en France a été mis en service à Saint-Nazaire

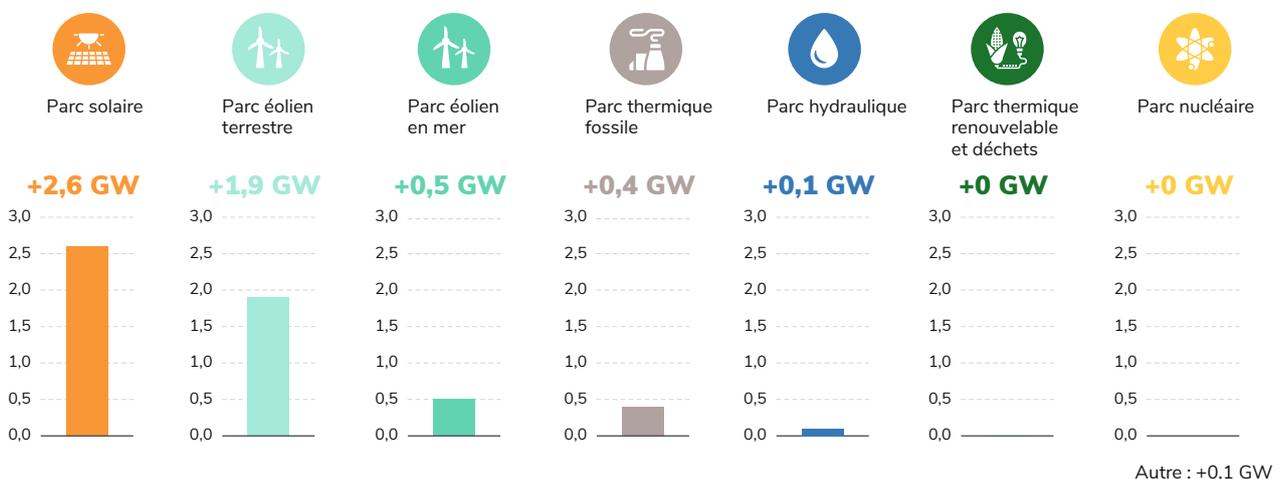
(0,5 GW). Le parc hydraulique a également évolué à la marge (+0,1 GW).

Le parc nucléaire s'est maintenu à son niveau de 61,4 GW, atteint en 2020 après la fermeture des deux réacteurs de la centrale de Fessenheim.

En ce qui concerne le parc thermique, l'année 2022 a vu la mise en service du cycle combiné gaz de Landivisiau d'une puissance de 0,4 GW.

Au cours des prochaines années, le parc de production sera amené à se transformer en profondeur. Dans les prochains mois, la Stratégie Française Énergie Climat (SFEC), qui constituera la feuille de route de la France pour atteindre la neutralité carbone en 2050, sera remise à jour et redéfinira les nouveaux objectifs de politique énergétique du pays. En amont, une concertation nationale concernant le mix énergétique s'est déroulée entre octobre 2022 et janvier 2023 à l'initiative du ministère de la transition énergétique et alimentera les discussions parlementaires qui démarreront en 2023 en vue de la prochaine Loi de programme énergie climat (LPEC). Une fois adoptée, cette loi fixera notamment les orientations de la nouvelle Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 3) qui précisera, pour la période 2024-2033, les objectifs d'évolution du mix énergétique en France.

Figure 12 : Évolution du parc français de production d'électricité en 2022



## 2.3 Nucléaire : une production historiquement faible sur l'année 2022

### 2.3.1 Le niveau de production le plus faible depuis 1988

La production du parc nucléaire français a fortement baissé en 2022 par rapport aux années précédentes, avec un volume produit de 279 TWh (soit 62,7 % de la production totale) contre 360,7 TWh en 2021 et 379,5 TWh en 2019. La production est également inférieure à celle de l'année 2020 (335,4 TWh), pourtant une année hors norme du fait de la crise sanitaire.

Ce faible niveau de production découle d'une disponibilité historiquement faible du parc au cours de l'année. L'écart avec les années précédentes a été particulièrement marqué au cours de la période estivale, pendant laquelle se sont concentrés les arrêts pour maintenance et contrôles liés au phénomène de corrosion sous contrainte, dans le but de maximiser la capacité de production au cours des périodes les plus froides. En particulier, la disponibilité a atteint un minimum historique de 21,7 GW le 28 août 2022, avec 65 % du parc nucléaire à l'arrêt, avant de remonter en fin d'année, avec

39,4 GW de disponibilité en moyenne au cours du mois de décembre (36 % du parc à l'arrêt), tout en restant nettement en-deçà des niveaux des années précédentes. La concentration des différents arrêts durant l'été a néanmoins permis de maximiser la disponibilité lors de la période hivernale.

Un niveau de production aussi faible sur l'année n'avait jamais été atteint depuis la fin du développement du parc nucléaire existant. Il se situe, dans l'absolu, au niveau le plus bas observé depuis 1988. Cette année-là, la puissance nucléaire installée ne représentait que 51 GW, soit 83 % de la puissance installée actuellement (pour 8 réacteurs en moins).

### 2.3.2 Des indisponibilités planifiées dans le cadre du Grand Carénage, subissant encore des répercussions de la crise sanitaire

Des arrêts réguliers et programmés plusieurs années en avance sont nécessaires pour l'ensemble des réacteurs français, en particulier pour des rechargements de combustible (généralement tous les 12 à 18 mois pour une durée de l'ordre de 40 jours<sup>16</sup>) ainsi que des visites permettant un réexamen de sûreté du réacteur : des visites

Figure 13 : Production nucléaire annuelle entre 1995 et 2022



16. Durée prévisionnelle habituellement déclarée par EDF sur les années précédentes dans le cadre du règlement Transparence. Les durées effectives peuvent varier.

partielles (tous les 3 à 4 ans, d'une durée de près de 3 mois et combinées au rechargement de combustible) et des visites décennales (tous les 10 ans, d'une durée minimale de 6 mois).

Dans le cadre du programme du Grand Carénage, engagé depuis 2014 par EDF, des travaux de maintenance ou d'améliorations pour prolonger la durée de vie et la sûreté des réacteurs ont lieu, majoritairement lors des 4<sup>es</sup> visites décennales. Ils concernent le changement de gros composants du réacteur comme les générateurs de vapeur, ou l'introduction de nouvelles installations pour renforcer la sûreté<sup>17</sup>, et rendent les opérations plus longues et plus complexes.

Le positionnement des arrêts programmés obéit à la fois à des logiques de sûreté des réacteurs, d'organisation industrielle (composants/intervenants), ainsi qu'à la nécessité de maintien d'un niveau de disponibilité suffisant pour garantir la sécurité d'approvisionnement. Ces arrêts sont donc échelonnés dans le temps, et prévus généralement hors des périodes hivernales.

Dans l'édition 2019 du Bilan prévisionnel publié avant la crise sanitaire<sup>18</sup>, RTE avait identifié les hivers 2021-2022 et 2022-2023 comme étant particulièrement contraints du point de vue de la sécurité d'approvisionnement. Au-delà des incertitudes concernant la mise en service de l'EPR de Flamanville, ceci résultait du positionnement de quatre visites décennales affectant la période du cœur de l'hiver 2021-2022 en cas d'allongement de ces arrêts de deux mois, et de trois visites décennales planifiées sur le mois de janvier 2023. Par ailleurs, la tendance au rallongement de la durée des arrêts et l'augmentation des arrêts hors visites décennales avaient été identifiés à l'époque comme un facteur pouvant affecter la disponibilité des réacteurs les années suivantes.

En effet, il a été constaté une augmentation des durées des visites décennales programmées au cours de l'année 2022. De plus, quatre réacteurs du palier 900 MW ont effectué leur quatrième visite décennale («VD4») au cours de l'année (Gravelines 3, Dampierre 2, Tricastin 3 et Blayais 1) et de manière simultanée, ce qui constitue un fait inédit. Cette densification des opérations de maintenance devrait se maintenir au cours des années à venir : en 2023 par exemple, cinq VD4 sont prévues simultanément.

À ce planning déjà contraint se sont ajoutés les effets de la crise sanitaire survenue en mars 2020, qui a conduit au décalage d'un certain nombre d'arrêts programmés prévus cette année-là, avec des répercussions en 2021 et 2022.

### 2.3.3 Des indisponibilités imprévues du fait du phénomène de corrosion sous contrainte

Fin 2021, un aléa générique a été caractérisé sur les réacteurs les plus récents du parc nucléaire, concernant la fissuration de certaines tuyauteries auxiliaires au circuit primaire et attribuable à un phénomène de corrosion sous contrainte. Le phénomène a d'abord été détecté en octobre sur le réacteur 1 de la centrale de Civaux (1 450 MW<sub>e</sub>), lors de contrôles réalisés dans le cadre de la visite décennale du réacteur<sup>19</sup>. En novembre 2021, le réacteur 2 de la centrale de Civaux a été arrêté de manière préventive, anticipant l'échéance de sa deuxième visite décennale, pour réaliser des contrôles<sup>20</sup> qui ont mené à la détection du même problème. Mi-décembre, EDF a communiqué les résultats des analyses menées sur les tuyauteries concernées, qui ont révélé que la fissuration était provoquée par un phénomène de corrosion sous contrainte (CSC). Entre décembre 2021 et janvier 2022, le phénomène a été identifié également dans les deux réacteurs de la centrale de Chooz, de même technologie que ceux de Civaux<sup>21</sup> (palier N4,

17. Un exemple est la construction d'un récupérateur de corium sous chacun des réacteurs.

18. Publié le 1<sup>er</sup> mars 2020.

19. Phénomène de corrosion sous contrainte détecté sur certains réacteurs - 04/11/2022 - ASN

20. Les contrôles étant invasifs (découpe de tuyauterie), ils ne pouvaient pas être menés sur un réacteur en fonctionnement et nécessitaient le remplacement de la portion de tuyauterie concernée par les fissures avant que les réacteurs soient remis en fonctionnement. EDF a dévoilé en juillet 2022 sa stratégie visant à contrôler d'ici 2025 l'ensemble des réacteurs et affirmé l'ambition de mettre en œuvre des contrôles non destructifs, par ultra-sons, de manière systématique à partir de janvier 2023. Note d'information d'EDF, mise à jour du 27 juillet 2022

21. Les paliers regroupent des réacteurs homogènes. En effet, même si tous les réacteurs du parc français reposent sur la même technologie, des évolutions ont été introduites au fil du temps.

1 450 MW<sub>e</sub>), arrêtés de manière préventive, et dans le réacteur 1 de Penly (palier P'4, 1 300 MW<sub>e</sub>), déjà arrêté pour visite décennale.

EDF a alors établi une stratégie de contrôle des autres réacteurs du parc, soit lors d'arrêts déjà programmés, soit lors d'arrêts spécifiques, jugée « appropriée » par l'ASN fin juillet 2022. Ceci a conduit à la mise à l'arrêt d'une partie importante du parc, en vue de réaliser des investigations poussées et de stabiliser un diagnostic d'une part, et afin de procéder à des réparations sur les réacteurs pour lesquels le défaut a été jugé inacceptable d'autre part. À la suite des investigations réalisées, EDF a indiqué que les réacteurs les plus sensibles au phénomène étaient ceux des paliers N4 (4 réacteurs, de 1 450 MW<sub>e</sub>) et P'4 (12 réacteurs de 1 300 MW<sub>e</sub>), à la fois les plus récents et les plus puissants du parc nucléaire français, qui n'étaient pas concernés de manière prioritaire par le Grand Carénage du parc et les opérations de prolongations de la durée de vie des centrales.

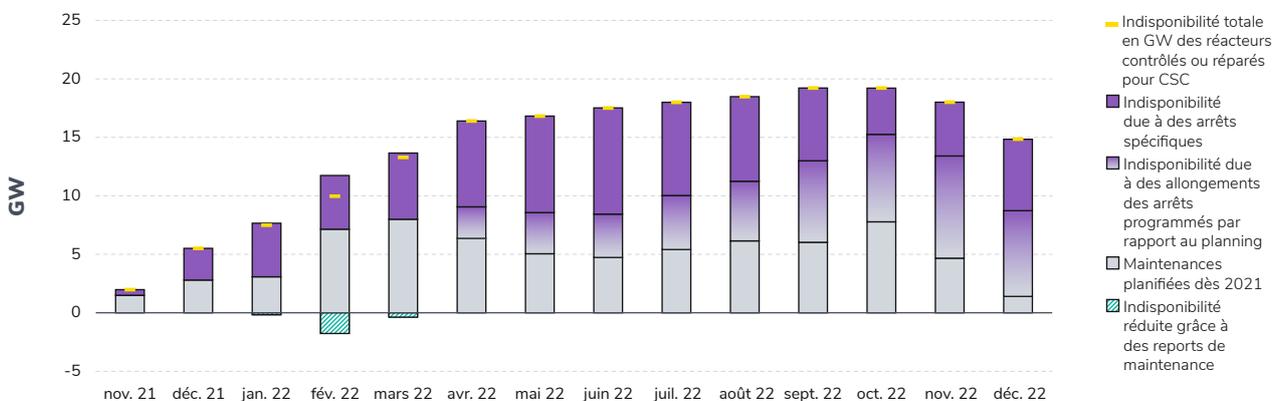
Sur ces seize réacteurs N4 et P'4, dix ont fait l'objet d'exams en 2022, dont trois pour lesquels le traitement est terminé<sup>22</sup> (Civaux 1 et 2, où une CSC

avait été détectée, et Cattenom 4, qui ne présentait pas de CSC). EDF a indiqué que le traitement de tous les réacteurs des paliers N4 et P'4 sera complété d'ici fin 2023. Les réacteurs des paliers 900 MW et P4 n'ayant pas déjà été contrôlés en 2022 le seront entre 2023 et 2024 lors des visites programmées<sup>23</sup>.

En début d'année 2022, pour limiter le nombre de réacteurs à l'arrêt dans une période à fort enjeu pour le système électrique, certains arrêts pour maintenance programmée ont été décalés. Cette optimisation des plannings par l'exploitant a permis de maximiser la disponibilité du parc durant la période hivernale.

Les arrêts en lien avec les contrôles vis-à-vis du phénomène de corrosion sous contrainte ont fortement affecté les prévisions de disponibilité du parc nucléaire au cours de l'année, à mesure de l'avancée des contrôles et analyses réalisés par l'exploitant. À titre d'exemple, la disponibilité moyenne planifiée pour août 2022 était de 44,9 GW vue du 1<sup>er</sup> octobre 2021, de 40,9 GW vue du 1<sup>er</sup> février 2022 et a finalement atteint 26,4 GW. La réactualisation des déclarations de disponibilité nucléaire a

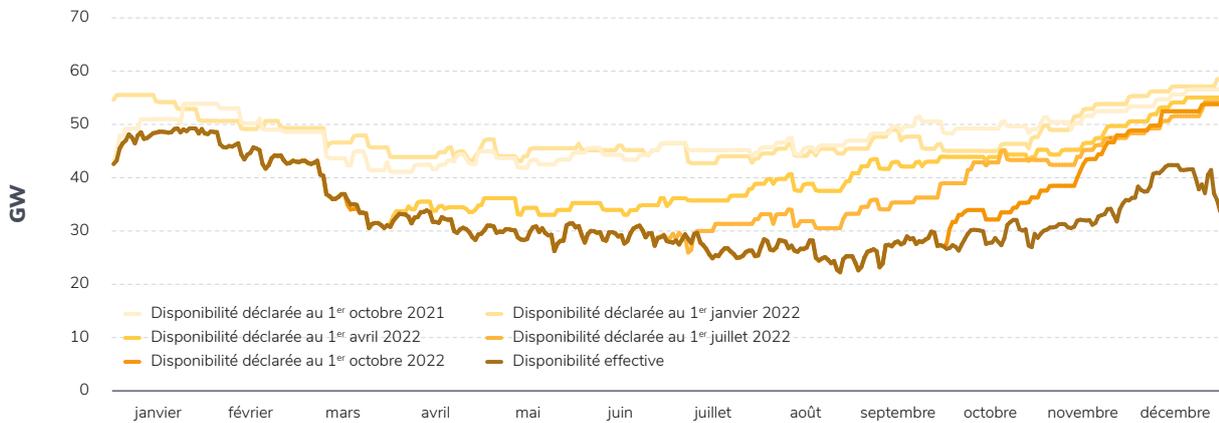
**Figure 14 : Puissance nucléaire indisponible par mois entre novembre 2021 et décembre 2022 et décomposition par cause, pour les réacteurs concernés par les contrôles liés au phénomène de corrosion sous contrainte. Les allongements des arrêts programmés peuvent être dus aux contrôles liés à la corrosion sous contrainte mais également à d'autres déterminants.**



22. Note d'information d'EDF, mise à jour du 16 décembre 2022 et Note d'information d'EDF, mise à jour du 3 novembre 2022

23. Note d'information d'EDF, mise à jour du 3 novembre 2022

**Figure 15 : Disponibilité journalière prévisionnelle en 2022 déclarée par l'exploitant à plusieurs échéances, et disponibilité effective (la disponibilité déclarée ne tient pas compte, par nature, des arrêts fortuits)**

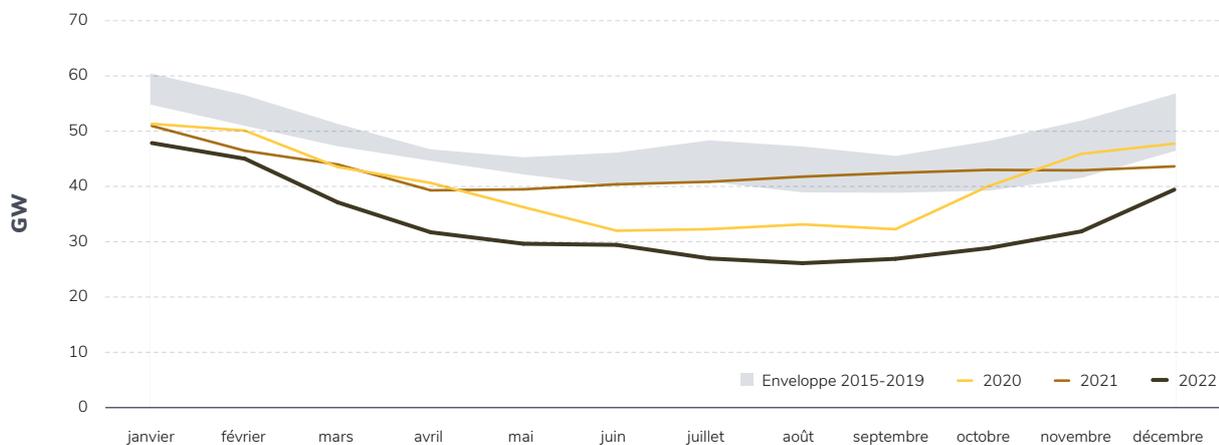


eu un impact direct sur l'évolution des prix spot et des prix à terme (voir partie Prix).

La disponibilité du parc nucléaire a évolué dans l'enveloppe prévue par RTE dans l'étude saisonnière sur l'hiver<sup>24</sup>. À partir de fin novembre, elle s'est avérée légèrement supérieure à la prévision centrale de mi-novembre car de nombreux réacteurs avaient été redémarrés à ce moment-là.

Fin décembre, du fait des conditions de marché atypiques avec une consommation d'électricité et des prix extrêmement bas, la disponibilité effective a de nouveau baissé. En effet, dans cette configuration très favorable pour l'équilibre offre-demande, des arrêts courts ont été réalisés par l'exploitant dans une logique d'optimisation de la performance globale du parc nucléaire, sans incidence sur la sécurité d'approvisionnement.

**Figure 16 : Disponibilité nucléaire mensuelle moyenne entre 2015 et 2022**



24. RTE- Analyse pour l'hiver 2022-2023

Ainsi, les scénarios les plus dégradés pour le système électrique ont pu être évités même si la disponibilité du parc nucléaire est restée à un niveau inférieur à celle des années précédentes sur la même période.

### 2.3.4 Décomposition des indisponibilités nucléaires en 2022

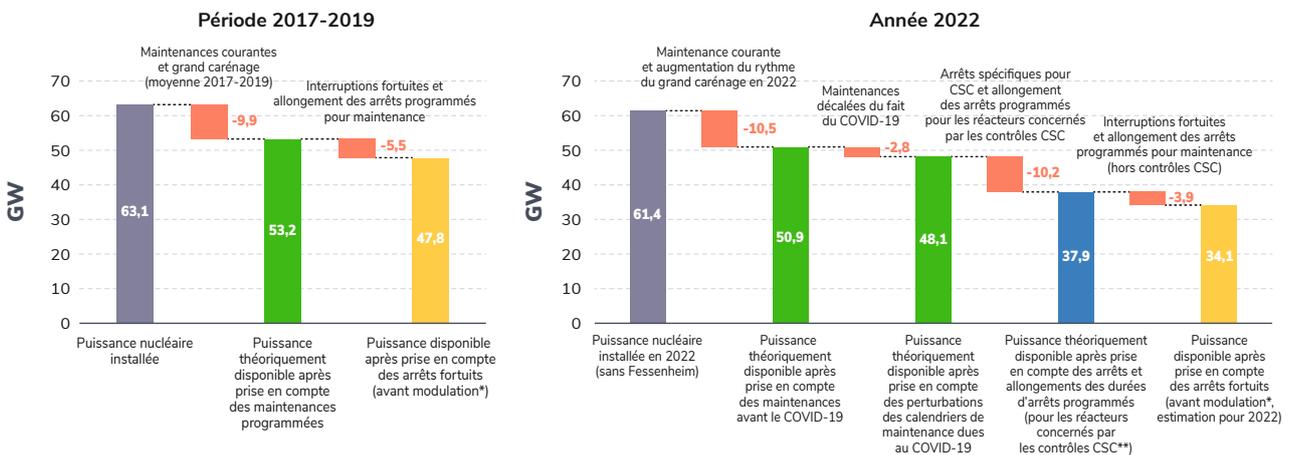
Les indisponibilités du parc nucléaire relèvent, en 2022, de différents facteurs qui, combinés, ont représenté environ 14 GW de puissance indisponible en moyenne sur l'année 2022 :

- augmentation du rythme et de la longueur des arrêts pour maintenance dans le cadre du programme de Grand Carénage ;
- perturbation du calendrier des arrêts pour maintenance du fait de la crise sanitaire ;
- découverte du phénomène de corrosion sous contrainte (CSC).

Sur la base d'une analyse des déclarations d'indisponibilité et de leur évolution au cours du temps, il est possible de distinguer les effets du Grand Carénage de ceux de la crise sanitaire, intégrés dans les plannings, ainsi que les allongements des durées d'indisponibilité par rapport aux plannings déclarés, liées en partie à la découverte de la CSC et aux contrôles et réparations associés. Ces dernières ont eu un effet significatif sur la disponibilité du parc (voir ci-après).

Sur la totalité de l'année, les centrales nucléaires présentant le taux d'indisponibilité le plus fort sont donc celles qui ont été soumises à des contrôles et des réparations en lien avec la corrosion sous contrainte. Les centrales de Chooz et de Civaux en particulier (palier N4) ont été indisponibles durant toute l'année 2022.

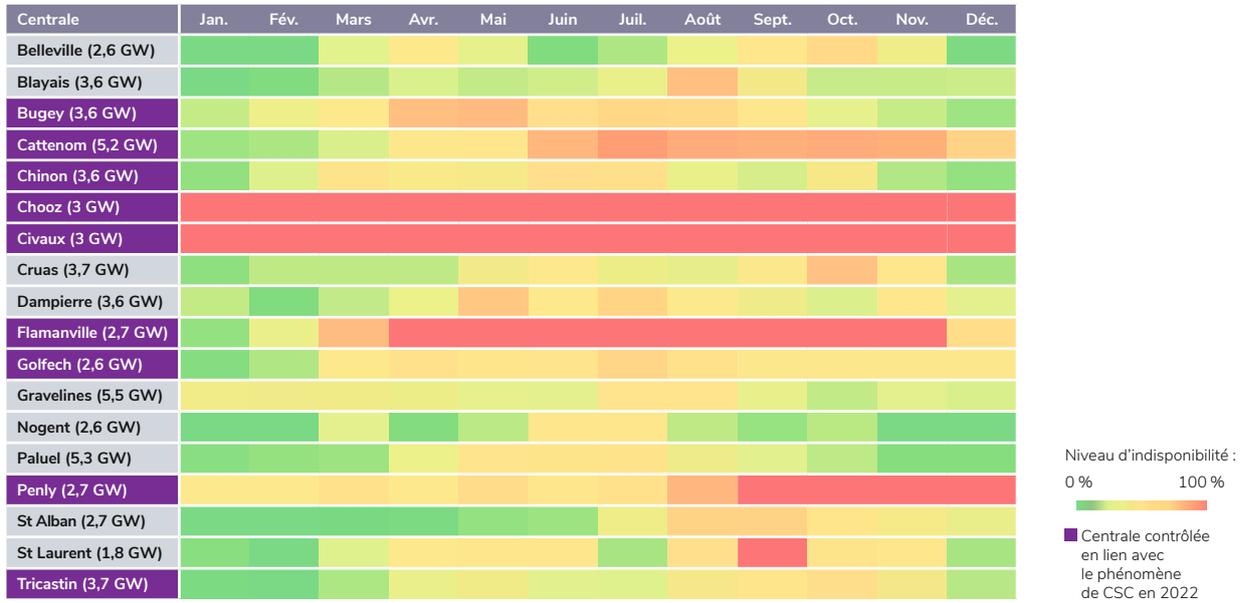
Figure 17 : Facteurs explicatifs de l'indisponibilité du nucléaire en 2022<sup>25</sup>



\* Ces valeurs ne tiennent pas compte des modulations du parc (limitations et arrêts) pour des contraintes environnementales, sociales et réglementaires, de profil de consommation, de fourniture des services systèmes et d'optimisation.  
 \*\* CSC : Corrosion Sous Contrainte

25. Dans ces chiffres, il n'est pas pris en compte les modulations du parc (limitations et arrêts) pour des contraintes environnementales, sociales et réglementaires, de profil de consommation, de fourniture des services systèmes et d'optimisation. Les chiffres issus des plannings de maintenance sont obtenus au 1<sup>er</sup> décembre de l'année précédente.

Figure 18 : Heatmap de l'indisponibilité totale par centrale et par mois de l'année. Vert = 0 % et Rouge = 100 % d'indisponibilité. Le nom des centrales est coloré en violet si la centrale a été contrôlée en lien avec le phénomène de CSC en 2022.





## FOCUS

## Dérogations sur les rejets thermiques des centrales nucléaires lors d'épisodes de canicule

Au cours de l'été 2022, dans un contexte de tension sur la sécurité d'approvisionnement du fait de la faible disponibilité des réacteurs nucléaires combinée à des épisodes caniculaires, certaines centrales ont obtenu une dérogation pour continuer à fonctionner malgré des températures situées au-dessus des seuils réglementaires pour raisons environnementales des cours d'eau utilisés pour le refroidissement.

En effet, les centrales nucléaires situées en bord de mer ou de cours d'eau utilisent ces sources d'eau froides pour refroidir la vapeur d'eau en sortie des turbines qui permettent de produire l'électricité. En circuit ouvert, l'eau prélevée est ainsi directement renvoyée vers la mer ou le cours d'eau, à une température légèrement plus élevée qu'initialement. Dans ce cas, la température maximale de l'eau rejetée est encadrée afin de réduire les conséquences sur l'environnement. Ce processus peut également avoir lieu en circuit fermé, via un système de refroidissement par des tours aéroréfrigérantes.

En cas de fortes chaleurs, il est parfois nécessaire de réduire la puissance des réacteurs concernés par le circuit ouvert afin de ne pas dépasser une température limite. Deux niveaux de seuil de température s'appliquent, en fonction

des conditions météorologiques et de l'état du système électrique :

- un premier seuil de température s'appliquant de manière habituelle ;
- un second seuil s'appliquant lors de températures élevées, lorsqu'une production minimale des centrales est requise pour assurer la sécurité du système électrique, et activé à la demande de RTE.

Les épisodes de canicule en juillet et août 2022 ont nécessité un encadrement exceptionnel des rejets de certaines centrales, au-delà du second seuil, car le respect de celui-ci n'aurait pas été suffisant pour garantir la sécurité d'approvisionnement. Cette disposition, qui relève de l'article R 593-40 du code de l'environnement et est soumise à l'autorisation de l'ASN, a concerné les centrales de Blayais, Golfech, Saint-Alban et Bugey du 13 et 15 juillet au 11 septembre 2022 et la centrale de Tricastin du 4 août au 11 septembre 2022. Seule la centrale du Bugey a eu recours (les 19 et 20 juillet) aux dispositions de la décision de l'ASN du 15 juillet 2022. Ce recours s'est accompagné d'une surveillance accrue des milieux naturels à proximité des centrales. Le programme de surveillance renforcée associé à cette situation n'a pas relevé de conséquence sur l'environnement. Pour les autres centrales, les premiers ou seconds niveaux de limites ont été respectés.

Source et informations complémentaires : Modification temporaire des prescriptions encadrant les rejets thermiques de 5 centrales nucléaires - 06/09/2022 - ASN

## 2.4 Hydraulique : La production a atteint son plus bas niveau depuis 1976, en raison des conditions climatiques exceptionnellement chaudes et sèches

### 2.4.1 Une production hydraulique au plus bas depuis 1976

La filière hydraulique a contribué à la production d'électricité en France en 2022 à hauteur de 49,6 TWh, soit 11,1 % de la production totale. En lien avec des faibles précipitations de l'hiver 2021-2022 et des épisodes de sécheresse au printemps et l'été, le volume de production est en net recul par rapport à celui de 2021 (62,0 TWh, soit une baisse de 20 %) ainsi que par rapport à la moyenne de la période 2014-2019 (61,6 TWh). Il s'agit du niveau de production le plus faible depuis 1976, année touchée également par une très forte sécheresse en Europe. Malgré cela, la filière hydraulique est restée en 2022 la deuxième source de production électrique après le nucléaire, et la première source de production renouvelable.

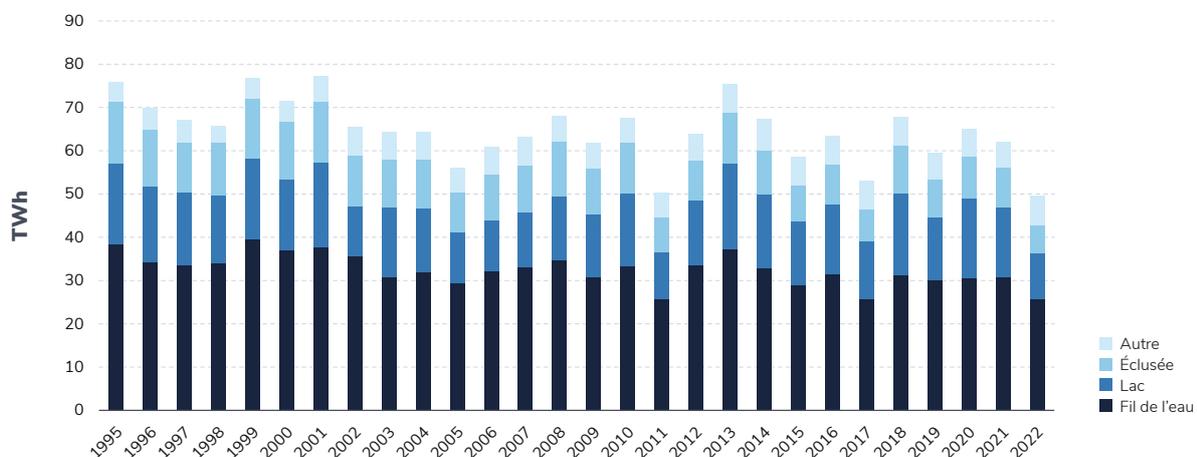
La baisse de production a concerné tous les types de centrale (hors STEP). Les plus affectées ont

été les centrales comportant des retenues d'eau, dont les centrales de type lac, présentes souvent dans les zones de haute montagne, qui ont affiché une baisse de production de 35,4 % par rapport à 2021, et les centrales d'écluse (présentes surtout en moyenne montagne), pour lesquelles la réduction a été de 27,8 %. Enfin, les centrales au fil de l'eau, qui ne présentent pas de retenues d'eau, ont vu leur production baisser de 16,3 %. La production de ces dernières est très dépendante de la pluviométrie : elle a été très limitée entre mai et septembre puis s'est améliorée à partir d'octobre avec le retour de la pluie.

### 2.4.2 Une année particulièrement sèche

Du point de vue météorologique, l'année 2022 a été très atypique par rapport à l'historique sous différents aspects. Il s'agit de l'année la plus chaude jamais enregistrée, avec des records de température et d'ensoleillement battus dans plusieurs régions. Il s'agit également de l'année la plus sèche depuis 1959 avec une pluviométrie déficitaire de près de 25 % en moyenne sur l'année<sup>26</sup>, ce déficit ayant été particulièrement marqué entre mai et juillet 2022. De plus, l'équivalent en eau du manteau neigeux sur l'hiver 2021-2022

Figure 19 : Production annuelle de la filière hydraulique entre 1995 et 2022



26. Selon le bilan annuel définitif publié par Météo France 2022 : les bilans climatiques | Météo-France (meteofrance.fr)

## Q FOCUS

## La gestion des stocks hydrauliques est optimisée sur la base des valeurs d'usage

Bien que les centrales hydroélectriques de type barrage n'aient pas de coûts de combustibles, elles peuvent parfois se retrouver après les centrales thermiques dans l'ordre de présence économique, en raison de contraintes portant sur la contenance du lac, des apports éventuels et du risque d'épuisement. Le programme de production d'un moyen soumis à des contraintes de stock est géré en fonction de la valeur d'usage du stock, de l'eau dans le cas de l'hydraulique.

La gestion d'un actif sur la base de la valeur d'usage est usuelle lorsqu'il s'agit de centrales de production dont le stock de combustible est limité. L'objectif est de répartir dans le temps la production des centrales concernées de façon optimale, en arbitrant entre une utilisation immédiate, ou

différée en substitution de moyens de production plus coûteux. Elle est mise en œuvre en estimant le coût d'opportunité d'une utilisation reportée de la centrale. Cette dernière ne sera donc utilisée à un certain moment que si sa valorisation sur les marchés dépasse ce coût d'opportunité. La valeur dépend de l'instant considéré, du niveau de consommation, du niveau de stock restant ainsi que de celui des autres stocks modélisés et des prix futurs attendus pour les combustibles et l'électricité. Il peut donc arriver que la valeur d'usage de l'hydraulique de lac soit supérieure aux coûts des moyens thermiques. La gestion sur la base des valeurs d'usage s'applique également à d'autres types de production, comme le nucléaire (stock de combustible), ou la production des moyens thermiques en cas de stock d'émissions à ne pas dépasser.

a été proche des normales dans les Pyrénées mais largement déficitaire dans les Alpes, ce qui a limité le remplissage des barrages au moment de la fonte des neiges.

### 2.4.3 Un stock hydraulique qui a atteint un minimum historique durant l'été, mais qui a pu être reconstitué en prévision de l'hiver 2022-2023

Malgré un stock hydraulique situé encore dans la moyenne historique en début d'année 2022<sup>27</sup>, celui-ci s'est dégradé tout au long de l'année du fait des conditions hydrologiques peu favorables. La combinaison de l'ensemble des facteurs climatiques n'a pas permis de reconstituer des stocks suffisants entre avril et juillet, durant la période de fonte des neiges. Ainsi, le niveau de stock a commencé à décliner dès mi-juillet, atteignant sur le mois d'août des niveaux historiquement bas.

En prévision d'un hiver tendu pour le système électrique, la gestion des stocks de la part des exploitants a été particulièrement responsable au cours de l'été, avec une production limitée pour les centrales de type lac et d'éclusée (voir partie Prix). Cette gestion responsable, accompagnée d'une reprise des précipitations en septembre (qui a connu une pluviométrie excédentaire<sup>28</sup> par rapport à la normale), a permis de retrouver à partir d'octobre des niveaux moins critiques que ceux des mois précédents, tout en restant relativement bas. À partir de novembre, mois également caractérisé par une pluviométrie excédentaire, la situation s'est nettement améliorée, les stocks se situant au-dessus de la moyenne des cinq dernières années.

27. Bulletins de situation hydrologique | Eaufrance

28. Bilan climatique de septembre 2022 par Météo France : [https://meteofrance.fr/sites/meteofrance.fr/files/files/editorial/Bilan\\_septembre\\_2022\\_241022.pdf](https://meteofrance.fr/sites/meteofrance.fr/files/files/editorial/Bilan_septembre_2022_241022.pdf)

Figure 20 : Stock hydraulique hebdomadaire

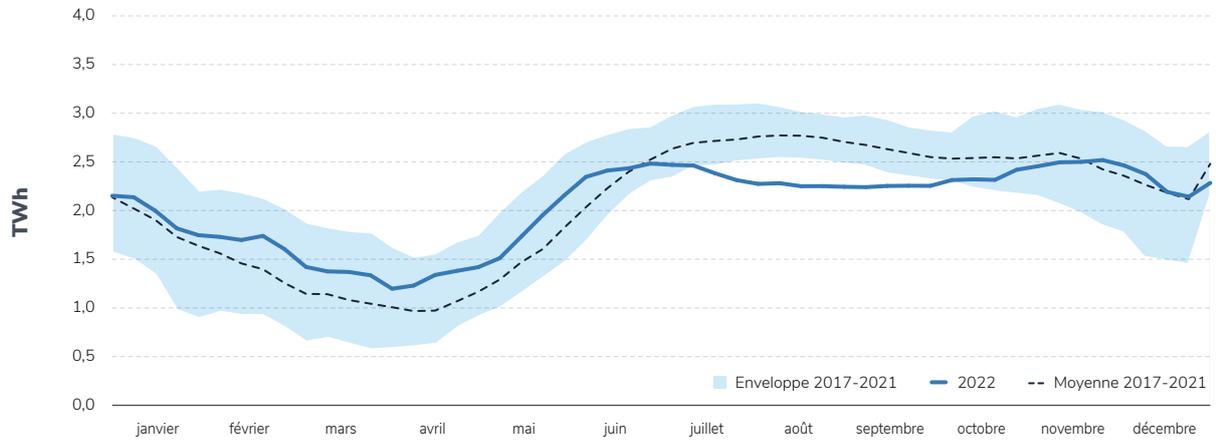
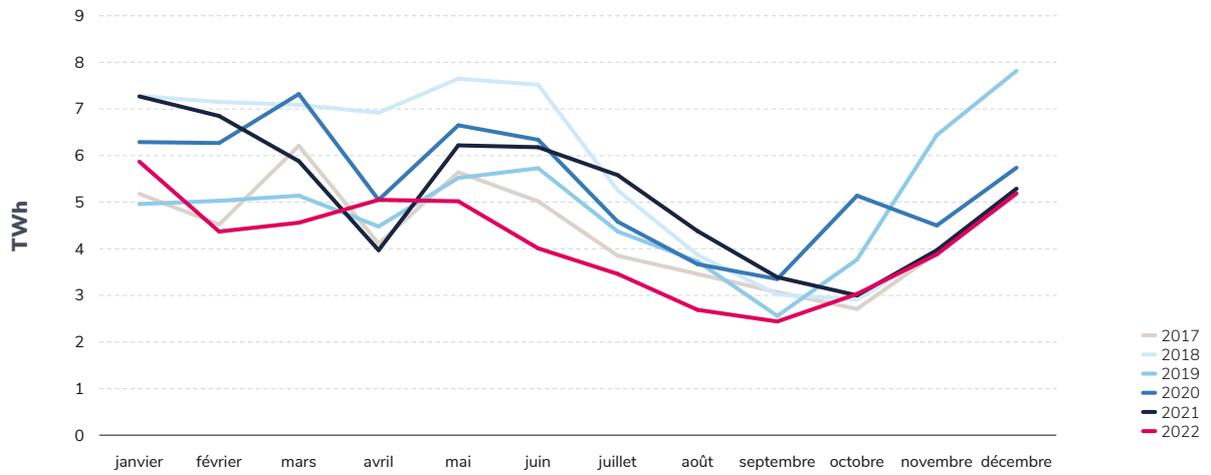


Figure 21 : Production mensuelle hydraulique entre 2017 et 2022



## 2.5 Thermique fossile : une production en hausse, notamment portée par le gaz

Les moyens de production thermiques ont fortement contribué à l’approvisionnement en électricité de la France sur l’année 2022, en compensation de la baisse historique de production nucléaire et hydraulique.

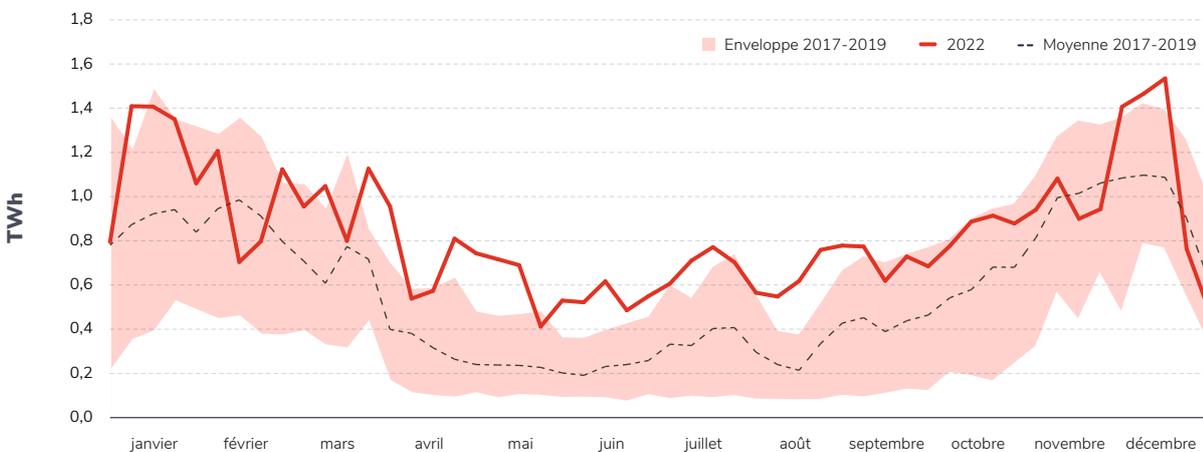
### 2.5.1 Une production gaz en forte augmentation malgré un prix du combustible élevé

Au cours de l’année 2022, la production à partir de gaz a été fortement sollicitée, représentant 44,1 TWh (soit 9,9 % de la production totale). Pendant les mois de printemps et d’été, période à laquelle les moyens thermiques sont en général peu sollicités, la production d’électricité à partir de gaz s’est située systématiquement au-dessus des niveaux les plus hauts observés au cours des années précédentes. Sur le début et la fin de

Figure 22 : Production d’électricité à partir de combustible thermique fossile<sup>29</sup>



Figure 23 : Production hebdomadaire des centrales à gaz en 2022 et comparaison avec les années précédentes



29. Entre 2001 et 2007 inclus, la série « Autres » comprenait la production sur les réseaux de distribution, la production à partir de gaz dérivés et une production à partir de combustibles « divers ». Entre 2008 et 2010, elle contenait les gaz dérivés et les combustibles divers alors que la production des réseaux de distribution était ventilée entre fioul et gaz. À partir de 2011, toutes les entités de la série « Autres » ont été ventilées sur les séries gaz, fioul et charbon.

## FOCUS

### Mise en service de la centrale de Landivisiau

La centrale à cycle combiné gaz de Landivisiau (Bretagne), d'une puissance installée de 446 MW, a été mise en service le 31 mars 2022. Il s'agit d'une technologie qui allie une turbine à vapeur et une turbine à gaz pour produire de l'électricité avec un meilleur rendement que les centrales à gaz classiques.

l'année, elle est restée à des niveaux relativement hauts mais déjà observés par le passé, cette filière participant au maintien de la sécurité d'approvisionnement sur les périodes hivernales.

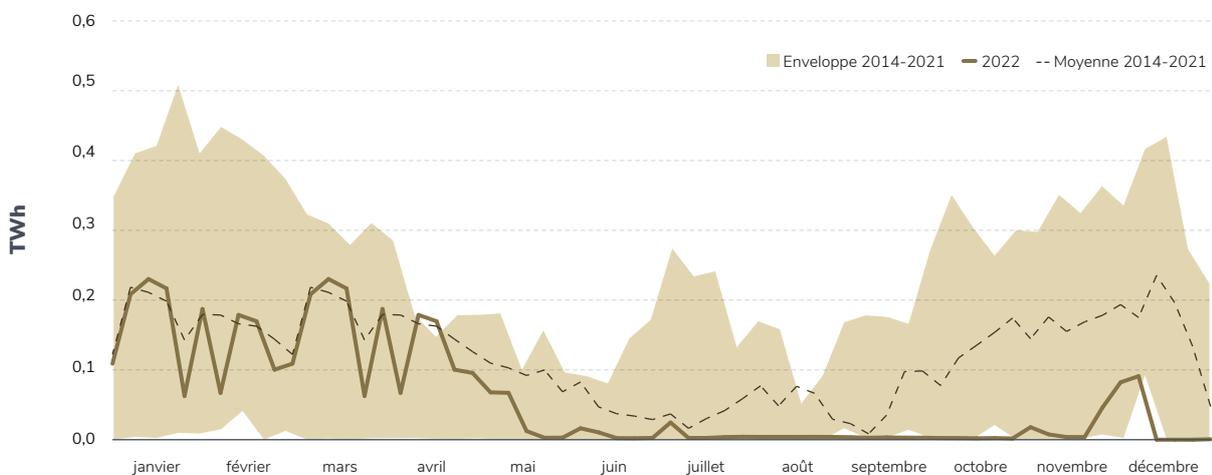
#### 2.5.2 Une production charbon en baisse

Malgré le rehaussement des seuils de fonctionnement autorisés des centrales en prévision de l'hiver 2022-2023 annoncé comme particulièrement tendu d'un point de vue de la sécurité d'approvisionnement,

la production d'électricité à partir de charbon est restée en 2022 inférieure à celle de 2021. Elle a représenté 2,9 TWh sur l'année (soit 0,6 % de la production totale). A fortiori, le niveau de production est significativement inférieur aux niveaux observés jusqu'en 2017, avant l'arrêt de l'unité charbon de la centrale de Gardanne (à l'arrêt depuis 2018, fermée en 2021) et la fermeture de la dernière unité charbon de la centrale du Havre intervenue en 2021.

Actuellement, il ne reste plus que deux centrales au charbon encore en activité en France : Cordemais (deux groupes pour une puissance totale installée de 1,2 GW) et Émile-Huchet (un groupe d'une puissance installée de 0,6 GW), située à Saint-Avold. Leur durée de fonctionnement est limitée<sup>30</sup> par le respect d'un plafond d'émissions correspondant environ à l'équivalent de 700 heures de fonctionnement à pleine puissance pour chaque centrale. Début février 2022, suite à l'alerte de RTE concernant la possible fragilisation de la sécurité d'approvisionnement au cours du mois de février, ce plafond a été rehaussé par décret, pour un niveau correspondant à environ 1 000 heures de fonctionnement à pleine puissance du 1<sup>er</sup> janvier au 28 février 2022, et à environ 600 heures de

Figure 24 : Production hebdomadaire des centrales à charbon en 2022 et comparaison avec les années précédentes



30. Le plafond correspond à  $0,7 \text{ kt}_{\text{CO}_2\text{eq}}/\text{MW}$  (code de l'énergie, art D. 311-7-2)

fonctionnement sur le reste de l'année 2022. Une nouvelle modification est intervenue en septembre 2022 : le plafond d'émissions est désormais fixé à 3,1 kilotonnes d'équivalents dioxyde de carbone par mégawatt de puissance électrique installée, entre le 1<sup>er</sup> mars 2022 et le 31 mars 2023, ce qui correspond à environ 3 100 heures de fonctionnement sur la période. Même avec le rehaussement des plafonds de fonctionnement pour les deux centrales restantes, les niveaux de production restent faibles, compte tenu de la faible puissance installée résiduelle.

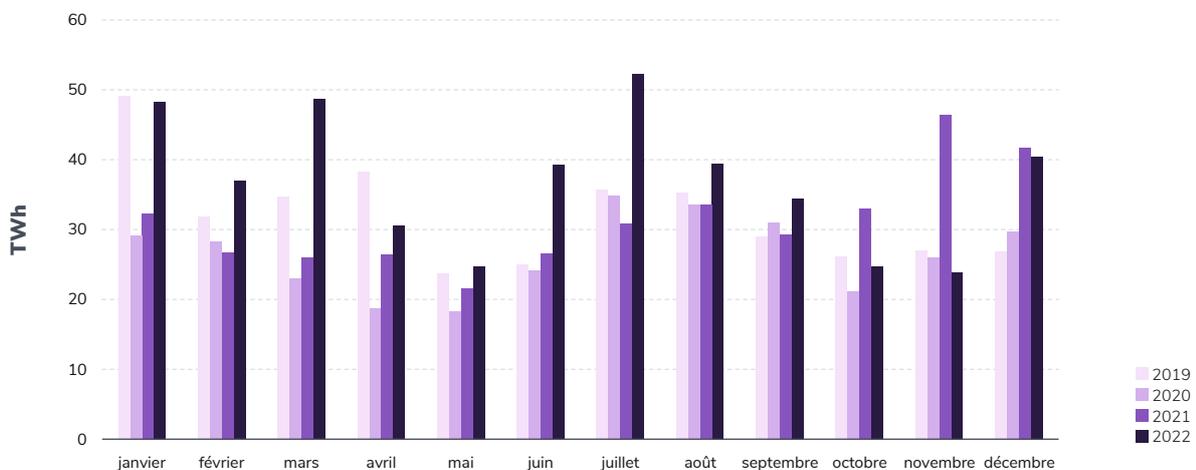
En cohérence avec l'objectif de décarbonation global du secteur énergétique, la fermeture de la

centrale Émile-Huchet devait intervenir à la fin du mois de mars 2022. Cette fermeture a finalement été reportée à 2023 afin que la centrale puisse contribuer à la sécurité d'approvisionnement au cours l'hiver 2022-2023. La centrale a recommencé à produire le 29 novembre 2022 après des opérations de maintenance.

### 2.5.3 Une production fioul en hausse

La production d'électricité à partir de fioul a représenté 2,2 TWh sur l'année 2022, soit 0,5 % de la production totale. Ce volume n'avait pas été atteint depuis 2017, et correspond à une hausse de 18,4 % par rapport à 2021, particulièrement marquée entre janvier et septembre.

Figure 25 : Production mensuelle des centrales au fioul entre 2019 et 2022



## 2.6 Éolien : des conditions météorologiques peu favorables en 2022 mais une production en hausse grâce au développement du parc

### 2.6.1 Un développement important du parc terrestre, mais dont l'accélération reste nécessaire pour atteindre les objectifs définis par les pouvoirs publics au cours de la décennie 2020-2030

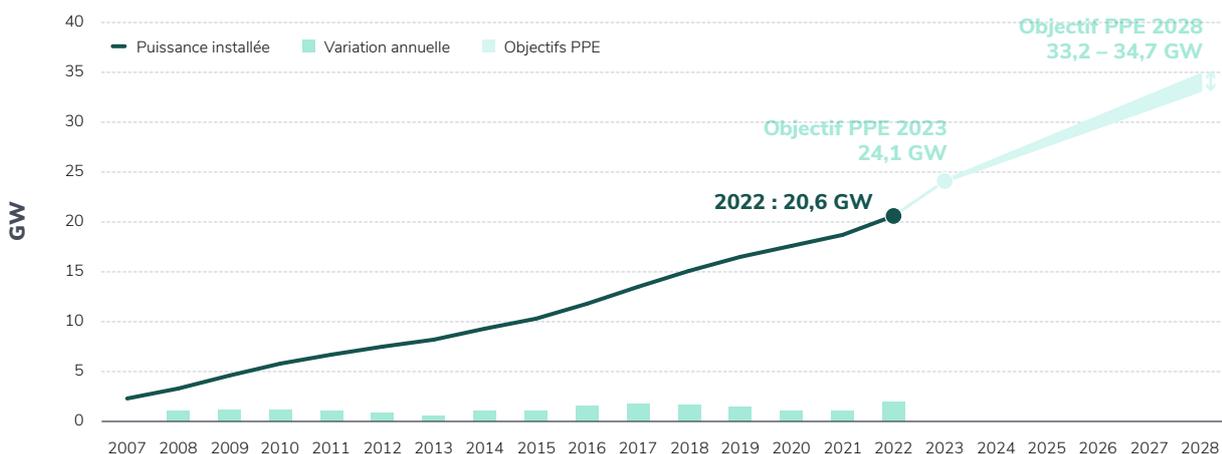
La puissance du parc éolien terrestre est passée de 18,7 GW au 31 décembre 2021 à 20,6 GW au 31 décembre 2022, soit une augmentation de 1,9 GW en un an (contre une augmentation de 1,7 GW en 2017). Cependant, une accélération du rythme de développement reste nécessaire pour atteindre les objectifs fixés par les pouvoirs publics : il serait nécessaire que le parc éolien terrestre progresse de 3,5 GW en 2023 pour atteindre l'objectif de la PPE de 24,1 GW à fin 2023. La PPE actuelle fixe également un objectif de puissance

installée à l'horizon 2028, compris entre 33,2 GW et 34,7 GW. Cela correspondrait à une progression moyenne entre 2,1 GW/an et 2,4 GW/an sur la période 2023-2028, soit une accélération indispensable également sur cette période par rapport aux rythmes historiquement constatés<sup>31</sup>.

Sur des horizons plus longs, le parc éolien devra continuer à se développer pour répondre aux enjeux de décarbonation des usages de l'énergie fixés par les pouvoirs publics. À titre d'exemple, les trajectoires analysées dans les *Futurs Énergétiques 2050* de RTE considèrent plusieurs scénarios de mix électrique à l'horizon 2050, avec des puissances installées pour l'éolien terrestre qui se situent entre 43 GW et 74 GW.

Le volume de projets éoliens en développement<sup>32</sup> a légèrement augmenté en 2022 : il atteint 10,6 GW<sup>33</sup> au 31 décembre.

Figure 26 : Évolution du parc éolien terrestre (puissance installée totale et incrément annuel), et comparaison avec les objectifs publics

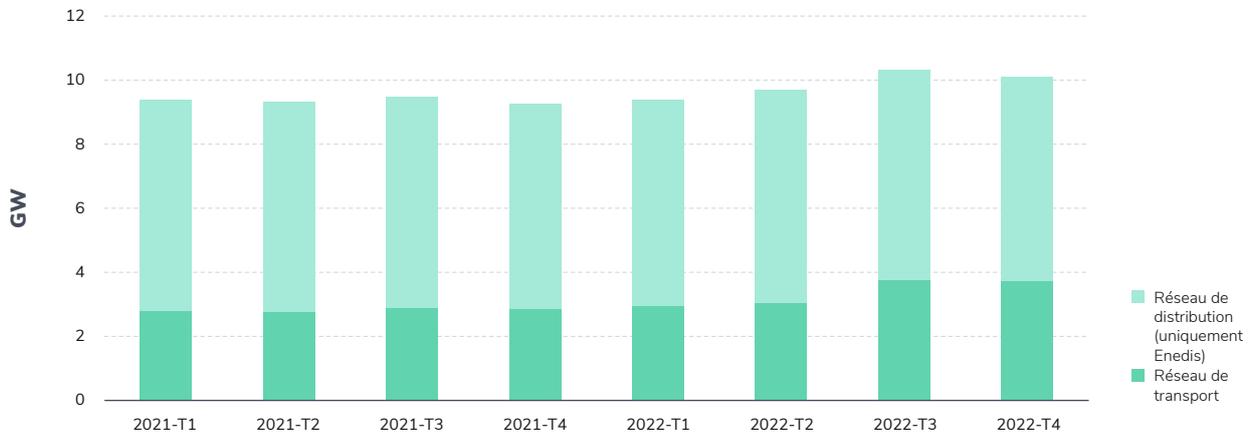


31. Le développement des parcs éoliens est soumis à un certain nombre de contraintes administratives, réglementaires et territoriales, qui doivent être prises en compte dans le choix de localisation en même temps que le potentiel éolien du site. Par exemple, la présence de couloirs de navigation aérienne interdit aujourd'hui l'installation d'éoliennes sur 50 % du territoire français (d'après FEE, Observatoire de l'éolien 2022 – France Energie Eolienne (fee.asso.fr)).

32. Pour le réseau de RTE, il s'agit des projets ayant fait l'objet d'une « proposition d'entrée en file d'attente » ou d'une « proposition technique et financière » acceptée ou qui ont été retenus dans le cadre d'un appel d'offres. Pour le réseau d'Enedis, il s'agit de projets pour lesquels une demande de raccordement a été qualifiée complète par le gestionnaire de réseau de distribution.

33. Données RTE sur le réseau de transport, et données ENEDIS sur le réseau de distribution (Demande de raccordement – Demandes en cours par tranches de puissance et modalités d'injection – Historiques cumulés – Enedis Open Data)

Figure 27 : Volume de projets éoliens en développement sur le réseau de transport (RTE) et le réseau de distribution (Enedis uniquement)

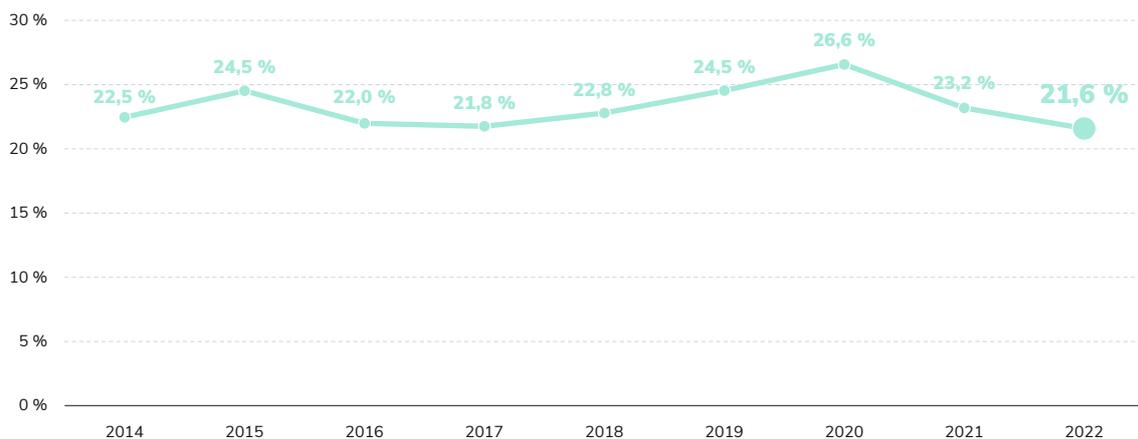


### 2.6.2 Un facteur de charge qui a atteint son niveau le plus faible sur les dix dernières années

En 2022, les conditions météorologiques n'ont pas été favorables à la production éolienne : le facteur de charge pour l'éolien terrestre s'est établi à 21,6 %<sup>34</sup>, contre 23,2 % en 2021 et 26,6 % en 2020.

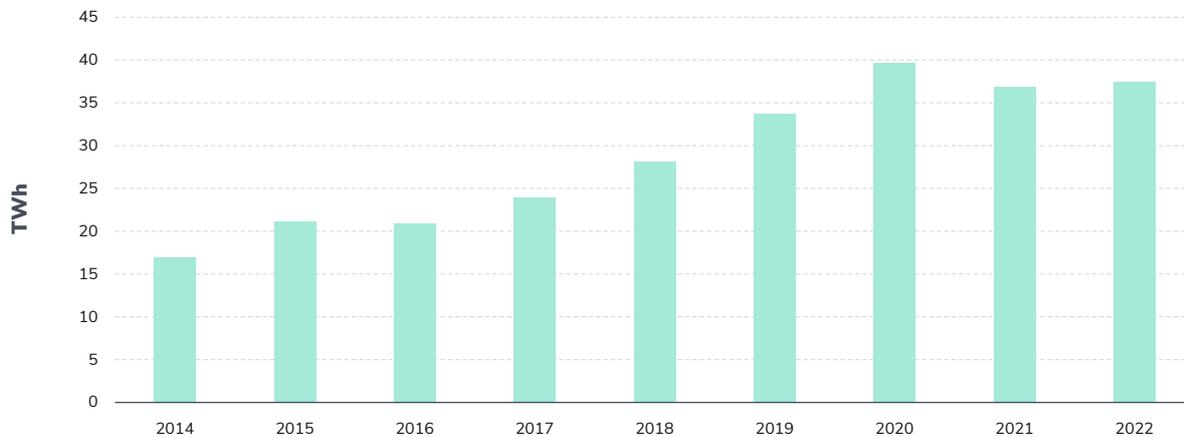
Malgré un facteur de charge en baisse, le volume de production du parc éolien terrestre sur l'année (37,5 TWh) a été plus élevé que celui de l'année précédente grâce à la progression du parc installé, tout en restant néanmoins inférieur au niveau de production en 2020 (39,6 TWh). Le taux de couverture

Figure 28 : Facteur de charge annuel de l'éolien terrestre



34. Taux moyen annuel calculé comme la moyenne des facteurs de charge au pas 30 minutes.

Figure 29 : Volume de production de l'éolien terrestre

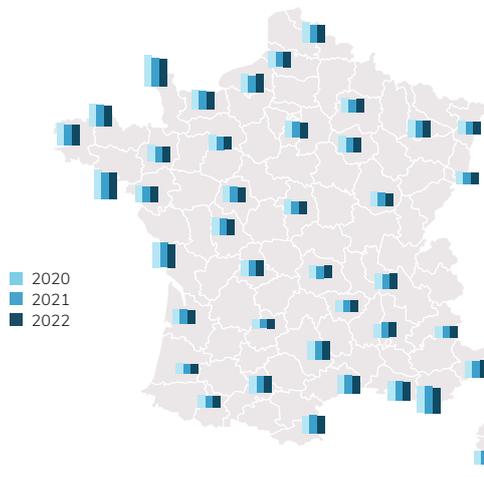


## FOCUS

### Évolution du vent sur les trois dernières années

La vitesse du vent est un déterminant essentiel du rendement des installations éoliennes. L'année 2020 avait été particulièrement venteuse, notamment sur la côte de l'Atlantique et de la Manche. Les années 2021 et 2022, en revanche, ont été caractérisées par des vitesses de vent plus faibles sur les différentes régions françaises.

Figure 30 : Évolution du vent moyen annuel par station météorologique entre 2020 et 2022 (Données issues de Observation météorologique historiques France (SYNOP) – Opendatasoft)



de la consommation par la production éolienne terrestre s'est élevé à 8,4 % en moyenne sur l'année<sup>35</sup>.

### 2.6.3 Mise en service du premier parc éolien en mer en 2022

L'année 2022 a été caractérisée par la mise en service, le 23 novembre, du premier parc éolien en mer en France, situé au large de Saint-Nazaire. Ce parc se compose de 80 éoliennes posées sur le fond marin et situées entre 12 et 20 km des côtes, pour une puissance installée totale de 480 MW<sup>36</sup>. Le parc a produit 647 GWh sur l'année<sup>37</sup>. Sur le mois de décembre, le facteur de charge a atteint 48 % en moyenne, grâce notamment à une production élevée la deuxième partie du mois, période caractérisée également par une forte production de l'éolien terrestre.

La PPE fixe un objectif de 2,4 GW d'éolien en mer en service d'ici fin 2023, et entre 5,2 et 6,2 GW d'ici fin 2028, la mise en service de plusieurs parcs éoliens en mer est déjà prévue pour ces prochaines années (cf. partie Réseau). L'année 2023 devrait voir le mouvement de mise en service se poursuivre et s'amplifier avec la mise en service attendue des parcs de Saint-Brieuc et Fécamp, pour une puissance d'environ 500 MW chacun.

35. Taux moyen annuel calculé comme la moyenne des taux de couverture au pas 30 minutes.

36. Mise en service complète du premier parc éolien en mer de France | edf.fr

37. Le parc avait produit de l'électricité déjà avant sa mise en service commerciale.

### 2.6.4 Un développement du parc éolien français en retrait par rapport à ceux des voisins européens

La capacité totale du parc de production éolien français reste nettement inférieure à celle installée en Allemagne, Espagne ou au Royaume-Uni. De plus, le rythme d'accroissement du parc éolien terrestre français entre 2019 et 2022 est légèrement inférieur aux rythmes allemand ou espagnol (+1,4 GW/an pour le parc français contre +1,6 GW/an et +1,5 GW/an respectivement pour les parcs espagnol et allemand). Le Royaume-Uni a, quant à lui, connu une augmentation de son

parc terrestre plus lente sur ces dernières années, mais un rythme d'augmentation élevé pour le parc éolien en mer. La capacité éolienne terrestre installée en Italie reste en revanche plus faible que la capacité installée en France.

Les taux de couverture de la consommation par la production éolienne (terrestre) sont nettement plus élevés en Allemagne et en Espagne qu'en France du fait de la plus grande puissance installée. En revanche, le taux de couverture en Italie est proche du taux français, malgré une puissance

Figure 31 : Parc éolien dans une sélection de pays européens, à fin 2022, sauf Royaume-Uni T3 2022. (Sources : Fraunhofer Institute, REE, RTE, BEIS UK, TERNA)

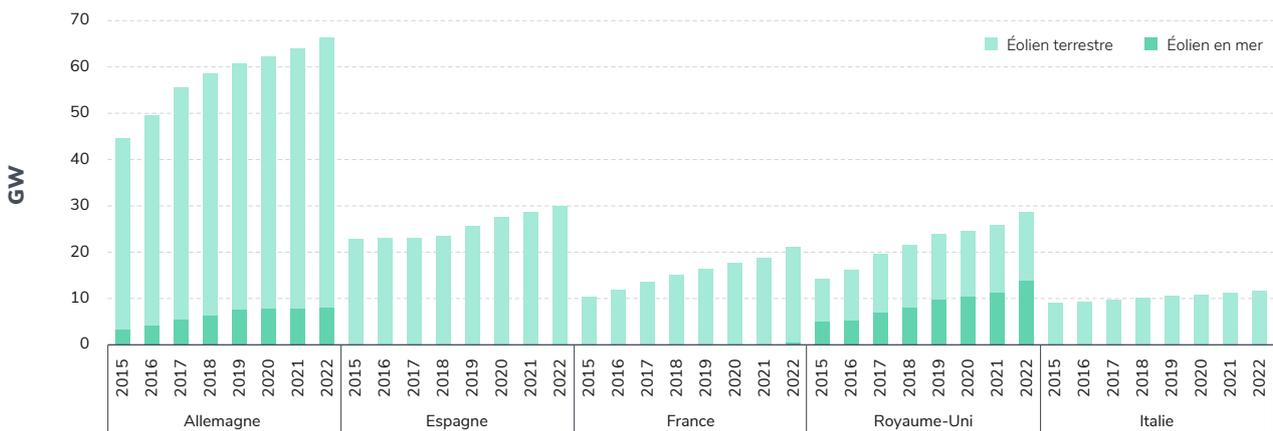
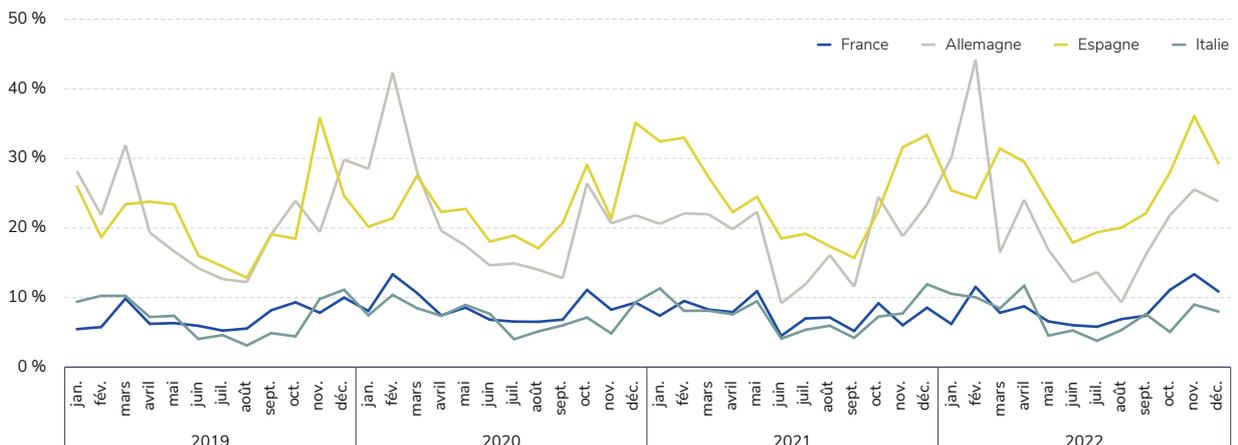


Figure 32 : Part de la consommation couverte par l'éolien terrestre dans quelques pays européens, moyenne mensuelle. (Source : ENTSO-E)



installée inférieure, en raison du moindre volume de consommation d'électricité en Italie par rapport à la France.

### 2.6.5 Le tarif garanti a rapporté pour la première fois des recettes à l'État

La majorité de la production éolienne et solaire bénéficie d'un mode de rémunération incitatif grâce à un tarif garanti qui permet de soutenir le développement de ces filières. Ce financement, qui varie en fonction des prix sur le marché de l'électricité, est porté par l'État. En 2022, ce mécanisme a représenté pour la première fois une recette pour l'État, les prix de gros de l'électricité ayant été en

moyenne plus élevés que les tarifs garantis. D'après les estimations de la CRE, l'éolien terrestre devrait rapporter 8,9 milliards d'euros en 2022<sup>38</sup>, soit 77 % des subventions reçues par la filière via le mécanisme de la CSPE au cours des 20 dernières années<sup>39</sup>. Si, dès le début de l'année 2023, la filière devrait avoir reversé plus au budget de l'État qu'elle n'a reçu, d'autres subventions lui seront versées en fonction des prix de gros de l'électricité dans les décennies à venir, qu'il n'est pas possible d'évaluer aujourd'hui. Toujours selon la CRE, en 2022 le solaire aura rapporté 724 millions d'euros, soit 3 % des subventions passées, alors que l'éolien en mer rapportera pour sa première année 169 millions d'euros.

## FOCUS

### Le projet de loi relatif à l'accélération de la production d'énergies renouvelables

Le projet de loi relatif à l'accélération de la production d'énergies renouvelables<sup>40</sup> introduit des mesures temporaires pour accélérer la réalisation de projets d'énergies renouvelables (les installations concernées seront précisées par décret) permettant notamment de reconnaître une Raison Impérative d'intérêt Public Majeur (RIIPM) pour certains projets. Il introduit également la prise en compte de « l'effet de saturation visuelle dans le paysage » avant d'implanter de nouvelles éoliennes terrestres, ceci afin que les nouveaux projets ne se concentrent pas sur

des territoires déjà largement exploités donnant lieu à un sentiment d'injustice territoriale<sup>41</sup>.

Afin de favoriser le développement de la filière solaire photovoltaïque, le projet de loi relatif à l'accélération de la production d'énergies renouvelables prévoit aussi l'obligation d'installation de panneaux solaires sur les parkings de plus de 1 500 m<sup>2</sup> (cette obligation existe déjà pour les installations de plus de 2 500 m<sup>2</sup>)<sup>42</sup>.

38. Délibération de la CRE du 3 novembre 2022 relative à la réévaluation des charges de service public de l'énergie pour 2023

39. Annexe 7 de la délibération de la CRE – Historique des charges de service public de l'énergie

40. Adopté en première lecture à l'Assemblée Nationale en janvier 2023.

41. Projet de loi énergies renouvelables éolien solaire | vie-publique.fr

42. Projet de loi énergies renouvelables éolien solaire | vie-publique.fr

## 2.7 Solaire : une production en nette hausse

### 2.7.1 Une production solaire en nette hausse, induite par l'augmentation du parc et par un bon ensoleillement

La production solaire s'est établie à 18,6 TWh, en augmentation de 30,6 % (+4,4 TWh) par rapport à 2021. Les régions Nouvelle-Aquitaine (+0,9 TWh), Occitanie (+0,8 TWh) et Auvergne-Rhône-Alpes (+0,6 TWh) ont le plus contribué à cette hausse,

mais la production solaire a fortement progressé par rapport à l'année précédente dans toutes les régions, excepté la Corse où la progression a été plus mesurée.

La hausse de la production s'explique en premier lieu par l'augmentation du parc solaire installé qui a accéléré en 2021 et en 2022 (cf. partie suivante). Par ailleurs, l'ensoleillement a été meilleur en 2022 qu'en 2021 ce qui a conduit à une amélioration du facteur de charge, qui s'est établi à 14,6 % en 2022

Figure 33 : Production solaire annuelle

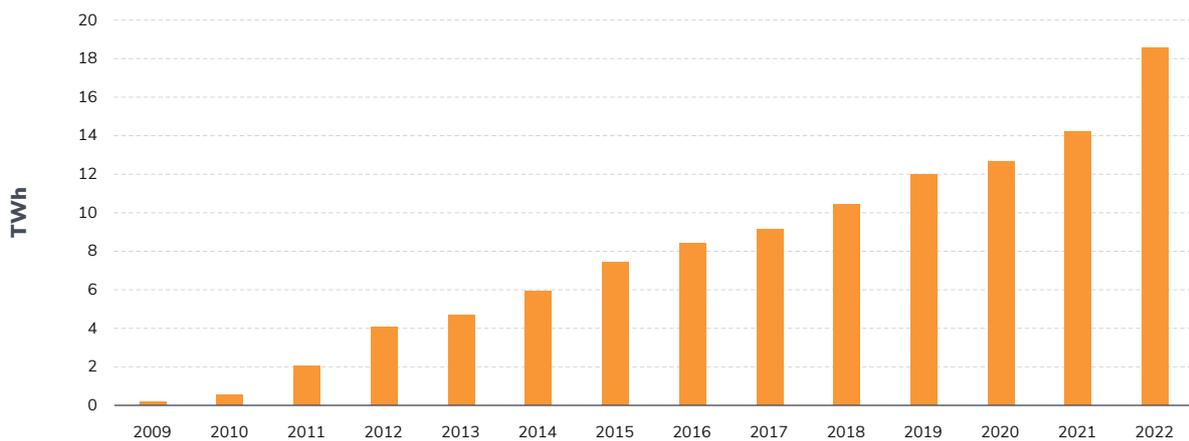
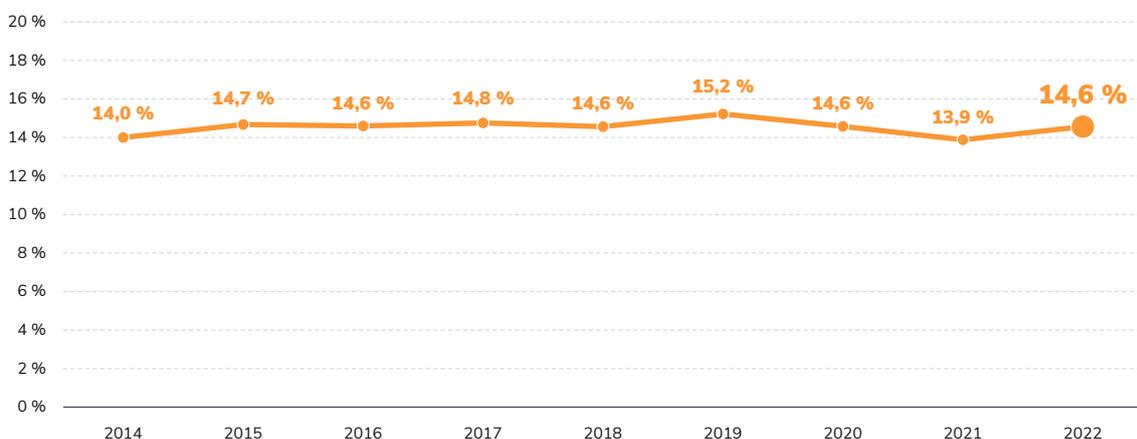


Figure 34 : Facteur de charge annuel du solaire photovoltaïque



contre 13,9 % en 2021. Le taux de couverture de la consommation par la production solaire s'est établi en moyenne à 4,2 %<sup>43</sup> au cours de l'année 2022.

### 2.7.2 Un parc solaire qui maintient sa croissance mais une accélération ultérieure est nécessaire pour atteindre les objectifs de la PPE

Le parc solaire a atteint 15,7 GW à fin 2022, soit une augmentation de 19,9 % par rapport à fin 2021 (+2,6 GW), une progression en léger recul par rapport à 2021, lorsqu'une puissance de 2,8 GW avait été installée<sup>44,45</sup>. Un des éléments explicatifs reposerait sur un décalage à 2021 de la mise en service de certains projets initialement prévus en 2020, conséquence de la crise sanitaire. Par ailleurs, la filière a été particulièrement affectée en 2022 par la hausse des coûts des matières premières et des tensions sur l'approvisionnement de certains composants<sup>46</sup>.

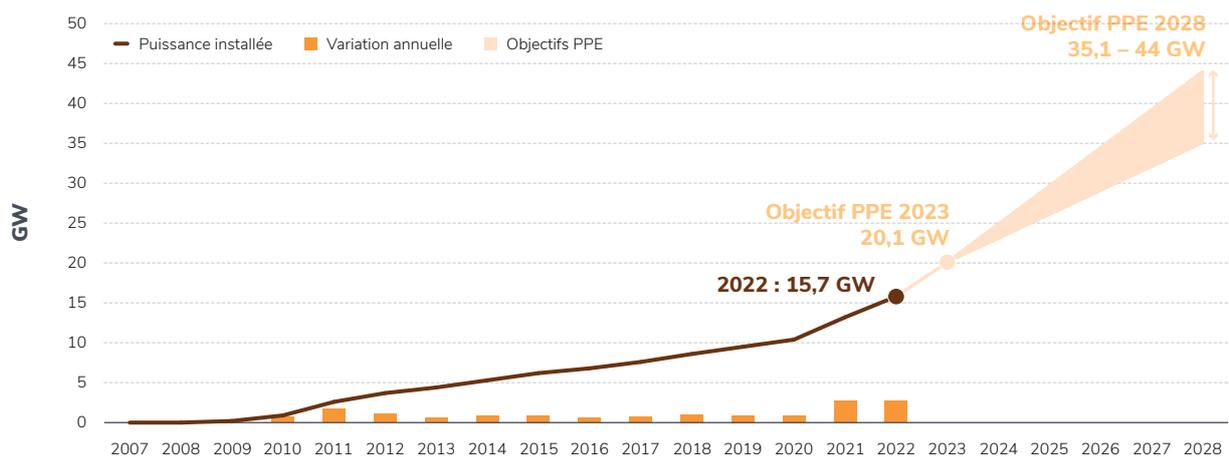
Malgré ce développement significatif du parc, le rythme reste en deçà de celui qui serait nécessaire

pour atteindre les objectifs fixés par la PPE pour 2023. En effet, 4,4 GW devraient être mis en service pour atteindre l'objectif de 20,1 GW fin 2023. La fourchette des objectifs de la PPE pour 2028 s'étend quant à elle de 35,1 GW à 44,0 GW, soit un rythme compris entre 3,2 et 4,7 GW/an vu de fin 2022.

Sur des horizons plus longs, le parc solaire devra continuer de se développer pour répondre aux enjeux de décarbonation des usages de l'énergie fixés par les pouvoirs publics. À titre d'exemple, les trajectoires analysées dans les *Futurs Énergétiques 2050* de RTE considèrent des puissances installées se situant entre 70 GW et 214 GW à l'horizon 2050 selon le scénario retenu.

Le volume de projets solaires en développement a fortement progressé en 2022, atteignant plus de 16,2 GW à fin 2022<sup>47</sup>. Le rythme de développement pour cette filière est donc susceptible d'augmenter largement au cours des prochaines années.

Figure 35 : Évolution annuelle du parc solaire



43. Taux moyen annuel calculé comme la moyenne des taux de couverture au pas 30 minutes.

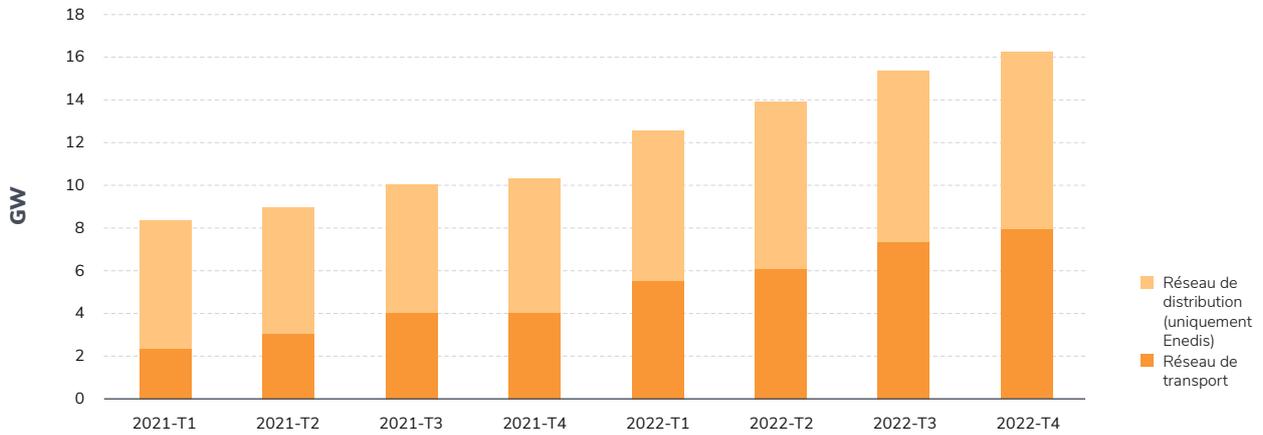
44. Les valeurs ont évolué par rapport à celles indiquées dans le Bilan électrique 2021 du fait du passage à des données définitives.

45. À noter que les installations en autoconsommation sans injection ne sont pas comptabilisées dans le parc et la production. Les installations en autoconsommation avec injection sont comptabilisées dans le parc, mais seule la production injectée est prise en compte. Ces types d'installations ont fortement progressé cette année bien qu'elles ne représentent encore qu'une faible part du parc solaire total. Graphique Enedis Open Data

46. Baromètre 2022 des énergies renouvelables électriques en France, Observ'ER

47. Données RTE sur le réseau de transport, et données ENEDIS sur le réseau de distribution (Demande de raccordement – Demandes en cours par tranches de puissance et modalités d'injection – Historiques cumulés – Enedis Open Data)

Figure 36 : Volume de projets solaires photovoltaïques en développement sur le réseau de transport (RTE) et le réseau de distribution (Enedis uniquement)



### 2.7.3 Un développement encore modéré par rapport à d'autres pays européens

La progression de la capacité photovoltaïque installée sur les deux dernières années a permis au parc français de dépasser en 2022 celui du Royaume-Uni. Il reste cependant nettement

inférieur aux parcs allemand, italien ou espagnol. La dynamique d'accroissement du parc français depuis 2019 (+1,8 GW/an) est très inférieure à celle de l'Allemagne (+5,3 GW/an) ou de l'Espagne<sup>48</sup> (+3,7 GW/an) mais supérieure à celle de l'Italie (+1,2 GW/an).

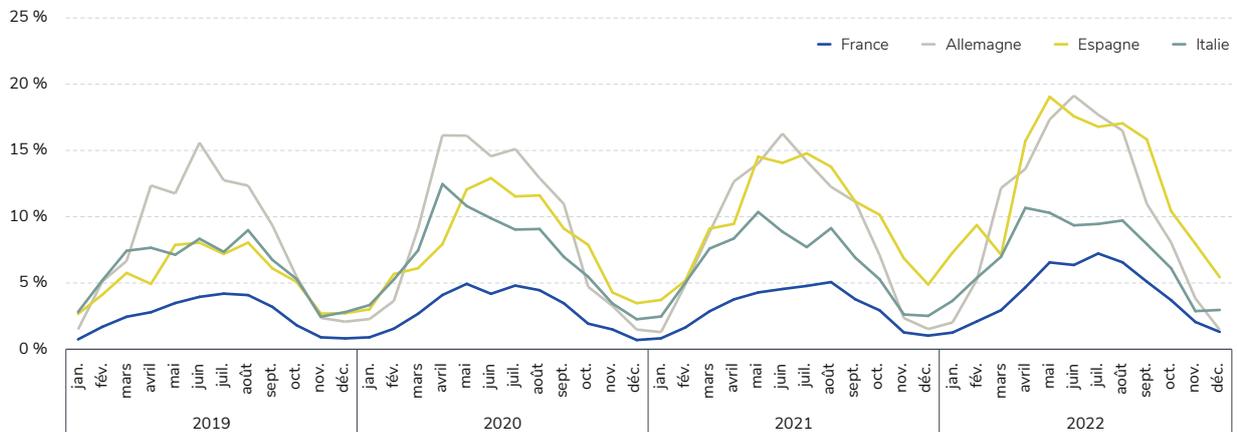
Figure 37 : Parc solaire photovoltaïque dans quelques pays européens en fin d'année 2022, sauf Royaume-Uni T3 2022<sup>49</sup>. (Sources : Fraunhofer Institute, REE, TERNA, BEIS UK, RTE.)



48. Les chiffres pour l'Espagne ne prennent pas en compte les installations en autoconsommation des particuliers et industriels, qui se sont très fortement développées ces dernières années (+2,5 GW en 2022 selon la filière).

49. Les chiffres pour l'Espagne ne prennent pas en compte les installations en autoconsommation des particuliers et industriels, qui se sont très fortement développées ces dernières années.

Figure 38 : Part de la consommation couverte par le solaire photovoltaïque dans une sélection de pays européens, moyenne mensuelle. (Source : ENTSO-E)



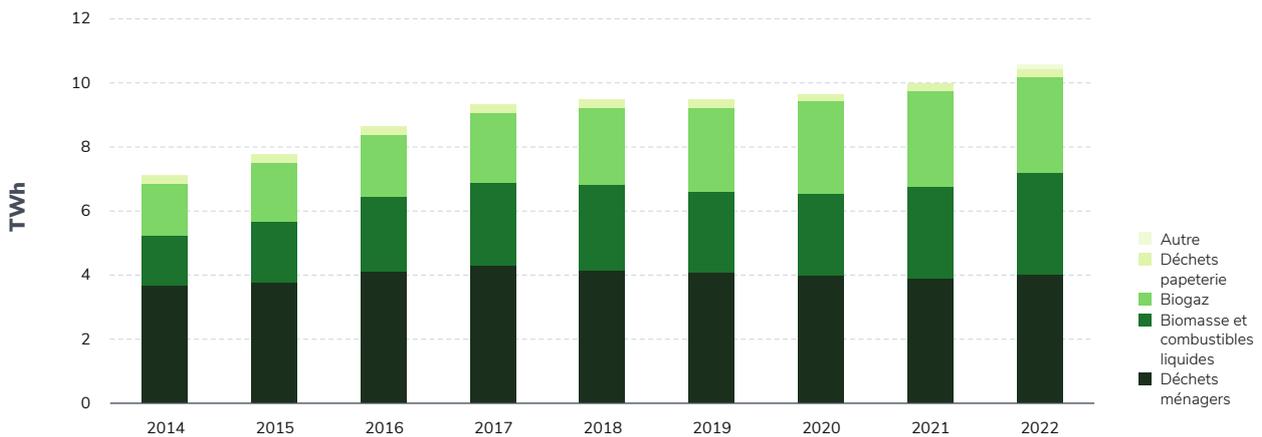
D'après les chiffres de la filière<sup>50</sup>, l'année 2022 est une année record pour l'augmentation du parc photovoltaïque au niveau européen, avec 47 % de capacité installée en plus (41,4 GW) par rapport à 2021 (28,1 GW), soit une augmentation totale du parc installé de 25 % en un an (de 167,5 GW à 208,9 GW). En particulier, l'Allemagne a installé 7,2 GW en 2022.

Le taux de couverture de la consommation d'électricité nationale par la filière solaire en France reste inférieur à celui des pays voisins. Cependant, on observe une nette progression en 2022, avec un taux de couverture passant de 3,1 % en 2021 à 4,2 % en 2022, suite à la forte augmentation du parc installé depuis 2021.

50. SolarPower Europe – EU Market Outlook 2022

## 2.8 Thermique renouvelable et déchets

Figure 39 : Production annuelle du parc thermique renouvelable et déchets



La production thermique à partir de bioénergies et déchets a continué de progresser cette année (+5,7 %) pour s'établir à 10,6 TWh.

Le parc de production thermique renouvelable et à partir de déchets inclut les installations de

production d'électricité à partir de biomasse ou biogaz, qui font partie de la production renouvelable, et celles de production d'électricité à partir des déchets, par incinération (dont 50 % est considéré renouvelable<sup>51</sup>).

51. Arrêté du 8 novembre 2007 pris en application de l'article 2 du décret n° 2006-1118 du 5 septembre 2006 relatif aux garanties d'origine de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables ou par cogénération. – Légifrance (legifrance.gouv.fr)

## 3. Prix

### 3.1 Vision d'ensemble

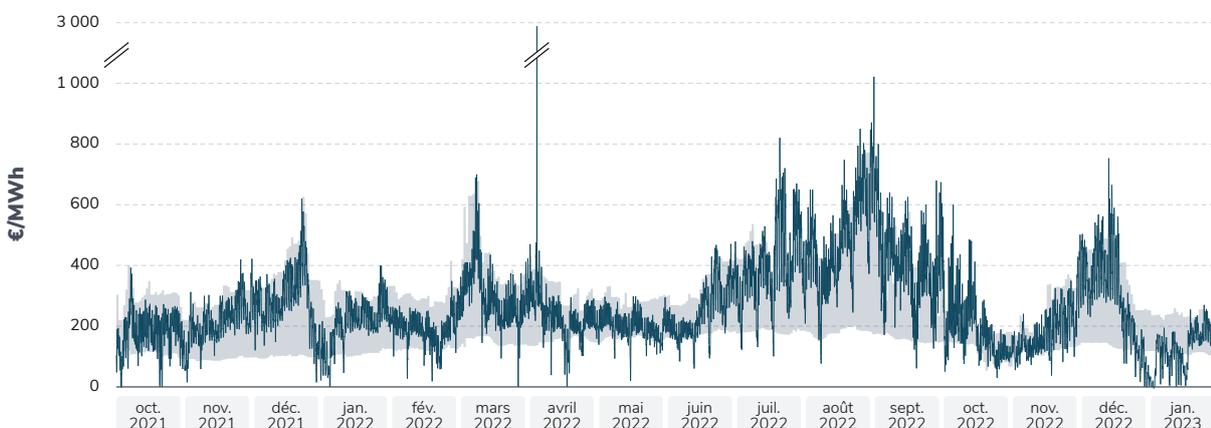
La crise énergétique liée à la situation internationale et à l'augmentation des prix des combustibles a conduit à une **augmentation sans précédent des prix de l'électricité en Europe**, en particulier entre le printemps et l'été 2022. Ceci a fait suite à une période déjà tendue sur la fin de l'année 2021, quand la reprise économique en sortie de crise sanitaire avait entraîné une tension entre la demande de gaz et l'offre disponible, avec des répercussions sur les prix du gaz et *in fine* sur les prix de l'électricité.

La France dispose structurellement d'atouts permettant de faire face à des tensions sur les combustibles pour la production d'électricité : elle est habituellement exportatrice d'électricité et son mix électrique est largement dominé par le nucléaire et les énergies renouvelables, des moyens de production à coût variables faibles. Cependant, les tensions sur le parc de production nucléaire français survenues en fin d'année 2021 et qui se sont prolongées au cours de l'année 2022, ainsi que la

sécheresse qui a affecté la production hydraulique, ont eu pour conséquence une diminution de la quantité d'électricité produite sur le territoire. Ceci a entraîné à la fois une augmentation conséquente des volumes d'électricité importés depuis les pays voisins, qui présentent un mix de production qui repose davantage sur du gaz et du charbon, et l'augmentation du volume de production à partir de gaz en France.

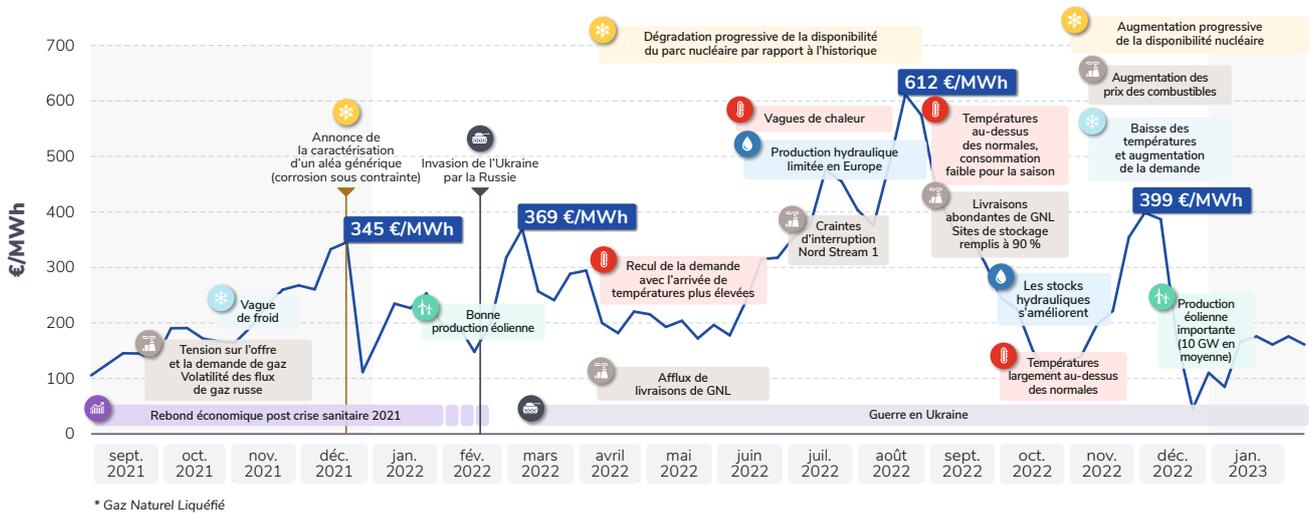
Dans ce contexte, les prix de l'électricité ont fortement augmenté, à la fois en ce qui concerne les prix spot que les prix à terme (voir partie *Pour mieux comprendre*). Les analyses publiées par RTE dans le cadre de l'étude saisonnière sur la sécurité d'approvisionnement pour l'automne et l'hiver 2022-23<sup>52</sup> ont montré que les augmentations des prix spot ont été globalement en lien avec les fondamentaux de marché, c'est-à-dire qu'elles ont reflété le recours accru aux moyens de production thermique fossile et aux importations, en suivant les évolutions des prix des combustibles.

Figure 40 : Prix spot horaires en France et comparaison avec la fourchette de variation des coûts variables de production des centrales thermiques en France



52. « Perspectives du système électrique pour l'automne et l'hiver 2022-23 » (septembre 2022 et actualisations mensuelles à partir d'octobre)

Figure 41 : Évolution du prix spot moyen hebdomadaire entre septembre 2021 et janvier 2023 (Source : EPEX)



En revanche, les prix à terme enregistrés entre le printemps et l'automne 2022 pour livraison au cours de l'hiver 2022-2023 ont été régulièrement supérieurs en France à ceux observés dans les pays voisins, dépassant largement l'intervalle des coûts variables de production des centrales thermiques au gaz. Ceci traduisait l'intégration, de la part des acteurs de marché, d'une « prime de risque » très élevée pour la France, vis-à-vis de la sécurité d'approvisionnement de l'automne-hiver

2022-2023. Cette prime de risque porte à la fois sur le « risque prix » et sur le « risque volume ». Le « risque prix » incite les acteurs à se couvrir des risques de fluctuations des prix spot et infra-journaliers : par exemple, les fournisseurs souscrivent des contrats à terme pour couvrir des larges parties du volume de consommation de leur portefeuille de clients. Le « risque volume », dans un contexte déjà tendu sur les prix, incite les fournisseurs à se couvrir sur des volumes additionnels

Figure 42 : Évolution des prix à terme pour le premier trimestre RTE 2023 en base, en France et en Allemagne, entre octobre 2021 et janvier 2023 (moyennes journalières. Source : EEX, calculs RTE)



en anticipation par exemple d'une surconsommation lors d'une vague de froid, qui pourrait être très coûteuse à alimenter s'ils devaient se sourcer sur le marché spot, infra-journalier, ou encore davantage s'ils devaient acquitter le prix de règlement des écarts, s'ils n'étaient pas à l'équilibre sur leur périmètre.

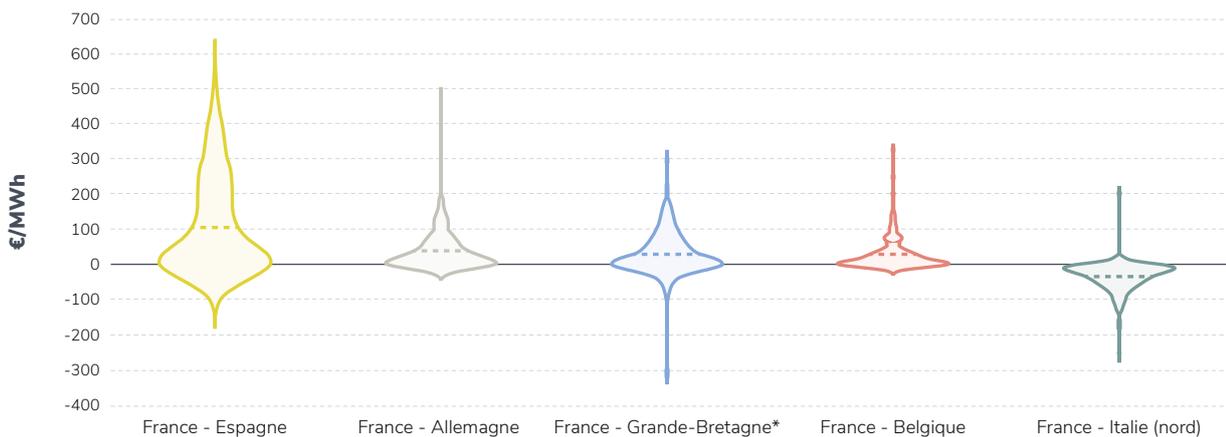
RTE a souligné, dès la publication de l'analyse sur la sécurité d'approvisionnement sur l'automne et l'hiver 2022-23 en septembre 2022, et lors des mises à jour des mois suivants, que les primes de risque intégrées par les acteurs correspondaient à une anticipation de situations de défaillance allant bien au-delà du scénario le plus dégradé anticipé par RTE. Ce phénomène de « surcouverture » correspondait donc à une perception des risques qui s'écartait largement des fondamentaux de fonctionnement du système électrique, traduisant un manque de confiance des acteurs vis-à-vis des risques sur la sécurité d'approvisionnement et aux trajectoires de remise en service des

réacteurs nucléaires. L'analyse publiée par la CRE en décembre 2022 a confirmé ce constat<sup>53</sup>. Par la suite, la réduction progressive des incertitudes sur la sécurité d'approvisionnement (retour en service de réacteurs nucléaires en décembre, températures relativement élevées par rapport aux normales sur la première partie de l'hiver) s'est traduite par une forte baisse des primes de risque intégrées par les acteurs, amenant les prix à terme à se rapprocher de ceux des autres pays européens sur la fin de l'année 2022.

Sur l'ensemble de l'année, les prix français de « gros » spot et à terme ont été supérieurs à la plupart de ceux des pays voisins pour les raisons évoquées précédemment. En moyenne sur l'année, le prix spot a atteint 275,9 €/MWh (contre 109,2 €/MWh en 2021).

Les ménages et les petites entreprises ont été en large partie protégés de ces augmentations de prix grâce au « bouclier tarifaire », qui a limité les

Figure 43 : Distribution des écarts de prix spot entre la France et les pays voisins (Source : EPEX, calculs : RTE)



\* Pour la Grande-Bretagne, l'écart est corrigé des pertes sur les interconnexions IFA et IFA2

**Lecture :** le graphique représente la distribution des différences entre le prix spot en France et celui d'un autre pays. L'épaisseur des formes dépend du nombre de pas de temps dans l'année caractérisés par l'écart affiché sur l'axe. Le niveau où la forme est la plus « épaisse » correspond à la valeur d'écart enregistrée le plus souvent. Plus la forme est « allongée », plus les écarts ont varié au cours de l'année. La ligne en pointillés représente la moyenne des écarts pour chaque frontière. Par exemple, le prix en France a été en moyenne 108 €/MWh plus élevé qu'en Espagne. Les écarts se sont situés le plus souvent entre 50 €/MWh et -50 €/MWh. Les écarts au-dessus de la moyenne ont été moins fréquents mais ont pu atteindre près de 600 €/MWh.

53. CRE, « Les prix à terme de l'électricité pour l'hiver 2022-2023 et l'année 2023 », décembre 2022.

hausse des tarifs réglementés de vente à 4 % en 2022. En l'absence de cette mesure, l'augmentation aurait dû atteindre 44 %<sup>54,55</sup>. D'autres mesures, comme l'augmentation du volume d'ARENH<sup>56</sup>, des baisses de taxes (TICFE) ont permis de contenir la hausse pour les entreprises et les collectivités publiques<sup>57</sup>. Cependant, ces niveaux de prix très élevés ont eu des répercussions sur la demande d'électricité, notamment pour les industries intensives en énergie (voir partie Consommation).

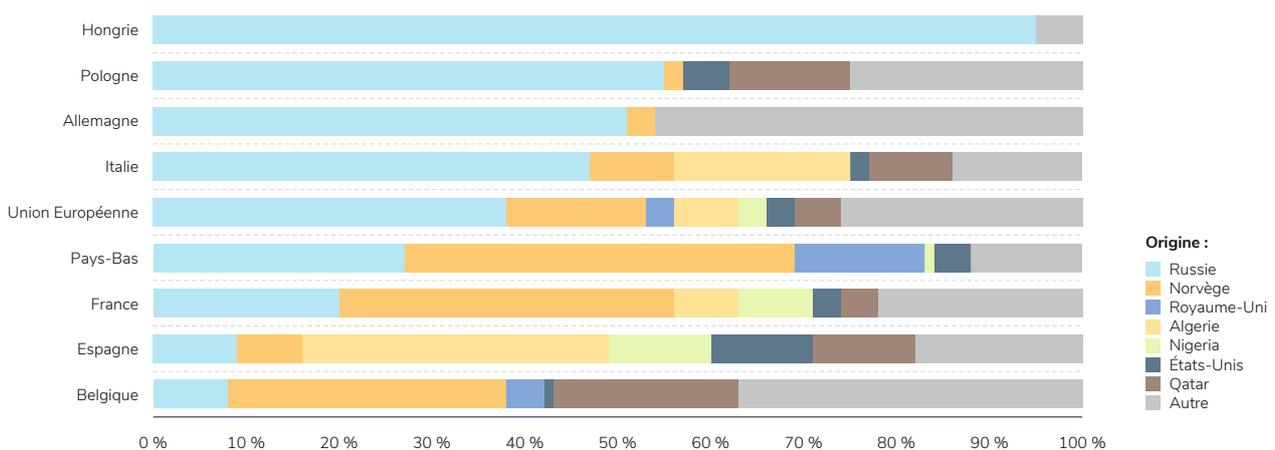
### 3.2 Octobre 2021 - Mars 2022 : des tensions montantes sur le marché du gaz jusqu'aux répercussions de l'invasion de l'Ukraine par la Russie

Sur la deuxième moitié de l'année 2021, à la sortie de la crise sanitaire, la forte reprise économique a entraîné avec elle la demande de combustibles fossiles dans le monde. Celle-ci s'est traduite par une tension entre la demande et l'offre disponible, et en une concurrence entre les pays européens et asiatiques concernant le gaz naturel liquéfié

(GNL), qui s'est manifestée par une hausse des prix du gaz. Les incertitudes sur les flux de gaz russe ont également pesé sur ces prix, qui sont passés de 15-20 €/MWh en début d'année 2021 à environ 80 à 100 €/MWh à la fin de l'année (avec des pics atteignant les 150 €/MWh ponctuellement). Les tensions sur les marchés des combustibles se sont répercutées sur les prix de l'électricité, qui ont dépassé les 450 €/MWh en moyenne le 22 décembre, alors que dans le même temps, la découverte des défauts dus à la corrosion sous contrainte rendait nécessaire l'arrêt pour contrôles d'un certain nombre de réacteurs nucléaires (voir partie Production).

Sur le début d'année 2022, les prix spot de l'électricité sont restés inférieurs à ceux de décembre 2021 grâce au recul des prix du gaz (du fait de l'abondance des livraisons de GNL) et malgré la diminution progressive de la disponibilité du parc nucléaire. En février, la production éolienne très importante en France et en Europe et les températures au-dessus des normales de saison ont

Figure 44 : Origine des importations de gaz en 2019 (Source : Eurostat)



54. Proposition d'évolution des tarifs réglementés de vente d'électricité au 1<sup>er</sup> février 2022 – CRE

55. Pour l'année 2023, la hausse des TRV est de 15 %, alors qu'elle aurait dû être de 107 % selon l'analyse de la CRE. La CRE calcule l'évolution théorique des tarifs réglementés de vente d'électricité au 1<sup>er</sup> février 2023 avant application du bouclier tarifaire – CRE

56. Permettant aux fournisseurs alternatifs de s'approvisionner auprès d'EDF à un prix plus faible que celui observé sur le marché au cours de l'année 2022 et en 2023.

57. Un dispositif « amortisseur électricité » est également entré en vigueur à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2023.

permis un recours plus faible à la production thermique fossile en France et également réduit les besoins d'importation d'électricité, diminuant ainsi la dépendance des prix français à ceux de la production de centrales thermiques à l'étranger. Le mois de février a été le seul mois avec un solde des échanges nettement exportateur.

Le début de l'invasion de l'Ukraine par la Russie, le jeudi 24 février, a marqué un tournant dans la crise énergétique. La Russie étant alors un des principaux fournisseurs de l'Europe en matière de gaz (38 % en 2019<sup>58</sup>), de charbon (41 % en 2019<sup>59</sup>) et de pétrole (23 % en 2019<sup>60</sup>), les craintes des acteurs se sont renforcées au sujet de potentielles ruptures d'approvisionnements. Cela a poussé le prix de ces matières premières à des niveaux rarement atteints auparavant (+31 % pour le gaz, +25 % pour le charbon sur la seule journée du 24 février). Peu de temps après, le mardi 8 mars, des pics significatifs des prix spot de l'électricité ont été atteints partout en Europe. En France, le prix spot a dépassé les 540 €/MWh en moyenne sur la journée, un niveau largement supérieur au pic observé en décembre 2021.

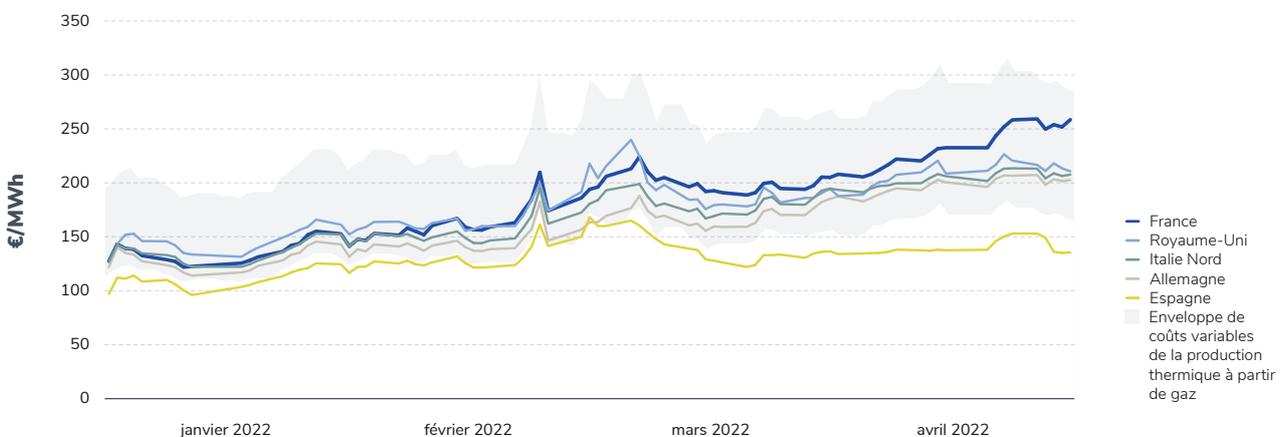
### 3.3 Avril - Juin 2022 : légère accalmie après un épisode de tension

À partir du mois de mars, la disponibilité du parc nucléaire français a commencé à se dégrader nettement, du fait des contrôles en lien avec le phénomène de corrosion sous contrainte qui se sont ajoutés aux arrêts programmés pour maintenance et aux arrêts pour des indisponibilités fortuites (voir partie Production).

Dans ce contexte dégradé, le lundi 4 avril la France a connu une vague de froid tardive qui a mené à des fortes contraintes sur l'équilibre offre-demande. Ce jour-là, les possibilités d'importation en provenance d'Allemagne et Belgique ont été limitées à la fois pour des contraintes du réseau interne allemand mais également à cause du contexte très tendu dans d'autres pays d'Europe centrale. Le prix spot horaire français s'est rapproché du prix plafond de 3 000 €/MWh à 8 h et il a dépassé 550 €/MWh en moyenne sur la journée, au-dessus du pic du mois de mars.

Les tensions sur les prix des combustibles, accompagnées des craintes sur la sécurité

Figure 45 : Évolution des prix à terme pour l'année 2023 en base (Source : EEX, calculs : RTE)



58. Source : Eurostat

59. Source : Eurostat

60. Source : Eurostat

d'approvisionnement électrique sur l'automne et l'hiver 2022-23, se sont également reflétées sur les prix à terme pour l'hiver 2022-23 ainsi que pour l'année 2023. En particulier, les prix en France sont passés au-dessus de ceux de ses voisins, tout en restant encore dans l'intervalle des coûts variables de production des centrales thermiques au gaz.

Après ce pic de début avril, les prix spot de l'électricité ont baissé jusqu'à mi-juin, même s'ils sont restés à des niveaux relativement élevés par rapport à la période précédant la crise énergétique (autour de 200 €/MWh en moyenne). Cette réduction a été le reflet d'un relatif allègement des tensions sur le gaz sur la période. Malgré l'incertitude toujours liée aux flux de gaz russes (demande d'un paiement en roubles, arrêt des livraisons vers certains pays européens), ceux-ci sont restés conséquents sur la période. En parallèle, la disponibilité de GNL en Europe a augmenté du fait des prix attractifs.

La baisse des prix a également été facilitée par la diminution de la consommation d'électricité, en lien avec l'augmentation des températures, et par une production renouvelable plus importante, avec notamment une production éolienne significative sur le mois d'avril et une production solaire élevée en mai et juin. Ceci a permis de réduire le recours à la production thermique fossile par rapport aux mois précédents, même si elle est restée élevée pour la période en lien avec la dégradation ultérieure de la disponibilité du parc nucléaire, et de diminuer les besoins d'importation. Le mois de mai a notamment été l'un des deux mois de l'année où le solde des échanges de la France a été exportateur, même si dans une moindre mesure que le mois de février.



## FOCUS

### Le mécanisme de plafond de prix pour le marché spot

Conformément aux règles de marché, le pic de prix observé le 4 avril a conduit à une augmentation automatique du prix plafond pour le marché spot de l'électricité de 3 000 €/MWh à 4 000 €/MWh. En effet, jusqu'à récemment, le plafond de prix sur le marché journalier pouvait augmenter de 1 000 €/MWh dès lors que le prix s'élevait à 60 % du plafond courant. Le plafond aurait ainsi dû être relevé à 5 000 €/MWh avant fin septembre 2022. Cependant, la plupart des États membres de l'Union européenne se sont opposés à une telle hausse, craignant un phénomène d'emballement des prix, lors d'une réunion extraordinaire du Conseil « Transports,

télécommunications et énergie » convoquée le 9 septembre 2022 sur les questions énergétiques. Le comité des NEMO (*Nominated Electricity Market Operators*) a confirmé en septembre le gel du plafond à son niveau actuel de 4 000 €/MWh ; la Commission européenne a proposé en janvier 2023 une révision du mécanisme pour le rendre plus graduel. Ainsi désormais, si le prix spot atteint 70 % du plafond courant (4 000 €/MWh) pendant au moins deux heures sur deux jours dans une période de 30 jours glissants, alors le plafond est relevé de 500 €/MWh dans un délai de 28 jours<sup>61</sup>.

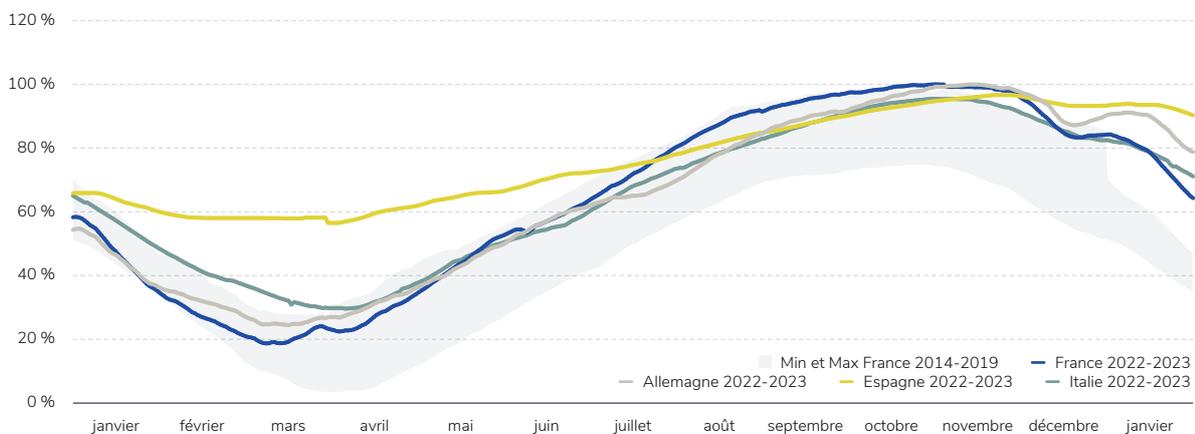
61. <https://acer.europa.eu/news-and-events/news/acer-approves-new-automatic-maximum-price-limit-adjustment-mechanism-european-electricity-spot-markets#reciteme-launch>

### 3.4 Juillet – Août 2022 : une forte tension sur le système électrique

Entre mi-juin et fin août, les prix de l'électricité ont connu une dynamique haussière, ayant culminé fin août à des niveaux de prix bien supérieurs à ceux observés en fin d'année 2021 ou au printemps 2022. Cette hausse est le résultat d'un ensemble de facteurs :

- Les prix du gaz en Europe ont fortement augmenté du fait d'une forte réduction des flux en provenance de Russie (réductions et arrêts des flux sur Nord Stream 1), et à l'arrêt partiel d'une des plus importantes usines de liquéfaction de gaz aux États-Unis à cause d'un incendie. Sur la période, une grande importance a été accordée au remplissage des stocks de gaz : l'Union européenne a adopté fin juin un règlement imposant un niveau minimal de remplissage des stockages de gaz des pays membres avant le début de l'hiver<sup>62</sup> (80 % pour l'hiver 2022/2023 et 90 % pour les hivers suivants). Le remplissage des stocks a conduit à une augmentation de la demande qui s'est également reflétée sur les prix. Le prix spot du gaz a atteint 150 €/MWh<sub>PCS</sub> en moyenne en août 2022.
- La disponibilité du parc nucléaire français a continué à se réduire pour atteindre un minimum historique au mois d'août.
- Les niveaux de stock pour la production hydraulique étaient très bas en France et plus largement en Europe (voir partie *Production*).
- Les prix du charbon ont également augmenté jusqu'à atteindre des niveaux record au cours de l'été. En effet, pour sécuriser la sécurité d'approvisionnement en électricité sur l'hiver 2022/2023, les gouvernements européens ont pris des mesures dès l'été afin de permettre un recours plus important aux centrales au charbon (réouverture de la centrale de Saint-Avold en France, remise sur le marché de centrales en réserve en Allemagne). En parallèle, un embargo sur l'importation de charbon russe a été voté début avril par les pays de l'UE pour une entrée en vigueur à partir du mois d'août, ce qui a contribué à la montée des tensions sur le marché.
- Les vagues de chaleur de l'été ont entraîné une hausse de consommation en Europe du fait des besoins de climatisation. L'été 2022 a été le plus chaud depuis au moins un siècle en Espagne, Italie, Allemagne et Royaume-Uni, et le deuxième après 2003 en France<sup>63</sup>.

Figure 46 : Évolution du taux de remplissage des réserves de gaz par pays en 2022 et jusqu'au 31 janvier 2023  
(Source : GIE AGSI)



62. À noter que, en France, la législation prévoyait déjà un niveau minimal de remplissage de 85 % au 1<sup>er</sup> novembre.

63. 2022, année la plus chaude en France | Météo-France (meteofrance.com)

L'équilibre du système électrique était donc très tendu au cours de l'été et les prix spot ont souvent été plus élevés que les coûts théoriques de production des centrales thermiques au gaz françaises. Une première explication résulte du recours aux importations des pays voisins, lorsque les moyens de production au gaz sollicités sont plus anciens et présentent de moins bons rendements qu'en France. La seconde explication réside dans l'optimisation de la gestion de stocks pour la production d'électricité. En effet, les centrales qui disposent d'un stock pour la production (barrages hydrauliques, centrales nucléaires, turbines à combustion au fioul) peuvent choisir de conserver le stock pour des périodes potentiellement plus tendues, lorsque le prix de l'électricité est élevé. Le prix que ces acteurs peuvent proposer sur le marché de l'électricité au cours de l'été dépend donc des prix qu'ils anticipent pour l'hiver suivant et qui, vus de l'été 2022, étaient très élevés comme évoqué précédemment.

Ainsi, le prix spot moyen journalier en France a atteint des niveaux historiquement élevés à partir du 24 août, dépassant les 700 €/MWh les 26, 29 et 30 août. En moyenne, le prix spot s'est rapproché de 400 €/MWh sur le mois de juillet et de 500 €/MWh sur le mois d'août.

Les tensions évoquées ont également affecté les prix à terme de l'électricité, qui ont atteint des niveaux sans précédent et ont été régulièrement supérieurs en France à ceux observés dans les pays voisins (voir « Vision d'ensemble »).

### 3.5 Septembre-Octobre 2022 : une forte baisse des prix spot grâce à un contexte plus favorable

Après cette période de tension inédite, les prix spot de l'électricité ont fortement baissé au cours des mois de septembre et octobre. La moyenne mensuelle des prix spot en France est ainsi passée de près de 500 €/MWh en août à moins de 200 €/MWh en octobre, au plus bas depuis octobre 2021. Ceci a

notamment été le reflet de la dynamique baissière sur les prix du gaz, qui ont retrouvé, en octobre 2022, un niveau moyen d'environ 50 €/MWh<sub>PCS</sub>, comparable à celui d'octobre 2021. La réduction de la tension sur le marché du gaz et sur le système électrique est liée à plusieurs circonstances favorables :

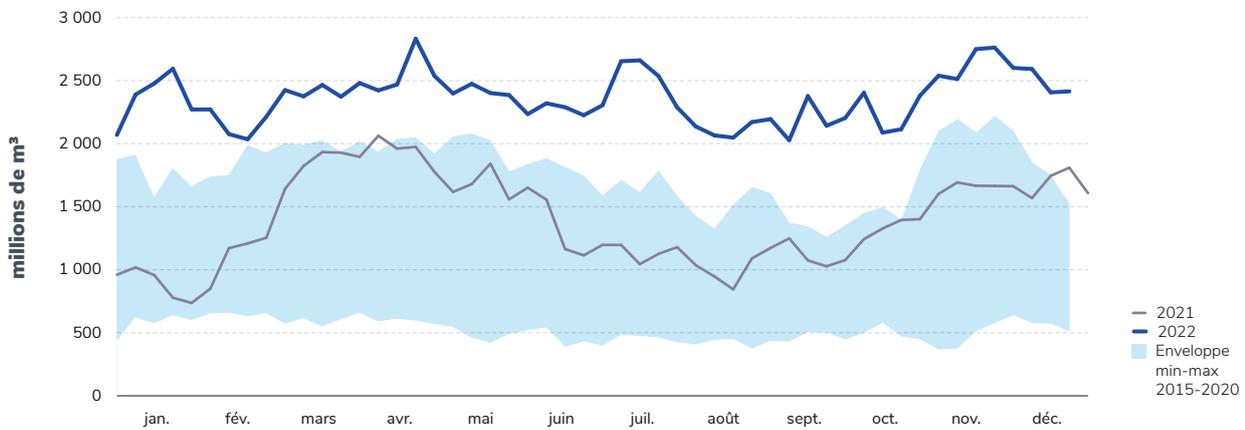
- Les stocks de gaz en Europe ont atteint les objectifs de remplissage fixés par l'Union européenne bien avant la date limite du 1<sup>er</sup> novembre, ce qui a réduit la tension sur la demande<sup>64</sup>. La décision de prolongation jusqu'en avril 2023 du fonctionnement des trois derniers réacteurs nucléaires actifs en Allemagne, dans le but de sécuriser l'approvisionnement énergétique de l'hiver et d'économiser du gaz, a également contribué.
- En même temps, les approvisionnements en GNL sont restés très abondants. L'Europe a été la principale destination des cargos GNL entre la fin de l'été et le début de l'automne<sup>65</sup> grâce à la réduction des importations de GNL en Asie, où les pays se sont tournés davantage vers le charbon du fait de l'augmentation des prix du gaz. Dans ce contexte, l'arrêt des flux sur le gazoduc Nord Stream 1 pour une durée indéterminée n'a que très peu pesé sur les marchés.
- Par ailleurs, les températures au mois d'octobre et jusqu'à mi-novembre sont restées sur des niveaux très élevés par rapport aux normales de saison, réduisant la consommation de gaz ainsi que d'électricité et donc la tension sur le système électrique.
- La production renouvelable en France a été importante sur la période. La production solaire est restée particulièrement élevée et la production éolienne s'est établie aux meilleurs niveaux observés à la même période.
- Les stocks hydrauliques se sont améliorés dès l'automne grâce à une pluviométrie plus abondante et à la gestion responsable des stocks pendant l'été.

En revanche, les prix à terme de l'électricité pour la fin de l'année 2022 et le premier trimestre 2023 sont restés, à cette période, supérieurs aux niveaux pouvant être expliqués par les fondamentaux

64. AGSI (<https://agsi.gie.eu/>) et CRE (<https://www.cre.fr/Actualites/les-stockages-francais-de-gaz-sont-pleins-en-preparation-de-l-hiver>)

65. Les importations de GNL ont progressé de 102 % en France et de 84 % en Europe (y compris le Royaume-Uni) en 2022 par rapport à 2021 (source : GRTgaz)

Figure 47 : Importation de GNL des pays membres de l'UE (Source : Bruegel)



économiques, malgré la baisse des coûts des combustibles (y compris à terme). Les acteurs semblent donc avoir maintenu, voire incrémenté, les primes de risque considérées sur les mois précédents, malgré les réactualisations des diagnostics sur la sécurité d'approvisionnement, qui considéraient de moins en moins probable la survenue d'aléas particulièrement défavorables au cours de l'hiver.

Pour limiter les effets des prix élevés de l'électricité sur les consommateurs ainsi que sur les finances publiques (pour le financement des mesures de protection), des mesures d'urgence ont été adoptées début octobre par l'Union européenne<sup>66</sup> et par les différents pays, pour d'une part limiter la consommation d'électricité et d'autre part plafonner les revenus de certains producteurs d'électricité, redistribuant aux consommateurs d'électricité la rente perçue.

### 3.6. Nov-Déc 2022 : un retour progressif aux fondamentaux de marché

À partir de mi-octobre, les prix spot en France ont retrouvé des niveaux correspondant aux coûts variables de production des centrales thermiques en France, qui ont donc souvent fixé les prix. Quelques

dépassements occasionnels de cette plage ont eu lieu quand les centrales marginales (les dernières centrales sollicitées et fixant le prix) étaient des moyens thermiques à l'étranger (en cas d'importations), ou quand il y a eu recours à une production en France à partir de stocks qui peuvent être utiles pour l'hiver (hydraulique, combustible nucléaire, fioul, voire gaz).

Sur la période novembre-décembre, les prix spot journaliers de l'électricité ont suivi l'évolution des prix du gaz, des conditions météorologiques et du rythme de retour de maintenance des réacteurs nucléaires français à l'arrêt.

- La baisse des températures a entraîné une augmentation de la consommation, qui est cependant restée structurellement plus faible que ses niveaux habituels pour la période (voir partie Consommation). Une vague de froid s'est installée en Europe entre fin novembre et mi-décembre<sup>67</sup>, avec des températures descendant jusqu'à 6° C en dessous des normales en France.
- Les prix du gaz ont repris une tendance haussière dès début novembre, avec l'augmentation de la demande pour le chauffage domestique et la production d'électricité.

66. Règlement (UE) 2022/1854 du conseil du 6 octobre 2022 sur une intervention d'urgence pour faire face aux prix élevés de l'énergie

67. Un pic de consommation (81,8 GW) a été atteint le lundi 12 décembre à 19 h. Il ne s'agit pas cependant du niveau de consommation le plus élevé sur l'année, qui a été enregistré en janvier (voir partie Consommation). Lors de cette journée, le recours aux importations a été très important, avec l'activation également de contrats de secours entre gestionnaires de réseaux de transport.

- La disponibilité du parc nucléaire français s'est progressivement améliorée, notamment à partir de début décembre, même si elle est restée faible par rapport à l'historique. La disponibilité moyenne sur le mois est passée de 28,5 GW en octobre à 31,6 GW en novembre puis à 39,3 GW en décembre.
- La production éolienne a été relativement faible au moment de la vague de froid de fin novembre - début décembre, pour atteindre des niveaux très élevés sur les deux dernières semaines de décembre.

Ainsi, les prix spot de l'électricité ont entrepris une nouvelle augmentation dès la mi-novembre pour atteindre un pic mi-décembre en concomitance avec la vague de froid, tout en restant plus faibles que ceux enregistrés au mois d'août. À partir de mi-décembre, la baisse de consommation grâce au retour de températures nettement supérieures aux normales saisonnières combinée à l'effet des vacances de fin d'année, et la production éolienne très importante, ont permis aux prix de l'électricité de retrouver des niveaux très faibles, avec notamment des épisodes de prix nuls voire négatifs sur certains pas de temps. Ainsi, au cours des deux dernières semaines de l'année, les prix spot ont régulièrement été inférieurs à la plage de variation des coûts de production des moyens thermiques, qui ont été très peu sollicités sur la période. Des conditions similaires ont entraîné une baisse des prix dans la plupart des pays européens.

Les prix à terme ont connu une très forte baisse à partir du mois de novembre, pour revenir à des niveaux compatibles avec les fondamentaux de marché. La baisse a d'abord touché les prix à terme pour la livraison en fin d'année (en novembre, le prix à terme pour livraison en décembre a été divisé par deux par rapport à son niveau du mois d'août),

puis s'est étendue aux prix à terme pour livraison au premier trimestre 2023. Le prix français pour livraison au premier trimestre 2023 a été divisé par 7 entre fin août et fin décembre. Si la baisse des prix à terme est en partie liée à la baisse des prix du gaz par rapport aux niveaux de l'été, elle est principalement une conséquence de la quasi-disparition de la prime de risque associée au comportement de surcouverture des acteurs, et de faible confiance dans les prévisions de remise en service des réacteurs nucléaires.

En effet, la perception du risque a évolué au cours de l'automne et en début d'hiver, à mesure que la disponibilité du parc nucléaire augmentait et que la consommation d'électricité confirmait sa baisse structurelle par rapport aux années précédentes, rendant toujours plus improbables les « scénarios du pire » anticipés par les acteurs en début d'automne. Depuis la fin décembre, les prix observés sur les marchés à terme apparaissent ainsi plus cohérents avec l'analyse des fondamentaux et sont désormais proches de ceux des pays voisins, même s'ils restent encore à des niveaux élevés.

Même après la baisse observée fin 2022, les niveaux de prix continuent de générer des fortes tensions sur les finances publiques et sur l'économie en général. Au niveau européen, un accord sur le plafonnement des prix de gros du gaz a été trouvé en décembre. Les débats actuels se réorientent maintenant vers une réforme plus structurelle du marché d'électricité, qui devrait viser à mieux aligner les coûts et les factures payées par les consommateurs d'électricité, tout en maintenant l'efficacité du marché de court terme et les incitations à l'investissement dans les nouveaux moyens de production d'électricité nécessaires à la décarbonation.



## POUR MIEUX COMPRENDRE

### Pourquoi les prix de l'électricité peuvent-ils dépendre des prix du gaz ?

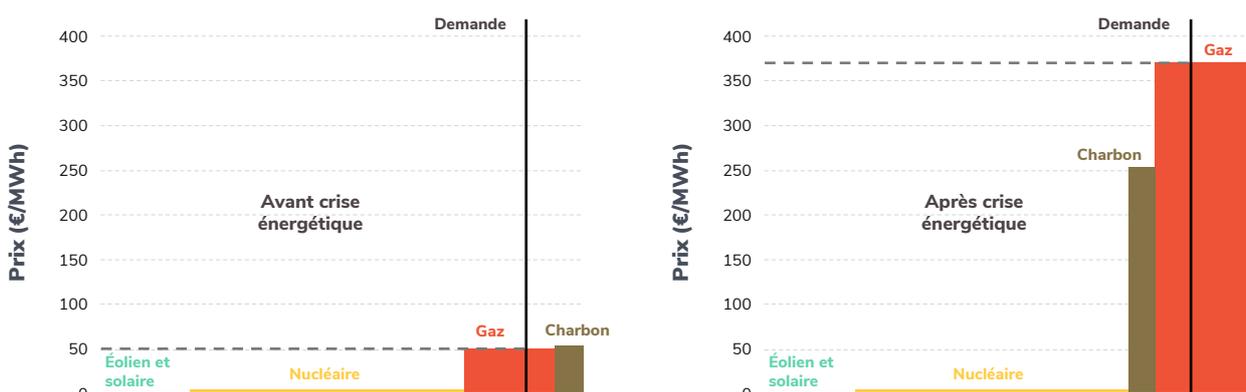
Le marché de l'électricité européen repose sur le principe selon lequel le prix de l'électricité se fixe à chaque instant au niveau du coût variable de production de la dernière unité appelée pour couvrir la demande électrique<sup>68</sup>. En d'autres termes, pour chaque heure, tout se passe comme si les moyens de production étaient « empilés » par ordre de préséance économique jusqu'à atteindre un volume suffisant pour approvisionner la demande d'électricité : la dernière centrale sollicitée dans cet empilement détermine alors le prix de l'électricité sur l'heure donnée (on parle de « centrale marginale »). Ceci assure une allocation économiquement optimale de la production.

À l'échelle européenne, le parc thermique fossile étant la plupart du temps nécessaire pour assurer l'équilibre offre-demande, le prix spot

horaire se fixe généralement sur le coût variable des moyens de production correspondants corrélatant ainsi l'évolution du prix de l'électricité avec celle des prix des combustibles comme le gaz et le charbon ainsi qu'avec le prix du CO<sub>2</sub>. Ainsi, même si la part du thermique fossile dans la production d'électricité française est faible, elle reste aujourd'hui déterminante dans la formation du prix de l'électricité :

- d'une part, dans le contexte actuel, les centrales au gaz sont généralement nécessaires à l'équilibre entre l'offre et la demande, notamment pour compenser les faibles disponibilités du parc nucléaire et de l'hydraulique ;
- d'autre part, l'interconnexion avec le reste de la plaque européenne conduit à ce que les prix de l'électricité en France dépendent également de la production thermique fossile située à l'étranger et échangée sur le marché.

Figure 48 : Ordre de préséance économique et formation du prix de l'électricité sur un exemple illustratif, avant et après la crise



68. En toute rigueur, il s'agit d'une approximation supposant qu'il y a libre concurrence sur le marché, que la consommation est achetée à tout prix et que les centrales n'incluent pas dans les prix leurs contraintes techniques notamment les coûts de démarrage.



## POUR MIEUX COMPRENDRE

### Les différentes notions de prix de l'électricité (spot, à terme...)

Le prix de l'électricité recouvre en pratique différentes notions. Il est notamment nécessaire de distinguer d'une part le « prix de gros » de l'électricité sur les marchés, et d'autre part le « prix de détail » facturé au consommateur.

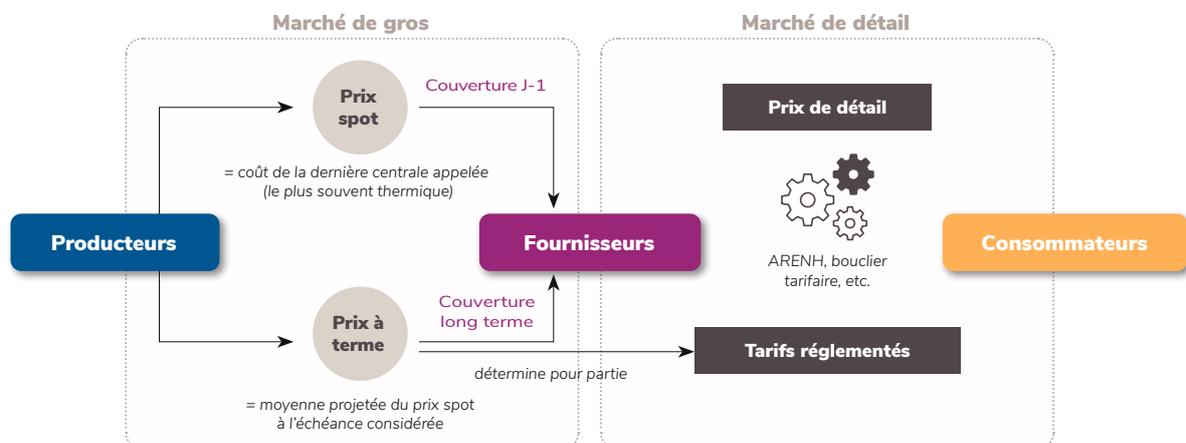
La notion de « prix de gros » est elle-même multiple : il peut s'agir soit du prix spot, correspondant au prix d'un mégawattheure d'électricité pour une heure donnée, la veille pour le lendemain (construit selon le principe de l'ordre de préséance économique illustré ci-dessus), soit d'un prix à terme dont l'échéance de livraison est plus éloignée et pour une période allant de la semaine à l'année.

Les marchés à terme permettent aux acteurs de couvrir le « risque prix » du marché spot : il s'agit notamment pour les producteurs de fixer leur marge et pour les fournisseurs de déterminer un tarif pour leurs clients sans s'exposer à la volatilité horaire du prix spot. Les fournisseurs ou gros consommateurs couvrent ainsi une large part de leur consommation sur les marchés à terme, plusieurs mois voire plusieurs années en amont, et seulement pour une part résiduelle sur le marché spot du jour pour le lendemain.

Les « prix à terme » (ou prix *forward*) reflètent en principe la moyenne des prix spot anticipés par les acteurs de marché sur l'ensemble de la période de livraison considérée. Ils participent directement du prix de l'électricité payé par les consommateurs puisqu'ils (i) interviennent dans la construction des tarifs réglementés de l'électricité et (ii) sont utilisés pour couvrir les clients n'ayant plus accès à ces tarifs réglementés comme les industriels. Le « prix de détail » qui apparaît sur la facture d'électricité des consommateurs est composé pour partie seulement des prix à terme. En effet, à ces coûts d'approvisionnement en électricité s'ajoutent des dispositifs de régulation « hors marché » comme l'ARENH ainsi que les coûts du réseau d'électricité et les taxes.

Dans les marchés physiques à court terme (le marché spot – avec livraison pour le lendemain – mais également les marchés intrajournaliers), les conditions météorologiques jouent un rôle important. En revanche, dans les marchés à terme, dont l'échéance de livraison est plus éloignée, les prix sont plus fortement dépendants des perspectives d'évolution à moyen terme des prix du gaz et de la situation en matière d'offre et de demande.

Figure 49 : Fonctionnement des marchés de gros et de détail de l'électricité



## 4. Échanges

### 4.1 Introduction : le système électrique, un sujet à dimension européenne

Les systèmes électriques des différents pays européens sont aujourd'hui assez largement interconnectés. La plupart des pays d'Europe continentale font partie du « système électrique continental synchrone », qui partage à chaque instant la même fréquence électrique à 50 Hz. En mars 2022, ce système synchrone a été étendu en urgence à l'Ukraine et la Moldavie pour soutenir la stabilité du réseau électrique dans ces régions, grâce à l'accélération de procédures déjà en cours.

**Le développement des interconnexions représente de longue date une priorité de la politique énergétique de l'Union européenne.** Mentionné dès 1955<sup>69</sup>, cet objectif est considéré comme un moyen pour réduire le coût de l'électricité. L'interconnexion des réseaux nationaux constitue en effet un prérequis à la mise en place du marché européen de l'électricité. En permettant de tirer parti des complémentarités des mix énergétiques nationaux, elle est de nature à bénéficier à la collectivité européenne selon trois axes : le renforcement de la sécurité d'approvisionnement en électricité et de la sécurité d'exploitation des systèmes interconnectés, la réduction des coûts de production à l'échelle du continent par l'accroissement de la concurrence, et la faculté d'intégrer des volumes plus importants d'énergies décarbonées.

Ainsi, les échanges entre pays européens permettent une mutualisation des capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement et de solliciter à chaque instant les capacités de production les moins coûteuses (et les moins carbonées) disponibles pour couvrir la demande d'électricité en Europe. Cette mutualisation est particulièrement intéressante parce qu'elle permet de tirer profit des profils de consommation dans les différents pays européens. Par exemple, les

pointes de consommation ne surviennent pas au même moment de la journée ni à la même saison selon les pays (pointes en été dans l'après-midi en Italie, en soirée en hiver en France, en hiver dans la matinée dans les pays scandinaves). Dans une moindre mesure, cela permet de profiter du foisonnement de la production des énergies renouvelables variables.

**Le marché européen de l'électricité concourt à minimiser le coût de fonctionnement du système électrique au périmètre européen.** Cependant, les niveaux très élevés des prix de l'électricité atteints sur l'année 2022 (voir partie *Prix*), qui ont généré des fortes tensions sur les consommateurs, les finances publiques et l'économie en général, ont conduit à l'émergence d'un débat au niveau européen sur le sujet, qui s'oriente actuellement vers une réforme structurelle du marché. Celle-ci devrait viser à mieux aligner les coûts et les factures payées par les consommateurs d'électricité, tout en maintenant l'efficacité du marché de court terme et les incitations à l'investissement dans les nouveaux moyens de production d'électricité nécessaires à la décarbonation.

Par ailleurs, le renforcement des capacités d'échange participe du projet politique de l'Union européenne (UE). Le règlement (UE) 2018/1999 du 11 décembre 2018 concernant la gouvernance de l'Union de l'énergie et l'action pour le climat demande à chaque État membre, dans le cadre des plans nationaux énergie-climat, de prioriser ses investissements d'interconnexion afin de viser des capacités à hauteur de 15 % de ses capacités de production en 2030, sous réserve d'une analyse coûts-avantages positive pour chaque investissement et de certaines conditions, notamment d'intégration environnementale. Au titre du règlement sur les réseaux transeuropéens d'énergie, l'Union européenne a introduit la notion de « projets d'intérêt commun » qui permet aux projets

69. La résolution de Messine (1955) mentionne que « toutes dispositions devront être prises pour développer les échanges de gaz et de courant électrique propres à augmenter la rentabilité des investissements et à réduire le coût des fournitures ».

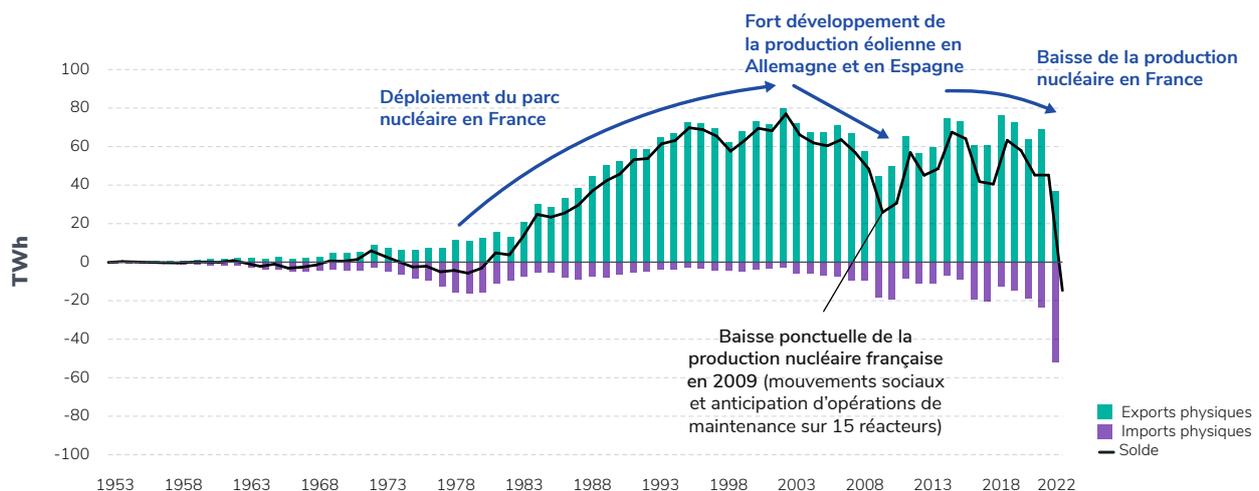
d'interconnexion qui en bénéficient de devenir éligibles, sous certaines conditions complémentaires, à des soutiens financiers européens dans le cadre du mécanisme pour l'interconnexion en Europe (Connecting Europe Facility).

**Le fonctionnement du système électrique à l'échelle européenne constitue aujourd'hui une réalité, qui s'est révélée essentielle dans le contexte tendu qui caractérise l'automne-hiver 2022/2023.** Depuis dix ans, le renforcement des interconnexions entre les pays et le développement d'énergies renouvelables variables ont conduit à une augmentation significative des échanges entre pays.

Située à l'intersection de plusieurs péninsules électriques (péninsule ibérique, Italie, Grande-Bretagne) et dotée d'importantes capacités de production installées, la France participe pleinement aux échanges européens. La thermosensibilité de la consommation française et

son parc de production sans marges par rapport au critère public de sécurité d'approvisionnement conduisent le pays à se trouver en position importatrice en cas de tension sur l'équilibre offre-demande. Toutefois, la production française (nucléaire, hydraulique et autres renouvelables) étant plus compétitive que celle de ses voisins, la France redevient exportatrice dès lors que l'équilibre entre l'offre et la demande n'est pas tendu. L'interconnexion de la France aux autres pays européens lui permet ainsi d'une part d'assurer sa sécurité d'approvisionnement et d'autre part de trouver des débouchés économiques à sa production bas carbone et contribuer à la décarbonation du mix européen. Ainsi, **le solde des échanges entre la France et les pays voisins a été largement exportateur au cours des années passées, mais les fortes tensions sur l'approvisionnement tout le long de l'année 2022 (voir partie Production) ont amené à un retournement de la situation, avec un solde net importateur sur l'année.**

Figure 50 : Échanges d'électricité entre la France et les pays voisins, 1953-2022



## 4.2 En 2022, la France est devenue importatrice nette d'électricité pour la première fois depuis 40 ans

L'année écoulée a été marquée par des fortes tensions sur le parc de production français (cf. partie Production) qui ont rendu nécessaire un recours conséquent aux importations et ont affecté la position traditionnellement exportatrice de la France. **Au cours de l'année, le pays a importé plus d'électricité qu'il n'en a exporté, ce qui n'était pas arrivé depuis 1980, c'est-à-dire avant le développement de la plus grande partie du parc nucléaire.**

La faible disponibilité du parc nucléaire est le premier déterminant de ce retournement. **Cependant, au cours de certaines périodes, une production renouvelable abondante a ponctuellement compensé la baisse de la production nucléaire et permis à la France de redevenir exportatrice en solde** (en février par exemple, ou sur les deux dernières semaines de décembre), dans des proportions insuffisantes toutefois pour rétablir l'équilibre sur l'année.

Cette situation, historique pour la France, reflète le principe de fonctionnement normal des marchés européens, même dans une situation de hausse des prix généralisée : en Europe de l'Ouest, les

flux d'électricité ont été globalement dirigés là où les prix étaient les plus élevés du fait des tensions sur la production. Les interconnexions ont donc notamment permis à la France d'importer des volumes significatifs pour assurer l'équilibre entre offre et demande, tout en permettant de continuer à exporter lors de périodes moins tendues caractérisées notamment par une production renouvelable abondante ou une moindre consommation. Suivant un principe d'optimisation économique des moyens de production à la maille européenne, les interconnexions ont également permis au système électrique français de tirer parti d'une électricité moins chère à l'étranger lorsque celle-ci était disponible.

Sur l'historique récent, la position de la France dans les échanges a été largement exportatrice pendant l'été mais plus contrastée en hiver. En effet, du fait de la forte thermosensibilité de la consommation électrique française (cf. partie Consommation), le système est plus tendu en hiver, ce qui limite les marges de production disponibles à l'export, voire nécessite parfois d'importer des volumes conséquents d'électricité. Cela est également le cas lorsque la disponibilité de la production nucléaire est nominale. En été, à l'inverse, en temps normal, la France a tendance à exporter des volumes très importants, et de manière continue : c'est à cette

Figure 51 : Échanges commerciaux d'électricité entre la France et ses voisins en 2022 par mois

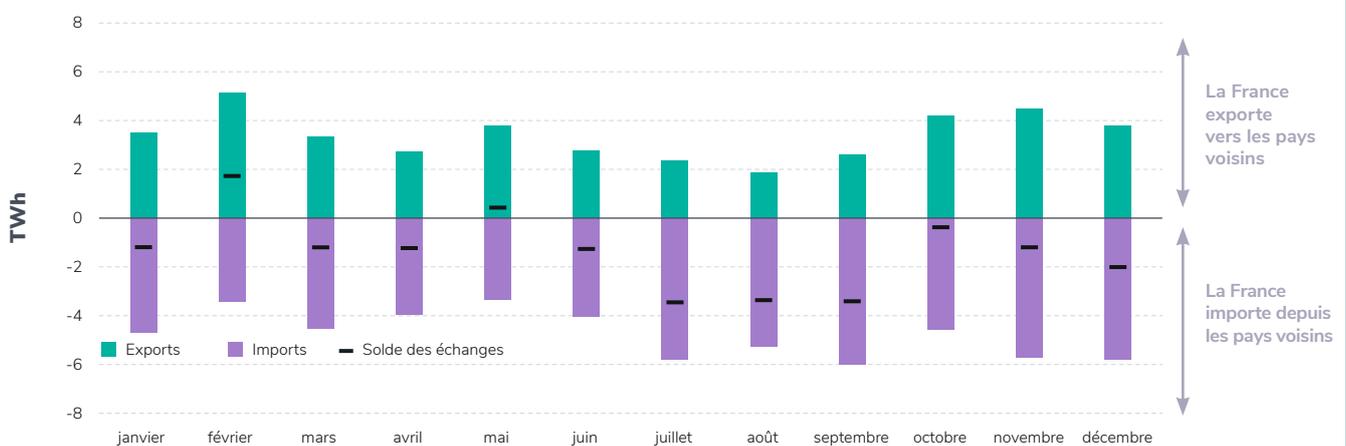
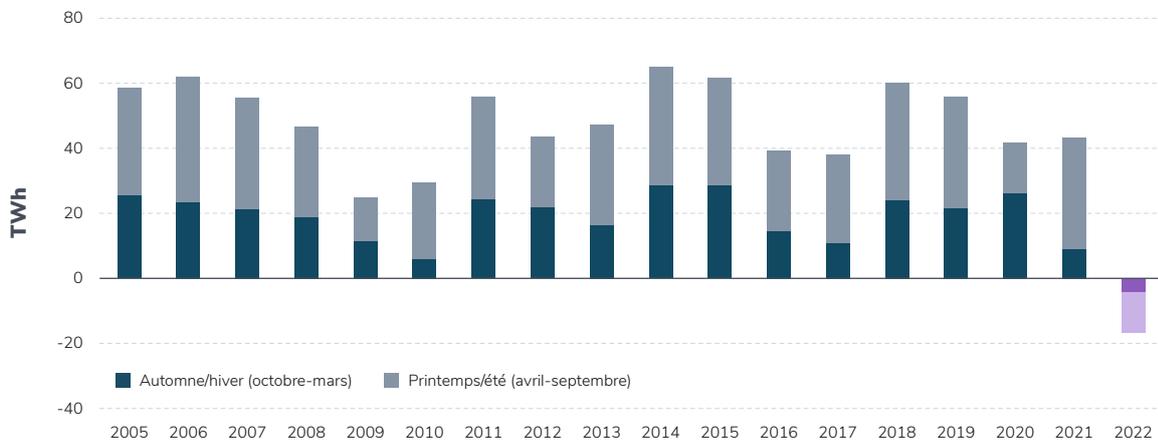


Figure 52 : Solde des échanges commerciaux d'électricité de la France avec les pays voisins selon la saison



saison que le solde exportateur de l'année se « construit ». **En 2022, le solde des échanges pour la France s'est surtout creusé à l'été.** Pendant les mois d'hiver (début et fin 2022), les efforts pour maximiser la disponibilité du parc nucléaire ont permis de limiter l'écart avec le solde sur les hivers précédents, sur lesquels il était déjà fréquent que la France doive importer<sup>70</sup>.

Le solde importateur net de la France sur l'année 2022 est de 16,7 TWh, ce qui représente un peu moins de 4 % de la consommation nationale d'électricité<sup>71</sup>. **Les seuls mois de juillet, août et septembre représentent à eux seuls 60 % de ce solde négatif, soit 10 TWh.**

Ce raisonnement en volumes nets annuels, ou même mensuels, occulte néanmoins une réalité essentielle du fonctionnement du système électrique français et européen : les échanges, comme beaucoup de grandeurs du système électrique, varient de manière importante dans le temps (selon le moment de l'année, de la semaine, voire de la journée) et dans l'espace (selon la frontière considérée). La raison principale tient davantage

à la minimisation globale des coûts de production à l'échelle du système européen interconnecté (le sens des échanges dépend des écarts de prix) qu'à la sécurité d'approvisionnement, même si les deux sont liés.

**Ainsi, le nombre de pas de temps sur l'année sur lesquels la France a eu recours aux importations des pays voisins pour couvrir sa consommation a considérablement augmenté.** Il est cependant important de noter que les périodes sur lesquelles la France importe de l'électricité peuvent inclure à la fois les situations où les importations sont indispensables pour la sécurité d'approvisionnement (c'est-à-dire, où il n'y aurait plus de marges pour solliciter une production ou des effacements de consommation additionnels en France) et des situations où les importations ont contribué à couvrir la consommation en évitant le recours éventuel à des moyens additionnels très coûteux en France. **Ainsi, la France a été dépendante des importations pour la sécurité d'approvisionnement sur moins de 10 % du temps, alors que le solde des échanges a été importateur sur près de 70 % du temps sur l'année 2022.**

70. À noter cependant que la présente analyse couvre l'année civile : le début de l'hiver 2021/2022 est considéré dans les données 2021 et la fin de l'hiver 2022/2023 n'est pas incluse.

71. Pour avoir un ordre de comparaison, cela représente à peu près la production annuelle moyenne de la centrale nucléaire de Belleville (2 x 1 310 MW, palier P'4)

### 4.3 Le solde des échanges a été fortement contrasté selon la frontière

Au-delà des variations au cours de l'année, la position de la France vis-à-vis des échanges a été contrastée selon les frontières. On peut distinguer trois types de frontières :

- celles depuis lesquelles la France est fortement importatrice : Allemagne et Belgique<sup>72</sup> ;
- celles vers lesquelles la France est fortement exportatrice : Italie et Suisse ;
- et celles où la situation est plus équilibrée, ou contrastée : Espagne et Grande-Bretagne.

Par ailleurs, la décomposition par frontière permet également de rendre compte de dynamiques de décarbonation des mix électriques amorcées depuis quelques années : la production dans certains pays voisins devient de plus en plus compétitive, de plus en plus souvent. C'est notamment le cas pour les systèmes caractérisés par une proportion grandissante d'énergies renouvelables, comme l'Espagne ou la Grande Bretagne.

#### France - Espagne

Sur la frontière franco-espagnole, la France est habituellement très exportatrice au printemps et en été. En hiver, les échanges ont tendance à être plus équilibrés et variables selon les conditions météorologiques. Le parc éolien espagnol est notamment très important, avec près de 30 GW installés, ce qui permet à l'Espagne d'exporter le surplus de production lors des épisodes de vent abondant à cette saison. Ceci est également renforcé par le fait que la demande d'électricité est élevée en Espagne

au cours de l'été, portée notamment par la climatisation contrairement à la France dont la pointe de consommation survient l'hiver.

Ainsi, sur le premier semestre 2022, les échanges avec l'Espagne sont restés équilibrés et très variables selon les conditions météorologiques, dans la lignée des années précédentes. En volume net, la France a été légèrement importatrice sur cette période, à part en février, en raison notamment d'un épisode de vent soutenu en France ainsi que d'une disponibilité nucléaire encore correcte.

Sur le second semestre, en revanche, les échanges entre la France et l'Espagne ont été déterminés essentiellement par le plafonnement du prix du gaz pour la production d'électricité décidé par les gouvernements espagnol et portugais<sup>73</sup> pour limiter l'envolée des prix de l'électricité constatée partout en Europe. Ainsi, à partir de juin, la disponibilité d'une production thermique à coût plus faible dans la péninsule ibérique a mené à de tels écarts de prix spot entre la France et l'Espagne que les capacités d'échange ont été fortement saturées dans le sens des importations pour la France. Sur cette deuxième moitié d'année, la France n'a exporté vers l'Espagne que quelques jours, à la faveur d'un épisode particulièrement doux en octobre.

Sur l'année, le solde total des échanges avec l'Espagne s'élève à 9,1 TWh en import, dont près de 85 % au deuxième semestre, à partir de la mise en place du plafonnement des prix du gaz pour la production d'électricité.

72. Sur cette frontière, les échanges sont organisés à l'échelle d'un ensemble de pays, dit région CWE (Central Western Europe) devenue région Core depuis le 9 juin 2022. Pour la France, cette organisation signifie qu'il n'est pas possible d'isoler les échanges avec chacun de ses deux voisins de la région CWE (resp. Core), la Belgique et l'Allemagne : on parle alors d'échanges avec la région CWE (resp. Core) sans distinction.

73. Ce mécanisme, appliqué à partir de mi-juin 2022 en Espagne et au Portugal, consiste en un plafonnement du prix du gaz naturel utilisé pour la production d'électricité. La différence avec le prix réel du gaz est couverte par une subvention publique, donc par le budget de l'État. Comme le moyen marginal de production d'électricité en Espagne est le plus souvent une centrale au gaz, cela a pour effet concret de limiter également les prix de l'électricité.

Figure 53 : Volumes des échanges commerciaux (en haut) entre la France et l'Espagne et écarts moyens mensuels entre les prix spot français et espagnol (en bas) en 2022, par mois



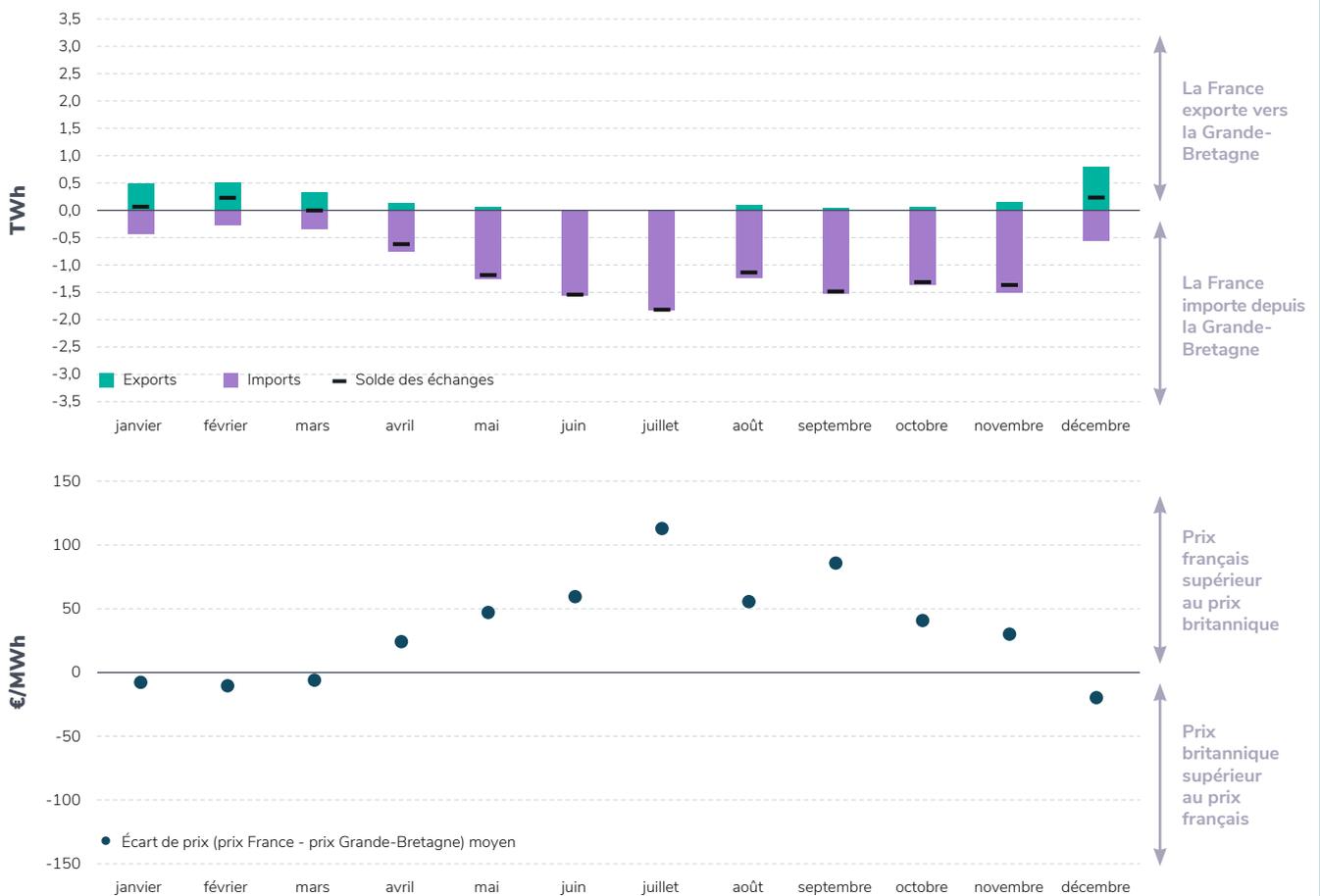
### France - Grande-Bretagne

La France exporte habituellement des volumes importants vers la Grande-Bretagne toute l'année. Sur l'année 2022, cependant, les échanges ont été importateurs.

Le solde net des échanges sur cette frontière a été d'environ 10 TWh en import, dont près de la moitié au cours des trois mois pendant lesquels la disponibilité nucléaire a été la plus basse (juillet, août, septembre).

Sur les dernières années, tout comme en France, les marges du système électrique britannique se sont réduites. Ainsi, malgré une production renouvelable parfois conséquente, des périodes de tension apparaissent régulièrement en hiver. En 2022, ce constat est bien visible sur les périodes de début et de fin d'année, pendant lesquelles la France a exporté vers la Grande-Bretagne.

Figure 54 : Volumes des échanges commerciaux (en haut) entre la France et la Grande Bretagne et écarts moyens mensuels entre les prix spot français et britannique (en bas) en 2022, par mois



### France - Core

La France est habituellement fortement importatrice depuis la région Central Western Europe/ Core<sup>74</sup> (représentée par les frontières avec la Belgique et l'Allemagne) en hiver, et fortement exportatrice en été ; le bilan annuel fluctue entre +10 TWh et -10 TWh sur les dix dernières années. Bien que les échanges avec cette région ne puissent pas être résumés aux échanges avec l'Allemagne, cette situation souligne en partie les dynamiques

contrastées entre ce pays et la France : différence de structure du parc de production, du parc de chauffage résidentiel, etc.

En 2022, en raison du déficit de production en France pendant l'été, les échanges ont été presque uniquement orientés à l'import vis-à-vis de cette frontière. Le solde de la France a été importateur sur tous les mois de l'année et sur 51 des 52 semaines. Le solde des échanges

Figure 55 : Volumes des échanges commerciaux entre la France et les pays membres de la zone Core (en haut) et écarts moyens mensuels entre les prix spot français et respectivement allemand et belge (en bas) en 2022, par mois



74. La région Central Western Europe correspond à la région de calcul de capacité comprenant la France, l'Allemagne, la Belgique et les Pays-Bas, opérationnelle depuis 2015. Le 9 juin 2022, cette région, désormais appelée Core, a été étendue à l'Autriche, la Slovaquie, la Croatie, la Hongrie et la Roumanie

s'élève à 27 TWh en import, de loin la frontière la plus importante, en valeur absolue, du point de vue des volumes échangés.

L'extension du calcul de capacité de *Central Western Europe* à *Core* a globalement eu pour effet, toutes choses égales par ailleurs<sup>75</sup>, de permettre une meilleure optimisation des capacités d'échange entre la France et cette région.

En conséquence, des records de puissance d'import instantanée ont été atteints en 2022 sur cette frontière, avec un maximum enregistré à près de 10 GW début décembre, lors de la période la plus tendue du point de vue de l'équilibre offre-demande en France. La contribution de la région *Core* à la sécurité d'approvisionnement de la France a donc été très importante.

75. Maintenances sur le réseau, plan de production, etc.

### France - Italie

La frontière italienne est la seule vers laquelle la France exporte presque en permanence, et ce depuis les années 1980. En effet, l'Italie repose fortement sur les importations d'électricité pour couvrir ses besoins depuis plusieurs décennies : les importations représentent régulièrement plus de 10 % de la consommation nationale. De plus, le parc de production dans le pays est largement dominé par la production thermique (65,1 % en 2021<sup>76</sup>), en particulier à partir de gaz, ce qui rend le coût de production souvent plus élevé qu'en France. Ceci reste vrai

également quand des moyens thermiques sont sollicités en France, puisque le parc thermique français est relativement plus récent et donc plus efficient.

Pour ces raisons structurelles, cette frontière est la seule sur laquelle la situation n'a pas montré de variation significative en 2022 par rapport aux années précédentes : la France a exporté environ 18 TWh d'électricité vers l'Italie. Il est néanmoins intéressant de noter que, lors de la vague de froid importante de début décembre, la France a importé de l'électricité depuis l'Italie pendant quelques jours<sup>77</sup>.

Figure 56 : Volumes des échanges commerciaux entre la France et l'Italie (en haut) et écarts moyens mensuels entre les prix spot français et italien (en bas) en 2022, par mois



76. Terna, "Dati statistici sull'energia elettrica in Italia 2021".

77. Ce qui confirme l'intérêt des échanges pour la sécurité d'approvisionnement à l'échelle européenne et constitue un exemple intéressant pour une réflexion sur la notion de « dépendance » (cf. plus loin).

### France - Suisse

Les échanges avec la Suisse ont des caractéristiques plus complexes. Premièrement, les capacités de transit sont asymétriques : environ 3 GW dans le sens de la France vers la Suisse, contre 1 GW dans le sens Suisse vers France. Cela signifie que, schématiquement, si les conditions de marché étaient telles qu'il serait intéressant d'exporter vers la Suisse la moitié du temps et d'importer sur l'autre moitié, on observerait à la fin des volumes d'importations et d'exportations différents. Ensuite, la Suisse est souvent un « pays de transit » : lorsqu'elle importe depuis la France, elle exporte en réalité le plus souvent vers l'Italie en même temps,

le pays ayant lui-même en général suffisamment de production pour couvrir ses propres besoins. Pour ces deux raisons, l'interprétation des volumes d'échange grâce aux considérations économiques ou d'équilibre offre-demande est plus délicat sur cette frontière que sur les autres.

Du point de vue du bilan global, le solde d'échanges avec la Suisse est en général exportateur, bien qu'il ait eu tendance à se réduire depuis le milieu des années 2010. L'année 2022 n'a pas été très différente de ce point de vue, avec un solde exportateur de 12 TWh (les soldes avaient été compris entre 10 et 16 TWh en export depuis 2015).

**Figure 57 : Volumes des échanges commerciaux entre la France et la Suisse (en haut) et écarts moyens mensuels entre les prix spot français et suisse (en bas) en 2022, par mois**



#### 4.4 L'approvisionnement en énergie de la France reste bien plus dépendant des importations de combustibles fossiles que des importations d'électricité

Les échanges d'électricité au niveau européen permettent de mutualiser les moyens de production et d'optimiser le fonctionnement du système électrique, en ayant recours aux moyens de production les moins carbonés et les moins onéreux.

Cette mutualisation permet de tirer profit des différences dans les profils de consommation des différents pays et dans une certaine mesure, du foisonnement des productions renouvelables variables pour réduire les coûts de production d'électricité à l'échelle européenne. Elle permet également d'éviter de surdimensionner le parc de production, et d'accroître la sécurité d'approvisionnement des systèmes électriques nationaux.

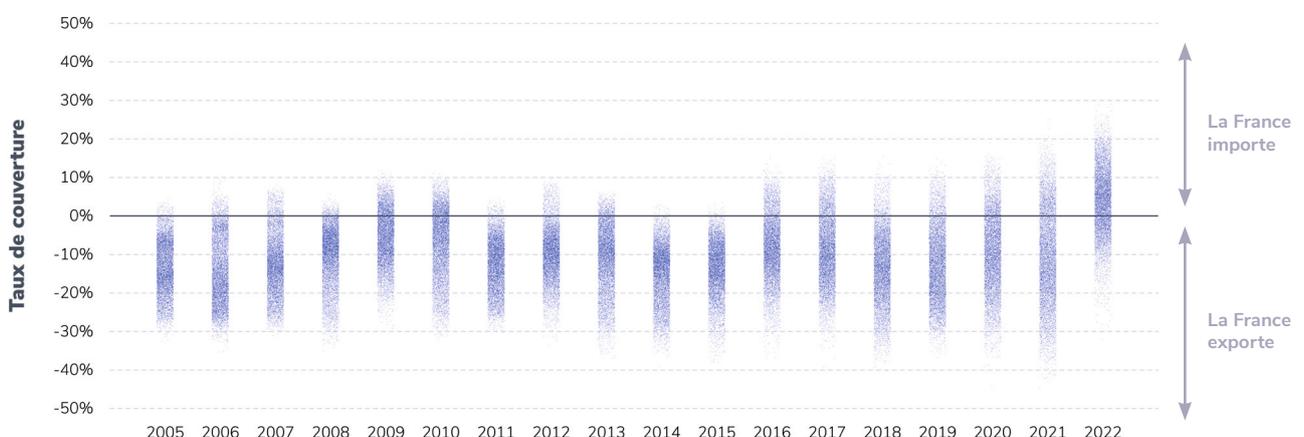
Ainsi, la France a été importatrice nette au cours de l'année 2022, caractérisée par une situation atypique qui a vu l'apparition de périodes tendues notamment en été, alors que les contraintes sur le parc de production étaient au plus fort.

Ainsi, les périodes pendant lesquelles la France a été importatrice nette d'électricité (21 % du temps en 2021 et de l'ordre de 70 % du temps en 2022) ont inclus à la fois les situations où les importations étaient indispensables pour la sécurité d'approvisionnement et des situations où les importations ont contribué à couvrir la consommation en évitant le recours éventuel à des moyens additionnels très coûteux en France. **Ainsi, la France a été dépendante des importations pour la sécurité d'approvisionnement sur moins de 10 % du temps, alors que le solde des échanges a été importateur sur près de 70 % du temps sur l'année 2022.**

Ainsi, tous les ans, il existe un nombre non négligeable de pas de temps où la France est importatrice nette, et qui est variable selon les années (conditions météorologiques en France et dans les pays voisins, disponibilité du parc nucléaire et de la production hydraulique...).

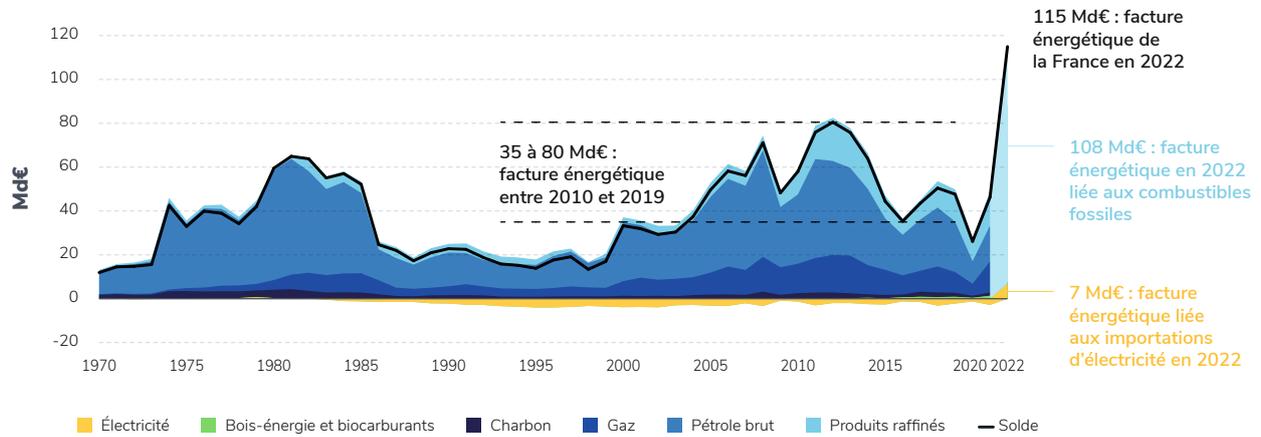
Enfin, sur le plan énergétique, il est essentiel de rappeler qu'aujourd'hui l'approvisionnement de la France<sup>78</sup> dépend à plus de 60 % des combustibles fossiles, qui sont majoritairement importés depuis

Figure 58 : Distribution du taux de couverture de la consommation brute en France par les importations sur l'année, pour plusieurs années récentes (un point = une heure sur l'année)



78. En énergie finale. (Source : Ministère de la transition écologique et de la cohésion des territoires, Service des données et études statistiques).

Figure 59 : Facture énergétique de la France entre 1970 et 2021 (Données Bilans énergétiques SDES) et pour l'année 2022 (données Douanes et RTE), euros constants 2022



le Moyen-Orient, l'Afrique du Nord, la Russie (malgré la baisse des flux en 2022) et quelques pays européens (Norvège, Pays-Bas). Par ailleurs, d'un point de vue économique, le poids des importations de combustibles fossiles sur la facture énergétique de la France est bien plus important que le poids qu'avaient les exportations d'électricité sur les années passées, et il restera en ordre de grandeur bien plus important que le poids des importations d'électricité sur l'année 2022. En effet, le Trésor a

estimé que la facture pourrait représenter 48 Md€ au premier semestre 2022, pouvant potentiellement atteindre de l'ordre de 115 Md€ sur l'année complète<sup>79</sup>. Ceci est dû en grande partie à l'augmentation des prix des combustibles. Selon une première estimation de RTE, l'augmentation des importations d'électricité pèserait pour environ 7 Md€ (contre un peu moins de 3 Md€ de bénéfices en 2021).

79. La facture énergétique française dépassera les 100 milliards d'euros en 2022 – EURACTIV.fr

## 5. Émissions

### 5.1 Introduction

Le mix électrique français, largement dominé par le nucléaire et les renouvelables, est l'un des plus décarbonés d'Europe. Ainsi, malgré une consommation d'électricité par habitant relativement élevée en comparaison avec celle des pays voisins<sup>80</sup>, les émissions pour la production d'électricité représentent autour de 5 % des émissions territoriales en France<sup>81</sup> contre 19 % au niveau de l'Union européenne<sup>82</sup>. De plus, le solde traditionnellement exportateur de la France permet aux pays voisins de bénéficier de l'électricité bas-carbone produite par le parc français.

En 2022, les tensions sur le parc de production conduisant à l'inversion du sens du solde des échanges ont eu une répercussion sur les émissions de gaz à effet de serre du système électrique, qui peut s'apprécier selon différents périmètres d'analyse :

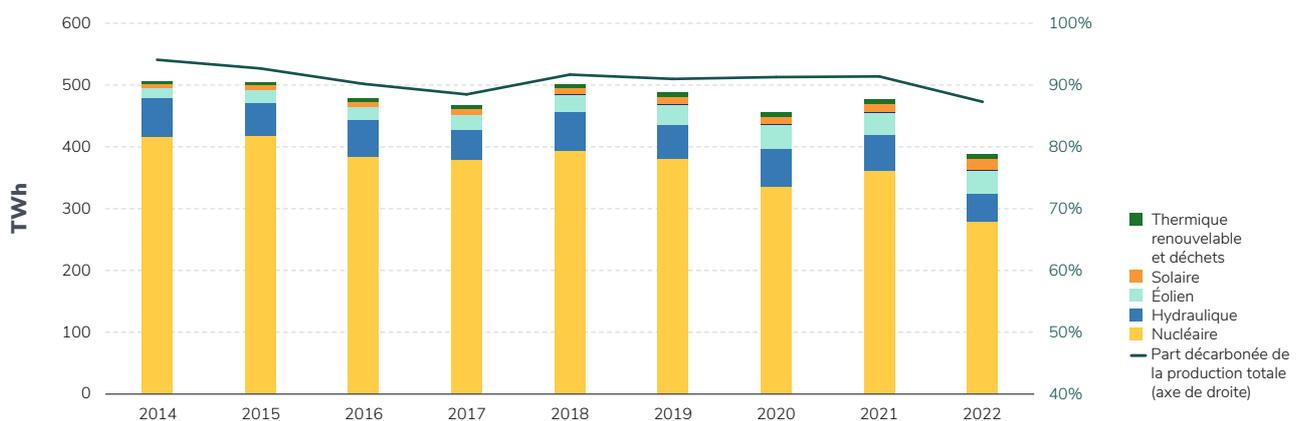
1. Au périmètre du parc de production français : émissions directes liées à la production d'électricité en France.

2. Au périmètre de la consommation française d'électricité : émissions liées à la production française qui alimente la consommation en France (donc retranchée des exports), et émissions des importations qui alimentent la consommation en France.
3. Au périmètre des émissions évitées pour les pays voisins grâce aux exportations de la France : le mix de production français étant particulièrement décarboné, les exportations d'électricité de la France permettent aux pays voisins d'éviter de solliciter des moyens de production plus carbonés.

### 5.2 Les émissions pour la production d'électricité augmentent de manière contenue et restent inférieures aux niveaux de 2016 et 2017

Au périmètre du parc de production français, les contraintes pesant sur la production nucléaire et hydraulique ont conduit à une baisse du volume de production décarbonée, qui n'a été que

Figure 60 : Production d'électricité décarbonée en France



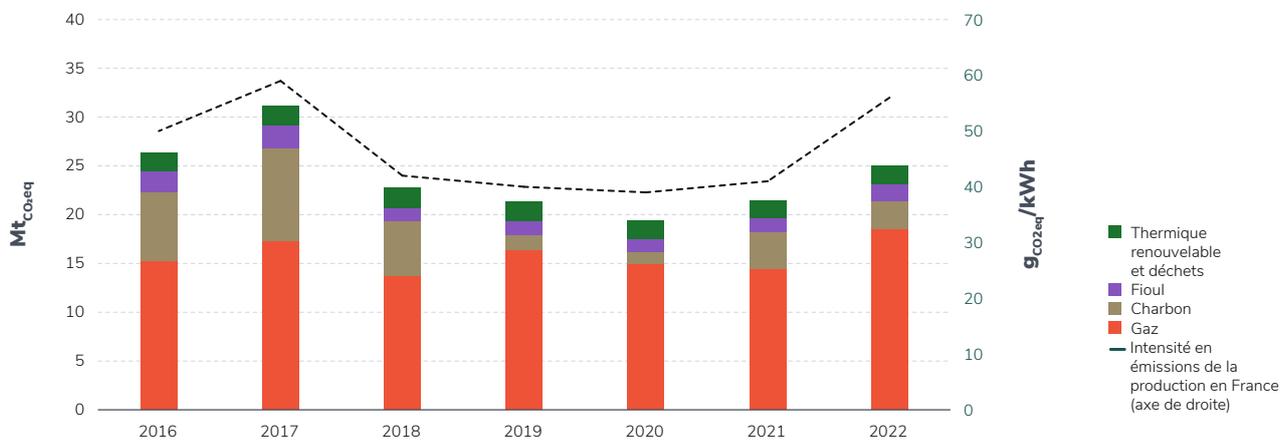
La production à partir de déchets est considérée renouvelable à 50 % ; la production hydraulique est retranchée de 70 % de la consommation de pompage des STEP selon la directive européenne 2009/28/CE.

80. En raison notamment de la part importante du chauffage électrique. En 2021, la consommation était d'environ 7 200 kWh/habitant en France, contre 6 000 kWh/habitant en Allemagne, 5 500 kWh/habitant dans l'Union européenne, et moins de 5 000 kWh/habitant en Espagne et en Italie

81. Les émissions territoriales en France se sont élevées à 418 Mt<sub>CO2eq</sub> en 2021 (source : CITEPA).

82. Les émissions territoriales de l'Union européenne se sont élevées à 3 735 Mt<sub>CO2eq</sub> en 2021 (Source : European Environmental Agency). Les émissions dues à la production d'électricité ont atteint 210 Mt<sub>CO2eq</sub> (source : Ember Climate).

Figure 61 : Émissions de gaz à effet de serre liées à la production d'électricité en France



partiellement compensée par l'augmentation de la production solaire et éolienne. Malgré cette baisse en volume, l'électricité produite en France en 2022 est restée à **87 % d'origine décarbonée**, contre environ 91 % sur la période 2014-2021.

Le recours accru aux centrales thermiques a entraîné une augmentation des **émissions liées à la production d'électricité, qui ont atteint 25 Mt<sub>CO2eq</sub>** (contre 21,5 Mt<sub>CO2eq</sub> en 2021). **Les émissions sont restées plus faibles que celles de 2016 et 2017**, années caractérisées par une production d'électricité à base de charbon plus importante qu'en 2022. En effet, ce sont essentiellement les centrales à gaz qui ont été sollicitées pour compenser la baisse de production des filières décarbonées (hydraulique et nucléaire). En revanche, la production des centrales à charbon a baissé par rapport à celle des années précédentes. Ce volume d'émissions reste bien inférieur à celui d'autres pays comparables. Par exemple, en 2022, les émissions du parc de production allemand ont été de l'ordre de dix fois supérieures à celles du parc français.

L'électricité produite en France est parmi les plus décarbonées d'Europe (au 3<sup>e</sup> rang derrière la Suède

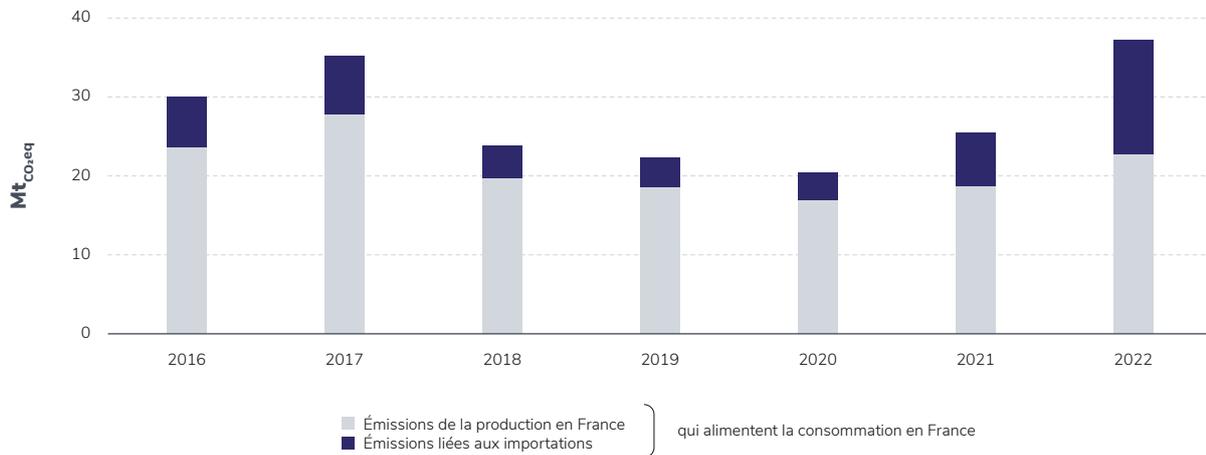
et la Finlande). L'électricité utilisée en France est fortement décarbonée y compris en tenant compte des imports, plus importants en volume cette année. Ces imports proviennent de pays dont la production d'électricité émet plus de CO<sub>2eq</sub> qu'en France mais qui se décarbone progressivement via l'intégration de volumes croissants d'énergies renouvelables.

### 5.3 Même en tenant compte des importations, la consommation d'électricité en France est parmi les plus décarbonées d'Europe

En 2022, la France a été importatrice nette d'électricité, ce qui rend nécessaire d'analyser également **les émissions liées à la consommation d'électricité française** en tenant compte de l'ensemble des moyens de production auquel il a été nécessaire de recourir en France et à l'étranger, pour la satisfaire. En revanche, les émissions liées à la production d'électricité en France qui a été exportée pour satisfaire la consommation des pays voisins ne sont pas comptabilisées. L'analyse tient compte de la variation des volumes importés (et exportés) vers les pays voisins et du mix de production de ces pays à chaque instant<sup>83</sup>.

83. Une simplification est faite pour le calcul, considérant que les flux d'électricité vont de la France vers les pays voisins ou inversement, sans extension du traçage des flux aux pays frontaliers des pays voisins et ainsi de suite. L'imprécision induite par cette simplification ne devrait pas être susceptible de remettre en question les ordres de grandeur affichés.

Figure 62 : Émissions (directes) de gaz à effet de serre liées à la consommation d'électricité en France



Les importations, qui sont le reflet des mix de production des pays voisins, sont en général caractérisées par une intensité carbone supérieure à celle du mix de production français, qui est très largement décarboné. Ainsi, les émissions totales liées à la consommation d'électricité en France selon ce périmètre sont plus élevées que celles liées à la production d'électricité en France.

Cependant, **le mix électrique des pays voisins se décarbone progressivement depuis plusieurs années, intégrant des parts plus ou moins conséquentes d'énergies renouvelables.** Le contenu carbone des mix des pays voisins est donc bien plus faible que le contenu en émissions de la production des centrales à gaz et a fortiori de la production à partir de charbon.

Figure 63 : Intensité en émissions moyenne liée au système électrique français à différents périmètres

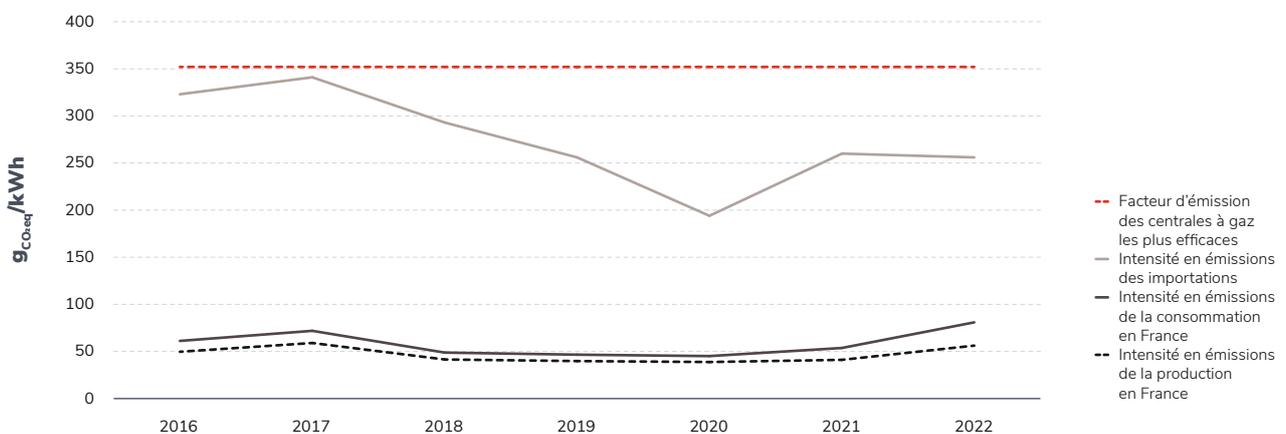
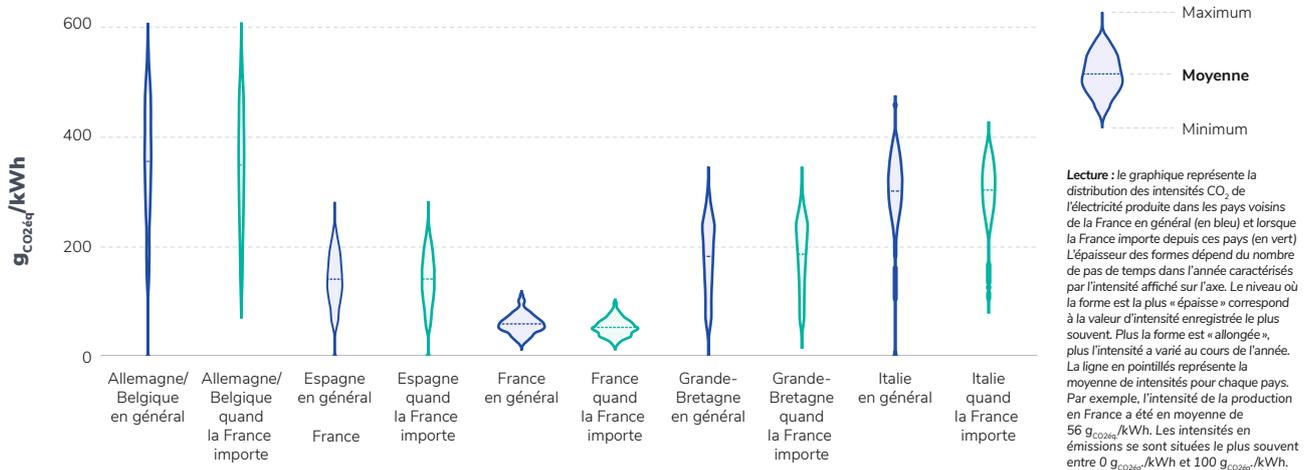


Figure 64 : Comparaison de la distribution des intensités en émissions des pays voisins en général, et quand la France importe de ces frontières



**Ainsi, même en prenant en compte l'effet des échanges d'électricité sur l'année 2022 (avec la forte augmentation des volumes importés), le volume d'émissions liées à la consommation d'électricité en France reste du même ordre de grandeur que celui d'autres années récentes, comme 2016 et 2017.**

En volume, les émissions qui découlent des importations sont, au premier ordre, liées aux échanges sur les frontières allemande et belge<sup>84</sup>, conséquence de la prédominance de ces frontières dans les importations d'énergie de la France, et, au second ordre, découlent de l'intensité carbone plus élevée du mix allemand.

84. Échanges avec la région Core qui comprend, au-delà de la France, les pays suivants : Allemagne, Autriche, Belgique, Croatie, Hongrie, Luxembourg, Pays-Bas, Pologne, République Tchèque, Roumanie, Slovaquie et Slovénie.

### 5.4 Les pays voisins ont moins bénéficié des exportations françaises décarbonées

Le soldetraditionnellement exportateur de la France permet aux pays voisins de bénéficier de l'électricité bas-carbone produite par le parc français. En

conséquence, la nette baisse du volume d'exportations de la France en 2022, qui a mené à un solde net importateur sur l'année, a également entraîné des répercussions sur les émissions de gaz à effet de serre des pays voisins pour satisfaire leur consommation d'électricité.

Figure 65 : Émissions de gaz à effet de serre évitées à l'étranger grâce à la production d'électricité exportée par la France

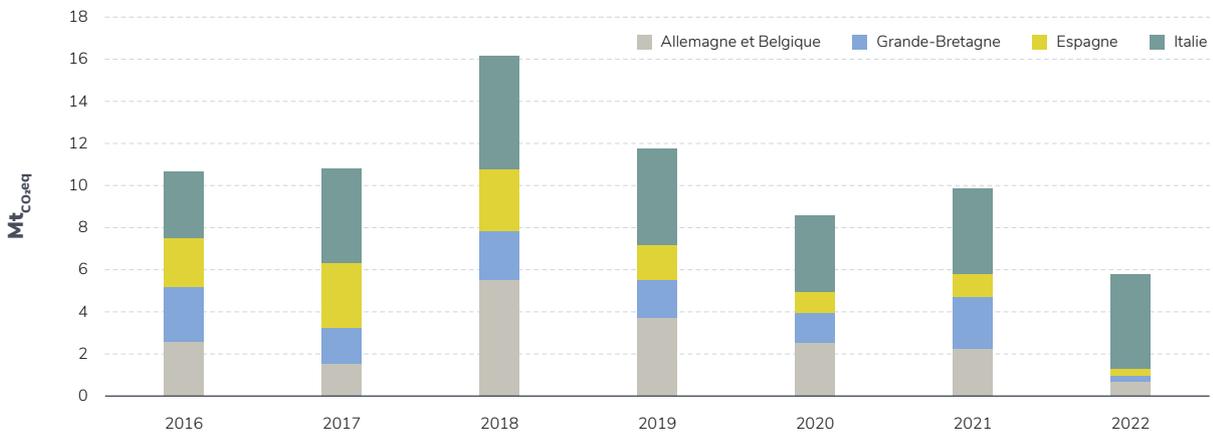
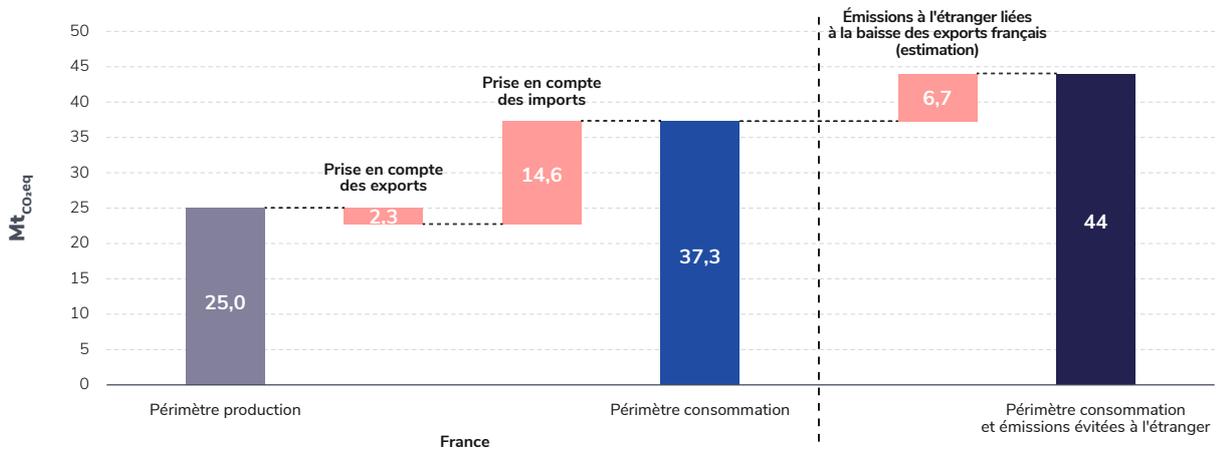


Figure 66 : Comparaison des émissions liées à la production d'électricité en France, des émissions liées à la consommation (tenant compte des échanges) et des émissions évitées à l'étranger<sup>85</sup>

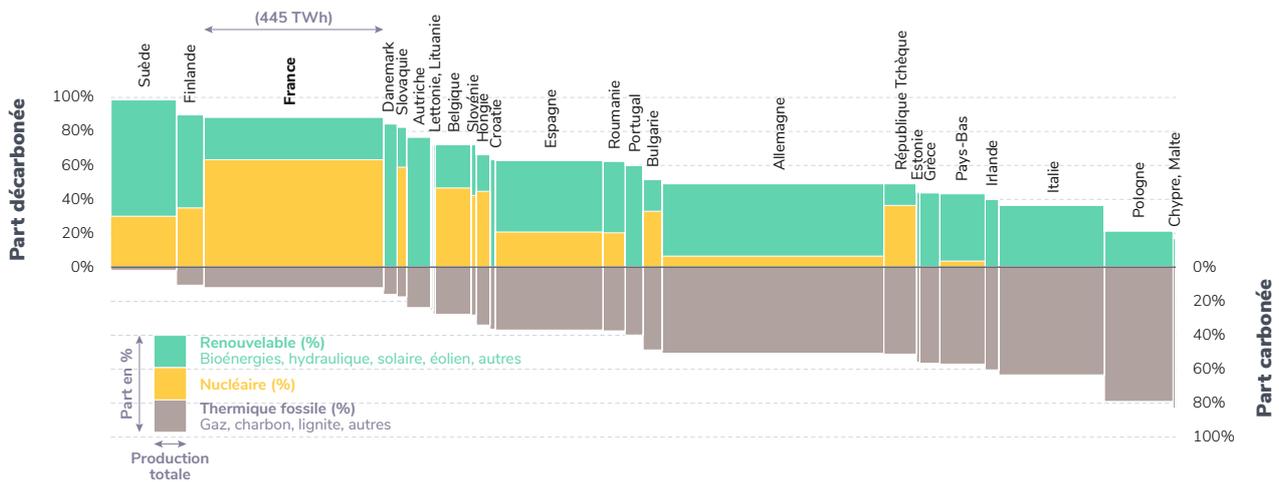


85. La hausse des émissions à l'étranger liée à la baisse des exports français est estimée en comparant les émissions évitées par les exports français en 2022 à la moyenne des émissions évitées chaque année par les exports français entre 2016 et 2019.

En effet, la baisse des exportations d'électricité décarbonée par la France a dû faire l'objet d'une compensation par les moyens de production des pays voisins, ayant des mix de production davantage émetteurs de gaz à effet de serre. Les émissions évitées à l'étranger peuvent être estimées en considérant, pour chaque frontière et à chaque instant, le volume d'électricité exporté par

la France et l'intensité en émissions des mix de production des deux pays pour le pas de temps considéré. Ainsi, l'on observe que les émissions évitées à l'étranger se sont réduites d'environ 7 Mt<sub>CO2eq</sub> en 2022 par rapport à 2021, même si elles restent importantes en Italie, pays vers lequel le solde des échanges français est resté exportateur en 2022.

Figure 67 : Volumes d'électricité produits dans l'Union européenne en 2022 et répartition entre production carbonée et décarbonée (Source : Ember)



## 6. Électrification des usages

Dans tous les scénarios de neutralité carbone à l'horizon 2050, français ou européens, la décarbonation de l'économie passe par un développement significatif de l'électrification des usages de l'énergie, en particulier en ce qui concerne les secteurs les plus émetteurs de gaz à effet de serre. L'électrification peut être directe, ou indirecte via notamment le recours à l'électrolyse pour la production de combustibles décarbonés. Les implications pour le système électrique seront importantes, que ce soit du point de vue du volume de consommation, appelé à augmenter selon les différentes trajectoires analysées par RTE<sup>86</sup>, ou pour le pilotage des appels de puissance. RTE a publié entre 2019 et 2020 trois rapports approfondis qui détaillent les enjeux de l'électrification des usages pour le système électrique, à l'horizon 2035 : sur la mobilité électrique<sup>87</sup>, la production d'hydrogène<sup>88</sup> et le chauffage dans les bâtiments<sup>89</sup>.

### 6.1 Électrification des transports

Les transports représentent aujourd'hui 30 % des émissions annuelles de gaz à effet de serre en France, et le transport routier représente à lui seul 29 %. C'est l'un des seuls secteurs dont les émissions ont augmenté depuis 1990 (+10 %)<sup>90</sup>. Pour cette raison, l'électrification du parc de véhicules ainsi que le développement de la production de combustibles décarbonés (dont l'hydrogène produit par électrolyse) représentent un des grands enjeux de la décarbonation de l'économie, qui est susceptible d'entraîner une hausse significative de la consommation d'électricité<sup>91</sup>.

Le développement massif de la mobilité électrique dans les années à venir semble être une certitude, avec une dynamique positive déjà installée depuis plusieurs années. En 2022, l'électrification du parc de véhicules s'est poursuivie en France de manière favorable, grâce notamment au maintien des aides à l'achat (bonus écologique, prime à la conversion)

Figure 68 : Émissions territoriales de gaz à effet de serre, France 2019, par secteur, en Mt<sub>CO2eq</sub>  
(Source : Ministère de la transition écologique « Chiffres clés du climat 2019 »)



86. Voir « Futurs énergétiques 2050 », chapitre 3, « La consommation », 2022, RTE.

87. « Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique », 2019, RTE.

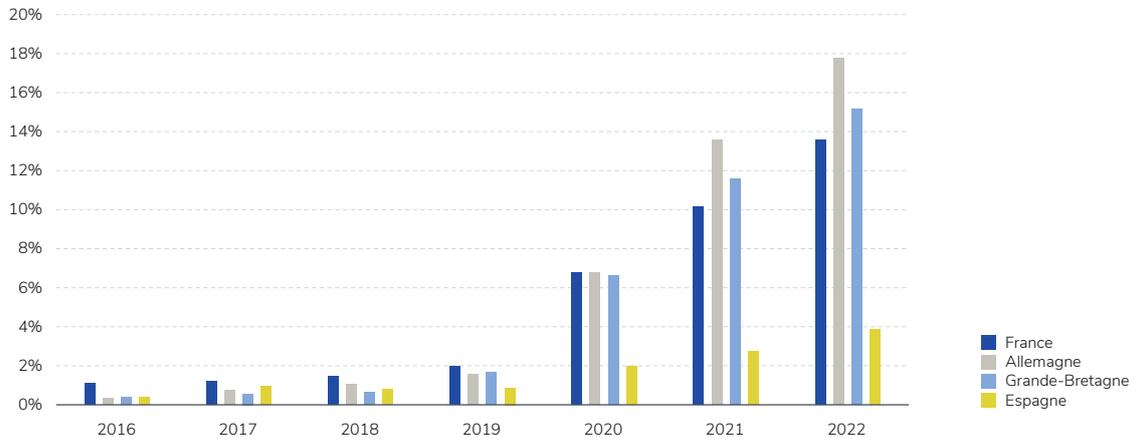
88. « La transition vers un hydrogène bas carbone », 2020, RTE.

89. « Réduction des émissions de CO<sub>2</sub>, impact sur le système électrique : quelle contribution du chauffage dans les bâtiments à l'horizon 2035 », 2020, RTE, ADEME.

90. Citepa, rapport Secten 2022.

91. Voir « Futurs énergétiques 2050 », chapitre 3, « La consommation », 2022, RTE.

Figure 69 : Part de marché des véhicules tout-électrique dans une sélection de pays européens, 2019-2022 (Source : Argus)

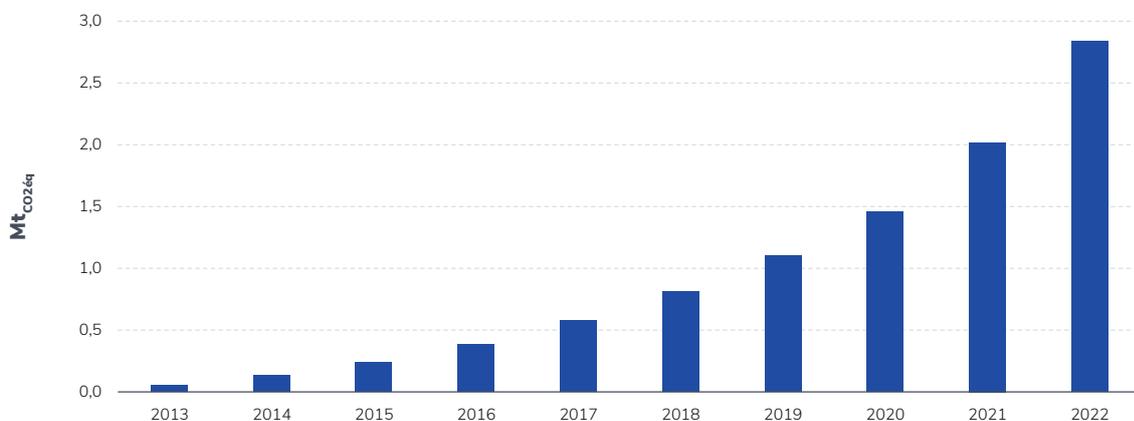


et au développement de l'offre. Les véhicules tout électriques et hybrides rechargeables ont représenté 18,5 % du marché en 2022 (contre 15 % en 2021), avec près de 346 000 immatriculations sur environ 1,9 millions de véhicules légers (particuliers et utilitaires légers) mis en circulation sur l'année<sup>92</sup>. Le nombre de nouvelles immatriculations en 2022 marque ainsi une progression de +10 % par rapport à 2021 et a été multiplié par

5 par rapport à 2019. **Les véhicules particuliers 100 % électriques ont, eux, représenté une part de marché de 14 %, soit 207 000 ventes en 2022 sur un total de 1,5 millions.**

La mobilité électrique se développe également chez nos voisins européens, avec une dynamique comparable. La part de marché des véhicules tout-électriques est supérieure en Allemagne par rapport à la France, et

Figure 70 : Émissions évitées par l'électrification du parc des véhicules légers tout-électriques en France depuis 2013 (cumulées) (Calculs RTE, hypothèses disponibles dans le rapport Futurs énergétiques 2050)



92. Données AVERE.

dépasse les 30 % en 2022, et similaire au Royaume-Uni (légèrement au-dessus de 20 %). La part de marché en Espagne est, quant à elle, largement plus faible, et ne dépasse toujours pas les 5 %.

Le développement de la mobilité électrique en France a déjà permis d'éviter un volume d'émissions non négligeable, compte tenu de la part encore faible des véhicules électriques dans le parc roulant (moins de 1 %). **Environ 2,8 Mt<sub>CO2eq</sub> ont été évitées depuis 2013 grâce à l'électrification des véhicules légers (tout-électriques), dont la moitié sur les deux dernières années.** Ce volume est estimé en prenant en compte toutes les émissions sur le cycle de vie des véhicules, notamment les émissions liées à la fabrication de la batterie, et en les comparant aux émissions sur le cycle de vie d'un véhicule thermique (essence) équivalent.

#### Des leviers possibles d'amélioration du bilan environnemental

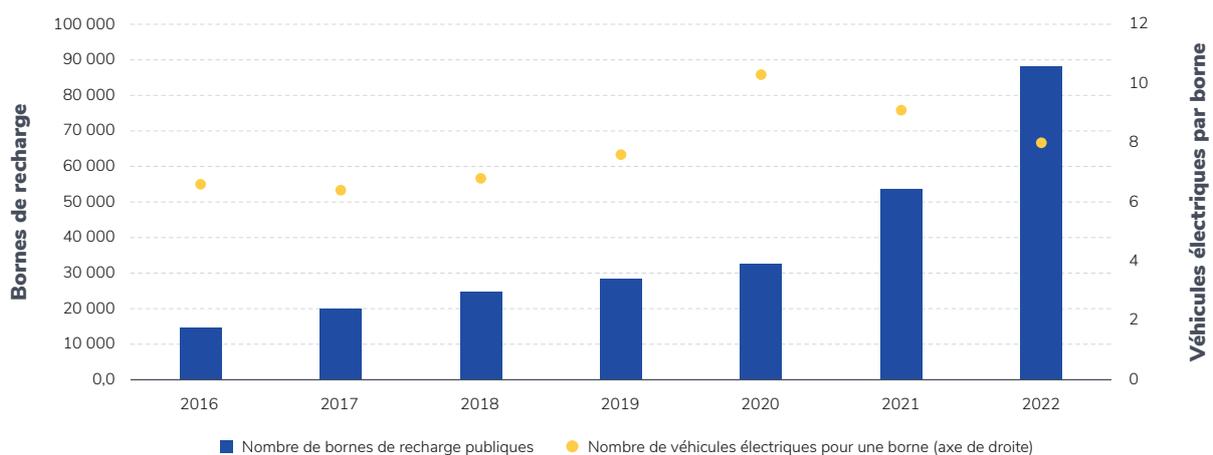
Les valeurs affichées ci-dessus ont été estimées sur la base d'une fabrication des batteries en Asie.

Un des leviers d'amélioration possibles du bilan sur le cycle de vie des véhicules électriques, du point de vue des émissions de gaz à effet de serre, pourrait être la fabrication des batteries dans des pays où le mix énergétique, et le mix électrique en particulier, est moins carboné. Une estimation considérant par exemple une fabrication en France porterait le total d'émissions évitées depuis 2013 à 3,5 Mt<sub>CO2eq</sub><sup>93</sup>, soit une augmentation de +25 %.

#### Développement des infrastructures de recharge

Un déploiement important de bornes de recharge publiques doit accompagner le développement de la mobilité électrique pour en favoriser l'adoption par les usagers. La Commission européenne recommandait en 2014 un ratio indicatif d'au moins 1 borne pour 10 véhicules<sup>94</sup>. Cela permet d'estimer l'adéquation entre le développement des véhicules électriques et celui des infrastructures nécessaires pour les accueillir<sup>95</sup>. Le graphique suivant montre l'évolution du nombre cumulé de bornes de recharge publiques sur le territoire français ces dernières années, ainsi que le ratio véhicules par borne.

Figure 71 : Développement des infrastructures publiques de recharge, 2016-2022 (Source : Avere-France)



93. Les données concernant les émissions sur le cycle de vie sont celles considérées dans l'analyse environnementale des Futurs énergétiques 2050, pour 2021 et les années antérieures. Les données concernant les immatriculations sont celles du Ministère de la Transition Écologique et de l'AVERE pour les immatriculations mois par mois en 2022.

94. Directive (UE) n° 2014/94 sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs.

95. Un autre paramètre important mais plus difficile à mesurer est la répartition géographique de ces bornes. Dans le cadre du projet de règlement sur les carburants alternatifs, qui fait partie du paquet Fit-for-55, un indicateur d'une borne tous les 60 km est actuellement discuté.

Dans l'ensemble, le développement des infrastructures publiques de recharge suit celui des véhicules électriques. En 2022, une borne de recharge publique était disponible pour 8 véhicules électriques en circulation, ratio qui dépasse l'objectif de la Commission européenne<sup>96</sup>. En parallèle de la progression du nombre de bornes publiques, il sera également nécessaire que le réseau privé de bornes de recharge, notamment dans les entreprises et les logements collectifs, se développe de manière adéquate.

## 6.2 Électrification des usages dans les bâtiments

Le secteur des bâtiments résidentiels et tertiaires représente environ 13 % des émissions territoriales de la France, sans compter les émissions dues à la production d'électricité consommée dans les bâtiments.

La consommation d'énergie des bâtiments est en grande partie liée au chauffage, et dans une moindre mesure à l'eau chaude sanitaire, à la climatisation en été, et à la cuisson. À ce titre, les stratégies de décarbonation de ce secteur mises en avant par les pouvoirs publics reposent sur trois piliers principaux :

- L'amélioration de la performance énergétique du bâti, via des normes plus strictes pour la construction neuve et la rénovation des bâtiments anciens ;
- L'amélioration du rendement des solutions de chauffage par le recours à des solutions performantes, comme la pompe à chaleur ;
- Le remplacement des installations de chauffage au gaz ou au fioul par des systèmes bas-carbone, comme les installations électriques performantes, ou d'autres solutions reposant sur les réseaux de chaleur ou les bioénergies.

### Solutions de chauffage

Le remplacement progressif des installations de chauffage alimentées par des combustibles fossiles, ainsi que la transition vers des solutions plus performantes, est visible dans l'évolution des parts de marché des installations de chauffage pour les nouveaux logements. Il est important de noter qu'il existe une inertie considérable dans le parc des appareils existants, liée aux durées de vie importantes, ce qui rend la diffusion dans le parc de logements plus lente.

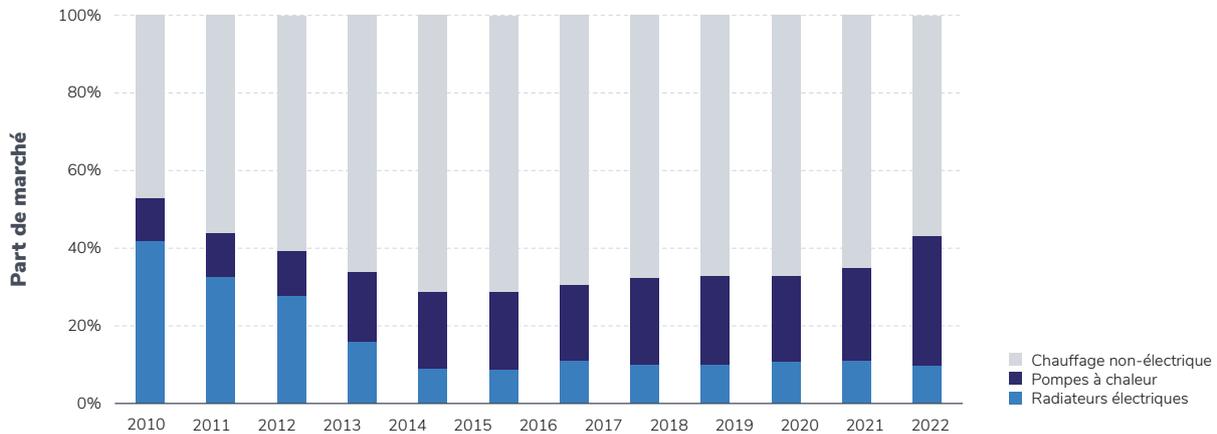
Tous types de logements confondus, on observe une augmentation de la part des pompes à chaleur

Figure 72 : Émissions territoriales de gaz à effet de serre, France 2019, par secteur, en Mt<sub>CO2eq</sub>  
(Source : Ministère de la transition écologique « Chiffres clés du climat 2019 »)



96. À l'exception de 2020, où l'on peut supposer que les installations ont pu être freinées temporairement par la crise sanitaire.

Figure 73 : Part de marché de différentes solutions de chauffage dans les logements neufs en France (Source : Bati-étude)



sur la décennie 2010, qui atteint un peu moins d'un tiers des nouveaux logements en 2021. La part de marché du chauffage électrique, elle, a d'abord diminué sur la décennie du fait de la baisse de la part des radiateurs électriques, avant de remonter pour atteindre 40 % aujourd'hui.

Ces chiffres cachent une disparité importante selon le type de logement. En effet, la part de marché des pompes à chaleur est bien plus élevée dans les maisons individuelles neuves, avec près de 60 % en 2021, en progression constante depuis 2010. Dans les immeubles collectifs, la part de marché des pompes à chaleur, et du chauffage électrique en général, reste plus faible (respectivement 13 et 23 %), mais elle augmente lentement depuis la fin des années 2010. La majorité du chauffage non-électrique est au gaz. Dans les logements collectifs, les réseaux de chaleur ont également une part de marché non-négligeable (autour de 10 %), tout comme le bois dans les maisons individuelles (entre 10 et 15 %).

### Rénovation thermique des bâtiments

L'autre principal levier de décarbonation du secteur est la rénovation thermique des bâtiments. L'enjeu économique, énergétique et climatique est considérable, puisqu'aujourd'hui le parc de logements comprend 5,2 millions de « passoires énergétiques »<sup>97</sup> (logements des classes F et G selon le diagnostic de performance énergétique), dont les consommations d'énergie pour le chauffage sont très élevées avec des répercussions significatives à la fois sur le budget des occupants que sur les émissions de gaz à effet de serre.

Ainsi, l'État mobilise des ressources très importantes<sup>98</sup> pour atteindre l'objectif, fixé dans la dernière PPE, d'environ 380 000 rénovations par an sur la période 2015-2030<sup>99</sup>, à travers des programmes d'aides financières pour les particuliers et les collectivités. Les fonds mobilisés en 2022 ont dépassé 3 Md€<sup>100</sup>. Si le programme de rénovation thermique a peine à démarrer, les deux dernières

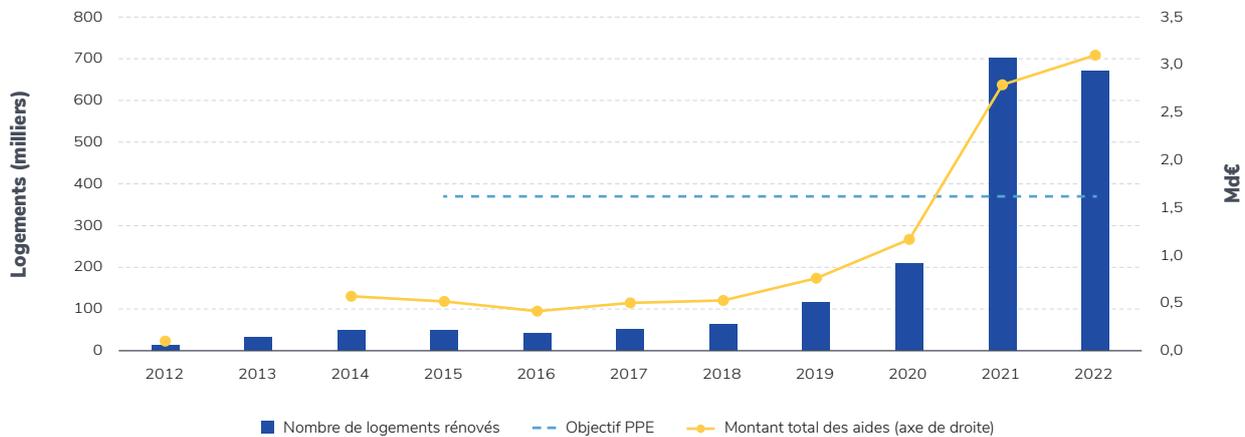
97. Le parc de logements par classe de performance énergétique au 1<sup>er</sup> janvier 2022 | Données et études statistiques (developpement-durable.gouv.fr)

98. Ces ressources, gérées par l'Agence nationale pour l'habitat, proviennent entre autres du Système d'échange de quotas d'émissions de l'Union européenne, l'ETS, dont 100 % des fonds récoltés par la France sont fléchés vers la rénovation thermique, ainsi que du Plan de relance post-Covid.

99. Cet objectif est amené à être réévalué dans la prochaine PPE/SFEC.

100. Cette augmentation est à mettre en regard de l'augmentation du prix des quotas de CO<sub>2</sub>, qui influe directement sur le budget qui peut être alloué à la rénovation thermique des bâtiments.

Figure 74 : Évolution du nombre de rénovations thermiques en France, et du montant des aides à la rénovation thermique distribuées par l'Agence nationale de l'habitat, 2012-2022 (Source : Agence nationale de l'habitat)



années ont vu une nette accélération, avec près de 700 000 logements rénovés en 2021 et autant en 2022, largement au-dessus de l'objectif de la PPE, et plus que sur toute la période 2012-2020 cumulée. Cependant, l'objectif de la PPE porte sur la période 2015-2030 en moyenne, et le retard accumulé en début de période n'a été qu'en partie rattrapé sur les deux dernières années : pour tenir l'objectif, il faudra que le rythme se maintienne autour de 500 000 rénovations par an jusqu'en 2030.

### 6.3 Électrification de l'industrie

L'économie française a été marquée, dans le dernier quart du 20<sup>e</sup> siècle, par un mouvement de désindustrialisation reflété par la baisse de la part de l'industrie dans le PIB. Ceci dérive d'une part de la tertiarisation de l'économie, normale pour les économies matures où, au-delà d'un certain niveau de développement, les dépenses pour les services augmentent plus vite que celles pour les produits manufacturés. Il est cependant également lié à la fermeture d'une part importante de l'industrie lourde du pays : malgré les progrès dans l'efficacité énergétique des procédés en France et dans le monde, une partie des consommations d'énergie et

des émissions associées nécessaires à alimenter la consommation française de produits industriels a simplement été déplacée hors de France.

Aujourd'hui, certaines industries fortement émettrices et consommatrices d'énergie restent en activité sur le territoire, par exemple le raffinage de pétrole, la sidérurgie ou la chimie. Ces complexes industriels sont concentrés dans quelques zones économiques, notamment dans les Hauts-de-France, en Normandie, dans la vallée du Rhône et dans les Bouches-du-Rhône. Aujourd'hui, cette industrie représente environ un cinquième des émissions territoriales de la France<sup>101</sup>.

La décarbonation de l'industrie représente un double enjeu, concernant à la fois l'industrie existante sur le territoire, et d'autre part les perspectives de réindustrialisation du pays. En effet, grâce au mix électrique déjà largement décarboné, la France possède un avantage comparatif (économique et climatique) en matière de production d'électricité<sup>102</sup>, qui représente une fenêtre d'opportunité en matière d'investissement dans l'appareil industriel au cours des prochaines années.

101. Chiffres 2019, Ministère de la transition écologique

102. Cet avantage est néanmoins transitoire, il va s'estomper au fur et à mesure de la décarbonation des mix électriques des autres pays.

Figure 75 : Émissions territoriales de gaz à effet de serre, France, 2019, par secteur, en Mt<sub>CO2eq</sub>  
 (Source : Ministère de la transition écologique « Chiffres clés du climat 2019 »)

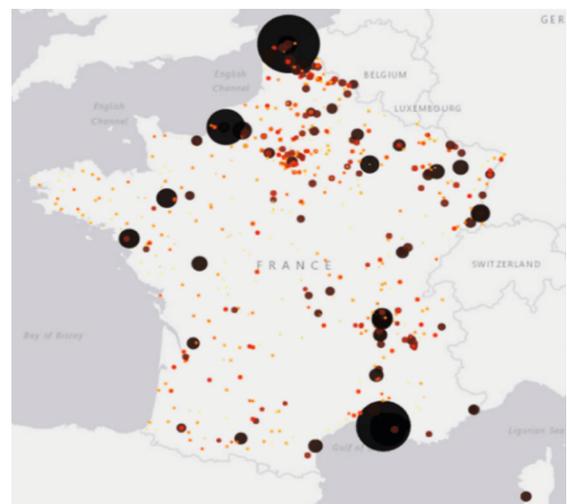


Une partie des procédés industriels peuvent en effet être concernés par une électrification directe. Pour d'autres procédés, comme pour la production d'acier, cela est plus difficile. Une autre solution envisageable pour la décarbonation de ces procédés repose sur le recours à l'hydrogène bas-carbone, dont la production dans des électrolyseurs représente également un enjeu pour le système électrique dans les prochaines décennies.

Une analyse de la part de l'électricité dans la consommation finale d'énergie de l'industrie depuis les années 1970 montre une tendance haussière entre 1970 et 2005, suivie par une relative stabilité. Cette tendance est essentiellement attribuable au changement de nature et de structure de l'industrie française. La relative stagnation depuis les années 2000 peut être le résultat de plusieurs effets opposés, notamment l'électrification, le développement de l'efficacité énergétique, et une poursuite de l'évolution structurelle de la production.

Dans ce contexte, et dans le sillage de la crise énergétique que connaît l'Europe, l'année 2022 a été marquée sur le plan législatif par l'adoption d'une loi sur l'accélération des procédures administratives pour les projets contribuant à la transition

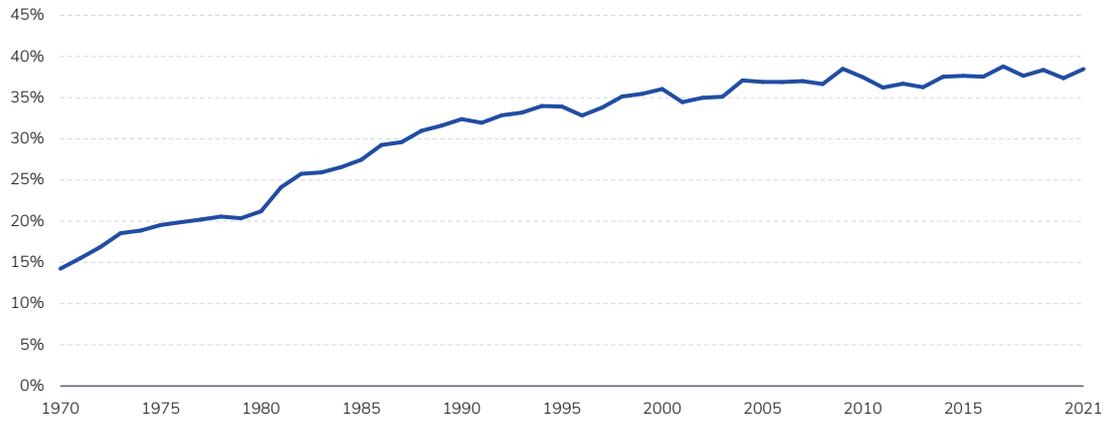
Figure 76 : Localisation des industries émettrices de gaz à effet de serre sur le territoire français (Source : Ministère de la transition écologique, registre français des émissions polluantes. Calculs et cartographie : RTE)



énergétique<sup>103</sup>, dont une partie concerne spécifiquement les zones prioritaires de décarbonation de l'industrie.

103. Projet de loi relatif à l'accélération de la production d'énergies renouvelables, adopté définitivement le 7 février 2023.

Figure 77 : Part de l'électricité dans la consommation finale d'énergie de l'industrie, hors chaleur vendue, hors usage matière première, 1970-2021 (Source : Ministère de la transition écologique, SDES)



## 7. Flexibilités et équilibrage

### 7.1 Des moyens de flexibilité pour garantir l'équilibre entre production et consommation

À l'heure actuelle, l'électricité est difficilement stockable à grande échelle, malgré l'existence de stations de stockage d'énergie potentielle comme les STEP ou les progrès réalisés par les batteries. Pour garantir l'équilibre entre production et consommation d'électricité à tout instant, il est donc nécessaire de disposer de moyens de flexibilité permettant de **compenser la variabilité de la consommation et de la production ainsi que de faire face à des aléas en temps réel**. Avec le développement des énergies renouvelables variables, les **besoins de flexibilité du système deviennent de plus en plus importants** et seront amenés à évoluer fortement à moyen et long terme<sup>104</sup>.

Ces moyens de flexibilité représentent une puissance pilotable permettant d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité : ils peuvent aussi bien se situer du côté de la production (modulation de la production à la baisse ou à la hausse) que de la consommation (baisse des consommations à la demande) ou du stockage. Ils peuvent également se situer à l'étranger et contribuer à l'équilibrage du système via les échanges d'électricité avec les pays voisins.

Chaque moyen de flexibilité a des caractéristiques technico-économiques différentes, qui permettent de répondre à différents besoins de flexibilité. En effet, la flexibilité au sens large peut tout aussi bien concerner la modification du profil de consommation sur le moyen-long terme pour améliorer l'intégration des énergies renouvelables variables (via des mécanismes type heures pleines/heures creuses, par exemple), que la gestion d'aléas sur la production et la consommation au plus proche

du temps réel. Plusieurs mécanismes de marché interviennent pour organiser la contribution des différents acteurs à la flexibilité du système.

Les capacités mobilisables pour la gestion de l'équilibrage en temps réel constituent les « réserves opérationnelles », dont les volumes requis pour chaque échéance de temps (quelques secondes, quelques minutes, quelques dizaines de minutes) sont déterminés en fonction des situations que le système électrique est susceptible de rencontrer. Ces capacités sont mises en réserve et ne sont donc pas utilisées pour couvrir la demande si celle-ci est conforme à la prévision : elles ne servent que lorsque surviennent les aléas de court terme. À l'heure actuelle, ces réserves sont dimensionnées pour faire face aux risques d'arrêt brutal des grands groupes de production et aux erreurs de prévision de la consommation et représentent un total d'environ 3 GW. Aujourd'hui, tous les moyens de productions pilotables raccordés au réseau public de transport d'électricité ont l'obligation d'offrir leur puissance disponible dans le cadre du mécanisme d'ajustement (réserve tertiaire ou mFRR et RR<sup>105</sup>) et qui contribue à l'équilibre du système électrique en cas d'aléas.

Les autres moyens (production non pilotable, flexibilités de consommation, stockage etc.) peuvent participer de manière volontaire aux différents mécanismes de marché. Bien que les capacités de modulation offertes par ces moyens restent aujourd'hui minoritaires par rapport à celles liées à la production classique, leur volume est en augmentation.

Ce chapitre présente différents moyens participant à la flexibilité et sur des mécanismes de marché permettant la participation de ces moyens.

<sup>104</sup>. Voir en particulier le chapitre 7 (« La sécurité d'approvisionnement ») du rapport « Futurs énergétiques 2050 », publié par RTE.

<sup>105</sup>. mFRR = manual frequency resoration reserve et RR = replacement reserve sont les termes utilisés au niveau européen.

## 7.2 STEP

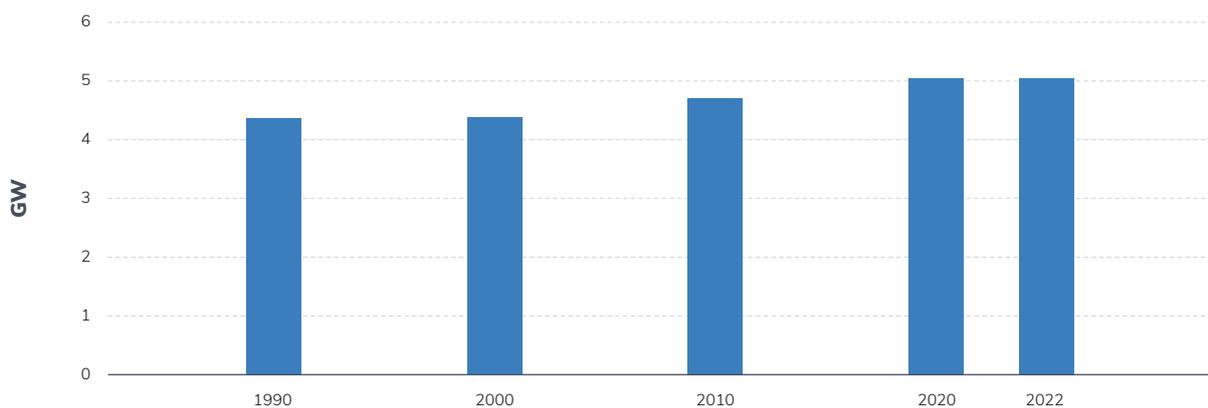
Les STEP (Station de Transfert d'Énergie par Pompage) représentent actuellement le seul moyen de stockage à grande échelle et qui dispose de durées de stockage de plusieurs heures (jusqu'à quelques dizaines d'heures) disponible en France. Elles sont utilisées en général pour fournir de la flexibilité infra-journalière ou au sein d'une semaine.

Par exemple, elles peuvent stocker de l'énergie la nuit en profitant de la production nucléaire, lorsque

la consommation est faible, pour la restituer au cours de la journée, ou stocker une production éolienne importante au cours d'un week-end pour la restituer les jours suivants.

**La capacité installée en France est aujourd'hui d'environ 5 GW** et n'a pas significativement évolué au cours des années passées. Cependant, quelques possibilités de développement de nouvelles stations en France existent : la PPE envisage ainsi la possibilité de mettre en service jusqu'à 1,5 GW de nouvelles STEP entre 2030 et 2035.

Figure 78 : Capacité installée des Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP) en France



### 7.3 Stockage par batterie

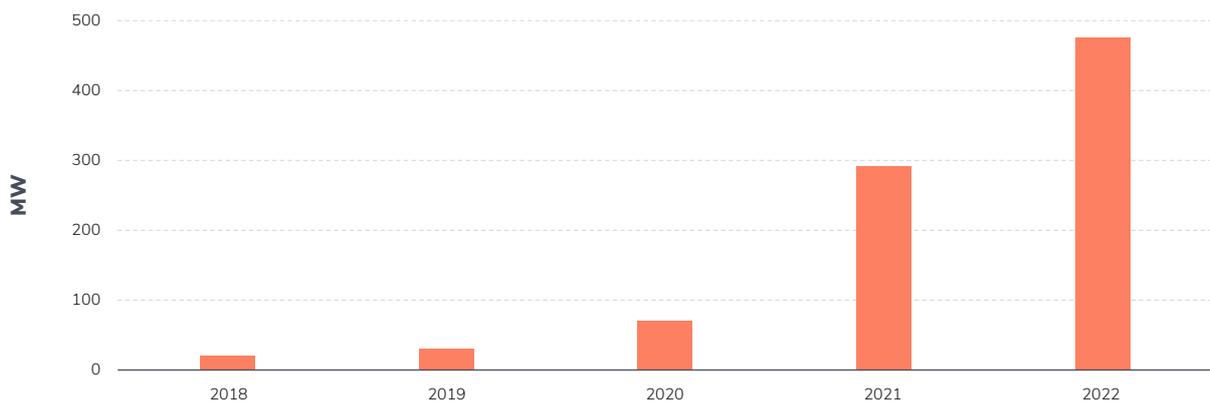
Les batteries peuvent répondre à des besoins de flexibilité allant de quelques secondes à quelques heures. Ainsi, elles peuvent notamment participer au réglage de la fréquence, qui nécessite un temps de réaction très court (quelques secondes).

La fréquence est un indicateur important de l'équilibre du système électrique : si la production est supérieure à la consommation, la fréquence a

tendance à augmenter, et inversement. Comme la consommation et la production d'électricité changent en permanence, la fréquence varie continuellement. En situation normale, le seuil de tolérance est de 0,05 Hz en plus ou en moins par rapport à la valeur d'équilibre de 50 Hz.

**La capacité de batteries installées a continué à progresser en 2022 pour s'approcher de 500 MW.**

Figure 79 : Capacité installée des installations de stockage par batterie en France



## 7.4 Effacement de consommation

La modulation de la consommation peut contribuer à plusieurs niveaux et sur différentes échelles de temps à la flexibilité du système, à la hausse ou à la baisse. Un type particulier de modulation de la consommation est l'**effacement de consommation**, qui est défini par l'article L 271-1 du code de l'énergie. Il consiste, sur sollicitation ponctuelle envoyée à un ou plusieurs consommateurs finals par un opérateur d'effacement ou un fournisseur d'électricité, à **baisser temporairement le niveau de soutirage effectif d'électricité** sur les réseaux publics de transport ou de distribution d'un ou de plusieurs sites de consommation, **par rapport à un programme prévisionnel de consommation ou à une consommation estimée**.

Les effacements peuvent être utilisés par les acteurs de marché pour optimiser leur propre portefeuille ou pour vendre de l'énergie directement à d'autres acteurs ou à RTE. Deux grandes catégories d'effacement participent ainsi à l'équilibre offre-demande :

- L'effacement industriel, qui consiste à réduire la consommation d'un ou plusieurs sites industriels (soit par arrêt de process, soit par bascule sur un mode d'autoconsommation). Ces effacements peuvent être proposés directement par l'industriel ou par l'intermédiaire d'un agrégateur ou d'un fournisseur.

- L'effacement diffus, qui est l'agrégation de petits effacements unitaires de consommation d'électricité, réalisés au même moment chez des particuliers ou des professionnels, par l'intermédiaire d'un agrégateur ou d'un fournisseur.

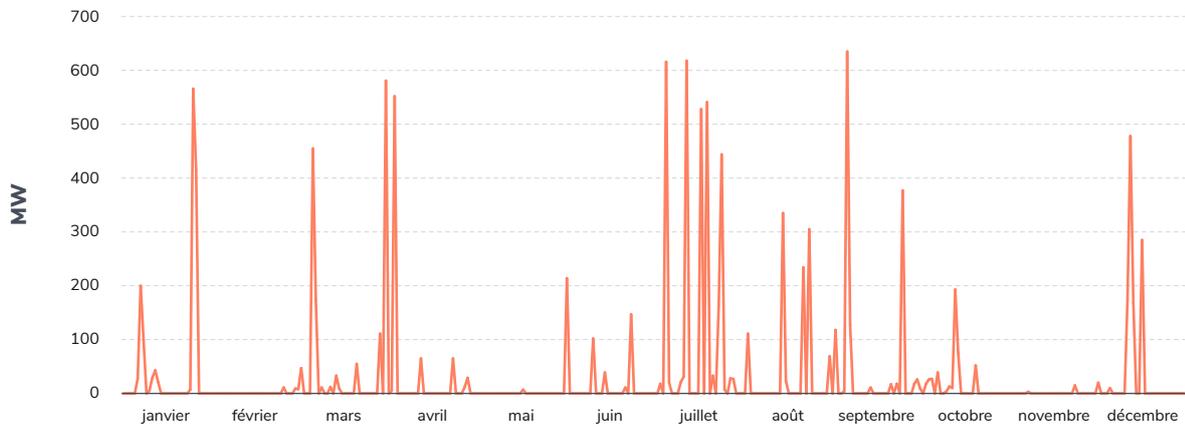
Les acteurs de marché (individuels ou agrégateurs) peuvent valoriser leurs effacements sur plusieurs mécanismes de marché. Tout d'abord, ils peuvent valoriser la puissance grâce au mécanisme de capacité ou en participant à différents appels d'offres (l'appel d'offres effacement, les appels d'offres pour les réserves rapides et complémentaires (RRC) ou encore à l'appel d'offres pour les services système). Ils peuvent également valoriser l'énergie grâce au mécanisme NEBEF, au mécanisme d'ajustement ou à la participation au réglage en fréquence (services système).

**Le mécanisme NEBEF (Notification d'Échange de Bloc d'Effacement) permet la participation des effacements au marché de l'énergie**, sur lequel la baisse de consommation est considérée au même titre qu'un volume de production équivalent proposé par un moyen de production classique. Le contexte de tension sur le marché de l'électricité en 2022, avec la hausse de prix détaillée dans le chapitre correspondant, a mené à une nette augmentation du volume d'effacements proposés sur ce marché.

Figure 80 : Volume des offres d'effacement activées sur le mécanisme d'ajustement de 2010 à 2022 en GWh



Figure 81 : Puissance maximale journalière d'effacement activée sur le mécanisme d'ajustement en 2022



D'autre part, les acteurs participant au mécanisme d'ajustement proposent des offres de modulation à la hausse ou à la baisse, qui peuvent être activées à la demande de RTE si les besoins d'équilibrage du système électrique le rendent nécessaire.

**Le volume d'offres d'effacement activées sur le mécanisme d'ajustement a légèrement baissé par rapport à celui de l'année 2022 (17,6 GWh). Les activations se sont étalées sur l'ensemble de l'année avec des pics au cours de l'été pendant des épisodes de tension pour le système électrique.**

## 7.5 Mécanisme d'ajustement

Le mécanisme d'ajustement permet à RTE de gérer les écarts entre consommation et production en temps réel, en recourant si besoin à des modulations des niveaux de production, de consommation ou des volumes échangés avec les pays voisins.

Cette modulation se fait via l'activation d'offres d'ajustement, « à la hausse » ou « à la baisse » proposées par les acteurs participant au mécanisme :

- Les ajustements « à la hausse » sont nécessaires lorsque la consommation d'électricité se révèle supérieure à la production : ils peuvent correspondre à une hausse de production, à une baisse de consommation de la part d'un consommateur, ou à plus d'importations.
- Les ajustements « à la baisse » sont nécessaires lorsque la production d'électricité se révèle supérieure à la consommation.

Aujourd'hui, tous les moyens de productions pilotables raccordés au réseau public de transport d'électricité ont l'obligation d'offrir leur puissance disponible dans le cadre du mécanisme d'ajustement (réserve tertiaire ou mFRR et RR<sup>106</sup>), les autres moyens (production non pilotable, flexibilités de consommation, stockage etc.) peuvent participer de manière volontaire.

Les périodes de situation tendue sur l'équilibre offre-demande, lorsque les offres d'ajustement disponibles sont susceptibles de ne pas se révéler suffisantes pour assurer l'équilibre, sont identifiées par RTE et signalées aux acteurs par l'envoi de « messages de manque d'offres », qui ont l'objectif d'identifier des offres supplémentaires activables en cas de besoin.

Les offres sont activées selon un ordre de présence économique et rémunérées au prix d'offre, sauf celles activées via la plateforme européenne de partage de réserve RR TERRE (Trans-European Replacement Reserve Exchange). En effet, ces dernières sont rémunérées au prix marginal.

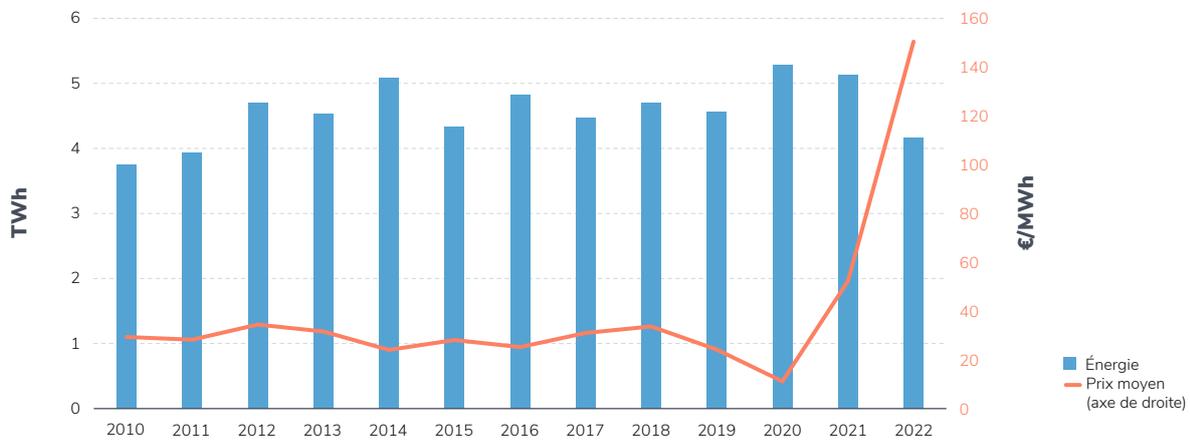
En 2022, le volume des ajustements réalisés à la hausse et à la baisse pour équilibrer le système électrique a reculé de près de 2 TWh par rapport à 2021. Le volume activé à la hausse a atteint son niveau le plus bas depuis 2016 et celui à la baisse son niveau le plus bas depuis 2011. En lien avec l'augmentation des prix sur le marché spot, le coût moyen des ajustements a augmenté par rapport à 2021 (408,4 €/MWh à la hausse, 150,4 €/MWh à la baisse), alors que le niveau atteint en 2021 était déjà élevé par rapport à l'historique.

Figure 82 : Énergie activée sur le mécanisme d'ajustement et prix moyen d'activation à la hausse, sur l'année



106. mFRR = manual frequency resoration reserve et RR = replacement reserve sont les termes utilisés au niveau européen.

Figure 83 : Énergie activée sur le mécanisme d'ajustement et prix moyen d'activation à la baisse, sur l'année

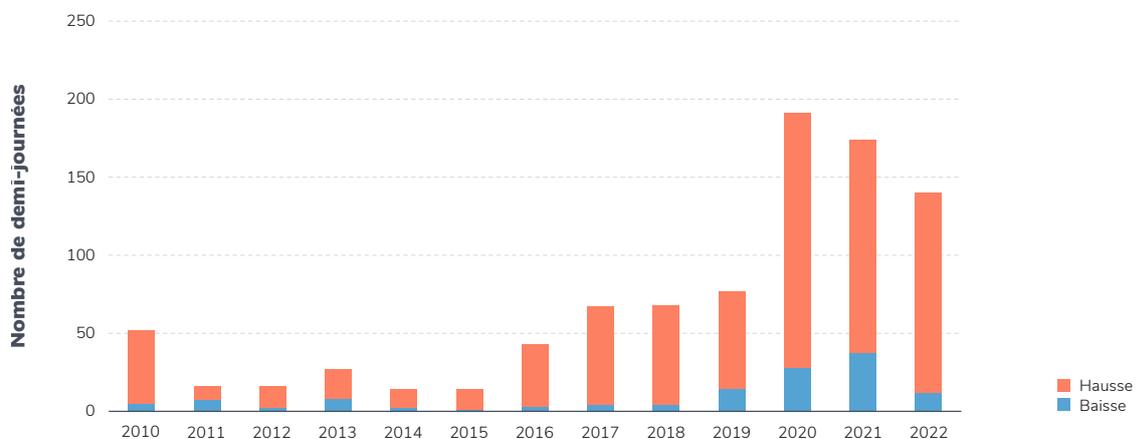


Le nombre de situations tendues a légèrement baissé en 2022 par rapport aux années précédentes, mais il est resté élevé par rapport aux années d'avant-crise sanitaire.

Cela témoigne de la tension sur le système électrique français en 2022 détaillée en particulier

dans les parties « Production » et « Prix ». La tension a été particulièrement élevée sur le troisième trimestre, où la production nucléaire et hydraulique était au plus bas. Cela a conduit à multiplier par 30, par rapport à 2021, le nombre de demi-journées caractérisées par un message de manque d'offres à la hausse sur cette période.

Figure 84 : Nombre de demi-journées caractérisées par un message de manque d'offres sur le mécanisme d'ajustement



## 8. Réseau de Transport

### 8.1 Évolution du réseau de transport

Le réseau public de transport d'électricité en France, géré par RTE, comprend 105 817 km de lignes à haute tension répartis sur les différents niveaux de tension allant de 63 kV à 400 kV. Il s'agit du plus vaste réseau de transport électrique européen.

Le réseau évolue en permanence pour plusieurs raisons :

- Création de nouvelles lignes aériennes et souterraines ;
- Renouvellement de lignes (remplacement de conducteurs) ;
- Mise en souterrain de lignes aériennes ;
- Suppression de lignes.

La longueur totale du réseau de lignes aériennes s'élève, à fin 2022, à 98 762 km, en très légère baisse (-0,4 %) par rapport à l'année 2021, conformément aux engagements pris par RTE dans le cadre du contrat de service public signé avec l'État. En revanche, le réseau de lignes souterraines

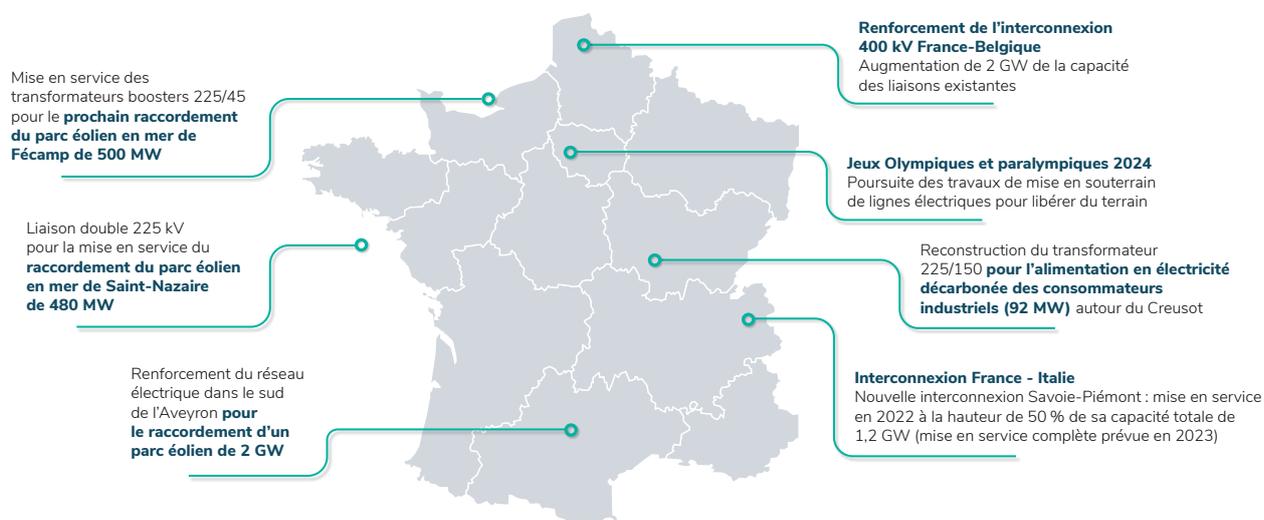
poursuit sa croissance et atteint un total de 7 055 km (+3,4 % par rapport à l'année 2021).

L'année 2022 a vu la création de 226 km de nouvelles lignes sur le réseau de transport :

- dont 96 % relatifs à la création de lignes souterraines ou à la mise en souterrain de lignes aériennes existantes ;
- 96 % des nouvelles lignes créées concernent les tensions 225 kV et 63 kV.

Les principales évolutions du réseau en 2022 concernent la mise en service du raccordement du parc éolien en mer de Saint Nazaire, la poursuite des travaux pour le raccordement du parc éolien en mer de Fécamp (voir partie Réseau en mer), l'accroissement des capacités d'interconnexion avec les pays voisins (voir Interconnexions) ainsi que l'adaptation du réseau pour accueillir des volumes croissants de production renouvelable et la mise en souterrain de lignes en région parisienne pour libérer du foncier en vue des Jeux Olympiques de 2024.

Figure 85 : Principales évolutions sur le réseau en 2022



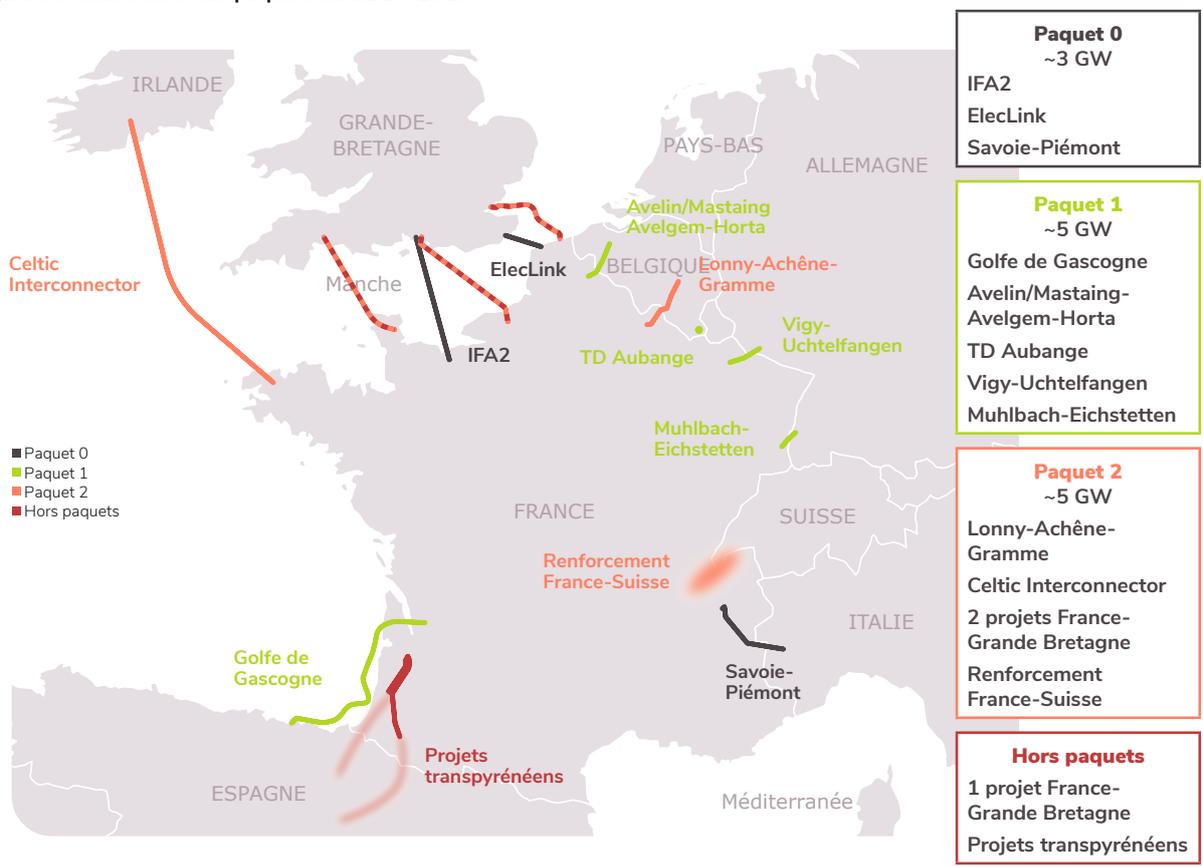
## 8.2 La transition énergétique suppose de doubler la capacité d'interconnexion à l'horizon 2035

Le développement des interconnexions électriques constitue de longue date l'un des piliers de la politique énergétique de l'Union européenne. En tirant parti des complémentarités énergétiques des pays, elles contribuent de manière essentielle à l'intégration des énergies renouvelables et constituent un élément-clé de la transition énergétique. Au niveau national, la feuille de route énergétique prévoit un développement important des interconnexions, qui se traduit dans le projet de PPE par des projets de renforcement sur toutes les frontières. Le Schéma Décennal de Développement du réseau (SDDR) publié par RTE en 2019 est ainsi fondé sur la perspective d'un doublement de la capacité d'interconnexion de la France entre 2019 et 2035, passant d'une quinzaine à une trentaine de gigawatts.

Les projets d'interconnexion ont été classés en trois paquets cohérents permettant un développement séquentiel. Depuis 2019, certains projets ont déjà été complétés et d'autres sont en cours de réalisation :

- le « paquet 0 » inclut deux nouvelles interconnexions avec le Royaume-Uni (IFA2 et ElecLink) qui sont désormais en service pour des capacités respectives de 2 GW et 1 GW, et une nouvelle interconnexion avec l'Italie, Savoie-Piémont, entrée en service en novembre 2022 à 50 % de sa capacité totale de 1,2 GW ;
- le « paquet 1 » rassemble toutes les interconnexions qui apparaissent « sans regret », c'est-à-dire dont la justification est acquise dans tous les scénarios d'évolution de mix énergétique. Ce paquet inclut le renforcement des interconnexions avec la Belgique : les travaux, terminés en 2022, ont permis d'équiper la liaison existante (Avelin-Avelgem) de nouveaux

Figure 86 : Illustration des paquets du SDDR 2019



câbles, pour une augmentation de capacité de 2 GW. La liaison a été remise en service en novembre 2022. Le paquet 1 inclut également le renforcement des capacités d'échange avec l'Espagne via la ligne « Golfe de Gascogne », et le renforcement des capacités d'échanges avec l'Allemagne ;

- D'autres projets d'interconnexion ont été rassemblés dans un « paquet 2 », « sous conditions ». Ces conditions peuvent être de nature politique, économique ou technique. Un exemple de projet dans ce paquet est le Celtic Interconnector, visant à créer une interconnexion électrique sous-marine de 575 km avec l'Irlande de capacité cible de 700 MW.

### Projets en cours

#### SAVOIE - PIÉMONT

Concernant l'interconnexion Savoie - Piémont, **une première liaison a été mise en service en novembre 2022, d'une capacité de 600 MW.** La seconde liaison, également de 600 MW, devrait être mise en service en 2023, portant la capacité totale à 1 200 MW, renforçant les possibilités d'échanges entre la France et l'Italie. Cette liaison souterraine à courant continu, longue de 95 km du côté français, s'intègre aux infrastructures routières existantes. Elle traverse 66 km d'autoroutes, 18 km de routes départementales, 6 viaducs, 3 tunnels, une galerie hydraulique et emprunte le tube du tunnel routier du Fréjus sur 6,5 km. C'est la première fois, en France, qu'une liaison électrique souterraine est regroupée avec une autoroute, pour limiter la consommation d'espace.

#### GOLFE DE GASCOGNE

Ce projet concerne la création d'une nouvelle interconnexion électrique entre la France et l'Espagne. Prévues pour être mises en service en 2028 (avec une mise en service partielle dès 2027), elles porteront les capacités d'échanges d'électricité entre ces deux pays à près de 5 000 MW. Longue de 400 km, enfouie dans le sol ou au fond de l'océan, elle reliera le poste de Cubnezais (près de Bordeaux) et le poste de Gatika (près de Bilbao), et sera la première interconnexion en grande partie sous-marine entre la France et l'Espagne.

En décembre 2021, le projet est entré, des deux côtés de la frontière, dans une phase d'instruction des autorisations administratives. En France, l'enquête publique s'est déroulée d'octobre à décembre 2022. Les autorisations administratives, préalables au lancement des approvisionnements et des travaux, sont espérées pour 2023. Une mise en conduite partielle de la Liaison d'interconnexion est prévue en 2027.

#### CELTIC

Le projet Celtic Interconnector porte sur une liaison électrique à courant continu, longue d'environ 575 km (dont environ 500 km en mer), permettant l'échange direct d'électricité entre la France et l'Irlande. D'une capacité de 700 MW, ce projet reliera la côte nord de la Bretagne et la côte sud de l'Irlande en 2027.

Le projet Celtic a fait l'objet d'une déclaration d'utilité publique en août 2022. Il a obtenu l'ensemble des autorisations nécessaires à sa construction. Les travaux vont débuter en 2023 pour une mise en service début 2027.

### 8.3 Réseaux en mer

Pour sortir des énergies fossiles et atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050, la France devra fortement développer son parc de production d'électricité décarbonée dont la production éolienne en mer. **Le pacte sur les énergies marines renouvelables signé en 2022 entre l'État et la filière a fixé un objectif de développement d'une cinquantaine de parcs éoliens en mer d'ici 2050, pour atteindre 18 GW de puissance en service à l'horizon 2030 et 40 GW à l'horizon 2050.**

RTE, en tant que gestionnaire du réseau de transport d'électricité, a été missionné pour raccorder au réseau les parcs éoliens en mer. Cette activité de raccordement comprend 15 projets en cours et 1 projet terminé en 2022 :

- **Le raccordement du parc éolien de Saint-Nazaire a été mis en service en 2022 pour une capacité de 480 MW.**
- Les travaux de raccordement se poursuivent pour trois autres parcs éoliens posés, Saint-Brieuc, Fécamp et Courseulles-sur-Mer, pour une capacité de 1,4 GW
- Les travaux de raccordement se poursuivent également pour trois parcs éoliens flottants pilote (Faraman, Leucate et Gruissan), pour une capacité de 84 MW.
- Trois projets sont en phase de développement (en attente de désignation par l'État du lauréat de l'appel d'offre pour le développement du parc et le lancement des travaux) : Dieppe-Le-Tréport, Yeu-Noirmoutier et Dunkerque, pour une capacité de 1,6 GW.

- Six projets sont en phase de définition, avant attribution de l'appel d'offre par l'état : Centre Manche 1 et 2 (2,5 GW), Bretagne Sud (750 MW), Méditerranée (2 parcs pour 1,5 GW) et Sud Atlantique (2 GW).

RTE intervient lors de toutes les phases des projets : définition, développement, réalisation, exploitation et maintenance.

Figure 87 : Carte des projets de raccordement de parcs éoliens en mer



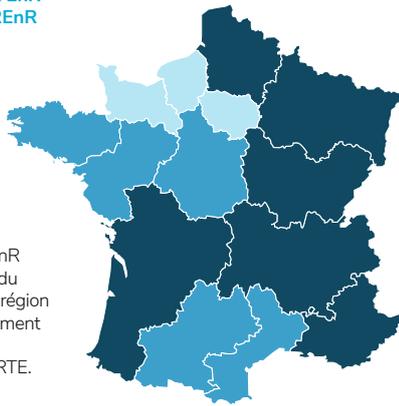
## 8.4 Évolution des S3REnR

Figure 88 : Évolution des S3REnR

### Capacité réservée aux EnR dans le cadre des S3REnR en cours (en GW)

#### Capacité des S3REnR en cours

- Moins de 1 GW
- De 1 à 3 GW
- Plus de 3 GW

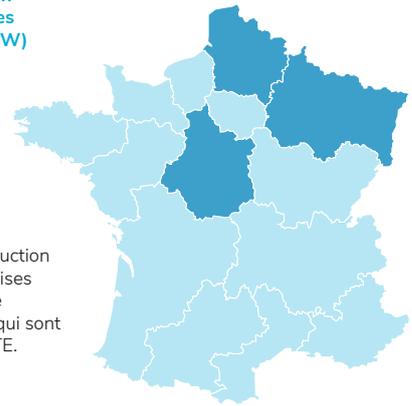


Ensemble de la capacité (en GW) réservée aux EnR estimée à la publication du S3REnR en cours par la région après évaluation du gisement potentiel d'EnR et qui se raccorderont au réseau RTE.

### Puissance des projets en service dans le cadre des S3REnR en cours (en GW)

#### Puissance des projets mis en service

- Moins de 1 GW
- De 1 à 3 GW
- Plus de 3 GW

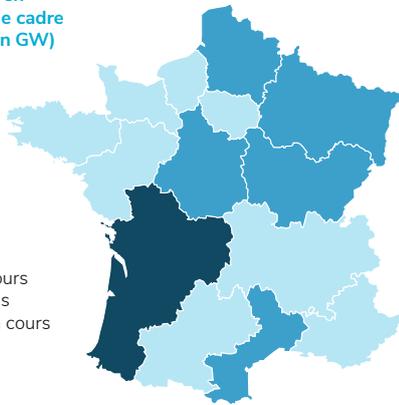


Puissance (en GW) des installations de production d'EnR en exploitation (mises en service) dans le cadre du S3REnR en cours et qui sont raccordées au réseau RTE.

### Puissance des projets en développement dans le cadre du S3REnR en cours (en GW)

#### Puissance des projets en cours

- Moins de 1 GW
- De 1 à 3 GW
- Plus de 3 GW

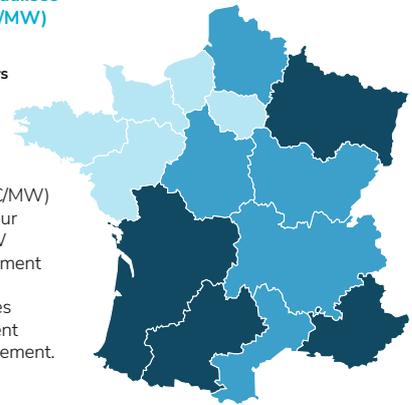


Puissance (en GW) des installations de production d'EnR en cours de développement dans le cadre du S3REnR en cours et qui se raccorderont au réseau RTE.

### Quote-part unitaire actualisée des producteurs (en k€/MW)

#### Quote-part des producteurs

- Moins de 20 k€/MW
- Entre 20 et 70 k€/MW
- Plus de 70 k€/MW

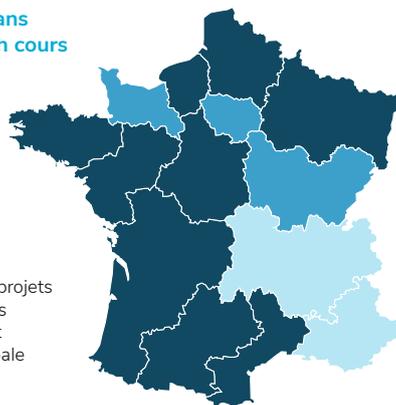


Contribution financière (€/MW) due par chaque producteur d'EnR de plus de 250 kW demandant son raccordement au réseau électrique, ceci indépendamment des investissements réellement réalisés pour son raccordement.

### Taux de remplissage dans le cadre des S3REnR en cours (en %)

#### Taux de remplissage

- Moins de 30 %
- De 30 % à 50 %
- Plus de 50 %



Taux de remplissage (en %) du S3REnR en cours : Cumul des puissances des projets mis en service et des projets en cours de développement rapportés à la capacité globale du S3REnR en cours.

Dans le cadre de la stratégie climatique et énergétique de la France, et conformément aux préconisations de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), la part des énergies renouvelables dans le mix de production électrique est amenée à augmenter dans les années à venir. Dans ce cadre, les flux sur les réseaux électriques vont être amenés à évoluer, ce qui entraîne des besoins d'adaptation et développement importants.

La loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010, dite « loi Grenelle II », missionne RTE pour accompagner le développement des énergies renouvelables par l'élaboration des **Schémas Régionaux de Raccordement aux Réseaux des Énergies Renouvelables** (S3REnR),

qui permettent d'intégrer les énergies renouvelables au système électrique, tout en assurant la sûreté du système et la maîtrise des coûts.

Les S3REnR permettent :

- Une visibilité sur les capacités d'accueil de capacités de production renouvelables d'ici 2030 ;
- Une augmentation des capacités d'accueil des énergies renouvelables en optimisant les investissements nécessaires sur le réseau, notamment par le renforcement des infrastructures ;
- Une mutualisation des coûts entre plusieurs installations favorisant l'émergence d'installations d'énergies renouvelables dans des zones où les coûts seraient trop importants pour une installation isolée.

## Glossaire

Mot clé	Définition
ARENH	Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique, droit pour les fournisseurs d'acheter de l'électricité à EDF à un prix régulé et pour des volumes déterminés par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE)
ASN	L'Autorité de sûreté nucléaire, est en France l'entité qui assure les missions, au nom de l'État, de contrôle de la sûreté nucléaire, de la radioprotection (travailleurs du nucléaire, environnement, populations locales) et de l'information des citoyens « pour protéger les travailleurs, les patients, le public et l'environnement des risques liés aux activités nucléaires ».
Auto-consommation	Consommation, par un consommateur, de tout ou partie de l'électricité produite par sa propre installation de production
Auto-production	Production par sa propre installation, de tout ou partie de l'électricité consommée par un consommateur
Autres centrales hydrauliques	Les centrales regroupées dans la catégorie « autre » sont les centrales marémotrices et STEP (Station de Transfert d'Énergie par Pompage). Les centrales marémotrices exploitent l'énergie issue des marées dans des zones littorales de fort marnage (différence de hauteur d'eau entre la marée haute et la marée basse se succédant). Elles utilisent le marnage pour produire de l'électricité en exploitant la différence de hauteur entre deux bassins séparés par un barrage. Les centrales STEP, fonctionnant en cycles de pompage-turbinage entre un réservoir inférieur et un réservoir supérieur, grâce à des turbines-pompes réversibles, constituent un outil de stockage efficace contribuant à l'équilibre du système électrique. Dans le cas où les réservoirs comprennent des apports naturels, la turbine appartient à la catégorie « pompage mixte ». Dans le cas contraire, elle appartient à la catégorie « pompage pur ».
Centrales au fil de l'eau	Les centrales au fil de l'eau, situées principalement dans les plaines, présentent une retenue de faible hauteur et ont une durée de remplissage inférieure à 2 heures. Elles ont donc des capacités faibles de modulation par le stockage et dépendent, pour la production, du débit des cours d'eau.
Centrales d'éclusée	Les centrales d'éclusée, situées principalement dans les lacs en aval des moyennes montagnes, ont une durée de remplissage de réservoir comprise entre 2 et 400 heures et assurent une fonction de modulation journalière, voire hebdomadaire (pic de consommation journalière, entre les jours ouvrés et non ouvrés ...).
Centrales de lac	Les centrales de lac, situées dans les lacs en aval des moyennes et hautes montagnes, ont une durée de remplissage de réservoir supérieure à 400 heures et permettent un stockage saisonnier.
Centrale électrique à cycle combiné gaz	Technologie qui allie une turbine à vapeur et une turbine à gaz pour produire de l'électricité avec un meilleur rendement que les centrales à gaz classiques.
CO <sub>2</sub> éq	Équivalent dioxyde de carbone - indice de mesure comparative des émissions entre gaz à effet de serre selon leur potentiel de réchauffement global. Le volume de gaz émis est ramené à la quantité équivalente de dioxyde de carbone nécessaire pour atteindre le même potentiel de réchauffement.
Consommation brute	Consommation d'électricité au périmètre France, Corse comprise, incluant les pertes sur le réseau mais excluant la consommation pour le pompage.
Consommation corrigée	Consommation d'électricité corrigée des aléas climatiques et des effets calendaires. C'est la consommation qui aurait été observée si les températures avaient été les températures de référence, et excluant la consommation du 29 février pour les années bissextiles.

Mot clé	Définition
Core	Région de calcul de capacité d'échanges et de couplage des marchés, incluant France, l'Allemagne, la Belgique et les Pays-Bas, Autriche, la Slovénie, la Pologne, la République Tchèque, la Slovaquie, la Croatie, la Hongrie et la Roumanie
Écarts (périmètre d'équilibre)	Écart entre les injections et les soutirages au sein du périmètre d'équilibre d'un responsable d'équilibre
Échanges physiques / commerciaux	Les échanges commerciaux sont le résultat de transactions commerciales entre les acteurs de marché qui se trouvent dans des pays différents. Les échanges physiques rendent compte quant à eux des flux d'électricité qui transitent réellement sur les lignes d'interconnexion reliant directement les pays, et peuvent être différents des échanges commerciaux.
Électricité décarbonée	Électricité produite à partir d'énergie primaire non-fossile (EnR, nucléaire...)
Ensoleillement	D'après la définition de Météo France, la durée d'ensoleillement correspond à la durée pendant laquelle il y a eu un éclaircissement au moins égal à 120 watts par mètre carré
EPEX SPOT	Opérateur de bourse d'électricité parmi les opérateurs désignés par les régulateurs. Ces opérateurs organisent le couplage et assurent les transactions sur les marchés journalier et intrajournalier. Sur décision de la CRE, les opérateurs agréés pour la France sont EPEX SPOT et Nord Pool.
EPR	Le réacteur pressurisé européen ou EPR est un réacteur nucléaire appartenant à la filière des réacteurs à eau pressurisée (il s'agit de la 3 <sup>e</sup> génération)
Équilibre Offre-Demande	Les possibilités de stockage de l'électricité sont limitées. Pour cette raison, il est nécessaire qu'à chaque instant l'offre et la demande d'électricité soient à l'équilibre, ce qui est assuré par RTE. Un écart entre l'offre et la demande entraîne une modification de la fréquence de fonctionnement du système électrique, qui est de 50 Hz à l'équilibre.
Facteur de charge	Le facteur de charge correspond au ratio entre la production d'une filière et sa puissance installée. Dans le Bilan électrique et l'ensemble du portail "Analyses et données", les facteurs de charge mensuels et annuels correspondent à une moyenne des facteurs de charge calculés au pas 30 minutes.
Foisonnement	Dans cette acception, il s'agit de la réduction des fluctuations de la production agrégée des énergies renouvelables grâce à leur dispersion géographique sur des territoires susceptibles de présenter des conditions météorologiques différentes.
GNL	Gaz Naturel Liquéfié
Grand Carénage	Programme industriel permettant des améliorations de sûreté pour les centrales nucléaires existantes
Haute tension	Le réseau de transport d'électricité géré par RTE rassemble les lignes à haute tension (63 000 et 90 000 volts) et à très haute tension (225 000 volts et 400 000 volts). Ces niveaux de tension limitent les pertes d'électricité dues à l'effet Joule, ce qui permet de transporter l'électricité sur de grandes distances. Les réseaux de distribution incluent toutes les lignes d'une tension inférieure, qui transportent l'électricité jusqu'au compteur de leurs clients.
LPEC	Loi de programme énergie climat
Marchés / prix à terme	Prix négocié à l'avance dont l'échéance de livraison peut être éloignée, pour une période allant de la semaine à l'année
Mécanisme d'ajustement	Mécanisme par lequel RTE dispose à tout moment de réserves de puissance mobilisables pour assurer en permanence l'équilibre entre offre et demande d'électricité. RTE peut demander en effet des modulations à la hausse ou à la baisse de la production ou de la consommation des différents acteurs ayant formulé des offres.

Mot clé	Définition
MFRR	Manual frequency restoration reserve
Moyen de production pilotable	Installation de production dont l'activation et la variation de puissance peuvent être pilotées (centrales thermiques, nucléaires, production hydraulique avec stockage...)
NEBEF	Notification d'Échange de Bloc d'Effacement
NEMO	Nominated Electricity Market Operators
PPE	Programmation pluriannuelle de l'énergie. La PPE actuelle est en vigueur depuis 2020, une nouvelle PPE est en cours de discussion dans le cadre de la loi de programme énergie climat.
Pointe de consommation	Les pointes de consommation d'électricité sont les pas de temps où la demande électrique est la plus élevée
Prix de gros	Il peut s'agir soit du prix spot (voir définition), soit d'un prix à terme dont l'échéance de livraison est plus éloignée et pour une période allant de la semaine à l'année.
Prix intrajournaliers	Prix caractérisant les transactions d'électricité pour livraison le jour même.
Prix spot	Prix de l'électricité fixé dans le couplage de marché J-1 (la veille pour le lendemain) sur 24 tranches horaires.
Règlement des écarts	Transaction financière par laquelle RTE répercute les coûts d'équilibrage du système sur les responsables d'équilibre en écart.
Réserves rapides et complémentaires	Réserves de puissance qui contribuent à l'équilibrage du système par RTE.
Responsable d'équilibre	Les responsables d'équilibre sont des acteurs du système électrique (fournisseurs, consommateurs, négociants d'électricité...) qui s'engagent contractuellement avec RTE à assurer de l'adéquation entre les injections et les soutirages au sein de leur périmètre d'équilibre. En cas d'écart global de l'ensemble des responsables d'équilibre, RTE fait appel aux capacités d'équilibrage (ajustement ou services système fréquence) pour les résorber. Le coût de l'équilibrage est répercuté sur les responsables d'équilibre en écart.
RR	Replacement reserve
RR Terre	Plateforme européenne de partage de réserve RR TERRE (Trans-European Replacement Reserve Exchange)
SDDR	Schéma décennal de développement du réseau
Services système	Les « services système fréquence » incluent les réserves activées automatiquement pour contenir la déviation de fréquence du système électrique en cas d'aléa et de rétablir la fréquence à 50 Hz
SFEC	Stratégie Française Énergie Climat
SNBC	Stratégie Nationale Bas Carbone
STEP	Les "STEP" (stations de transfert d'énergie par pompage) sont des installations hydroélectriques qui puisent aux heures creuses de l'eau dans un bassin inférieur afin de remplir une retenue en amont (lac d'altitude). L'eau est ensuite turbinée aux heures pleines pour produire de l'électricité.
Stock hydraulique	Le stock hydraulique à la maille France représente le taux agrégé de remplissage hebdomadaire des réservoirs et centrales de stockage hydraulique de type Lac. L'énergie de tête est celle que l'on peut produire sur la (seule) centrale directement rattachée au réservoir en fonction de son remplissage. Les données publiées constituent uniquement le stock en lien avec les énergies de tête et sont exprimées en MWh.

Mot clé	Définition
Système synchrone	Système électrique interconnecté dont la fréquence de fonctionnement est la même (par exemple, système synchrone d'Europe continentale)
S3REnR	Schémas Régionaux de Raccordement aux Réseaux des Énergies Renouvelables
Taux de couverture	Le taux de couverture de la consommation correspond au ratio entre la production d'une filière et l'énergie consommée. Dans le Bilan électrique, les taux de couverture mensuels et annuels correspondent à une moyenne des taux de couverture calculés au pas 30 minutes.
Températures normales	Moyennes de chroniques de températures passées, réputées représentatives de la décennie en cours. Sur la base de données Météo France, elles sont calculées par RTE au niveau de la France entière grâce à un panel de 32 stations météorologiques réparties sur le territoire.
Thermique renouvelable et déchets	Production d'électricité dans des centrales thermiques alimentées par : bioénergies, déchets de papeterie, déchets ménagers renouvelables, déchets ménagers non-renouvelables
Thermique fossile / combustible fossile	Production d'électricité dans des centrales thermiques alimentées par le gaz, le charbon ou le fioul.
Thermosensibilité	La thermosensibilité désigne la variation de la consommation d'électricité en lien avec les variations de température. Par exemple, la consommation augmente en hiver lorsqu'il fait froid du fait de la présence du chauffage électrique.
TICFE	Taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité
VD4	4 <sup>e</sup> visite décennale, à l'issue de 40 ans d'exploitation d'une centrale nucléaire