



RAPPORT

Octobre 2025

Fonctionnement des marchés de détail français de l'électricité et du gaz naturel en 2023 et 2024

MESSAGE DE LA PRÉSIDENTE



Emmanuelle WARGON
Présidente de la Commission
de régulation de l'énergie

Après une année 2023 marquée par le déploiement des dispositifs de protection des consommateurs, 2024 signe le retour progressif à l'équilibre

Les deux années écoulées ont marqué un tournant décisif pour les marchés de détail de l'électricité et du gaz en France. Face à une crise énergétique d'ampleur inédite, tout l'écosystème a dû s'adapter pour surmonter des hausses historiques des prix.

Grâce aux mesures exceptionnelles de protection mises en place par l'État, les ménages et les entreprises ont été accompagnés pour traverser ce contexte difficile. La période a ensuite été marquée par le retour progressif à l'équilibre avec une détente des

prix sur les marchés de gros, permettant non seulement la fin des mesures d'urgence, mais aussi la reprise de l'activité concurrentielle, moteur essentiel d'innovation et de liberté de choix pour les consommateurs.

Le marché élargit la palette de son offre et les consommateurs deviennent des acteurs plus avertis

Depuis 2024, une offre plus large et créative a éclos, intégrant davantage de services et d'options pour renforcer la maîtrise de la consommation, encourager l'autoconsommation et soutenir la flexibilité.

Les Français, qui restent confrontés à des prix plus élevés qu'avant la crise, font preuve d'une vigilance accrue quant à leur consommation et s'orientent vers des solutions adaptées à leurs besoins et à leurs attentes en matière de protection, d'économie et de durabilité. Ils sont de plus en plus nombreux à s'informer, à utiliser les nouveaux outils offerts par le marché, et à prendre une part active à la transformation du système énergétique national.

La CRE poursuit son action pour restaurer la confiance et améliorer encore le fonctionnement du marché.

Pour que les Français puissent avoir confiance dans leurs fournisseurs, un environnement régulé, transparent et fiable reste essentiel. La Commission de régulation de l'énergie a pleinement joué son rôle de « gardien » du marché, d'abord en veillant à sanctionner les abus ou détournements d'ARENH, puis en promouvant la clarté et la lisibilité du cadre. Tirant les conclusions de la crise, elle a agi avec détermination pour renforcer la protection des consommateurs et améliorer le fonctionnement des marchés de détail, à l'instar des trois grands chantiers qui ont été initiés : la cohérence des offres, les lignes directrices, et la régulation prudentielle.

Restaurer et entretenir la confiance des consommateurs demeurent des enjeux importants. A l'approche du passage au dispositif de versement nucléaire universel (VNU) au 1^{er} janvier 2026, la CRE continue à y veiller avec la même exigence, en assurant une transparence sur les paramètres clés pour son application : coûts de production et revenus du parc nucléaire historique.

La CRE reste ainsi pleinement mobilisée pour garantir un accès équitable à un marché compétitif, fiable et innovant à tous les consommateurs.

Chiffres clés des marchés de détail

Au 31 décembre 2024



40,1 M

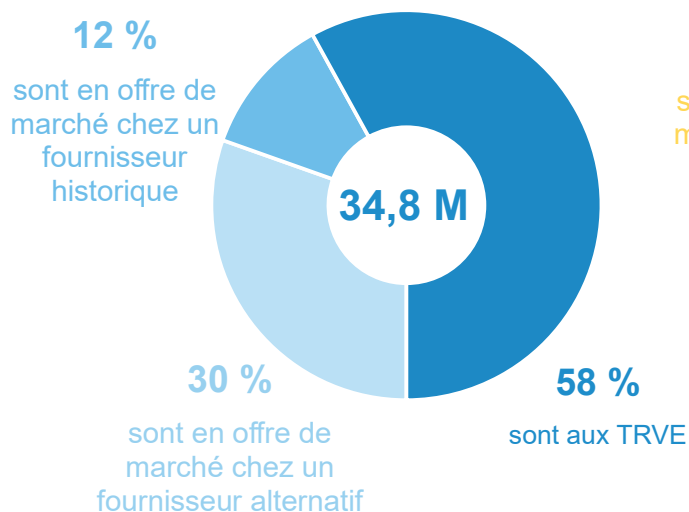
de consommateurs
d'électricité



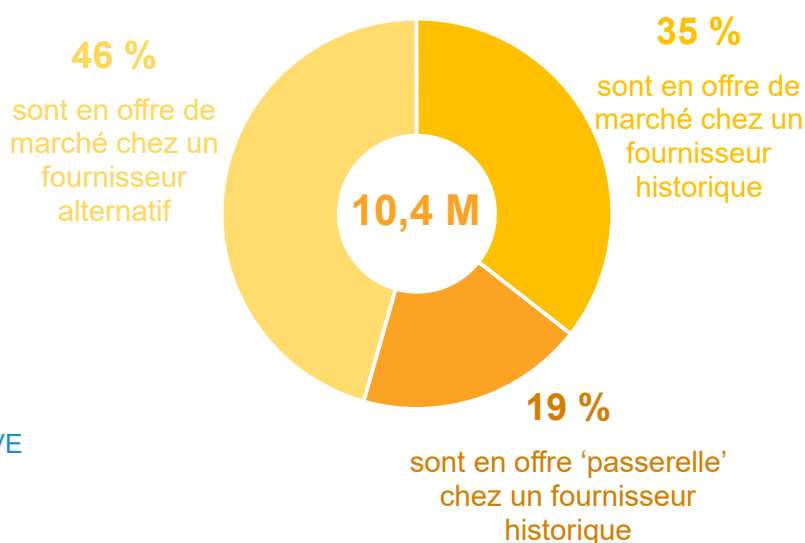
11,1 M

de consommateurs
de gaz naturel

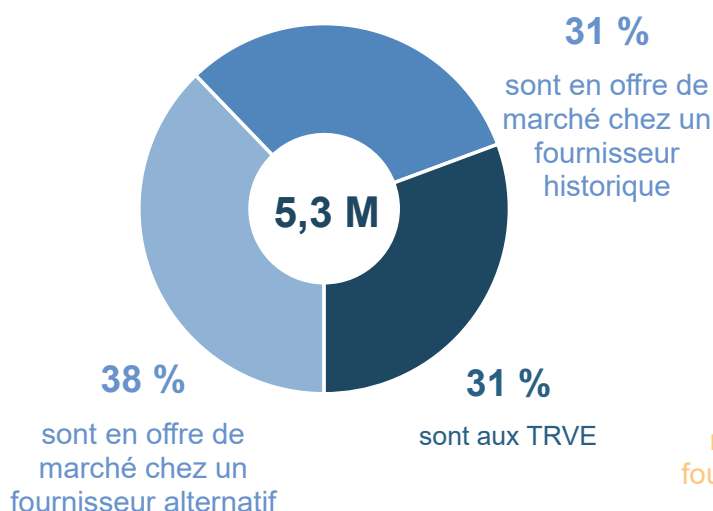
Consommateurs résidentiels



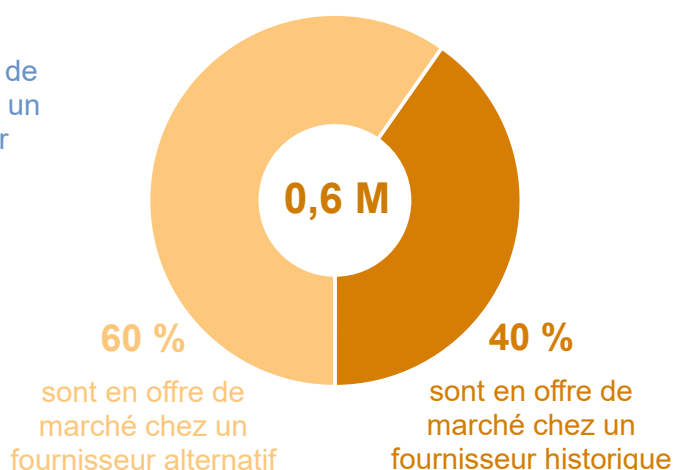
Consommateurs résidentiels



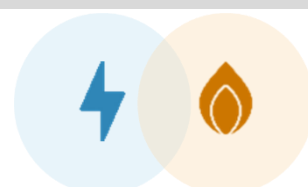
Consommateurs professionnels



Consommateurs professionnels



52 % Des clients résidentiels disposant à la fois de l'électricité et du gaz naturel dans leur logement ont souscrit des offres chez le même fournisseur



Les nombres de sites sont calculés à partir des données réelles et arrondies au centième près pouvant créer des écarts dans les nombres finaux.

2023 a été une année exceptionnelle de protection des consommateurs, avec des mesures renforcées face à la crise. En 2024, la sortie de crise s'amorce, mais certains effets persistent.

Consommateurs résidentiels

22,1 Mds€

Coût total des dispositifs de protection de consommateurs. 6,2 M de ménages ont bénéficié du bouclier gaz, 30,4 M du bouclier tarifaire électricité.

x2

C'est l'évolution du nombre d'offres de gaz et d'électricité disponibles à la souscription entre fin 2022 et fin 2024

47 %

Des ménages en électricité ont souscrit une offre exposant à des signaux tarifaire dont 40 % en option Heures pleines/ Heures creuses et près de 7 % ont souscrit une offre renvoyant des signaux plus précis.

+1 million/an

de sites en offre de marché en 2023 et 2024, un rythme 2x plus rapide qu'en 2022.

2,3 millions

de consommateurs ont choisi offre de marché ou ont été transférés en offre de bascule au 1^{er} juillet 2023 avec la fin des TRVG

Consommateurs professionnels

4,0 Mds€

Coût total des dispositifs de protection de consommateurs professionnels dont

1,9 Mds€

pour 2 millions de petits professionnels qui ont pu bénéficier du bouclier tarifaire électricité.

10

fournisseurs en électricité couvrent 90 % de la consommation des professionnels en 2024

14

fournisseurs en gaz naturel couvrent 90 % de la consommation des professionnels en 2024



Fournisseurs nationaux actifs



30

fournisseurs actifs sur le segment résidentiel

dont

17

sont actifs sur les deux marchés d'électricité et de gaz



54

fournisseurs actifs sur le segment professionnel dont

24

sont actifs sur les deux marchés d'électricité et de gaz



Segment résidentiel : parts de marché en nombre de sites des dix principaux fournisseurs

au 31 décembre 2024 en électricité et en gaz naturel et évolution depuis le 31 décembre 2022 (au périmètre maison mère)

| Fournisseur | Nombre de sites en électricité | | Nombre de sites en gaz naturel | | Cumul des sites |
|--------------------|--------------------------------|-----------------|--------------------------------|---------|-----------------|
| EDF | 23 103 000* | -0,2% | 2 581 000 | +13% | 25 684 000 |
| ENGIE | 5 052 000 | +2% | 5 356 000* | -9% | 10 408 000 |
| TotalEnergies | 3 661 000 | -3% | 1 316 000 | +2% | 4 976 000 |
| Plénitude (ex-Eni) | 439 000 | -4% | 460 000 | -20% | 898 000 |
| ES Strasbourg* | 493 000* | +2% | 97 000* | -2% | 590 000 |
| Octopus energie | 357 000 | +822% | 30 000 | - | 387 000 |
| Gaz de Bordeaux | 16 000 | +430% | 227 000* | +3% | 243 000 |
| Sorégies (Alterna) | 156 000* (28 600) | +12% (+116%) | (72 000) | (+935%) | 228 000 |
| Ohm energie | 159 000 | +94% | 67 000 | +100% | 226 000 |
| UEM* (Energem) | 157 000* | +1% | 26 000* | +15% | 183 000 |

*fournisseur historique sur leur zone de desserte



Segment professionnel : parts de marché en nombre de sites des dix principaux fournisseurs

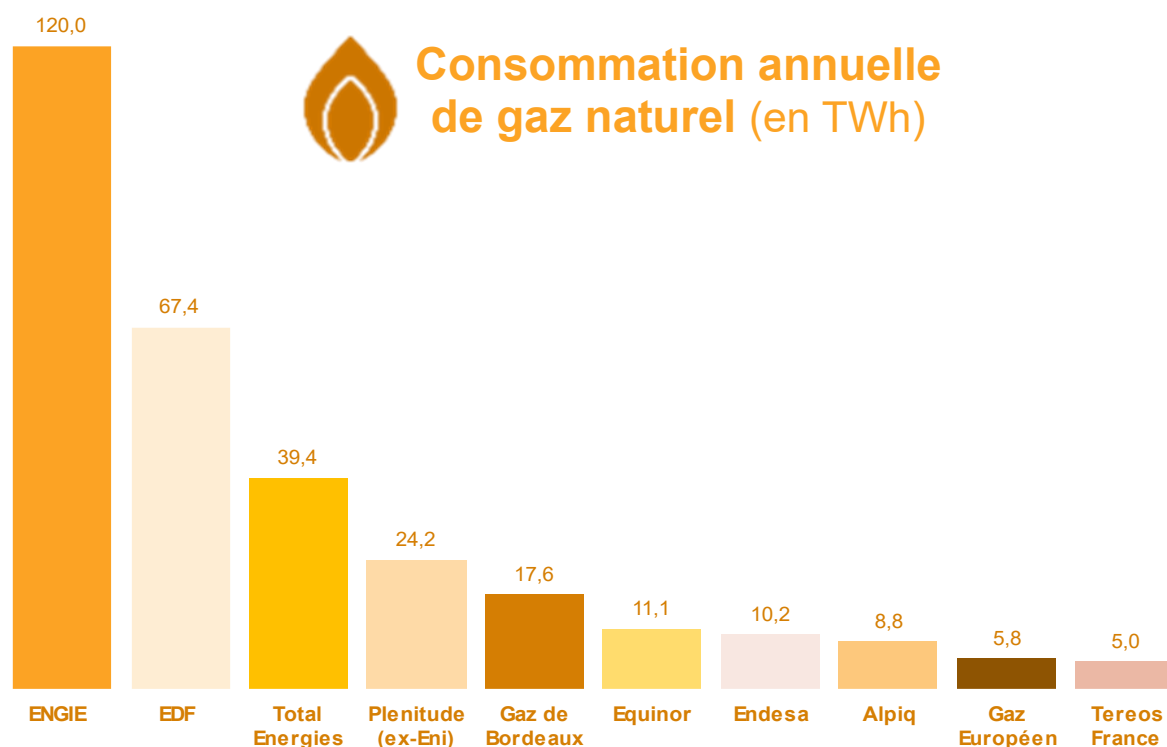
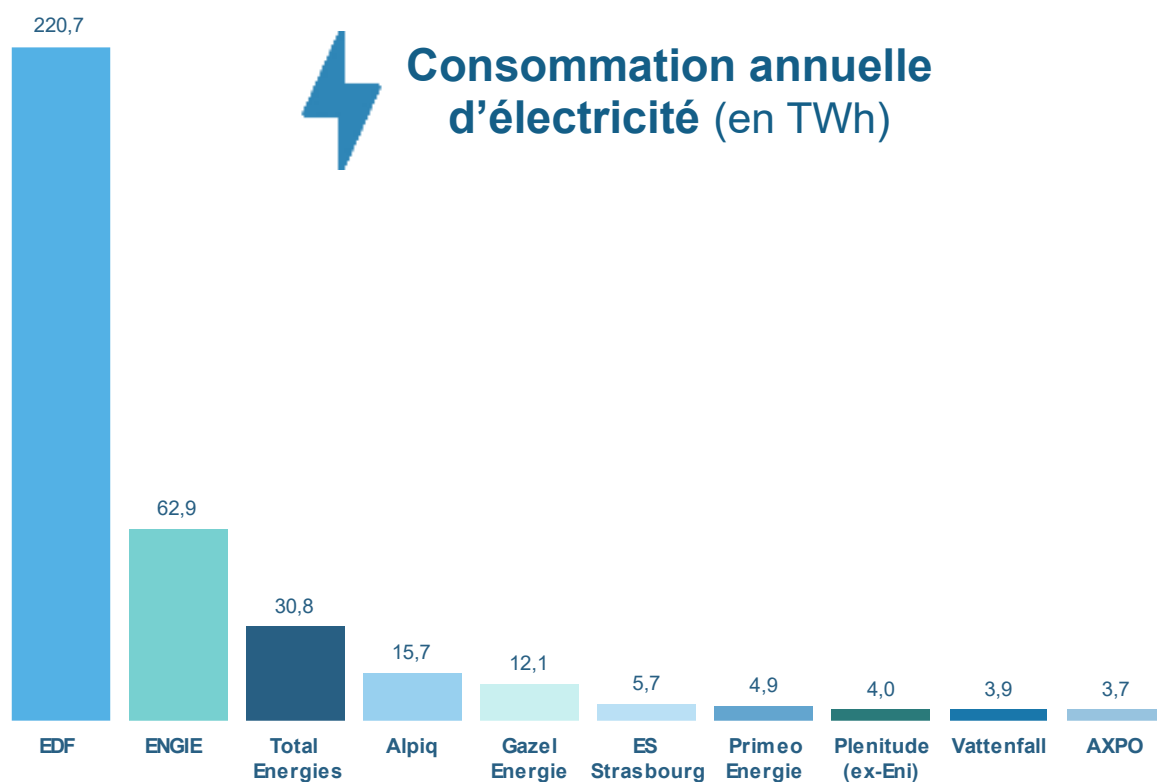
au 31 décembre 2024 en électricité et en gaz naturel et évolution depuis le 31 décembre 2022 (au périmètre maison mère)

| Fournisseur | Nombre de sites en électricité | | Nombre de sites en gaz naturel | | Cumul des sites |
|--------------------|--------------------------------|------|--------------------------------|-------|-----------------|
| EDF | 3 150 000* | -2% | 136 000 | +2% | 3 286 000 |
| ENGIE | 1 022 000 | +16% | 237 000* | -3% | 1 259 000 |
| TotalEnergies | 574 000 | -2% | 78 000 | -14% | 651 000 |
| EkWateur | 98 000 | +29% | 11 000 | +560% | 110 000 |
| ES Strasbourg | 87 000* | +2% | 13 000* | -7% | 100 000 |
| Plénitude (ex-ENI) | 40 000 | -8% | 24 000 | -32% | 64 000 |
| Gaz de Bordeaux | | | 63 000* | +30% | 63 000 |
| Octopus energie | 54 000 | -1% | | | 54 000 |
| Sorégies | 43 000* | +14% | 1 500* | -44% | 45 000 |
| UEM | 37 000* | +16% | 1 600* | +28% | 39 000 |

*fournisseur historique sur leur zone de desserte

Parts de marché en volume de consommation annuelle tous segments confondus

Au 31 décembre 2024



SYNTHESE DU RAPPORT

Offrir une liberté de choix aux consommateurs finals, ainsi que des offres compétitives et adaptées à leurs besoins sont les principales finalités du développement des marchés de détail de l'énergie. L'ouverture de ces marchés en France est fondée sur des principes et objectifs communs de développement durable et de sécurité d'approvisionnement définis à l'échelle de l'Union européenne.

En application de l'article L.131-1 du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) concourt au bon fonctionnement des marchés de détail d'électricité et de gaz naturel, au bénéfice des consommateurs finals. Dans le présent rapport, la CRE fournit une analyse des évolutions marquantes des marchés de détail au cours des années 2023 et 2024 ; et publie un état des lieux détaillé du développement de la concurrence sur les segments résidentiel et non résidentiel. Certaines analyses sont complétées des années antérieures et du premier semestre 2025 pour en améliorer la compréhension.

Le présent rapport s'articule autour de deux parties :

- la première expose les enseignements de la sortie de la crise de l'énergie pour les consommateurs ;
- la seconde présente un bilan du développement de la concurrence à l'issue de la crise ainsi que les évolutions du cadre réglementaire en vue d'améliorer le fonctionnement des marchés de détail.

La crise s'est traduite pour les consommateurs par une hausse importante de la part énergie de leur facture d'électricité et de gaz¹, atténuée par les dispositifs de protection mis en place par les pouvoirs publics dont le coût total a été évalué à 26,1 Mds€. Le contexte baissier des prix de marché en 2024 a d'ailleurs permis de ne pas reconduire ces dispositifs. Cette baisse des prix s'est matérialisée dès la fin de 2023 dans les nouvelles offres de marché commercialisées et en février 2025 pour les tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE). Toutefois, le prix facturé moyen est resté supérieur au niveau d'avant crise.

Dans le contexte de sortie de crise des prix de l'énergie, les consommateurs ont continué à faire face à des factures élevées en 2023, mais également en 2024. Les boucliers tarifaires et amortisseurs, ainsi que la minoration de l'accise sur l'électricité ont néanmoins permis de modérer les hausses des prix facturés.

Ainsi en 2023, le prix facturé moyen aux consommateurs résidentiels d'électricité a bien été réduit par le bouclier tarifaire. Ces réductions, estimées à 40 % en moyenne du prix facturé, s'échelonnent entre 130,6 €/MWh TTC pour les offres à prix fixe et jusqu'à 161,8 €/MWh TTC pour les offres aux tarifs réglementés de vente (TRVE) (Figure 1). À cela s'est ajoutée la réduction de l'accise sur l'électricité, soit une baisse de 29,6 €/MWh TTC. S'agissant du gaz naturel, le bouclier tarifaire a permis, au premier semestre 2023, une réduction moyenne de 28 %, allant de 34,6 €/MWh TTC pour certaines offres à 46,9 €/MWh TTC pour les offres TRVG, lesquelles ont pris fin en juin 2023. On notera que l'accise sur le gaz est restée stable sur cette période.

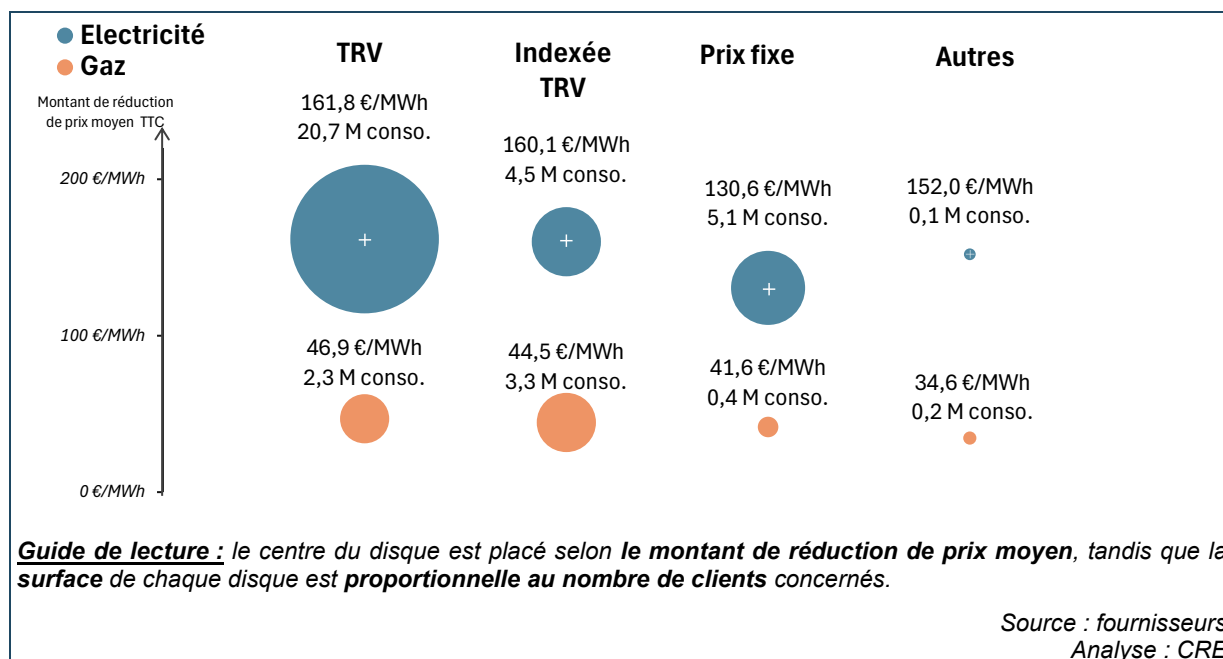
En 2024, la baisse des prix sur les marchés de gros ont permis la fin des boucliers tarifaires en électricité et en gaz ainsi que de la minoration de l'accise de l'électricité (Figure 2).

Sur la période 2022² et 2023, les boucliers tarifaires ont ainsi bénéficié à 30,4 millions de consommateurs résidentiels en électricité (dont 20,7 millions aux TRVE), représentant un coût de 17,3 Mds€ pour l'État, et à 6,2 millions de consommateurs résidentiels en gaz pour un coût de 4,8 Mds€ (Figure 1).

¹ La facture finale d'énergie est principalement composée de trois parts : une part énergie, une part pour l'utilisation des réseaux de transport et de distribution, voire de stockage pour le gaz, et enfin une part correspondant aux taxes et accises.

² On notera que le bouclier tarifaire gaz s'est appliqué à partir de la fin d'année 2021. Les coûts pour ces mois sont intégrés dans le chiffre total.

Figure 1 – Montant des réductions de prix moyen par vecteur énergétique et par type de contrat sur les boucliers tarifaires 2023 pour les consommateurs résidentiels

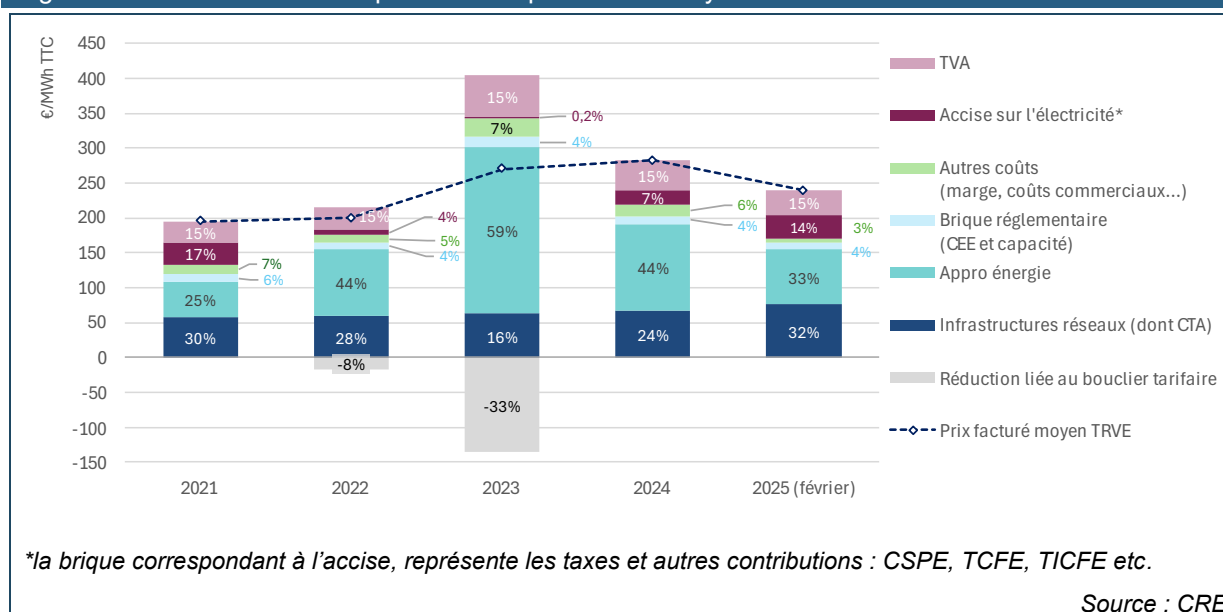


Par ailleurs, certains contrats de fourniture, notamment les contrats à prix fixe signés avant la crise, ont protégé 4,1 millions de consommateurs résidentiels en électricité, et 4,4 millions de consommateurs résidentiels en gaz contre la hausse des prix. Ces derniers n'ont donc pas été éligibles aux boucliers tarifaires car ils n'en n'avaient pas besoin.

Malgré l'application de ces dispositifs, le prix facturé moyen des clients résidentiels d'électricité aux TRVE a connu trois hausses consécutives en 2023 et 2024, atteignant 282,5 €/MWh TTC en février 2024.

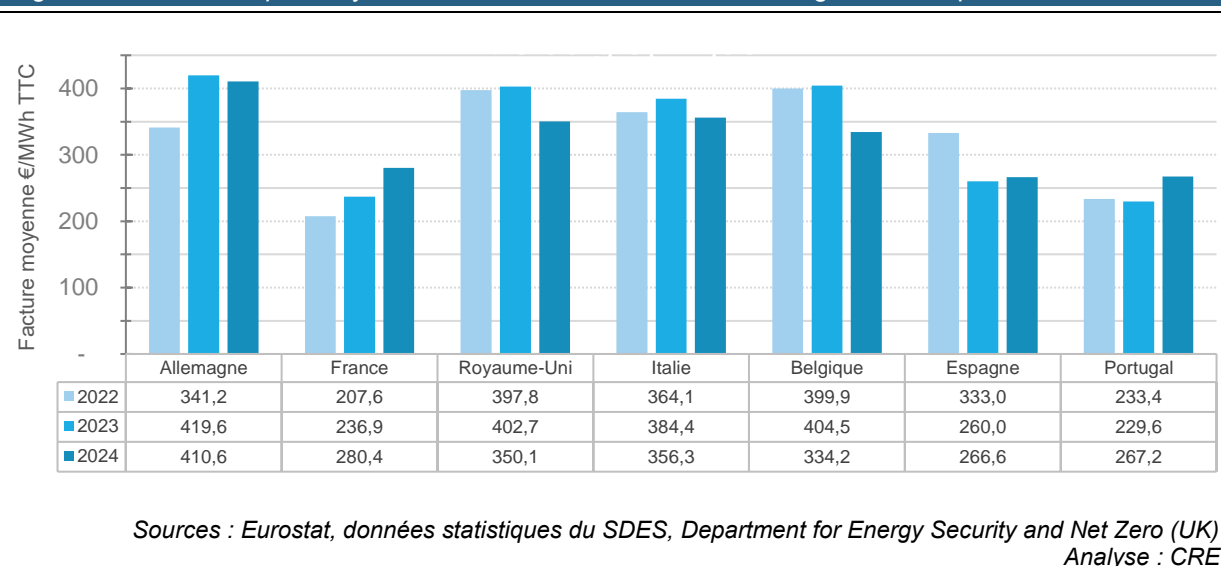
L'année 2024 est marquée par une détente des prix sur les marchés de gros qui a d'abord profité aux nouvelles offres de marché, plus réactives que les TRVE. C'est à partir de février 2025 que le niveau de prix des TRVE a baissé en conséquence (Figure 2).

Figure 2 – Évolutions des composantes du prix facturé moyen des TRVE résidentiels



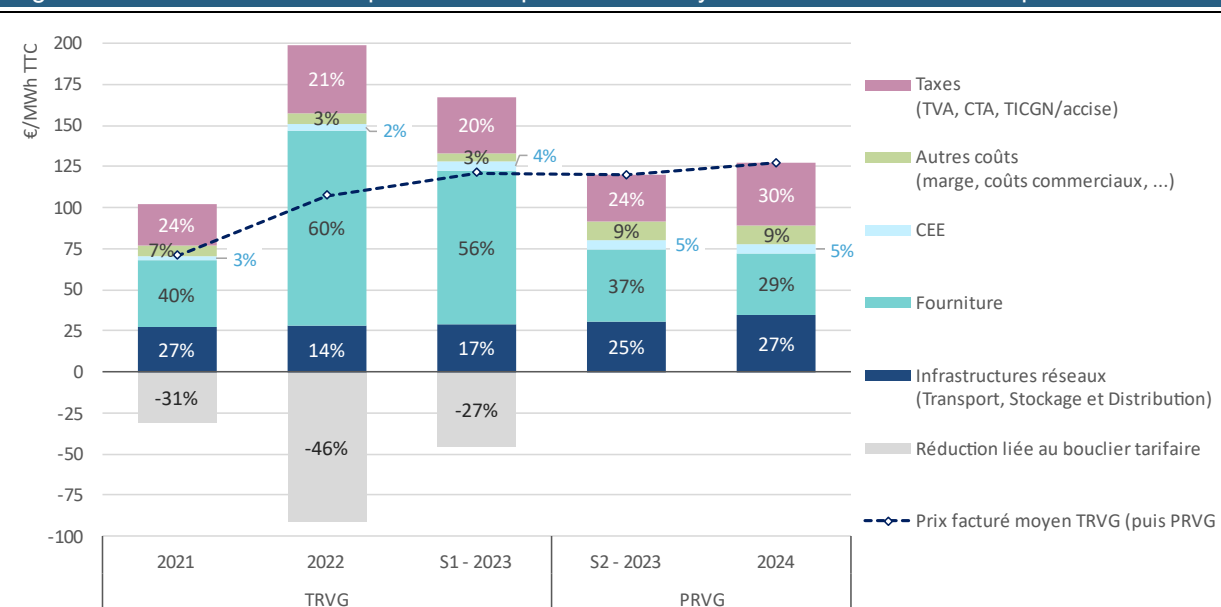
Bien qu'élevé, le niveau de prix de la facture des ménages français est resté inférieur à celui de leurs voisins européens, avec par exemple un écart de plus de 180 €/MWh TTC en 2023 par rapport aux ménages allemands (Figure 3).

Figure 3 – Niveau de prix moyen de la facture d'électricité des ménages en Europe de 2022 à 2024



En gaz, les TRVG et les offres indexées sur les TRVG étant fondés sur des produits de marché à plus court terme que l'électricité, la dynamique des factures a été différente. Ainsi, la forte hausse des prix de gros a provoqué, dès fin 2021, une hausse significative des prix facturés des consommateurs résidentiels, les TRVG atteignant au plus haut 123 €/MWh TTC début 2023 (Figure 4). En 2024, les prix facturés moyens de gaz naturel ont retrouvé des niveaux plus bas, bénéficiant de la baisse des prix de gros.

Figure 4 – Evolutions des composantes du prix facturé moyen des TRVG résidentiels puis du PRVG



NB1 : Moyenne annuelle pondérée par les consommations mensuelles

NB2 : Les TRVG ont pris fin en juin 2023. Depuis le 1^{er} juillet 2023, la CRE publie mensuellement un prix repère de vente du gaz naturel (PRVG).

Source : CRE

En ce qui concerne les consommateurs professionnels, le bouclier tarifaire et l'amortisseur ont bénéficié en électricité à 2,9 millions de consommateurs, représentant un coût de 4,0 Mds€ pour l'État entre 2022 et 2024. L'accise pour l'électricité a également été réduite à son niveau minimal de 0,5 €/MWh HT.

S'agissant de leurs factures, les entreprises ont également subi une augmentation significative en 2023, leur prix facturé atteignant en moyenne 242 €/MWh TTC en électricité, et 91 €/MWh TTC en gaz. En 2024, elles ont bénéficié de la baisse des prix de gros, avec un niveau de prix moyen de 193 €/MWh TTC en électricité et 75 €/MWh TTC en gaz. Ces évolutions moyennes dissimulent une forte hétérogénéité de situations, variant en fonction de la taille de l'entreprise et de la date de signature du contrat de fourniture.

Bien que les prix sur les marchés de gros aient baissé en 2024, la hausse d'autres composantes du prix de détail (retour de l'accise au niveau d'avant crise, hausse des tarifs de réseaux qui avaient très peu évolué en 2022 et 2023 et autres mécanismes réglementaires) a atténué la réduction de la facture énergétique des consommateurs.

En sortie de crise, les consommateurs ont majoritairement privilégié des offres de référence, perçues comme protectrices, parfois au détriment d'offres moins chères. Par ailleurs, les consommateurs ont conservé leurs habitudes de maîtrise de la consommation acquises pendant la crise. Cela s'est traduit également par le développement de l'autoconsommation et, bien qu'encore limité, des offres permettant de valoriser la flexibilité des consommateurs en réaction à des signaux tarifaires plus élaborés que les heures pleines / heures creuses.

Bien que les prix soient en baisse en sortie de crise, l'énergie constitue toujours une part importante du budget des ménages français et qui n'est pas redescendue au niveau d'avant crise. Pour maîtriser leurs factures, ces derniers s'informent davantage sur leurs offres et sur les moyens de réduire leur consommation.

En électricité, un grand nombre de ménages sont restés aux TRVE en 2024, malgré des offres de marché entre 17 et 23 % moins chères. En gaz, hors offre de bascule³ qui représente environ 20 % du marché à la fin 2024, les consommateurs se répartissent, après la crise, à parts égales entre les offres indexées sur les références définies par la CRE et les offres à prix fixe.

S'agissant des entreprises consommatrices d'électricité de petite taille (puissance souscrite inférieure à 36 kVA), 34 % sont aux TRVE. Celles qui ont souscrit une offre de marché choisissent majoritairement des offres à prix fixe sur une durée de 2 ans ou plus. En outre, pour les plus grands consommateurs, des offres à horizon quatre ans commencent à émerger, tandis que pour l'horizon à cinq ans, les volumes restent très faibles. En gaz, les offres à prix fixes sont majoritaires et ont augmenté entre 2023 et 2024 pour toutes les tailles d'entreprises.

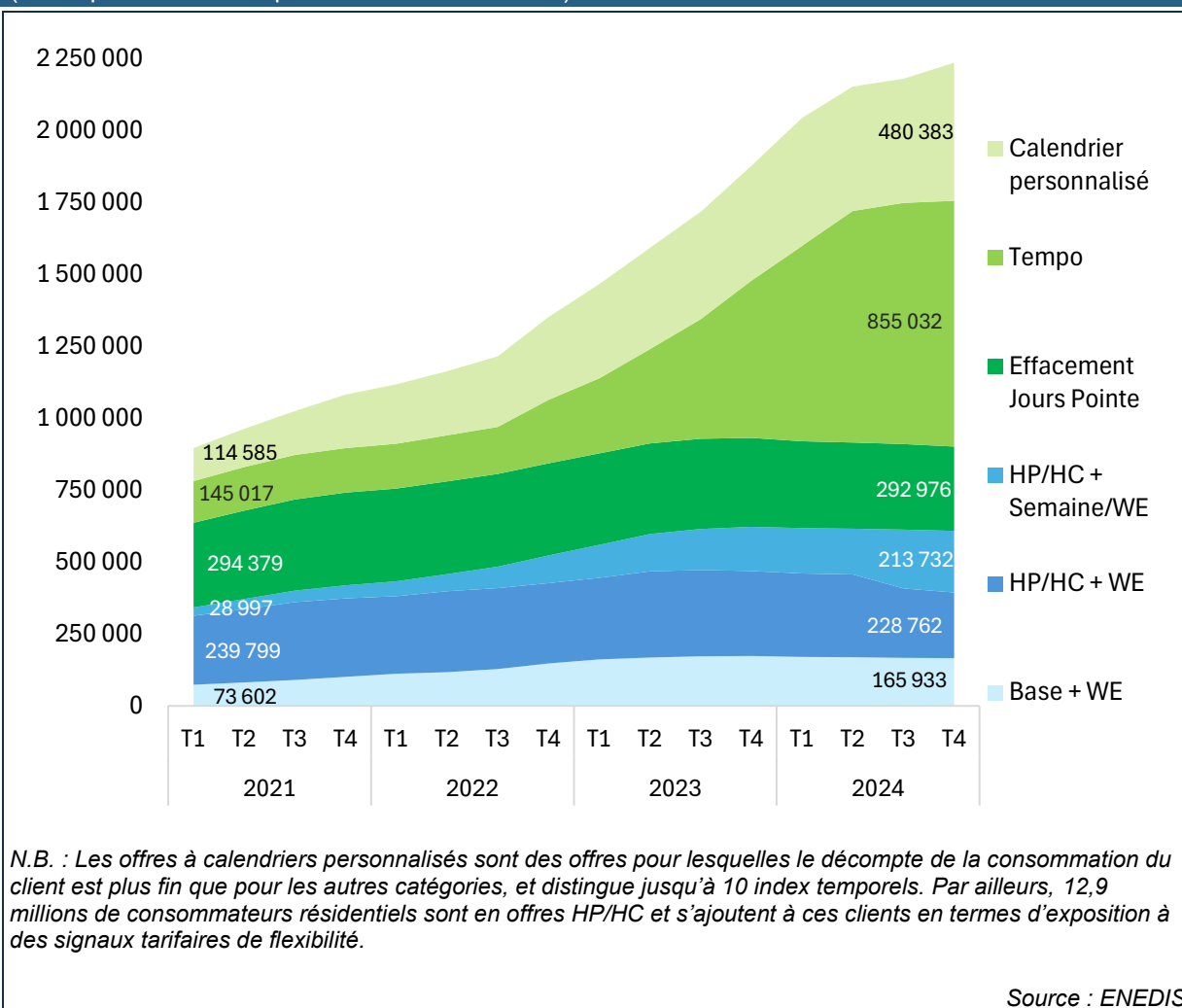
De plus, la CRE observe une augmentation du nombre de consommateurs résidentiels d'électricité en offre de fourniture flexible et un développement de l'autoconsommation qui répondent aux objectifs environnementaux et de maîtrise de la facture.

Sur le marché résidentiel, 47 %* des consommateurs ont souscrit à une offre envoyant des signaux tarifaires, 40 %* ont souscrit une offre en option « heures pleines / heures creuses » et 7 %* ont souscrit une offre renvoyant des signaux plus élaborés (heures creuses été/hiver, heures creuses week-end, option "Tempo" des TRVE). L'option "Tempo" des TRVE a connu une forte hausse, étant devenue financièrement très attractive pendant la crise. Enfin, 53 %* des consommateurs du marché résidentiel sont en option « base », n'offrant aucun signal temporel. La figure ci-dessous donne l'évolution des clients exposés à des signaux tarifaires de flexibilité plus élaborés que l'option « heures pleines / heures creuses ».

³ Les consommateurs toujours aux TRVG au 30 juin 2023 ont été automatiquement basculés vers une offre transitoire de leur fournisseur historique : offre de bascule ou offre passerelle.

*calculé sur le périmètre d'ENEDIS en comptabilisant uniquement les sites équipés d'un compteur Linky (95% des sites résidentiels en sont équipés au mois d'août 2024).

Figure 5 – Évolution du nombre de clients résidentiels exposés à des signaux tarifaires de flexibilité (hors options « heures pleines/heures creuses »)



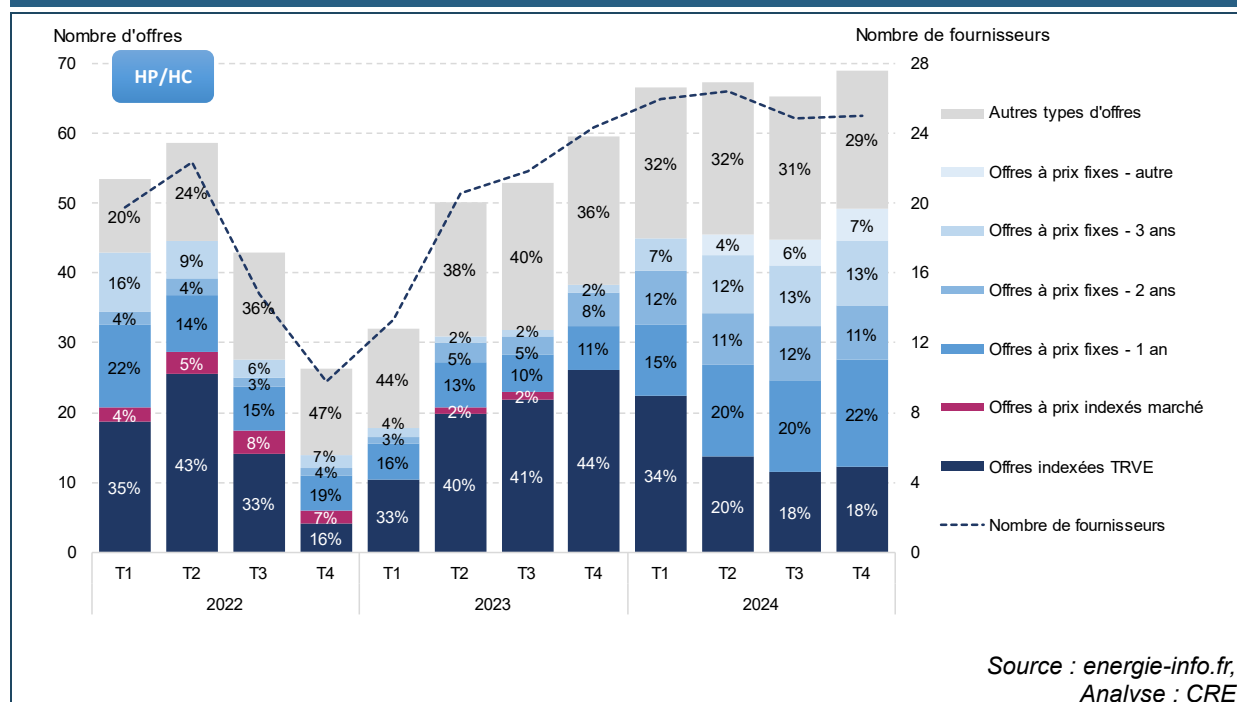
Par ailleurs, on observe une croissance importante des offres à « bonus », initiées par les fournisseurs pendant la crise et fonctionnant par versement d'une prime. Ces offres récompensent le plus fréquemment la sobriété (baisse de consommation annuelle), mais peuvent aussi être ciblées sur certaines périodes, incitant alors à la flexibilité de la consommation.

Enfin, l'autoconsommation individuelle s'est fortement développée en France en 2023 et 2024. Selon ENEDIS, plus de 650 000 ménages en France produisaient leur propre électricité à la fin 2024 alors qu'ils étaient 230 000 à la fin 2022.

Les marchés de détail d'électricité et de gaz naturel retrouvent leur dynamisme d'avant crise malgré un ralentissement du développement de la concurrence en termes de part de marché. Le paysage concurrentiel est par ailleurs redessiné, qu'il s'agisse de nouveaux types d'offres proposées ou des acteurs bénéficiant de cette dynamique.

La crise a fortement réduit l'activité commerciale ainsi que le nombre d'offres proposées en électricité et en gaz naturel (Figure 6) : fin 2022, moins de la moitié des fournisseurs inscrits sur le comparateur du Médiateur National de l'Énergie (MNE) proposait de nouvelles offres. 2023 marque une reprise, dès le début de l'année, avec la baisse des prix de gros.

Figure 6 – Évolution des types d'offres de fourniture d'électricité proposés sur le marché résidentiel de 2022 à 2024



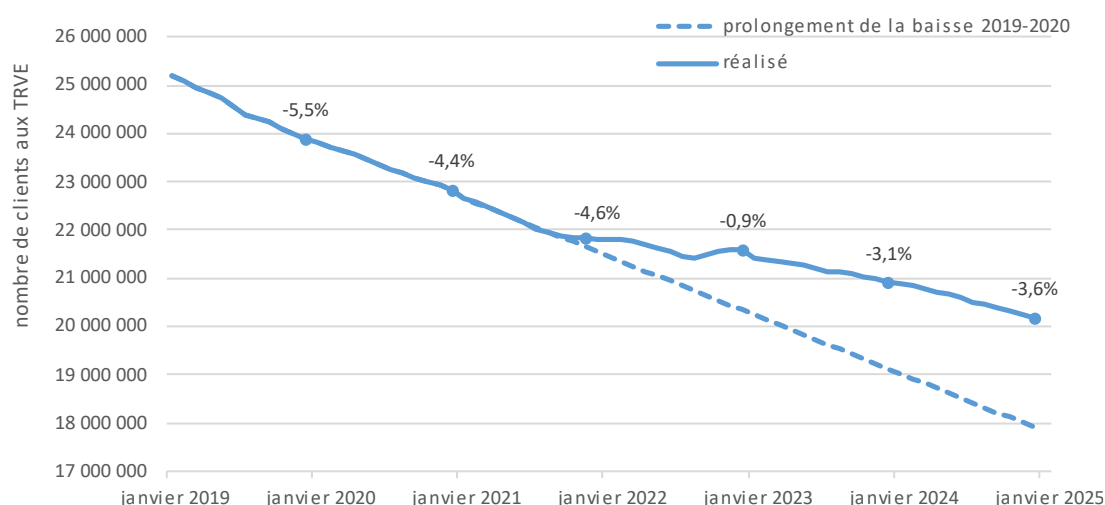
En sortie de crise, les fournisseurs ont redynamisé leurs approches via la diversification de leurs offres en y associant de nouveaux services sur le marché de détail résidentiel. A ce titre, (i) l'émergence de nouveaux acteurs et la commercialisation d'offres permettant d'optimiser l'autoconsommation solaire, (ii) l'apparition d'offres à tarif préférentiel durant certaines heures de la journée, par exemple pour la recharge des véhicules électriques et (iii) les services d'accompagnement à l'efficacité énergétique et à la rénovation, illustrent la volonté de se démarquer de la concurrence avec des services répondant aux besoins des consommateurs.

En ce qui concerne l'évolution du paysage concurrentiel :

- En électricité, l'érosion du nombre de consommateurs résidentiels aux TRVE s'est fortement ralentie pendant la crise. Elle a repris plus nettement en 2024, sans pour autant revenir au rythme d'avant crise, et ce malgré un nombre élevé d'offres nettement moins chères que les TRVE (Figure 7). En ce qui concerne les offres de marché, les parts de marché des fournisseurs historiques⁵ se sont particulièrement développées, tandis que celles des fournisseurs alternatifs, cumulant 30 % à la fin 2024, restent légèrement en dessous du niveau de la fin 2021.

⁵ Un fournisseur est considéré comme historique dans une énergie s'il commercialise ou a commercialisé des tarifs réglementés de vente dans cette énergie. Les fournisseurs historiques en électricité sont EDF et les Entreprises Locales de Distributions (ELD). Les fournisseurs historiques en gaz naturel regroupent ENGIE et les ELD.

Figure 7 – Attrition des consommateurs résidentiels aux tarifs réglementés de vente d'électricité



Guide de lecture : Le nombre de consommateurs résidentiels aux TRVE a diminué de 3,6 % entre fin décembre 2024 et fin décembre 2023.

Source : Gestionnaires de réseaux

- En gaz, le PRVG, prix repère publié par la CRE, continue à jouer un rôle important, avec 40 % des consommateurs résidentiels en offres indexées sur les références de la CRE fin 2024. En outre, près de 2 millions restent dans les offres de bascule qui avaient été automatiquement attribuées en juillet 2023 aux clients n'ayant pas quitté les TRVG. Parallèlement, bien que les offres à prix fixe annuel ou pluriannuel aient été largement commercialisées, la part des clients résidentiels souscrivant ces offres est restée stable à 39 % fin 2024, dont 63 % pour les offres d'une durée de deux ans et plus. Enfin, la part de marché des fournisseurs alternatifs continue de progresser, avec 4,8 millions de sites chez un fournisseur alternatif fin 2024 (soit 46 %), contre 4,2 millions à la fin 2021 (soit 40 %).

Certaines pratiques de fournisseurs d'énergie pendant la crise, même en nombre très limité, ont entaché la confiance des consommateurs dans le fonctionnement du marché. La CRE a agi pour restaurer les conditions de cette confiance, afin que le dynamisme observé en sortie de crise bénéficie au plus grand nombre de consommateurs.

En premier lieu, la CRE a mené des enquêtes sur les comportements de fournisseurs pouvant constituer un abus du droit d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) et porter atteinte au bon fonctionnement du marché de détail. Par une décision en date du 11 juillet 2024 et deux décisions en date du 3 juillet 2025, le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS) a sanctionné 3 fournisseurs à hauteur de 6 M€, 3,5 M€ et 3 M€. Les fournisseurs concernés ont fait appel de ces décisions.

De telles sanctions manifestent la volonté et la capacité de la CRE à sanctionner tout manquement aux règles de fonctionnement du marché de détail. Par leur publicité et leur effet dissuasif, elles participent à l'amélioration de la confiance dans le fonctionnement du marché.

De surcroît, la CRE a annoncé le 21 novembre 2023⁶ des mesures visant à améliorer le fonctionnement du marché de détail, puis a mis en œuvre un programme à trois composantes ayant pour objectif de restaurer la confiance dans le bon fonctionnement du marché.

⁶ Communiqué de presse de la CRE datant du 21 novembre 2023, « Les propositions de la CRE pour renforcer la protection des consommateurs d'énergie et améliorer le fonctionnement du marché de détail ».

Le premier volet est la publication, en juillet 2024, des “lignes directrices” pour les fournisseurs d’électricité et de gaz, composées de 13 mesures visant à améliorer la transparence et la lisibilité des offres de fourniture auprès des consommateurs⁷. La quasi-totalité des fournisseurs se sont engagés à respecter ces principes, ce qui est très positif. La CRE va s’assurer dans la durée du respect par chaque fournisseur de son engagement.

La crise a mis en évidence le besoin d’un cadre pour décourager les stratégies trop risquées de certains fournisseurs. Même si le nombre de faillites a été peu élevé en France, certains fournisseurs n’avaient pas couvert dans leurs approvisionnements d’électricité ou de gaz, ou pas suffisamment, leurs engagements de prix vis-à-vis de leurs clients. Le cadre réglementaire européen a ainsi été renforcé avec l’introduction d’un mécanisme de régulation prudentielle à l’article 18(1) de la Directive (UE) 2024/1711 du Parlement européen et du Conseil du 13 juin 2024 en ce qui concerne l’amélioration de l’organisation du marché de l’électricité de l’Union. Afin de permettre la mise en place de ce mécanisme en France, la CRE a consulté l’ensemble des acteurs à l’été 2024. Le mécanisme proposé par la CRE vise à promouvoir la mise en œuvre de stratégies d’approvisionnement prudentes, en évitant les possibles barrières à l’entrée par l’application d’exigences trop contraignantes pour de nouveaux fournisseurs, tout en limitant la charge administrative associée aux contrôles. Ce mécanisme n’a, pour l’heure, pas été transposé dans le droit national. La CRE anticipe actuellement son développement avec, dans un premier temps, la mise en place d’un “guichet à blanc”.

Enfin, l’instauration par la CRE d’un contrôle de la cohérence des offres de fourniture vise notamment à suivre et analyser l’évolution des offres des clients déjà en portefeuille des fournisseurs d’électricité et de gaz naturel, en plus de celles proposées à la souscription, afin de s’assurer qu’elles reflètent aussi les conditions économiques dans lesquelles les fournisseurs s’approvisionnent. La CRE a délibéré en mai 2024 sur les principes de ce contrôle, et a démarré le 1^{er} janvier 2025 cette surveillance qui donnera lieu à la publication des résultats des contrôles.

⁷ Délibération n° 2024-135 de la CRE du 10 juillet 2024 portant publication de ses lignes directrices pour le renforcement de la protection des consommateurs de gaz naturel et d’électricité.

Sommaire

| | |
|---|---|
| Chiffres clés des marchés de détail | 3 |
|---|---|

| | |
|---------------------------|---|
| SYNTHESE DU RAPPORT | 7 |
|---------------------------|---|

| | |
|---|----|
| I. Les enseignements de la sortie de la crise de l'énergie pour les consommateurs | 17 |
|---|----|

| | |
|--|----|
| A. La facture énergétique est restée à un niveau supérieur à celui d'avant la crise, malgré la baisse de la composante « énergie » | 17 |
|--|----|

| | |
|--|----|
| 1. En 2023 et 2024, la facture des consommateurs est restée à un niveau élevé cependant, le prix des nouvelles offres commercialisées par les fournisseurs est en forte baisse | 17 |
|--|----|

| | |
|---|----|
| 2. La baisse importante de la composante « énergie » en 2024, a été en partie atténuée par la hausse des autres composantes de la facture | 26 |
|---|----|

| | |
|---|----|
| B. Les consommateurs peuvent agir sur leurs factures énergétiques au travers du choix de leur offre de fourniture d'énergie | 35 |
|---|----|

| | |
|---|----|
| 1. Les consommateurs font de plus en plus jouer la concurrence mais privilégient les offres apportant de la visibilité et de la confiance sur l'évolution du prix | 35 |
|---|----|

| | |
|--|----|
| 2. Les offres de fourniture flexibles et l'autoconsommation contribuent à la maîtrise des factures d'électricité des consommateurs | 39 |
|--|----|

| | |
|--|----|
| II. Un paysage concurrentiel redessiné par la crise : bilan de la concurrence et évolution du cadre réglementaire en vue d'améliorer le fonctionnement du marché de détail | 49 |
|--|----|

| | |
|--|----|
| A. Le marché de détail retrouve son dynamisme d'avant crise ; cependant le rythme de croissance des parts de marchés des fournisseurs alternatifs ralentit | 49 |
|--|----|

| | |
|--|----|
| 1. L'activité des fournisseurs alternatifs en rebond depuis le point bas de 2022 | 49 |
|--|----|

| | |
|---|----|
| 2. Le développement des offres de marché en électricité reste modeste malgré un espace économique important en 2024 | 53 |
|---|----|

| | |
|--|----|
| B. La CRE œuvre aux évolutions du fonctionnement du marché de détail contribuant au renforcement de la confiance des consommateurs | 66 |
|--|----|

| | |
|---|----|
| 1. Renforcement de la surveillance de la CRE dans le cadre de l'ARENH et de la définition du cadre post-ARENH | 66 |
|---|----|

| | |
|--|----|
| 2. La CRE agit pour renforcer la confiance des consommateurs dans le fonctionnement du marché de la fourniture d'énergie | 69 |
|--|----|

| | |
|---|----|
| III. Annexe : données et analyses complémentaires | 77 |
|---|----|

| | |
|--|----|
| A. L'ouverture des marchés à la concurrence et missions de la CRE concernant la surveillance des marchés de détail | 77 |
|--|----|

| | |
|---|----|
| B. Présentation des marchés de détail | 78 |
|---|----|

| | |
|---|----|
| 1. Le marché de détail de l'électricité | 78 |
|---|----|

| | |
|--|------------|
| 2. Le marché de détail du gaz naturel | 80 |
| C. Le marché résidentiel | 81 |
| 1. Nombre de fournisseurs présents sur le marché résidentiel | 81 |
| 2. Développement des offres de marché | 83 |
| 3. Parts de marché (périmètre excluant les tarifs réglementés)..... | 85 |
| 4. Ventes et taux de switch..... | 89 |
| 5. L'indice d'Herfindahl-Hirschman sur le segment résidentiel | 96 |
| 6. Commercialisation des offres d'électricité et de gaz | 97 |
| 7. Répartition des contrats en vigueur sur le marché de la fourniture d'électricité et de gaz | 106 |
| 8. La concurrence sur les zones ELD | 112 |
| 9. Indicateurs européens | 114 |
| D. Le marché non résidentiel | 119 |
| 1. Nombre de fournisseurs présents sur le marché non résidentiel..... | 119 |
| 2. Développement des offres de marché | 120 |
| 3. Parts de marché (périmètre excluant les tarifs réglementés)..... | 125 |
| 4. Taux de rotation (taux de switch)..... | 133 |
| 5. L'indice d'Herfindahl-Hirschman sur le segment des non résidentiels | 134 |
| 6. Répartition des contrats en vigueur sur le marché de la fourniture d'électricité et de gaz naturel | 136 |

I. Les enseignements de la sortie de la crise de l'énergie pour les consommateurs

A. La facture énergétique est restée à un niveau supérieur à celui d'avant la crise, malgré la baisse de la composante « énergie »

1. En 2023 et 2024, la facture des consommateurs est restée à un niveau élevé cependant, le prix des nouvelles offres commercialisées par les fournisseurs est en forte baisse

a) Les dispositifs de protection ont massivement réduit les factures des consommateurs en 2023, avant d'être progressivement levés

Depuis 2021, la facture d'énergie des ménages a connu d'importantes fluctuations, principalement en raison de la forte hausse des prix sur les marchés de gros portée par la crise de 2021-2022, puis leur reflux progressif en 2023-2024. Face à ces évolutions, l'État, par la loi de finances pour 2022, a mis en place des mesures de protection des consommateurs résidentiels et des petits professionnels agissant sur la définition du prix, appelées « bouclier tarifaire », afin de limiter l'augmentation des factures d'électricité et de gaz. Le dispositif a pris la forme d'une limitation de la hausse des factures des consommateurs d'électricité et de gaz, dont le niveau a été calé par rapport aux tarifs réglementés de vente (TRV) d'électricité et de gaz. Ce dispositif a fait l'objet d'une compensation des pertes de recettes supportées par les fournisseurs quelle que soit leur offre. Ces pertes de recettes ont été compensées via les charges de service public de l'énergie (CSPE) que la CRE a évaluées.

L'année 2023 est une année exceptionnelle de protection du consommateur. La loi de finances pour 2023 a reconduit le bouclier tarifaire et l'a étendu à un plus grand nombre de consommateurs⁸. A cet effet, les prix facturés moyens des tarifs réglementés de vente, qui ont servi de référence pour la compensation des pertes des fournisseurs ont de nouveau vu une hausse plafonnée à 15 % toutes taxes comprises au 1^{er} janvier pour les TRVG et au 1^{er} février pour les TRVE. La loi de finances pour 2023 a également introduit un dispositif appelé « amortisseur », visant à protéger les consommateurs non éligibles aux boucliers tarifaires tels que les très petites entreprises (TPE), petites et moyennes entreprises (PME), collectivités et associations. Au titre de ce dispositif, les fournisseurs avaient pour obligation de réduire leur prix à partir d'une méthodologie définie dans la loi de finances pour 2023 et par décret, avec compensation des pertes de recettes supportées.

La compensation des fournisseurs pour leurs pertes de recettes a été encadrée par la loi de finances pour 2023 par l'application de « contraintes » visant à éviter tout effet d'aubaine pour les fournisseurs ou les consommateurs :

- Pour les boucliers tarifaires, les fournisseurs ne pouvaient être compensés des montants leur permettant de réduire le prix de leurs offres de marché au-delà du niveau des TRV plafonnés⁹ (contrainte 1)
- Pour les boucliers tarifaires et l'amortisseur, la compensation ne pouvait excéder le montant nécessaire à la couverture des coûts d'approvisionnement du fournisseur (contrainte 3)

En raison de la détente des prix sur les marchés de gros, le bouclier gaz a pris fin dès juillet 2023, et le bouclier électricité en janvier 2024. L'amortisseur électricité a été renouvelé pour l'année 2024 avec un périmètre élargi à l'ensemble des TPE, des PME, des personnes morales de droit public, ainsi que des collectivités, associations et assimilés ; tout en ne visant que les contrats dont la part « énergie » est la plus élevée.

Sur la période 2022¹⁰ et 2023, les boucliers tarifaires ont ainsi bénéficié à 30,4 millions de consommateurs résidentiels en électricité (dont 20,7 millions aux TRVE), représentant un coût net de

⁸ Les consommateurs résidentiels et les consommateurs dits « petits professionnels » et assimilés avec une puissance souscrite inférieure à 36 kVA, employant moins de 10 personnes et dont le chiffre d'affaires n'excède pas 2 millions d'euros.

⁹ Se référer à la section III.C.6.a) Prix des tarifs réglementés de vente

¹⁰ On notera que le bouclier tarifaire gaz s'est appliqué à partir de la fin d'année 2021. Les coûts pour ces mois sont intégrés dans le chiffre total.

17,26 Mds€ pour l'État, et à 6,2 millions de consommateurs résidentiels en gaz pour un coût de 4,85 Mds€.

En électricité, 2 millions de petites entreprises ont pu bénéficier du bouclier tarifaire, pour un coût total de 1,89 Mds€. Les entreprises de petite taille et de taille moyenne, ainsi que les collectivités et associations non éligibles aux boucliers tarifaires ont également bénéficié d'aides, avec le dispositif d'amortisseur électricité. Ce dernier a concerné 900 000 contrats, pour un montant prévisionnel total de 2,14 Mds€. Une évaluation définitive sera faite par la CRE en décembre 2025 sur la base du guichet du 30 septembre 2025.

Ces dispositifs représentent un coût total de 26,14 Mds€ pour les années 2022 à 2024 (Tableau 1). Ce montant a été en partie atténué par les recettes provenant du soutien aux énergies renouvelables, d'environ 6 Mds€¹¹.

La CRE a publié le coût de ces dispositifs d'aides dans sa délibération du 10 juillet 2025 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie. Une synthèse de ces coûts et du nombre de bénéficiaires est présentée dans le tableau ci-après.

Tableau 1 - Nombre de bénéficiaires et montants de compensation par dispositif entre 2022 et 2024

| Dispositifs | Catégorie de bénéficiaires | Nombre de bénéficiaires (2023) ¹² | Montants de compensation (2022 à 2024) |
|--------------------------------|---|--|--|
| Bouclier tarifaire gaz | Résidentiels | 6,2 M | 4,85 Mds€ |
| Bouclier tarifaire électricité | Résidentiels | 30,4 M | 17,26 Mds€ |
| | Petits professionnels | 2,0 M | 1,89 Mds€ |
| Amortisseur électricité | TPE, PME, collectivités et associations | 0,9 M | 2,14 Mds€ |

Ce sont 4,1 et 4,4 millions de consommateurs en électricité et en gaz respectivement qui n'étaient pas éligibles au bouclier tarifaire en raison du prix de leur contrat qui était inférieur ou égal à celui des TRV. Cela a été le cas des consommateurs qui ont souscrit des contrats pluriannuels à prix modérés avant la crise et ainsi, ont été protégés de la hausse des prix.

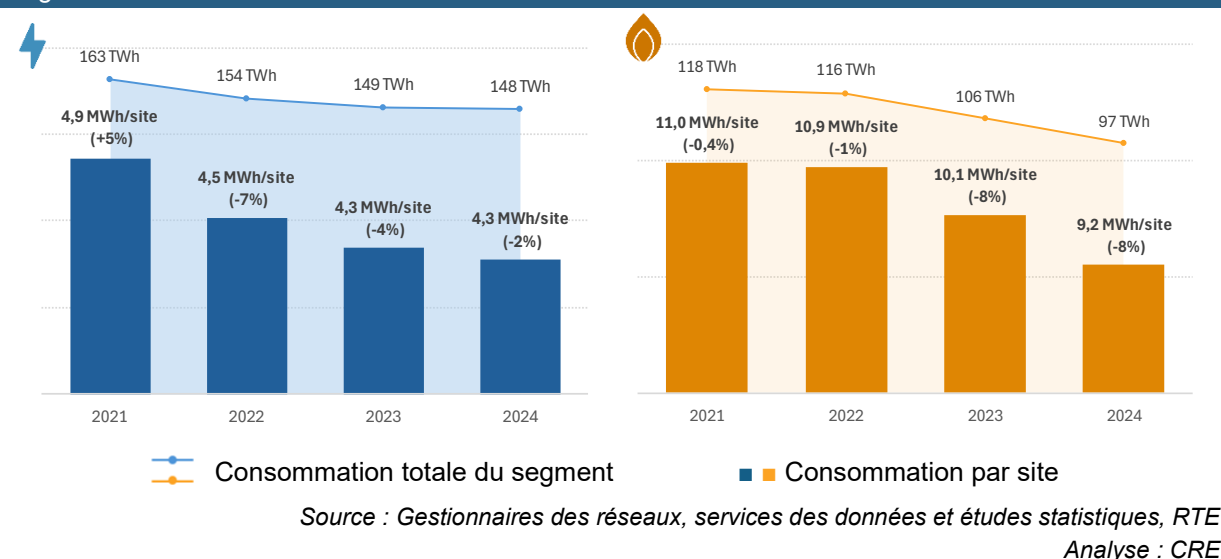
b) En 2023 mais également en 2024, la crise est restée encore visible dans la facture énergétique des ménages malgré la baisse de leur consommation moyenne

Cette partie a vocation à décrire l'évolution des prix de détail en France au cours de la période étudiée. **La « facture » désigne dans la suite du rapport la facture totale à consommation constante rapportée en MWh.** De fait, cette analyse ne tient pas compte de la diminution des consommations individuelles observées au cours des dernières années, qui résultent des efforts de sobriété et des progrès en matière d'efficacité énergétique, et qui ont ainsi permis d'atténuer les factures.

En particulier, pour les ménages, la CRE a estimé que la consommation moyenne par foyer est passée de 4,9 MWh par an en 2021 à 4,3 MWh par an en 2024 pour l'électricité (soit une baisse de 12 %) et de 11 à 9,2 MWh par an (-16 %) pour le gaz naturel (Figure 8).

¹¹ Les recettes de la CSPE au titre des années 2022 et 2023 provenant du soutien aux énergies renouvelables s'élèvent à 1,9 Mds € et 4,0 Mds €, délibération n°2024-139

¹² Le nombre de sites concerne uniquement les bénéficiaires déclarés pour l'année 2023, alors que les montants couvrent toute la période d'application des dispositifs entre 2022 et 2024. Les montants de compensation intègrent les montants redevables pour le bouclier tarifaire à hauteur de 929 M€.

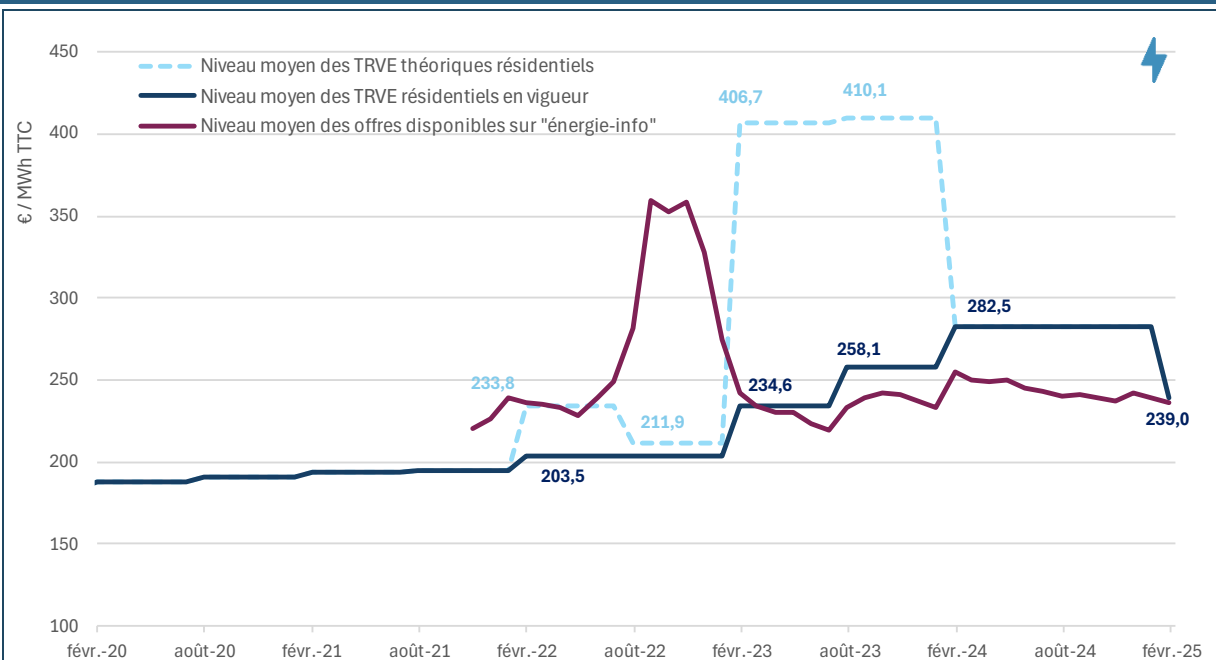
Figure 8 - Estimation de l'évolution de la consommation annuelle d'électricité et de gaz naturel sur le segment résidentiel entre 2021 et 2024¹³

¹³ Note méthodologique : les consommations sont corrigées des aléas climatiques d'après la méthodologie exposée sur le site du service des données et études statistiques : les Degrés Jours Unifiés (DJU) sont calculés d'après la température seuil de 15°C ; une déviation de 1 DJU par rapport à la moyenne induit pour les consommateurs résidentiels une variation de 23 GWh de consommation d'électricité annuelle et de 55 GWh de consommation annuelle de gaz naturel.

i. S'agissant de l'électricité

A la fin de l'année 2024, 20,2 millions de consommateurs résidentiels étaient aux tarifs réglementés¹⁴, soit près de 58% des ménages français.

Figure 9 - Évolution du niveau moyen des tarifs réglementés et des offres de marchés commercialisées



N.B. : Bien que ce rapport couvre les années 2023 et 2024, le graphique se termine en février 2025 pour faire apparaître la baisse des TRVE qui est la conséquence de la détente des prix de gros en 2024. La CRE observe que le niveau des offres marché a ensuite diminué après février 2025 : cette analyse sera abordée dans le prochain rapport sur le fonctionnement des marchés de détail.

Source : données et analyse CRE

Pendant la phase de hausse des prix sur les marchés de gros, le niveau **théorique** des tarifs réglementés aurait atteint des niveaux records de plus de **400 €/MWh**¹⁵ sur l'année 2023. Cependant, la mise en place du bouclier tarifaire a permis de contenir cette hausse et réduire le prix facturé moyen de 40 %. **Le prix facturé des consommateurs aux TRVE est ainsi passé à 234,6 €/MWh (hausse de 31 €/MWh) en février 2023, puis à 258,1 €/MWh (hausse de 23,5 €/MWh) en août 2023 (Figure 9).**

Le bouclier tarifaire a ainsi permis de réduire le niveau de prix de la facture des consommateurs de 172,1 €/MWh au premier semestre 2023 et de 152 €/MWh au second semestre de cette même année.

En 2024, la détente des prix sur les marchés de gros a permis la levée des dispositifs de protection. Le prix facturé moyen des consommateurs aux TRVE **est alors passé à 282,5 €/MWh au mois de février 2024 (hausse de 24,4 €/MWh, soit +10 % par rapport à février 2024)**, du fait de l'inertie de deux ans dans le mode de calcul de la part énergie des TRVE. Le mouvement de février 2025 a intégré dans les TRVE la détente des prix de marché constatée en 2024. Cela s'est traduit par **une baisse du niveau de prix des TRVE à 239 €/MWh (baisse de 43,5 €/MWh soit -15 %).**

Notons que les offres de marché disponibles à la souscription, pour celles n'utilisant pas un lissage de deux ans comme les TRVE, ont affiché des prix en baisse dès fin 2023 en tirant parti de la baisse des prix de gros. Courant 2024, de nombreuses offres proposaient ainsi un prix inférieur de 17 à 23 % aux TRVE.

¹⁴ Pour plus de détails sur la structure du marché de détail sur le segment des particuliers veuillez-vous référer à la section III.C

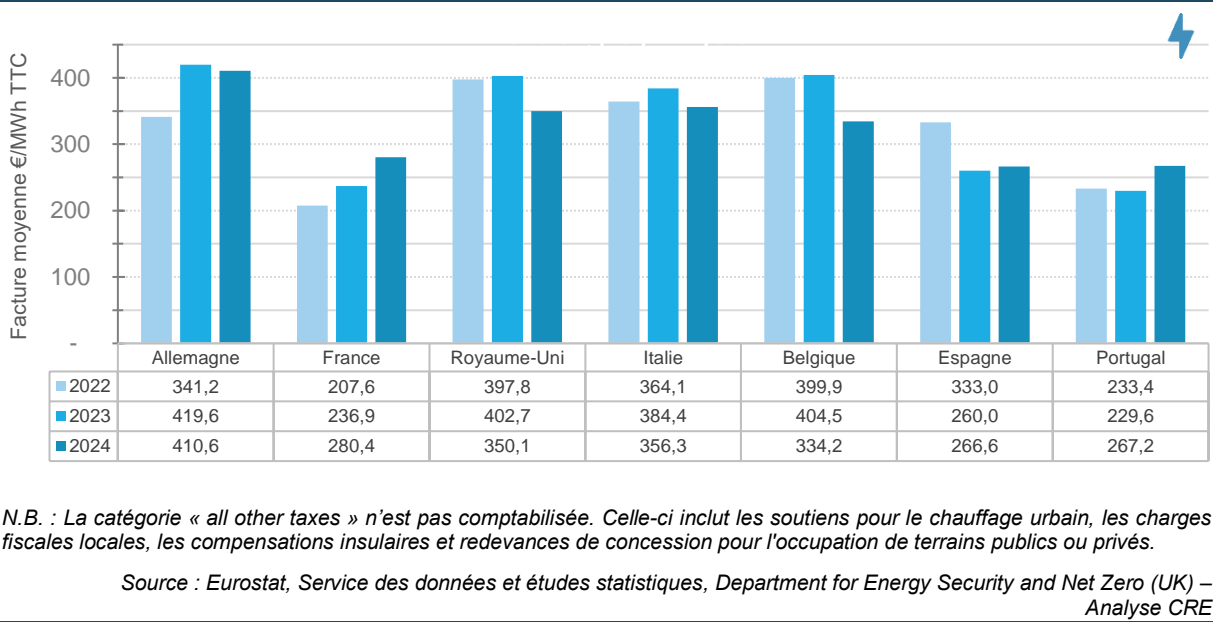
¹⁵ Sauf précisé, les niveaux de prix des factures sont TTC (toutes taxes comprises)

Comparaison avec les pays européens

A l'échelle européenne, la facture type des consommateurs français a été parmi les moins élevées pendant la crise. Contrairement aux pays voisins, la méthode de construction des TRVE sur la base du lissage 2 ans en 2022, et le bouclier tarifaire en 2023, ont permis de contenir la hausse des factures.

En 2024, même avec la levée des dispositifs de protection, la facture des consommateurs français est restée une des moins élevées avec un montant de 280 €/MWh, soit une quinzaine d'euros au-dessus de l'Espagne mais moins élevée que la facture belge de 54 €/MWh et jusqu'à 130 €/MWh de différence avec l'Allemagne (Figure 10).

Figure 10 - Facture d'électricité des ménages en Europe, 2022 à 2024



i. S'agissant du gaz

L'envolée des prix de gros a eu un impact sur un grand nombre de factures de gaz dès fin 2021, car les TRVG étaient calculés en fonction des prix mensuels et trimestriels. Cependant, c'est en 2022 que la hausse a été la plus forte sur le prix facturé moyen. Fin 2022, le prix moyen des **TRVG théoriques** a atteint un maximum de 303,2 €/MWh avant de redescendre rapidement, ce qui a permis l'arrêt du bouclier tarifaire dès juillet 2023 (Figure 11).

En janvier 2023, le prix facturé moyen des consommateurs aux TRVG a évolué **pour atteindre 124,6 €/MWh (hausse de 16,9 €/MWh)**, après avoir été gelé depuis novembre 2021 à 107,7 €/MWh. Le niveau de prix de la facture des consommateurs dont l'offre serait alignée sur le prix repère de vente de gaz naturel (PRVG), publié par la CRE à partir du second semestre 2023, est resté à des niveaux proches du prix facturé moyen des TRVG du premier semestre. En 2024, le niveau de prix de la facture des consommateurs dont l'offre serait alignée sur le PRVG a été de **127,0 €/MWh**, avec une hausse par rapport à 2023 portée principalement par la hausse de l'accise et du coût des réseaux.

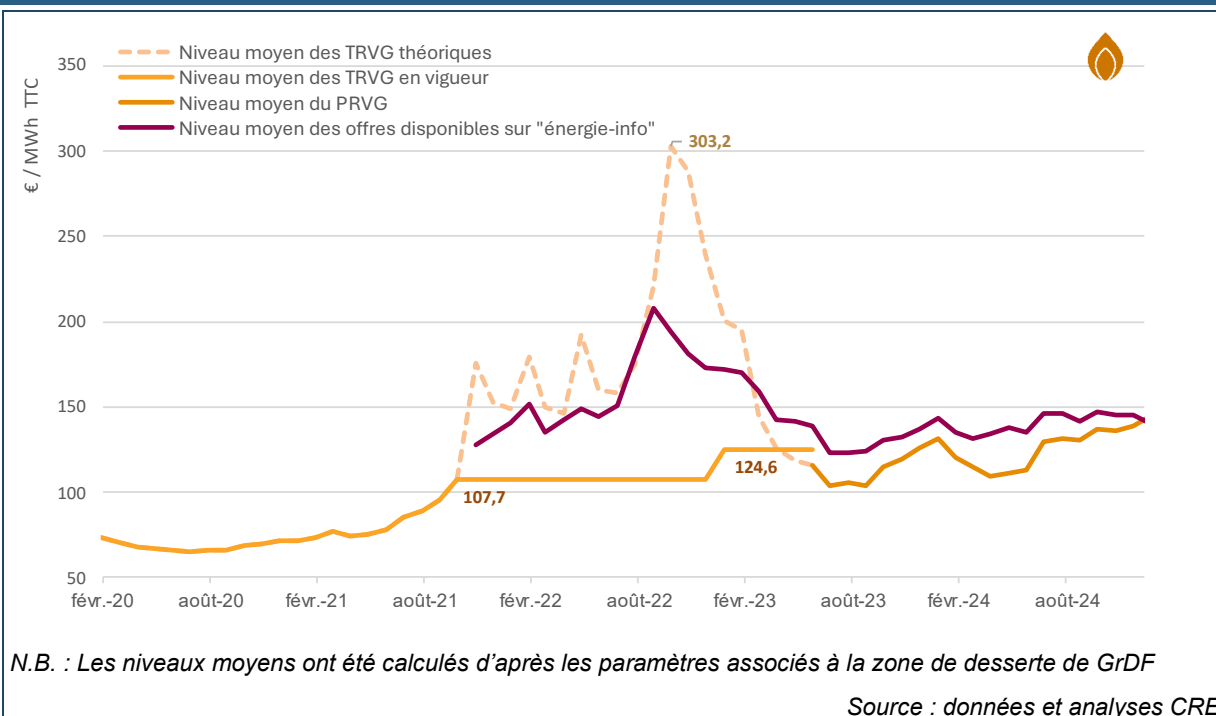
Les dispositifs de protection aux consommateurs (bouclier tarifaire) **ont permis en moyenne une réduction du prix facturé de 92 €/MWh en 2022, puis de 46 €/MWh au premier semestre 2023** (Figure 10)

Avec une formule tarifaire concernant les coûts d'approvisionnement qui repose majoritairement sur des produits de court terme, les TRVG puis le PRVG ont vu les hausses dues à la crise se résorber plus rapidement qu'en électricité.

Arrêt des Tarifs Réglementés de Vente de Gaz (TRVG)

Au moment de l'extinction des TRVG au 30 juin 2023, la CRE a mis en place, après une large consultation, la publication mensuelle d'une référence de coûts d'approvisionnement, et d'un prix repère (PRVG). Alors que la première reflète uniquement l'évolution des coûts d'approvisionnement en gaz, le second est une estimation de l'ensemble des coûts et risques typiquement supportés par les fournisseurs, établie selon une méthodologie transparente d'empilement de coûts. Ce prix repère, publié à titre indicatif, comporte un prix d'abonnement et un prix du kilowattheure. Les fournisseurs sont libres d'indexer leurs offres de marché sur l'évolution de ces références.

Figure 11 - Evolution du niveau moyen des tarifs réglementés (puis du prix de référence) et des offres commercialisées

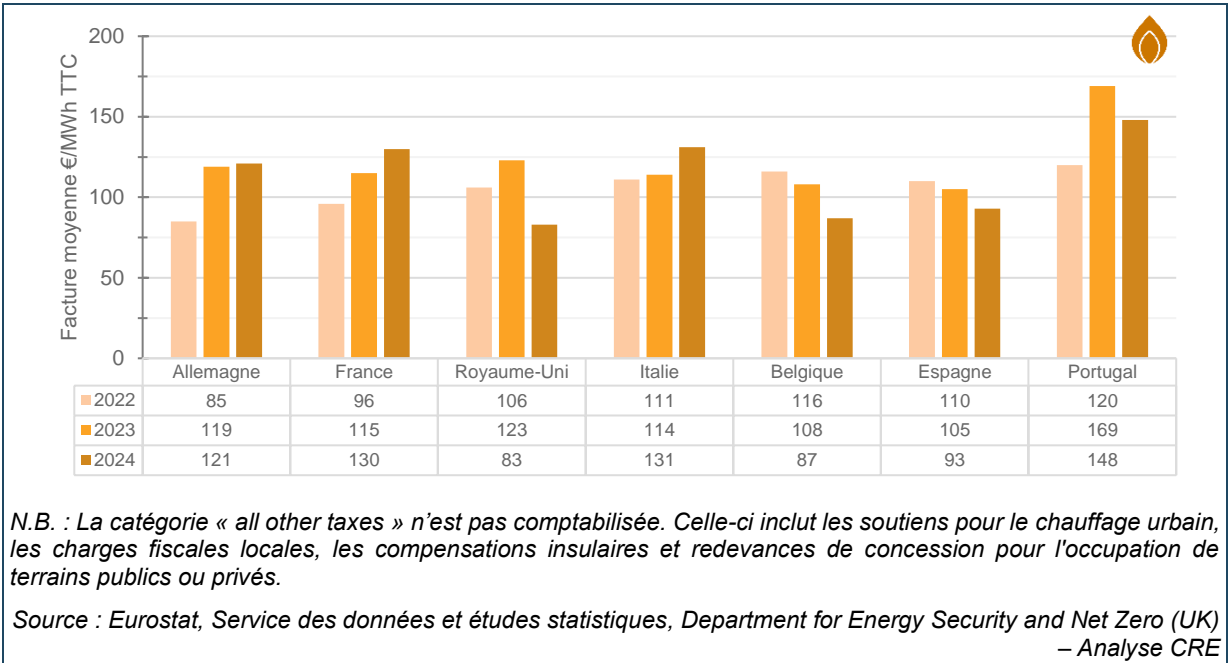


Comparaison avec les pays européens

Sur la période 2022 à 2023, la facture de gaz des ménages français a été relativement peu élevée comparée à d'autres pays européens : seules la Belgique et l'Espagne présentaient des niveaux inférieurs, de l'ordre de 7 à 10 €/MWh en 2023 et seulement l'Allemagne en 2022.

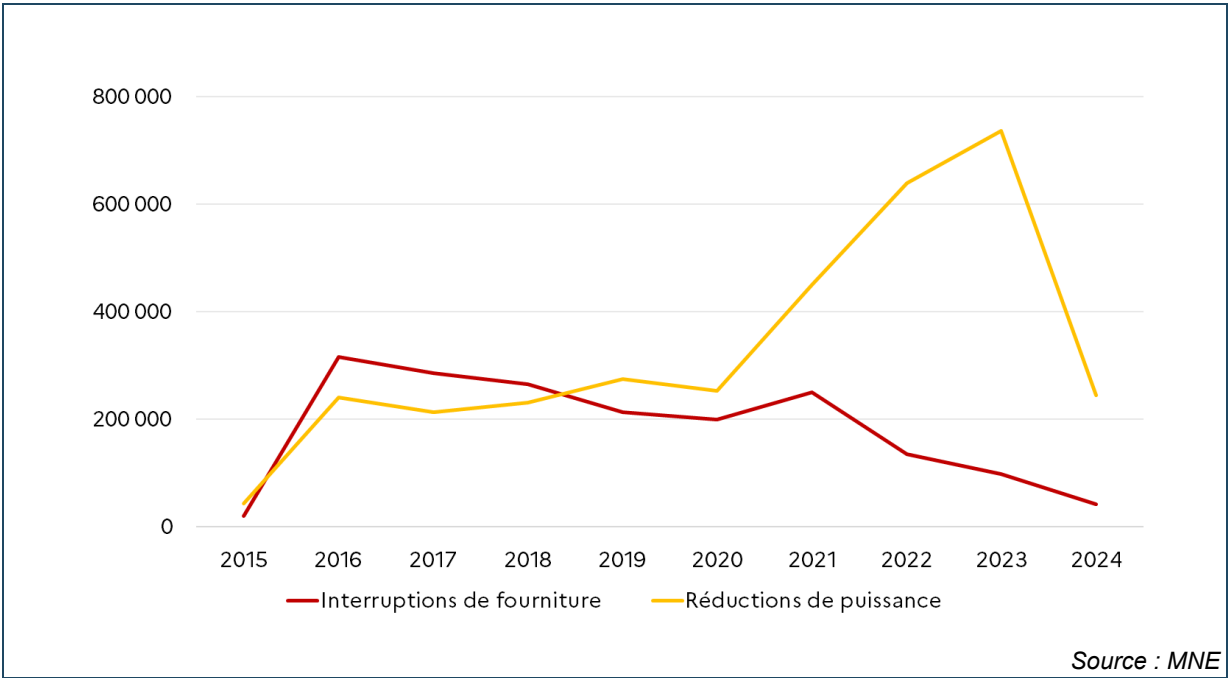
En revanche, en 2024, la facture des ménages français a été parmi les plus élevées avec une différence de 9 €/MWh par rapport à la facture allemande. Cette différence s'explique par une brique de coûts de réseaux plus élevée, ainsi que par l'existence de l'accise, qui ont renchéri la facture finale (Figure 12).

Figure 12 – Facture de gaz des ménages en Europe, 2022 à 2024



Malgré l'application des dispositifs de protection des consommateurs agissant sur la fixation du prix, le Médiateur National de l'Energie (ci-après le « MNE ») a recensé dans son baromètre énergie-info de novembre 2024 que 82 % des consommateurs interrogés estiment que les factures d'énergie représentent toujours une part importante de leur budget, et 28 % rencontrent des difficultés à les payer.

Figure 13 – Evolution du nombre d'interruptions de fourniture et de réduction de puissance, tous segments et tous vecteurs énergétiques confondus



En 2023, le MNE a dénombré plus d'un million d'interventions pour impayés, valeur qui a diminué de plus de moitié en 2024 passant à 443 000 interventions¹⁶. Le gros de la hausse observée en 2022 et 2023 est porté par les réductions de puissance (Figure 13). Le nombre de coupures pour impayés (procédures d'interruption de fourniture et de résiliation de contrat à l'initiative du fournisseur) est resté stable et a même diminué en 2023 et surtout en 2024. Cette évolution est la conséquence du changement de pratiques de certains fournisseurs qui ne font plus systématiquement couper l'électricité chez leurs clients en cas d'impayés. Elle résulte également de la mise en place, en février 2023, d'une obligation pour les fournisseurs de demander, en cas d'impayés, aux bénéficiaires du chèque énergie ou d'une aide du fonds de solidarité pour le logement (FSL), une limitation de la puissance en électricité, avant toute coupure ou résiliation, et en dehors de la trêve hivernale.

La CRE appuie à ce titre la recommandation du MNE¹⁷, de « *graduer et proportionner les mesures de recouvrement prises par le fournisseur d'énergie au montant des impayés, afin d'éviter une coupure pour un impayé d'un faible montant.* »

Pour maîtriser le montant de leurs factures face à l'augmentation des prix de l'énergie, les consommateurs agissent de manière proactive de façon à réduire leur consommation d'énergie. Il ressort de l'enquête du MNE que les 90 % des ménages qui diminuent leur consommation appliquent, en moyenne, six gestes de réduction de consommation. 40 % des ménages indiquent avoir modifié leurs habitudes de consommation durant l'hiver 2023/2024, et 45 % déclarent déjà faire le maximum.

Les hausses de prix pendant la crise ont poussé les consommateurs à mieux s'informer sur leurs possibilités pour réduire et placer au mieux leur consommation. Néanmoins cette tendance ne s'accompagne pas systématiquement d'un mouvement vers les offres les mieux positionnées s'agissant du prix. En particulier en 2024, le taux de changement (ou taux de *switch*) de fournisseur en électricité est resté relativement bas malgré plusieurs offres de marché présentant des prix environ 20 % plus bas que les TRVE.

D'autres éléments, tels que la typologie (fixe, sur une référence d'approvisionnement, etc.) ou la notoriété du fournisseur, influencent le choix d'une offre, particulièrement pour les consommateurs dont la confiance a été affectée par la crise des prix. En 2024, parmi les consommateurs interrogés par le MNE, 31 % indiquent avoir déjà changé d'offre, 10 % l'ont déjà envisagé et 8 % l'envisagent. Concernant le gaz naturel, la fin des TRVG au 1^{er} juillet 2023 a permis une nette augmentation de la proportion de consommateurs informés sur la possibilité de changer de fournisseur (+ 10 %).

c) La facture des non résidentiels : les entreprises les plus consommatrices d'énergie ont retrouvé des niveaux de pré-crise plus rapidement que les petites entreprises

Entre 2021 et 2022, les entreprises ont vu leur prix facturé moyen augmenter : celui-ci est passé en moyenne de **125 €/MWh à 153 €/MWh (hausse de 28 €/MWh)** en électricité, et **de 49 €/MWh à 81 €/MWh en gaz (hausse de 32 €/MWh)**. En 2023, le niveau de prix de la facture moyenne des entreprises se situait à **242 €/MWh en électricité (hausse de 89 €/MWh), et à 91 €/MWh en gaz (hausse de 10 €/MWh)**. En 2024, les prix de l'énergie payés par les entreprises diminuent à **193 €/MWh en électricité (baisse de 46 €/MWh) et à 75 €/MWh pour le gaz (baisse de 16 €/MWh) (Figure 14)**.

Ces chiffres moyens dissimulent de très fortes disparités individuelles, tenant principalement à la date de négociation du contrat. Ainsi, une entreprise ayant un contrat pluriannuel à prix fixe signé avant la crise n'a pas subi de hausse de prix. A contrario, une entreprise renégociant un contrat au plus fort de la crise en 2022 a pu subir des hausses supérieures à la moyenne.

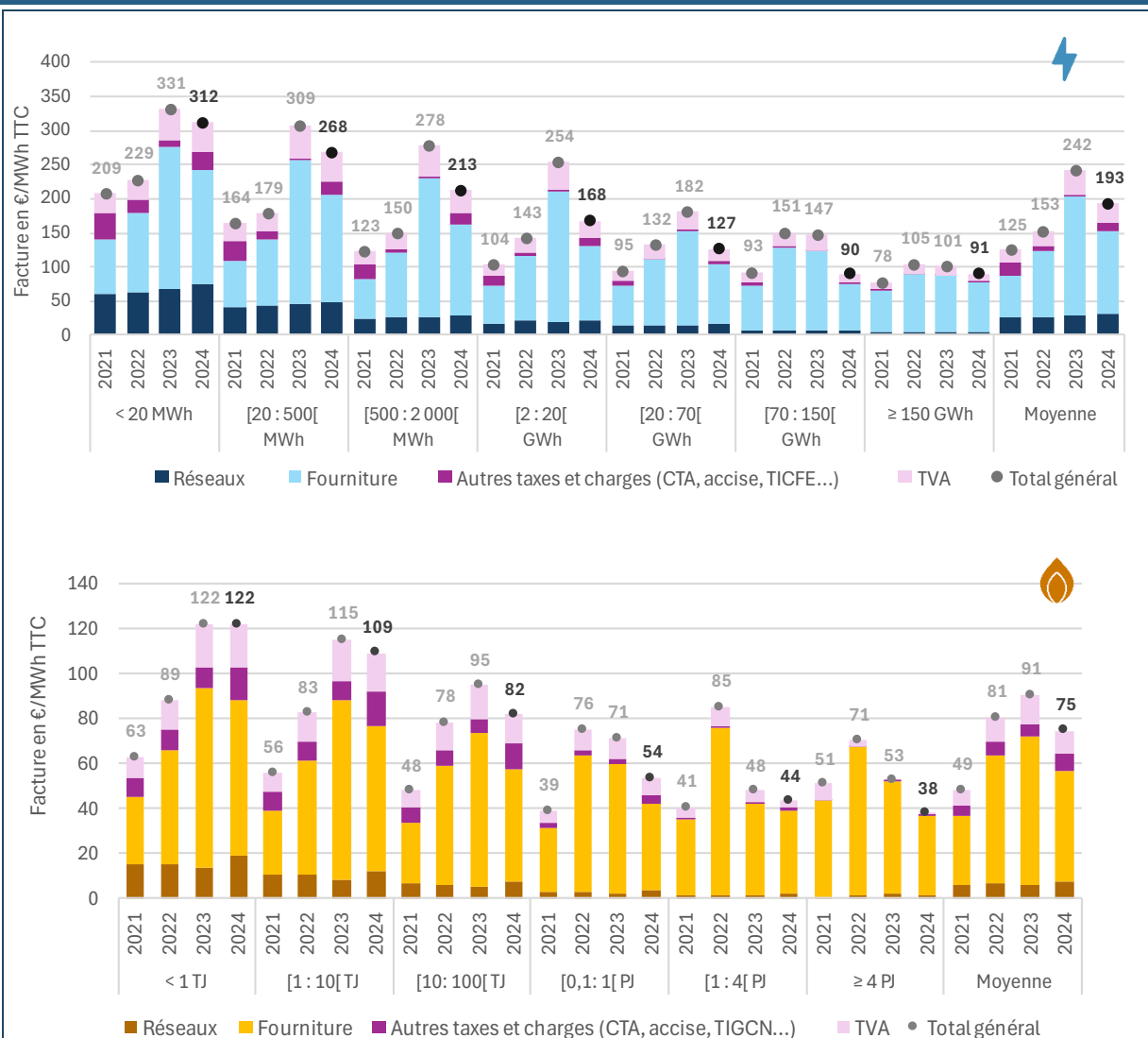
En outre, les variations des factures moyennes diffèrent selon la taille de l'entreprise. Ainsi, pour les entreprises les plus consommatrices d'énergie (de consommation annuelle supérieure à 70 GWh pour l'électricité et à 0,1 PJ pour le gaz), la hausse des coûts d'approvisionnement et leur impact sur la facture a surtout eu lieu en 2022 avant de diminuer en 2023 et plus encore en 2024. Au contraire, les plus petits consommateurs ont vu leur prix facturé moyen augmenter en 2022 et 2023, avant de diminuer légèrement en 2024.

¹⁶ <https://www.energie-mediateur.fr/1-million-dinterventions-pour-impayes-de-factures-denergie-en-2023/>

¹⁷ https://www.energie-mediateur.fr/wp-content/uploads/2023/10/20231017_recommandations-de-bonnes-pratiques-du-mne.pdf

Cette différence s'explique d'un côté, chez les petits professionnels, par l'inertie induite par les TRVE dont la part approvisionnement est lissée sur 24 mois et que souscrivent environ 34% d'entre eux¹⁸. Par ailleurs, le bouclier tarifaire électricité a également induit une inertie dans les offres de marché, du fait des contraintes du dispositif n'incitant pas à proposer des offres plus compétitives que les TRV. D'un autre côté, les moyennes et grandes entreprises sont toutes en offre de marché, ce qui leur a permis de bénéficier plus rapidement de la baisse des prix de gros, en électricité comme en gaz naturel (Figure 14).

Figure 14 - Niveaux de prix des factures d'électricité et de gaz naturel des entreprises par segment de consommation, 2021 - 2024



N.B. : Les données du graphique ci-dessus représentent une moyenne à l'échelle du territoire français et, par définition, masquent les situations les plus critiques auxquelles ont dû faire face certaines entreprises. Contrairement aux plus grandes, les plus petites n'ont pas d'équipes ou de services dédiés à l'achat d'énergie. En outre, les entreprises ayant les moyens ont parfois développé ce type de métier pendant la crise.

Source : Eurostat, Service des données et études statistiques, les factures comprennent boucliers et amortisseur
Analyse : CRE

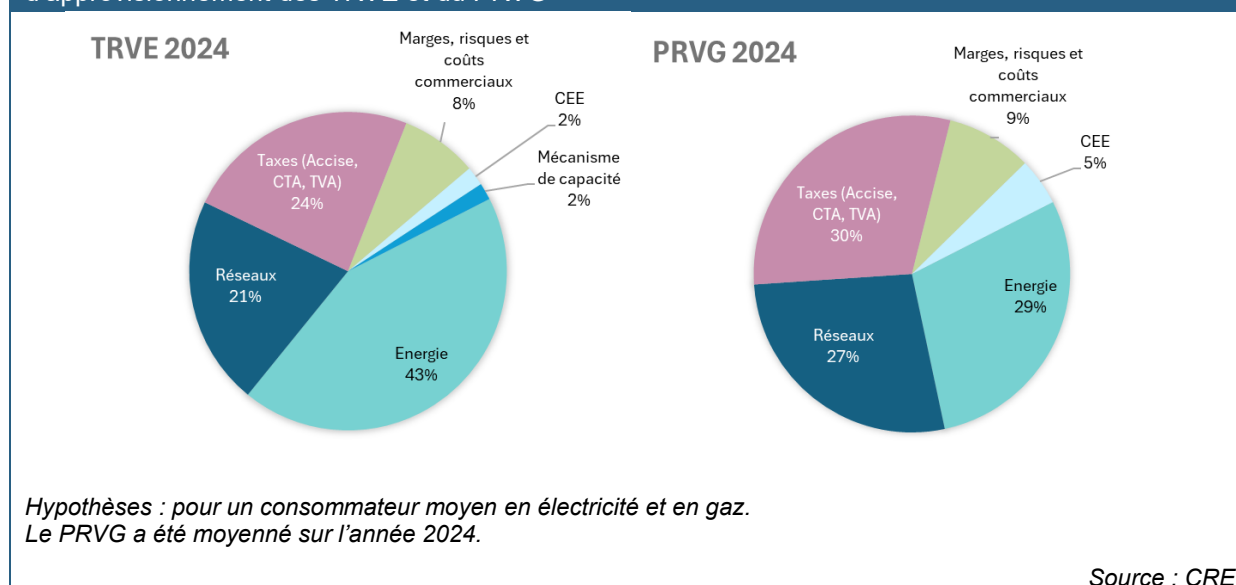
¹⁸ Voir section III.D

2. La baisse importante de la composante « énergie » en 2024, a été en partie atténuée par la hausse des autres composantes de la facture

Les effets de la crise des prix de gros de l'énergie en 2022 et 2023 sur la facture d'électricité et de gaz des consommateurs français se sont atténués en 2024. Alors que le prix de certaines offres telles que les TRVE est resté élevé, d'autres en revanche, comme les offres en gaz et plus globalement celles qui sont indexées sur les prix de marché du moment de la souscription, ont connu une baisse plus rapide.

Toutefois, cette baisse n'a pas permis de ramener le niveau de prix à son niveau d'avant crise. Les prix de gros de l'électricité et du gaz ont fortement diminué en 2024 par rapport à la période de crise, mais ne sont pas revenus aux niveaux d'avant crise. De plus, les tarifs de réseaux, après être restés stables pendant la crise, ont augmenté en 2024 et 2025. Enfin, les taxes sur la consommation d'énergie (accise et TVA) ont été rétablies à leur niveau moyen d'avant crise. Le poids de chacune des briques composant le prix de l'électricité et du gaz des ménages en France est illustré dans la figure ci-dessous.

Figure 15 - Contribution proportion de chaque composante d'approvisionnement dans le coût total d'approvisionnement des TRVE et du PRVG



La réduction du niveau de l'accise sur l'électricité a amorti les hausses de coûts d'approvisionnement

Dans un contexte de forte augmentation des prix de gros, l'État a décidé une réduction de l'accise sur l'électricité à partir du 1^{er} janvier 2022¹⁹. L'accise hors TVA pour les particuliers est passée de 25,6875 €/MWh à 1 €/MWh et pour les professionnels de 23,5625 €/MWh à 0,50 €/MWh, soit les niveaux minimaux imposés par la directive européenne sur la taxation de l'énergie²⁰.

En raison de la persistance des prix hauts de l'électricité, la réduction de l'accise sur l'électricité a été prolongée jusqu'au 31 janvier 2024. L'accise a ensuite été réhaussée à 21 €/MWh pour les particuliers, et 20,5 €/MWh pour les professionnels du 1^{er} février 2024 au 1^{er} février 2025.

En gaz, l'accise hors TVA est restée stable entre 2018 et 2024, baissant légèrement de 8,45 €/MWh à 8,37 €/MWh. Avec la détente des prix du gaz, l'accise a augmenté le 1^{er} janvier 2024 pour atteindre 16,37 €/MWh.

¹⁹ Décret n° 2022-84 du 28 janvier 2022 relatif à la minoration des tarifs de l'accise sur l'électricité prévue à l'article 29 de la loi n° 2021-1900 du 30 décembre 2021 de finances pour 2022

²⁰ Directive 2003/96/CE du Conseil du 27 octobre 2003 restructurant le cadre communautaire de taxation des produits énergétiques et de l'électricité

a) Une baisse de la composante « énergie » qui reste cependant plus élevée qu'avant la crise

Au cours de la crise, l'augmentation de la facture des consommateurs a principalement été portée par la hausse des coûts d'approvisionnement.

En 2023 et 2024, la tendance s'est inversée, avec une composante énergie (nette de l'effet du bouclier tarifaire) diminuant progressivement, même si les niveaux constatés en fin de période restent supérieurs à l'avant crise.

Les répercussions des prix de gros ont été perçues différemment sur le marché de la fourniture en fonction de l'énergie (électricité et gaz) et selon le type de contrat souscrit.

i. Effet des marchés de gros sur la composante approvisionnement des contrats d'électricité

Pour apprécier les évolutions de la composante approvisionnement (43 % de la facture totale électricité en 2024) pour les contrats d'électricité à destination des ménages, il faut distinguer ceux qui souscrivent aux TRVE (58% des consommateurs à la fin 2024) du reste qui souscrivent aux offres de marché.

La composante énergie des TRVE évolue annuellement, et se compose d'un approvisionnement à l'ARENH et d'un approvisionnement aux prix de marché. L'approvisionnement aux prix de marché est défini sur la base d'une moyenne des prix de gros sur une fenêtre de 24 mois²¹. Cette méthode implique de fait une inertie de la composante « complément de marché » des TRVE. Il faudra attendre 2025 pour que cette détente se reflète dans les TRVE.

En effet, en 2023, les consommateurs aux TRVE ont finalement connu deux hausses successives, plus nuancées, du tarif net de l'effet des boucliers tarifaires : +15 % TTC en février 2023, +10 % TTC en août 2023. Enfin, en 2024 ; les TRVE ont légèrement augmenté de 0,18 % HT et 10 % TTC du fait du retour de l'accise à des niveaux pré-crise.

Les stratégies d'approvisionnement

Un fournisseur d'électricité, pour fournir ses clients en électricité, peut s'approvisionner en électricité au moyen de plusieurs canaux : l'accès régulé à l'énergie nucléaire historique (ARENH), ses propres moyens de production s'il en possède, l'approvisionnement direct sur le marché ou via des contrats d'achat direct d'énergie, communément appelés « Power Purchase Agreements » (PPA).

La stratégie d'approvisionnement d'un fournisseur va souvent reposer sur une **combinaison des différents moyens et produits disponibles** au fournisseur et dépendra du besoin de son portefeuille.

L'approvisionnement régulé :

Depuis le 1^{er} juillet 2011, l'**ARENH** permet aux fournisseurs d'accéder à un prix régulé à l'électricité produite par les centrales nucléaires historiques d'EDF. L'ARENH définit un volume global maximal d'électricité par période de livraison (ou plafond ARENH) de 100 TWh pouvant être cédé par EDF et à un prix de **42 €/MWh**. Les fournisseurs obtiennent ainsi, proportionnellement à leur portefeuille de consommateurs, un « droit ARENH » c'est-à-dire une puissance livrée en ruban toute l'année. En janvier 2022 et dans le contexte de la flambée historique des prix de gros, le gouvernement a annoncé la mise à disposition de 20 TWh supplémentaires de droit d'ARENH pour l'année 2022 à un prix de 46,2 €/MWh. La CRE a rendu son avis sur ce dispositif par une délibération parue en septembre 2023²². La CRE conclut que, pour les consommateurs français d'électricité ayant signé leur contrat d'électricité avant septembre 2022, la protection issue du dispositif ARENH+ a été efficace : 96,8% des consommateurs ont eu un prix de l'électricité équivalent à ou très proche des prix moyens d'avant la crise.

²¹ La méthode de construction est détaillée dans l'Annexe A des délibérations tarifaires des TRVE

²² Délibération n°2023-225

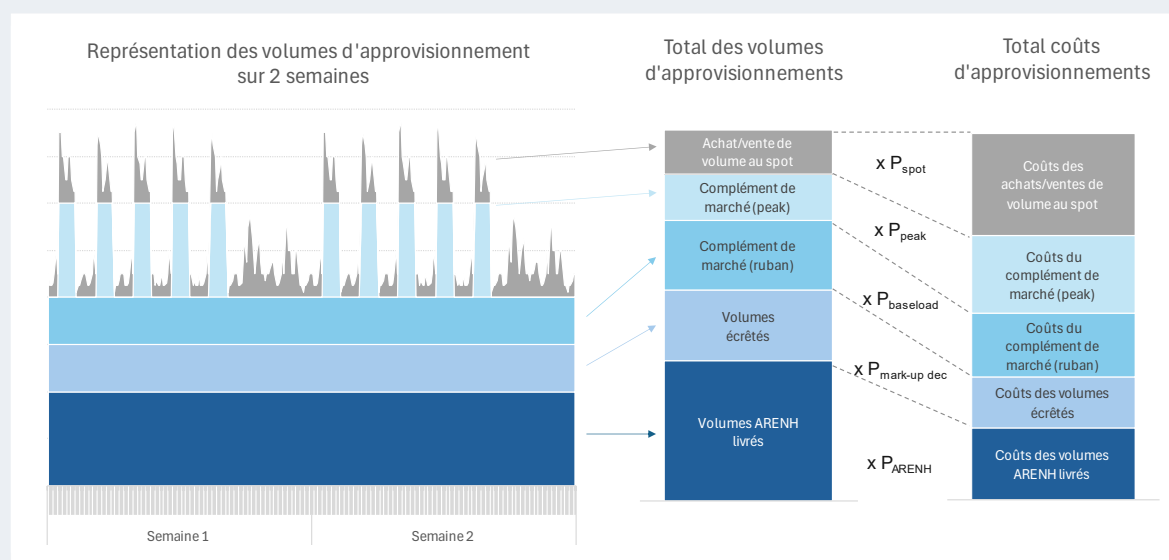
L'approvisionnement non régulé :

Les fournisseurs détenant des **moyens de production** peuvent vendre leur production sur les marchés et gérer par conséquent leur activité à l'amont et à l'aval indépendamment, ou mobiliser leur production pour couvrir les consommations de leur portefeuille au moyen de la cession interne d'un volume d'énergie à prix convenu.

Les fournisseurs peuvent également s'approvisionner via des **PPA (contrats d'achat direct d'énergie)**. Il s'agit de contrats d'approvisionnement conclus entre le producteur et le fournisseur, visant à définir les conditions de la vente à long terme de l'électricité produite par le producteur, allant de 3 à 25 ans.

Le marché de gros offre une diversité de produits : de la granularité temporelle la plus fine via le marché spot jusqu'à des produits calendaires sur plusieurs échéances de livraison. Ces transactions peuvent être réalisées sur des places de marché centralisées ou en gré à gré (appelé « OTC : over the counter »). Les fournisseurs affinent leurs achats d'électricité à mesure que la période de livraison se rapproche et que la liquidité des produits plus fins (trimestriels, mensuels...) augmente, mettant ainsi en adéquation leurs couvertures avec la courbe de charge de consommation d'électricité de leur portefeuille.

Figure 16 - Illustration de la méthodologie d'approvisionnement des tarifs réglementés de vente d'électricité



Les coûts d'approvisionnement des nouvelles offres de marché ont subi une forte hausse en 2022 et 2023, celles-ci s'approvisionnant usuellement sur les marchés de gros à des échéances courtes. Devenant très peu attractives par rapport aux TRVE plafonnés, et même après application des dispositifs de protection des consommateurs, très peu de ces offres étaient disponibles à la souscription sur le comparateur sur ces deux années. A partir de janvier 2024, la détente sur les marchés de gros a permis le retour d'offres de marché nettement plus compétitives que les TRVE (entre -17% et -23 % par rapport au TRVE), bien qu'à des niveaux supérieurs à l'avant crise.

En synthèse, les TRVE et les offres de marché ont été impactés différemment par les fluctuations des prix de gros observées entre 2022 et 2024.

Les TRVE, qui couvrent la majorité des ménages, intègrent un lissage moyen des prix de marché sur plusieurs mois, ce qui a permis d'amortir l'impact des prix de la crise en 2021-2022. Les hausses de prix ont également été réduites par les boucliers tarifaires. En contrepartie, la méthode d'approvisionnement a ralenti les baisses de factures des clients aux TRVE en 2023 et 2024.

Les offres de marché, sans un tel mécanisme de lissage, ont subi une forte augmentation de leurs coûts d'approvisionnement en 2022, réduisant leur compétitivité par rapport aux TRVE, jusqu'à l'intervention des boucliers tarifaires. En 2024, les offres de marché sont devenues plus attractives, avec des coûts d'approvisionnement en baisse significative, leur permettant de proposer des offres très concurrentielles par rapport aux TRVE.

ii. Effet des marchés de gros sur la composante approvisionnement des contrats de gaz

Les tensions sur les prix de gros sur le marché du gaz naturel ont amené à une intervention de l'État sur les tarifs réglementés de vente du gaz dès 2021. Le décret n°2021-1380 du 23 octobre 2021 a gelé le niveau des TRVG d'ENGIE à compter du 1er novembre 2021. Ce gel des TRVG a été étendu aux offres de marché et aux territoires des entreprises locales de distribution (ELD) à compter du 1er janvier 2022 par le bouclier tarifaire.

Les TRVG, et les offres de marché indexées sur les TRVG, sont indexés sur des maturités à plus court terme que celles de l'électricité. Pour ces offres, le choc des prix de gros de 2022 a ainsi été résorbé plus rapidement que pour les TRVE.

À partir de mars 2023, les coûts d'approvisionnement en gaz sont revenus à un niveau bien inférieur à leur niveau de crise, justifiant la fin du bouclier tarifaire gaz au 30 juin 2023. Les coûts d'approvisionnement des TRVG se situaient alors en deçà des niveaux gelés précédents. Toutefois, ces niveaux restaient supérieurs au niveau d'avant crise.

En synthèse, les offres de fourniture de gaz, souvent indexées sur des maturités courtes, ont intégré plus rapidement la baisse des coûts d'approvisionnement. Le bouclier tarifaire gaz, en place jusqu'en juin 2023, aura surtout offert une protection durant le pic de la crise en 2022, maintenant les TRVG et les offres de marché bien en dessous de leurs coûts réels. Le bouclier tarifaire gaz a pris fin au 1er juillet 2023 avec la baisse des prix de marché de gros. Toutefois les coûts d'approvisionnement sont restés supérieurs aux niveaux d'avant la crise.

b) Après avoir contenu une partie des effets de la crise, les tarifs de réseaux de l'électricité et du gaz ont augmenté significativement

La hausse importante des charges des gestionnaires de réseaux due à la hausse de leurs achats d'énergie, couplée à une diminution de leurs revenus du fait d'une consommation plus faible sur la période, a entraîné des niveaux de charges non couvertes plus élevés que prévu. Toutefois, les tarifs de réseaux fixés par la CRE ont joué un rôle stabilisateur au cours de cette période : les évolutions tarifaires étant plafonnées au sein d'une période, les conséquences pour les factures des consommateurs ont été comparables aux niveaux de l'inflation.

La maîtrise de ces tarifs de 2022 à 2024 a impliqué un rattrapage lors des périodes tarifaires suivantes (mi-2024 pour le gaz, et début 2025 pour l'électricité). L'augmentation due au rattrapage des charges des gestionnaires de réseaux pendant la crise a partiellement compensé la diminution des factures induite par la baisse de la composante énergie.

Ainsi, pour l'électricité, la CRE a fixé une hausse du Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (TURPE) au niveau de l'inflation prévisionnelle, additionné de l'évolution initialement prévue dans le TURPE 6, et d'une hausse plafonnée à 2%, soit **une hausse totale de 6,51 % en août 2023, puis de 4,81 % en novembre 2024**. A titre de comparaison, **le taux d'inflation²³ annuel constaté par l'INSEE était de 3,7 % pour l'année 2023, et de 1,3 % pour l'année 2024²⁴**. Au 1er février 2025, la CRE retient **une hausse de 7,7 % dans le cadre de la nouvelle période tarifaire TURPE 7 (2025-2029)**, hausse qui intègre la couverture des charges non couvertes pendant la crise.

²³ Hors tabac

²⁴ Indices de prix à la consommation des ménages constatés par l'INSEE comparés aux mois de décembre

De même, en ce qui concerne les tarifs de réseaux de gaz, les évolutions ont été limitées en cours de période tarifaire, avec une hausse des tarifs de réseaux de distribution (ATRD) **de 4,3 % au 1^{er} juillet 2023**. Au 1^{er} juillet 2024 et dans le cadre de la nouvelle période tarifaire ATRD 7, la CRE fixe **une hausse du tarif de distribution de gaz à 27,5 % dont 20,0 % qui s'expliquent par le report d'effets de la période tarifaire précédente**.

Enfin, la diminution de la consommation qui a eu pour effet de réduire les recettes des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz, si elle a été importante en 2022 et 2023, s'est prolongée en 2023 et 2024 en raison d'actions de sobriété qui produisent des effets pérennes ainsi que des progrès continus en ce qui concerne les économies d'énergie. A ce titre, la consommation annuelle d'électricité (corrigée des effets climatiques) se situait en 2024 **à environ - 5 % par rapport à son niveau en 2018-2019**. En gaz, la consommation annuelle en 2023 et 2024 hors aléas **climatiques se situait à environ - 22 % par rapport à son niveau 2018-2019**.

c) La prise en compte de dispositifs réglementaires supplémentaires pour atteindre les objectifs de politique énergétique

Au cours des dernières années, les orientations politiques européennes et françaises en matière de décarbonation ont connu un renforcement significatif, notamment avec l'adoption du Pacte Vert pour l'Europe présenté en 2019, qui vise à atteindre la neutralité carbone au sein de l'Union européenne d'ici 2050. Ces ambitions ont été réhaussées entre 2022 et 2024 en réponse à la crise énergétique engendrée par l'invasion de l'Ukraine par la Russie, qui a conduit à définir la réduction de la consommation d'énergies fossiles comme un objectif de souveraineté énergétique.

Plusieurs instruments ont été mis en place par l'État pour atteindre ces objectifs de politiques énergétiques. Les quatre dispositifs suivants mettent à contribution les consommateurs d'électricité et de gaz en obligeant les fournisseurs à intégrer le coût de ces dispositifs dans leurs prix de fourniture :

- Depuis 2005, le dispositif des Certificats d'économie d'énergie (CEE) pour l'investissement dans les solutions technologiques ou changement d'habitudes de consommation pour l'efficacité énergétique ;
- À partir de 2026, le dispositif de Certificats de production de biogaz (CPB) pour contribuer au financement de nouvelles installations de gaz renouvelable en France et,
- À partir de 2027, le mécanisme européen ETS2 ;
- En outre, depuis 2017, le mécanisme de capacité contribue à assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité.

Entre 2019 et 2024, l'impact des dispositifs réglementaires sur les factures d'énergie a été relativement stable en électricité, à l'exception d'une hausse modérée en 2023 due au mécanisme de capacité. Sur cette période, le coût de ces dispositifs dans les factures d'électricité des clients particuliers a varié entre 9,1 €/MWh et 14,7 €/MWh. En ce qui concerne le gaz, le coût des CEE a fortement augmenté, passant de 1,9 €/MWh en 2019, à 6,5 €/MWh en 2024 (environ 5 % de la facture) (**Erreur ! Source du renvoi introuvable.**).

D'autre part, la CRE relève que l'absence de visibilité sur les évolutions de ces dispositifs entraîne des difficultés pour les fournisseurs de répercuter leurs coûts dans leurs offres de fourniture, rendant difficile l'anticipation des coûts associés à ces mesures. Ce manque de visibilité complique particulièrement la proposition d'offres à prix fixes 100 % ou des prix fixes révisables à la baisse par les fournisseurs d'énergie, dont le nombre a progressivement diminué entre 2019 et 2024 (Figure 74).

Ainsi, l'impact à venir de ces dispositifs reste incertain. Des évolutions structurelles sont attendues dans le cadre des CEE afin de répondre aux ambitions accrues en matière d'économies d'énergie. Parallèlement, une réforme du prochain mécanisme de capacité est prévue, introduisant une certaine incertitude quant à ses répercussions sur les factures. De plus, le nouveau mécanisme des CPB prévu pour 2026, bien que son impact initial soit limité, pourrait croître de manière significative au fil du temps.

Tableau 2 - Estimation du coût des dispositifs réglementaires en €/MWh (hors taxes) dans la facture d'électricité et de gaz entre 2019 et 2024

| | Coûts des dispositifs réglementaires électricité | | | Coûts des dispositifs réglementaires gaz |
|------|--|----------|----------------------------|--|
| | Total des coûts | Dont CEE | Dont mécanisme de capacité | (Ne contient que les CEE) |
| 2019 | 10,4 | 3,9 | 6,5 | 1,9 |
| 2020 | 9,8 | 4,9 | 4,9 | 2,5 |
| 2021 | 11 | 5,0 | 6 | 2,7 |
| 2022 | 9,1 | 4,1 | 5 | 3,6 |
| 2023 | 14,7 | 5,7 | 9 | 5,6 |
| 2024 | 11,8 | 6,4 | 5,4 | 6,5 |

Source : fournisseurs, analyse CRE

Focus sur les dispositifs réglementaires inclus dans la facture d'électricité et de gaz

- En électricité et en gaz naturel, les certificats d'économie d'énergie (CEE) pour le financement des gains d'efficacité énergétique

Le dispositif des certificats d'économies d'énergie a été créé en 2005 par la loi n°2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique (loi POPE), afin d'encourager les économies d'énergies à long terme. Le dispositif répond aux obligations de la Directive (UE) 2023/171 du 13 septembre 2023 relative à l'efficacité énergétique qui fixe une augmentation des obligations d'économies d'énergie annuelle, contraignante pour chaque État membre pour la période 2021-2030. Les fournisseurs d'énergie et distributeurs de carburant (« les obligés »), doivent, justifier de la détention d'un montant de CEE leur permettant de couvrir leur obligation. Le dispositif a été aménagé pour avoir un impact relatif sur les fournisseurs en fonction de la taille de leur portefeuille²⁵.

Les travaux d'économie d'énergies, mesurées en kWh_{cumac}²⁶ d'énergie finale, donnent lieu à l'obtention de CEE. Les certificats sont attribués par les services du ministère chargé de l'énergie, et sont approvisionnés par les fournisseurs par divers moyens²⁷. Les objectifs de réalisation d'économie d'énergie sont fixés pour l'État, sur des périodes de quatre ans²⁸ et ciblent en particulier les économies d'énergie auprès des consommateurs résidentiels. Il intègre par ailleurs un objectif de réduction de la précarité énergétique par un effort accru d'économies d'énergie en direction des ménages les plus modestes.

Les coûts supportés par les fournisseurs au titre du dispositif CEE sont à la hausse entre 2019 et 2023. Sur la base d'un recensement auprès des fournisseurs et des prix de marché constatés, la CRE estime un coût d'approvisionnement moyen d'environ 6,4 €/MWh en électricité et en gaz en 2024, contre 3,9 €/MWh en électricité et 1,9 €/MWh en gaz en 2019.

La hausse des coûts supportés par les fournisseurs, et répercutés aux consommateurs finals est à interpréter au regard des aides à la rénovation énergétique générées par le dispositif. En effet, pour chaque contribution payée au titre du dispositif, la Cour des comptes estime, dans son rapport sur les CEE datant de juillet 2024, que 68 % des contributions sont reversées aux ménages et entreprises sous forme d'aides, 20 % rémunèrent les intermédiaires de la filière CEE, et le reste est perçu par l'État, par effet de la TVA sur la part variable²⁹.

²⁵ Se référer au rapport de surveillance 2018-2019 pour plus de détails sur le seuil de franchise.

²⁶ Cumac : « cumulés » et « actualisés ». L'économie d'énergie finale est cumulée et actualisée sur la durée de vie du produit.

²⁷ (i) la production en propre de certificats (en réalisant directement des actions d'économies d'énergie auprès d'acteurs éligibles²⁷, ou en incitant des consommateurs à investir dans des actions d'économies d'énergie), (ii) l'investissement, en participant financièrement à des programmes d'accompagnement identifiés par les pouvoirs publics comme éligibles aux CEE (suite par exemple à des appels d'offre), (iii) l'achat de certificats sur les marchés, via les plateformes d'échange dédiées.

²⁸ Cinq périodes ont été mises en place jusqu'à aujourd'hui, et des discussions sont en cours quant à la mise en place de la 6^e période qui débutera au 1^{er} janvier 2026²⁸.

²⁹ Représentant 2 % des contributions financières des ménages, les programmes CEE n'ont pas été comptabilisés comme des reversements.

L'effet distributif du dispositif est également notable : entre janvier 2022 et août 2024, la DGEC³⁰ estime que 30 % des incitations ont été reçues³¹ par des ménages en situation de précarité énergétique³², principalement dans le secteur du bâtiment résidentiel. Selon la Cour des comptes, le dispositif CEE est perçu comme un gain net pour les ménages précaires : les incitations reçues dépassent de 14 % les contributions collectées.

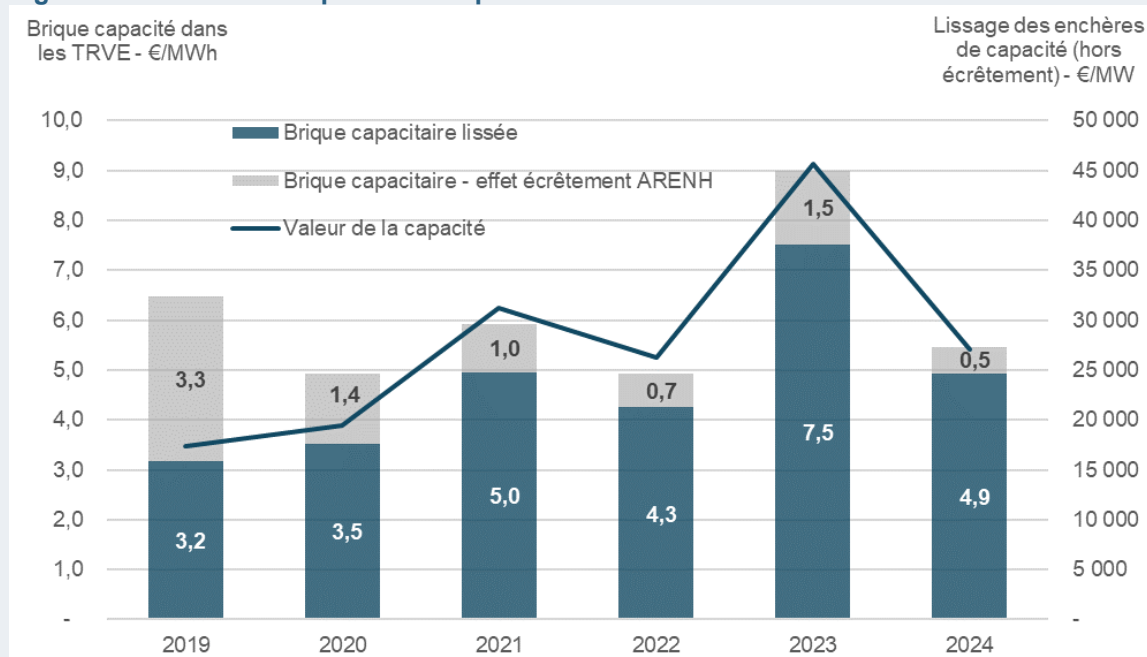
- En électricité, le mécanisme de capacité pour assurer la sécurité d'approvisionnement

Les dispositions des articles L. 335-1 et suivants du code de l'énergie établissent un dispositif d'obligation de capacité, qui prévoit que « chaque fournisseur d'électricité contribue, en fonction des caractéristiques de consommation de ses clients, en puissance et en énergie, sur le territoire métropolitain continental, à la sécurité d'approvisionnement en électricité ». Les règles du mécanisme de capacité sont approuvées par le ministre chargé de l'énergie sur proposition du gestionnaire de réseau de transport et après avis de la CRE.

Chaque fournisseur est tenu de s'approvisionner en garanties de capacité afin de couvrir la consommation de son portefeuille de clients lors des périodes de pointe de consommation nationale. Ces garanties peuvent être obtenues en investissant dans de nouveaux moyens de production ou d'effacement, ou en se les procurant auprès des exploitants de capacités et sur le marché. Le coût de cette obligation, instaurée afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement des consommateurs, est répercuté par les fournisseurs à leurs clients.

Le prix d'échange des garanties de capacité a suivi une tendance haussière entre 2019 et 2024, ce qui s'est traduit par une hausse du coût du dispositif dans les factures. Le coût du mécanisme tel que chiffré pour les TRVE, a atteint 9,0 €/MWh en 2023, comparé à un coût avoisinant les 5-6 €/MWh entre 2019 et 2022. On notera que la hausse des coûts relativement au prix de la capacité a été contenue du fait de l'octroi de garanties de capacité au titre des droits ARENH attribués aux fournisseurs.

Figure 17 - Évolution du prix de la capacité dans les TRVE



Source : CRE

³⁰ Lettre d'information sur le dispositif CEE - septembre 2024, DGEC.

³¹ Dont bonifications.

³² Définis par rapport à un plafond de revenus.

- Certificats de production de biogaz (CPB) : un nouveau dispositif pour financer le développement de la filière du gaz renouvelable

La loi n°2021-1104 du 22 août 2021 « Climat et Résilience » a introduit en son article 95 le dispositif des certificats de production de biogaz (CPB) dans lequel les fournisseurs de gaz naturel sont soumis à une obligation d'acquisition de certificats de production émis par des producteurs de biogaz injecté ne bénéficiant pas ou plus d'un soutien de l'État. Ce dispositif est encadré par les articles L. 446-31 à L. 446-55 et R. 446-96 à R. 446-130 du code de l'énergie.

Les fournisseurs de gaz naturel peuvent s'acquitter de cette obligation soit en produisant eux-mêmes du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel, soit en acquérant des certificats auprès de producteurs de biométhane. Les producteurs bénéficiaires du dispositif peuvent commercialiser séparément la molécule de biométhane produite et les certificats de production de biométhane.

Une première trajectoire d'obligation a été fixée, pour un démarrage du dispositif en 2026. Cette trajectoire d'obligation a notamment été établie en prenant en compte les recommandations d'ajustement à la baisse proposées par la CRE dans son avis du 21 décembre 2023³³, et ce afin de refléter une trajectoire de développement de production de certificats plus réaliste, en particulier sur les premières années du dispositif.

L'effet du dispositif sur les consommateurs dépend des niveaux auxquels les CPB pourront être produits et échangés. Il convient de noter qu'un fournisseur ne remplissant pas son obligation sera contraint de payer une pénalité libératoire dont le niveau est plafonné par la loi à 100 € par certificat manquant.

Le niveau actuel du tarif d'achat à destination des installations de production de biométhane injecté dont la production annuelle prévisionnelle est égale à 25 GWh PCS/an, est de 116 €/MWh. Le seuil de 25 GWh PCS/an constituera a priori à terme le point de bascule vers le dispositif CPB.

Les fournisseurs ayant accès au « marché primaire », c'est-à-dire en mesure de développer eux-mêmes des moyens de production de biométhane ou de contractualiser directement avec les producteurs de biométhane, auront accès conjointement à la molécule de gaz et aux CPB associés à l'installation. La valeur attribuée au CPB correspondra in fine à l'écart entre le coût complet de l'installation et la valeur du gaz sur les marchés.

Au regard des anticipations actuelles des prix de gros du gaz et d'une estimation du coût complet de production des installations de biométhane, la CRE estime que le prix d'un CPB devrait, dans un marché fonctionnel, s'établir autour de 80 €/MWh PCS pour une installation standard de production de biométhane en 2026. Toutefois, le volume prévisionnel de CPB contractualisés pour 2026 est très inférieur à la trajectoire d'obligation de restitution des fournisseurs de gaz naturel. En d'autres termes, la demande sera bien plus forte que l'offre en certificat, ce qui laisse présager dans un premier temps un prix de vente du CPB autour de 100€ (prix plafond correspondant à la pénalité libératoire).

Tableau 3 - Estimation du prix d'un CPB entre 2026 et 2028

| | 2026 | 2027 | 2028 |
|--|--------|--------|--------|
| Hypothèse prix du certificat (€/CPB) | 100 | 100 | 100 |
| Taux d'obligation par MWh consommé | 0,0041 | 0,0182 | 0,0415 |
| | | | |
| Surcoût sur la facture d'un consommateur chauffage moyen d'une consommation de 14 MWh/an TTC (€) | 6,89€ | 30,58€ | 69,72€ |

Source : CRE

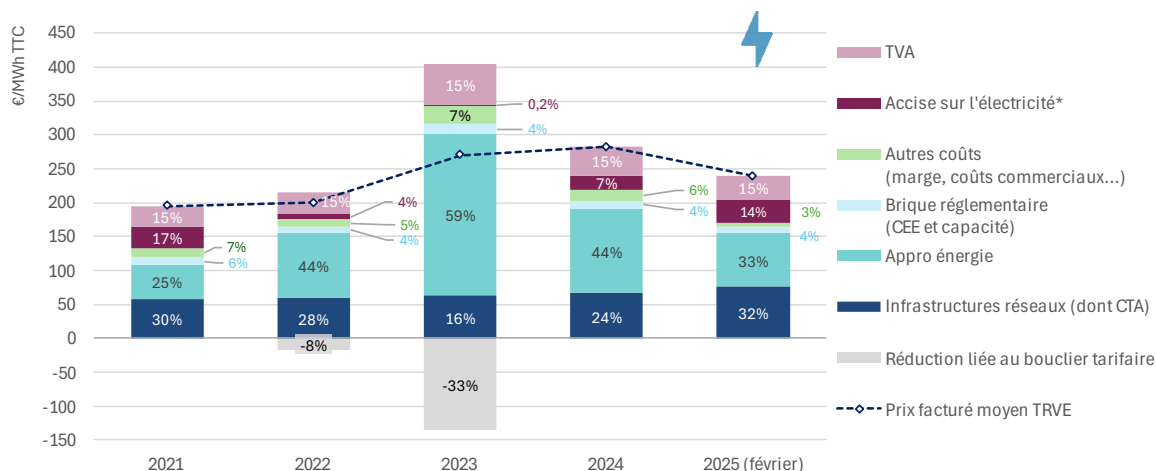
³³ [Délibération de la CRE n°2023-370 du 21 décembre 2023 portant avis sur un projet de décret et un projet d'arrêté d'application du dispositif d'obligation de restitution de certificats de production de biogaz](#)

EN SYNTHÈSE

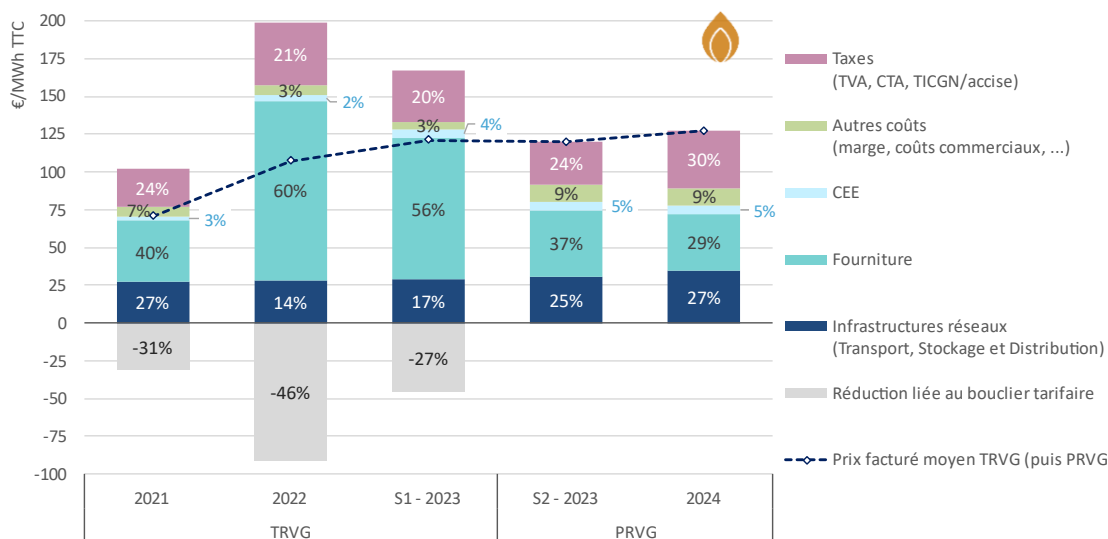
Les dispositifs de protection de l'Etat, tels que l'ajustement de la fiscalité, les dispositifs de protection des consommateurs tels que les boucliers tarifaires ou les amortisseurs, ont rapidement été mis en œuvre et ont pleinement joué leur rôle pour atténuer la hausse des factures des consommateurs qui auraient suivi la hausse des coûts d'approvisionnement. La détente des prix de gros en 2023 et 2024 a ensuite permis l'arrêt de ces aides, annonçant une sortie de crise progressive. Fin 2024, les factures d'électricité et de gaz de la majorité des consommateurs restent cependant plus élevées qu'avant la crise.

Pour l'électricité comme pour le gaz, la composante énergie a constitué, au plus fort de la crise, 60 % des coûts totaux de la facture des consommateurs résidentiels. La hausse s'est manifestée plus rapidement dans le secteur gazier, mais les prix ont commencé à diminuer dès le début de l'année 2023. Concernant l'électricité, la hausse la plus marquée s'est produite en 2023, et bien que la part approvisionnement de la facture diminue en 2024 (permettant de lever les dispositifs de protection), il faut attendre début 2025 pour que les TRVE répercutent la baisse des prix de 2024.

Figure 18 - Évolutions des composantes de la facture moyenne des clients résidentiels en électricité et en gaz



*la brique correspondant à l'accise, représente les taxes et autres contributions : CSPE, TCFE, TICFE etc...



N.B. : Moyenne annuelle pondérée par les consommations mensuelles

Source : CRE

B. Les consommateurs peuvent agir sur leurs factures énergétiques au travers du choix de leur offre de fourniture d'énergie

1. Les consommateurs font de plus en plus jouer la concurrence mais privilégient les offres apportant de la visibilité et de la confiance sur l'évolution du prix

Depuis l'ouverture à la concurrence des marchés de l'électricité et du gaz naturel en 2007, tous les consommateurs d'électricité et de gaz peuvent choisir librement une offre de fourniture qui répond à leurs besoins. Ces offres peuvent être à prix fixe ou à prix variable :

- les offres à prix variable se distinguent en plusieurs catégories :
 - indexées sur des références de prix fixées par la CRE ou les pouvoirs publics (tarifs réglementés de vente, prix de référence du gaz naturel, référence approvisionnement gaz publiée par la CRE) ;
 - indexées sur différents produits de marché (prix spot, produits pétroliers ou gaziers...) ;
 - ou dont l'évolution dépend de modalités déterminées par le fournisseur (révisables plusieurs fois par an...).
- les offres à prix fixe regroupent une diversité de modalités contractuelles. En effet, si pour certaines, seule la composante énergie du prix, hors taxes, est inchangée pendant la durée contractuelle, d'autres offres, plus rares, rendent constants les prix du kWh et de l'abonnement hors taxes pendant une durée prédéterminée.

Depuis 2022, le paysage des offres de fourniture d'énergie a beaucoup évolué. L'intervention massive de l'État sur les factures a conduit à un alignement des offres sur les TRVE et les TRVG, qui servaient de base au calcul du montant des aides. Le nombre et la diversité des offres de fourniture se sont donc fortement réduits pendant la crise de 2022-2023.

A partir de 2024, la sortie de la crise et la fin des boucliers a permis le retour progressif à une situation proche de celle d'avant la crise du point de vue de la commercialisation des offres de fourniture. Toutefois, il apparaît que les consommateurs ont été marqués par la crise. Alors que les offres de marché étaient nettement plus basses que les TRVE (d'environ 20 % au second semestre 2024), les consommateurs sont restés prudents et ont été assez peu nombreux à profiter de cette opportunité.

La CRE considère que cela traduit une certaine perte de confiance dans le fonctionnement du marché de l'électricité et du gaz et a agi pour restaurer les conditions de cette confiance.

a. En électricité, face à la diversité retrouvée des offres de fourniture, les consommateurs résidentiels privilégient les offres à prix fixe annuel

À fin 2024, le nombre d'offres à la souscription a plus que doublé, passant d'une trentaine fin 2022 à près de 70 offres différentes. Le consommateur fait ainsi face à un choix plus vaste et retrouve son pouvoir d'agir directement sur sa facture d'électricité en faisant jouer la concurrence.

En 2023, du fait du bouclier tarifaire, les offres les plus proposées étaient celles qui sont indexées sur les TRVE, dont le prix est proche de celui des TRVE. Un fait notable est la disparition des offres indexées sur les produits de marché.

En 2024, une nouvelle dynamique s'installe, les fournisseurs développent les offres à prix fixes, le plus souvent très compétitives par rapport aux TRVE en termes de prix. Les durées de fixité des prix augmentent, avec presque un quart de ces offres à deux ans ou plus.

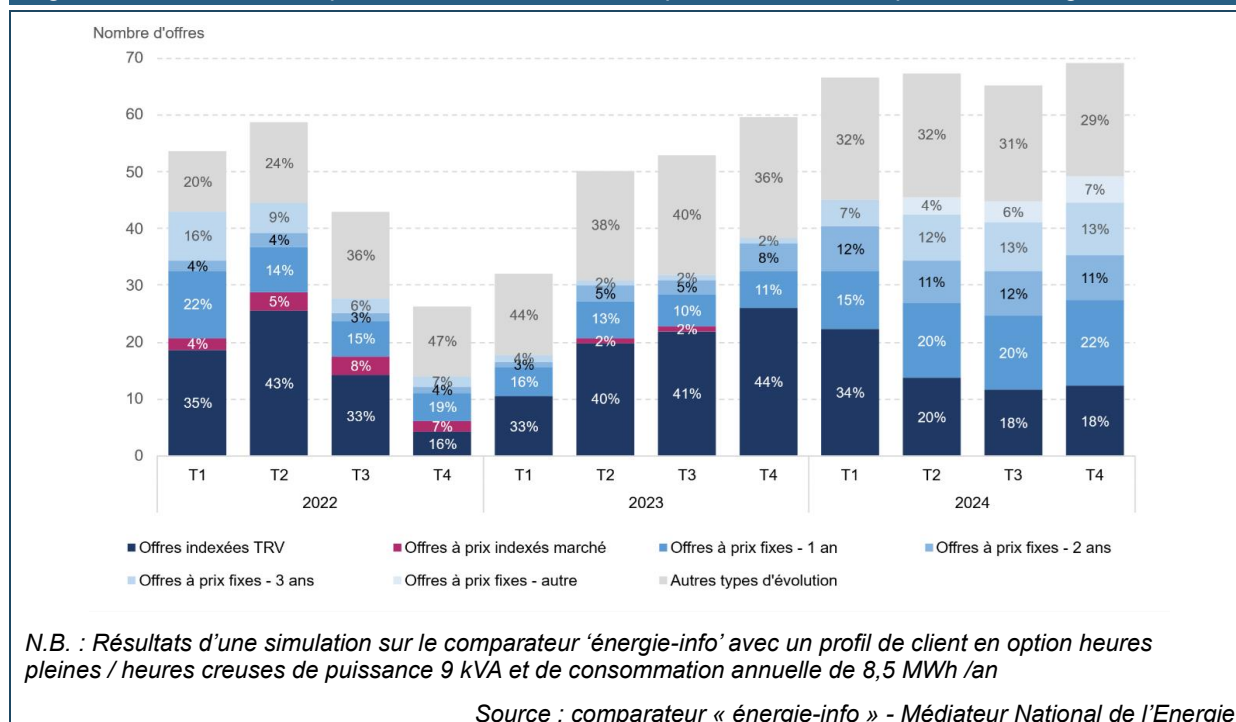
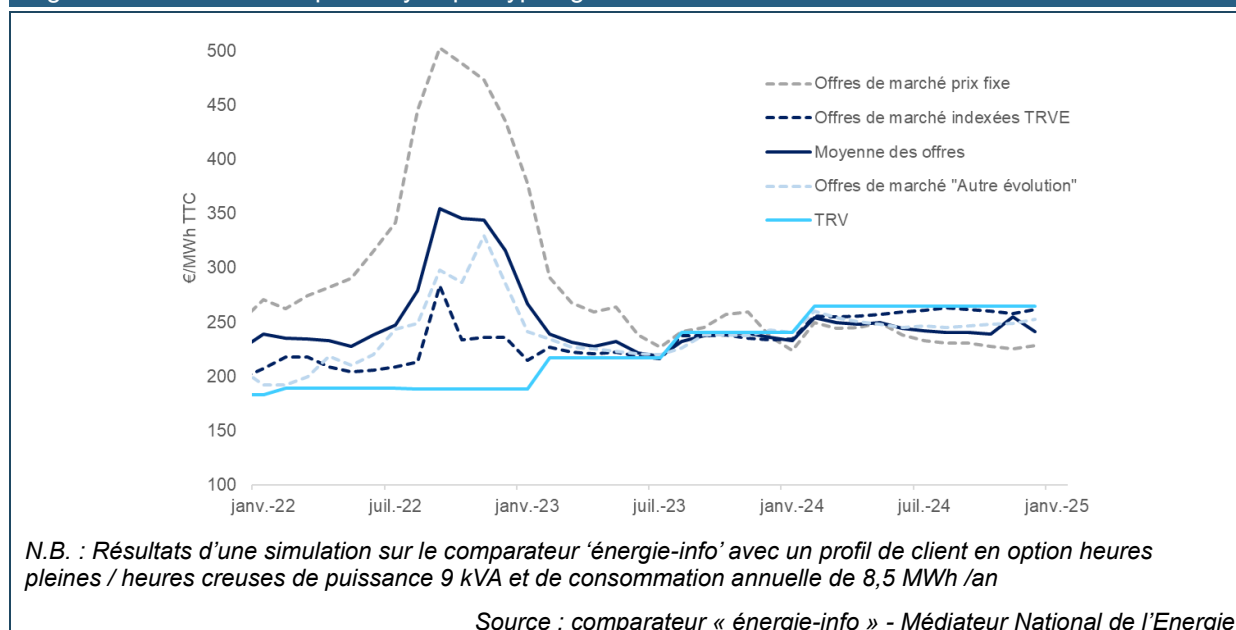
Figure 19 - Offres heures pleines/heures creuses³⁴ disponibles sur le comparateur "énergie-info"

Figure 20 - Evolution du prix moyen par typologie d'offre 2022-2024

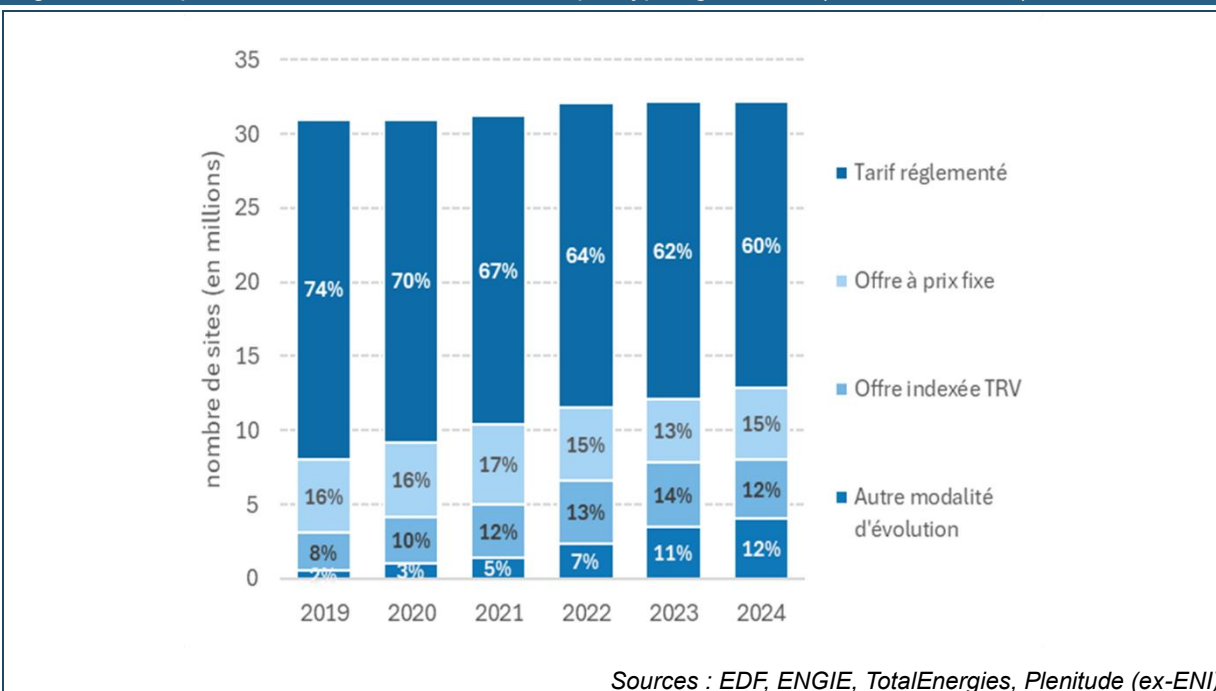


³⁴ Les résultats étant similaires pour un profil de consommateur en option Base de puissance 6 kVA avec une consommation annuelle de 2,4 MWh / an, l'analyse dans cette section s'effectue sur un consommateur en option HP/HC de puissance 9 kVA et consommant 8,5 MWh/an. Les données concernant le consommateur en option Base sont disponibles en section Annexe : données et analyses complémentaires, III.C.6

Cette évolution a stimulé une reprise des changements de contrats par les consommateurs. Le taux de changement de fournisseur ou taux de "switch" a ainsi augmenté, passant de 1,5 % au quatrième trimestre 2022 à 2,4 % au dernier trimestre 2024. Il reste inférieur au taux d'avant crise (3,6% au troisième trimestre 2021).

Les consommateurs ont suivi les tendances des offres proposées en accord avec l'évolution des prix : alors qu'en 2023, les consommateurs avaient une légère préférence pour les offres indexées sur les TRVE par rapport aux prix fixes (14 % contre 13 %), cette tendance s'est inversée en 2024 avec 12 % des contrats à prix indexé et 15 % à prix fixe. Parmi ces derniers, une large majorité (82 %) opte pour des offres à prix fixe d'une durée d'un an (Figure 21).

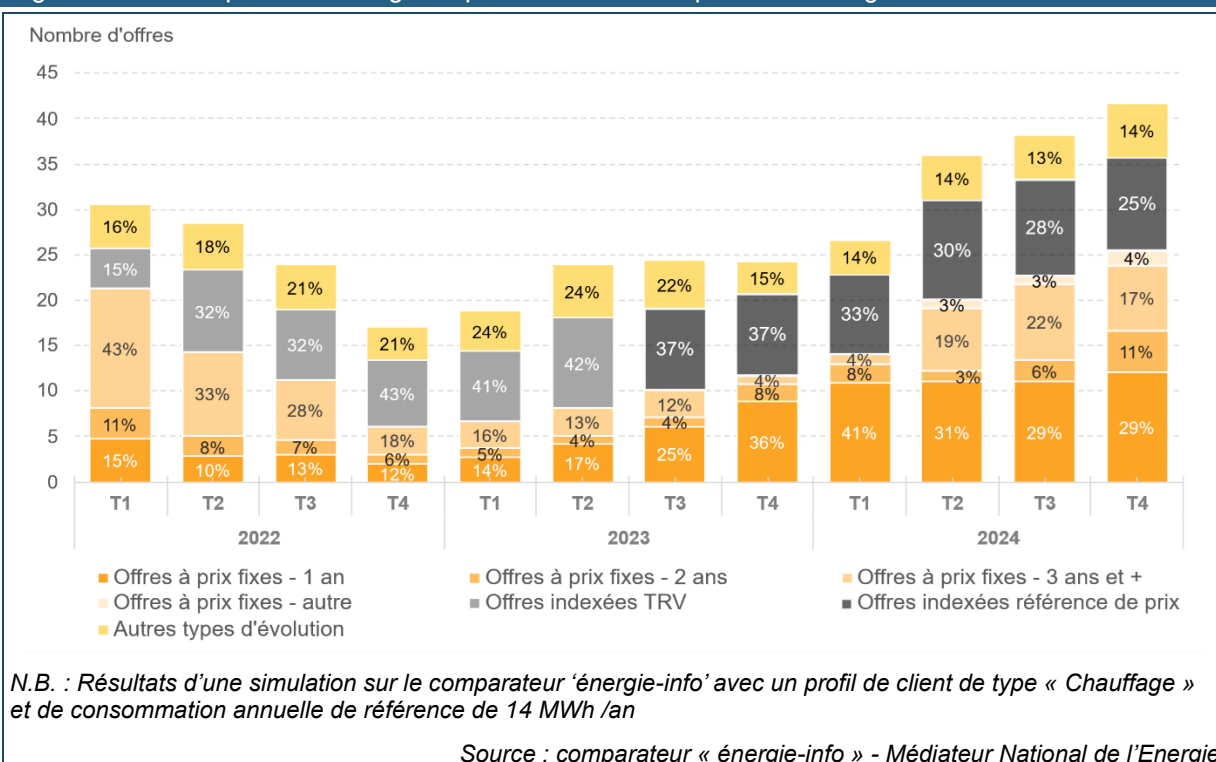
Figure 21 - Répartition des contrats résidentiels par typologie d'offre (au 31 décembre)



b. En gaz naturel, les consommateurs privilégient les offres à prix fixe et les offres indexées sur les références de prix de la CRE

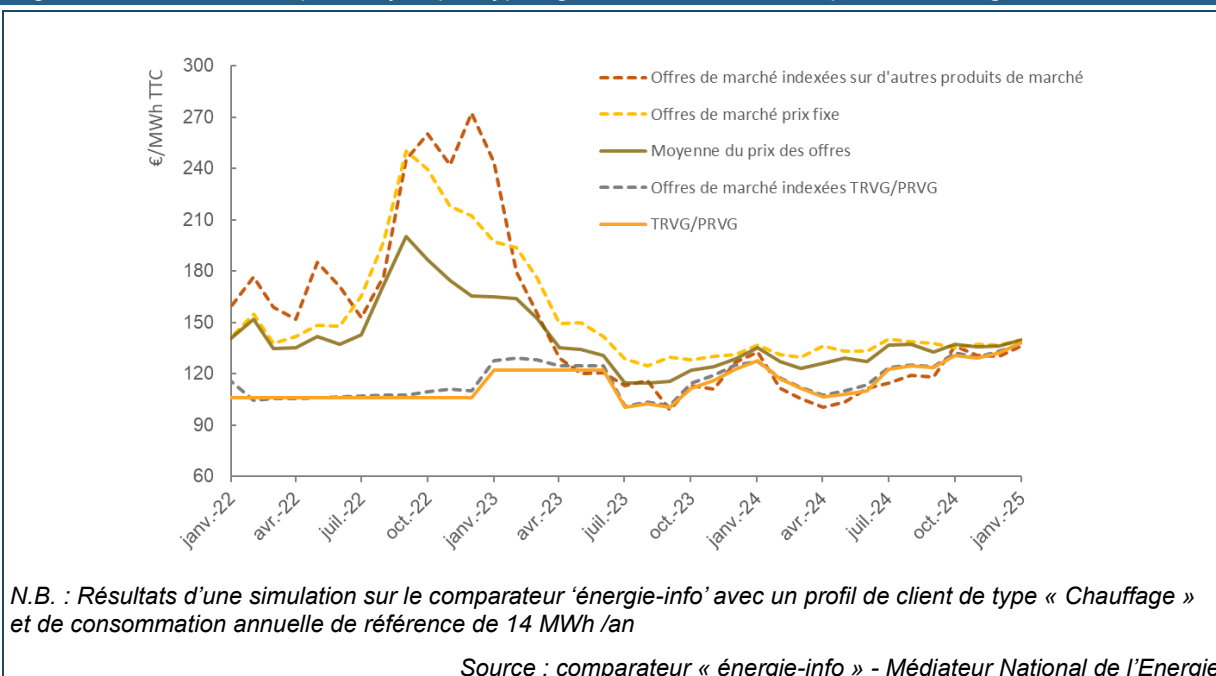
L'ampleur de l'augmentation du nombre d'offres de gaz est similaire à celle observée pour l'électricité. Entre la fin de 2022 et fin 2024, les offres de gaz disponibles à la souscription ont plus que doublé. Alors qu'ils avaient le choix parmi une quinzaine d'offres, les consommateurs résidentiels considèrent jusqu'à 40 offres différentes sur la fin de 2024. La part des offres à prix fixe dans l'ensemble des offres disponibles a considérablement augmenté, représentant 61 % des offres disponibles fin 2024 (Figure 22).

Figure 22 - Offres profil 'Chauffage' disponibles sur le comparateur "énergie-info"



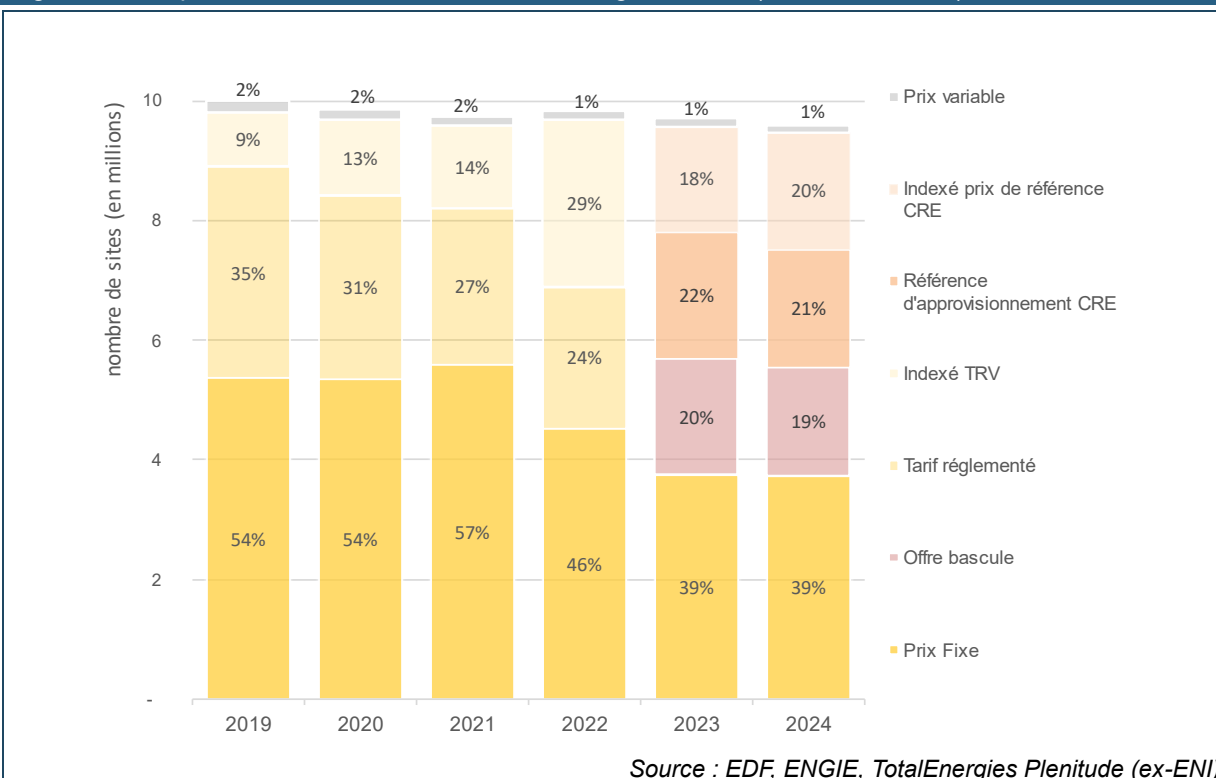
Contrairement à la tendance observée sur l'électricité, les consommateurs continuent à privilégier majoritairement les offres indexées sur des références définies par la CRE.

Figure 23 - Évolution du prix moyen par typologie d'offre 2022-2024 - profil Chauffage



La part des consommateurs résidentiels en offre à prix fixe se maintient à 39 % entre 2023 et 2024, alors que les indexées références approvisionnement de la CRE et indexées PRVG, augmentent légèrement de 40 % à 41 % (Figure 24).

Figure 24 - Répartition des contrats résidentiels de gaz naturel (au 31 décembre)



Focus sur l'approvisionnement des offres à prix fixe

Les offres à prix fixe sont construites selon une approche dite de « *back-to-back* ». Les fournisseurs approvisionnent sur une période proche de la commercialisation de l'offre les volumes d'énergie sur l'horizon du contrat de fourniture. L'offre à prix fixe garantit aux consommateurs une stabilité du prix dans le temps et reflète, lors de sa commercialisation, les conditions d'approvisionnement du moment.

Dans ce contexte, la CRE avait souligné la perte de compétitivité des offres à prix fixe par rapport aux TRVE pendant la crise dans son rapport sur le fonctionnement des marchés de détail entre 2020 et 2022³⁵. La situation s'est inversée en 2024 (Figure 20).

2. Les offres de fourniture flexibles et l'autoconsommation contribuent à la maîtrise des factures d'électricité des consommateurs

Le fort développement de la production solaire et éolienne, la diminution de l'utilisation de centrales thermiques fossiles et l'arrivée de nouveaux usages rendent plus complexe la gestion du système électrique, en particulier le maintien de l'équilibre entre l'offre et la demande.

La réduction de la consommation pendant les heures de pointe reste un levier efficace pour contribuer à la sécurité d'approvisionnement, tout en permettant aux consommateurs de réduire leur facture. Les évolutions récentes et à venir du système électrique génèrent des besoins nouveaux de flexibilité, notamment en saison d'été pendant les heures où la production solaire est abondante.

³⁵ [Rapport sur le fonctionnement des marchés de détail français de l'électricité et du gaz naturel entre 2020 et 2022](#) paru le 7 novembre 2023.

État des lieux du développement des offres à flexibilité en France

Fin 2024, environ 15 millions de consommateurs particuliers (soit 47 %*) avaient souscrit une offre exposant à des signaux tarifaires de flexibilité. La grande majorité d'entre eux, soit 12,9 millions de ménages (40 %*) ont souscrit en option « heures pleines / heures creuses », c'est-à-dire dont le prix de l'électricité est réduit sur une période de la journée, pendant la nuit ou les heures méridiennes, pour stimuler la consommation pendant les périodes les moins tendues. Depuis quelques années, et notamment grâce à la mise en place des compteurs Linky, les fournisseurs peuvent construire des offres de fourniture comptabilisant jusqu'à 10 index temporels, créant ainsi des calendriers fournisseurs dits « personnalisés ». Ces offres proposent des différenciations temporelles plus précises : électricité moins chère le weekend, heures pleines - heures creuses différenciées entre l'été et l'hiver, heure méridienne estivale à prix réduit, etc. Selon ENEDIS, au 31 décembre 2024, près de 2,2 M de sites résidentiels ont souscrit une offre de fourniture envoyant un signal plus précis que l'option « heures Pleines / heures creuses » (Figure 25).

Parmi celles-ci, les offres à pointe mobile, surtout développées avec les options « Tempo » et « Effacement Jours Pointe (EJP) » (actuellement en extinction) des tarifs réglementés, représentent près de 1,2 M de consommateurs particuliers (dont 900 000 pour Tempo, et 300 000 pour l'option EJP) et 60 000 petits professionnels (dont 20 000 pour Tempo et 40 000 pour EJP) au 31 décembre 2024. Au total, environ 4 %* des consommateurs du marché de masse réagissent aux signaux de tension du système par l'exposition à des tarifs de pointe 22 jours par an, et des tarifs intermédiaires 43 jours par an.

Le reste des offres à flexibilité est largement composé d'offres à postes horo-saisonnières déclinant l'option « base » et l'option « heures pleines / heures creuses ». En particulier, les offres de fourniture de type « HP/HC + Semaine/WE » et les offres à calendrier personnalisé ont connu une hausse importante de souscripteurs, la première catégorie passe de 29 000 particuliers au 1^{er} trimestre 2021 à 214 000 au dernier trimestre 2024, tandis que la deuxième passe de 114 000 souscripteurs à 480 000 dans le même temps.

La CRE est favorable au développement de ce type d'offres, qui permettent de concilier la réduction de la facture avec la contribution au bon fonctionnement du système électrique. Depuis la fin d'année 2023, la CRE a engagé plusieurs travaux pour développer la flexibilité :

- L'optimisation du placement des heures pleines et heures creuses³⁷, alors que le développement des capacités solaires rend la consommation durant certaines heures dans l'année particulièrement favorables au système électrique (principalement les heures méridiennes d'avril à octobre) ;
- Les évolutions méthodologiques de construction des TRVE visant à conserver l'attractivité de l'option HPHC par rapport à l'option Base³⁸ ;
- Les évolutions des TRVE pour mobiliser davantage la flexibilité des consommateurs résidentiels, notamment la suppression de l'option Base des TRVE pour les consommateurs souscrivant des puissances supérieures à 18 kVA, et la mise en extinction de ce même tarif pour les consommateurs souscrivant plus de 9kVA ;
- La mise en place d'une expérimentation sur l'option Base des TRVE visant à déterminer et mobiliser la capacité de ces consommateurs à adapter leur consommation d'électricité en réponse à des signaux tarifaires.

* calculé sur le périmètre d'ENEDIS en comptabilisant uniquement les sites équipés d'un compteur Linky (95% des sites résidentiels en sont équipés au mois d'août 2024).

³⁷ Délibération du 4 février 2025 portant projet de décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (TURPE 7 HTB) Consultation publique du 14 décembre 2023 portant sur la structure tarifaire des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité « TURPE 7 »

³⁸ Consultation publique du 10 juillet 2024 relative aux évolutions de la méthode de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité.

Par ailleurs, la directive électricité 2019/944 prévoit que les fournisseurs de plus de 200 000 clients ont l'obligation de proposer des offres de marché dites « à tarification dynamique », c'est-à-dire dont le prix est indexé sur les marchés spot. En 2022, la CRE a élargi, pour trois ans à partir de juillet 2023, la définition des offres répondant à l'obligation prévue par le cadre européen, à l'ensemble des offres de marché qui incitent financièrement les consommateurs, en réponse à un signal de court terme, à effacer ou déplacer leur consommation au sein d'une journée (aussi appelées « offres à effacement indissociables de la fourniture », ou EIF). Toutefois, ces offres connaissent un succès relatif, avec 26 000 sites en offres à EIF au mois de mars 2024, les offres étant essentiellement développées grâce au soutien de l'appel d'offres effacement (AOFD) ouvert aux EIF depuis 2023. En 2024, seuls EDF et TotalEnergies ont proposé une offre répondant à la définition des EIF. La CRE présentera prochainement dans une consultation ses orientations préliminaires sur les offres à tarification dynamique.

Par ailleurs, depuis 2022, on observe un développement des offres commerciales d'incitations financières à la sobriété. Plusieurs fournisseurs proposent ainsi de rémunérer leurs clients particuliers s'ils consomment moins que l'année précédente sur une période de référence. Ces offres, lancées pendant la crise puis prolongées, tirent parti de la sensibilisation accrue des consommateurs particuliers aux enjeux de maîtrise de la consommation. A titre d'exemple, TotalEnergies avec son « Bonus Conso » et EDF avec son « club Oxygène » incitent à la sobriété sur la consommation hivernale, tandis que Octopus Energy rémunère les efforts de sobriété sur toute l'année. Ces incitations mobilisent plusieurs centaines de milliers de ménages en électricité et en gaz. Elles permettent d'économiser une trentaine d'euros en moyenne par consommateur, et plusieurs centaines de GWh d'électricité et de gaz dans l'ensemble.³⁹

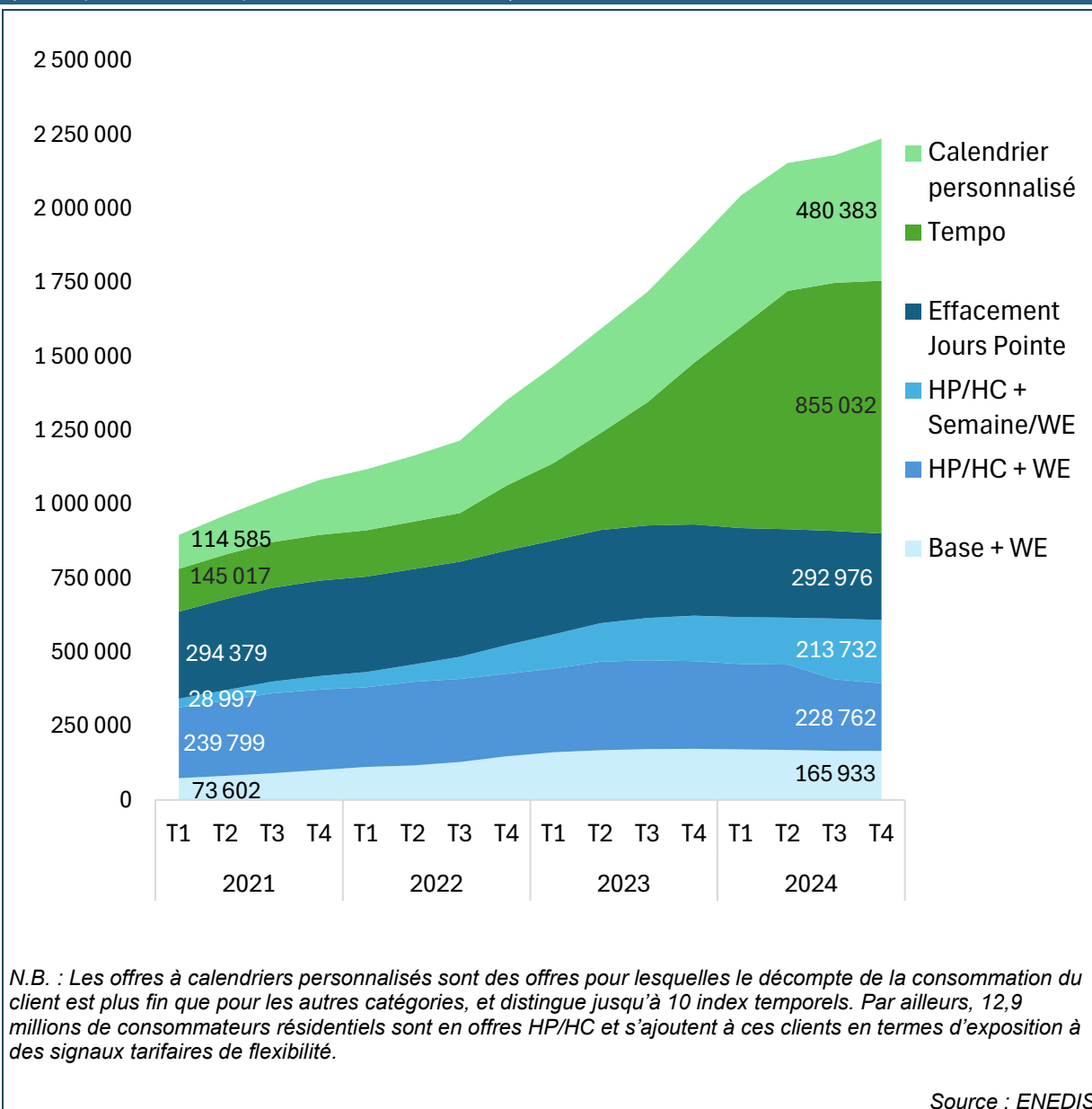
On observe également le développement de nouvelles offres et services, dits à « bonus ». A l'instar des offres récompensant la sobriété décrites précédemment, ces dispositifs, souscrits en complément d'une offre de fourniture, reversent une prime au consommateur pour avoir modulé sa consommation à la suite de la transmission d'un signal de court terme. Ces services peuvent susciter une meilleure appétence de la part des consommateurs, qui y voient une opportunité financière gratifiante, à l'opposé des offres reposant sur des signaux tarifaires, qui peuvent revêtir un caractère punitif.

Le dispositif Ecodéfi+ d'ENGIE en est un exemple : le fournisseur transmet chaque hiver à ses clients équipés d'un compteur Linky des « défis » de réduction de consommation, pour une période de pointe notifiée la veille par email, SMS ou autre notification du téléphone portable. Chaque période hivernale, une douzaine de défis sont transmis aux consommateurs, qui touchent une cagnotte pour la réussite d'un défi. ENGIE rapporte près de 275 000 inscrits en 2023, et 173 000 en 2024. Même si ces chiffres témoignent d'un moindre engagement par rapport à la période de crise (430 000 inscrits en 2022), les volumes d'énergie effacés ou déplacés hors des périodes de pointe restent importants : 2,8 GWh ont été économisés par les clients d'ENGIE en 2023, et 1,8 GWh en 2024.

Le fournisseur Octopus Energy expérimente également un dispositif similaire depuis la fin 2024, en proposant notamment de rémunérer des hausses de consommations pendant les périodes de production abondante, où le prix de l'électricité est nul ou négatif. Notifiés la veille pour le lendemain, les consommateurs sont incités à déplacer leur consommation pendant les heures méridiennes estivales (entre 10h et 17h). La consommation sur ces plages horaires est alors récompensée par un rabais sur la facture du consommateur. Ce dispositif se démarque des offres à flexibilité implicite traditionnelles qui incitent à l'effacement plutôt qu'au déplacement de la consommation.

³⁹ TotalEnergie relève 150 GWh d'électricité et 150 GWh de gaz économisés dans le cadre de son Bonus Conso pendant l'hiver 2023/2024.

Figure 25 - Evolution du nombre de clients résidentiels exposés à des signaux tarifaires de flexibilité (hors option « heures pleines/heures creuses »)



La répercussion des signaux tarifaires reçus en amont par le fournisseur lui permet de proposer à ses clients des offres composées d'un ou plusieurs postes horo-saisonniers

Le fournisseur d'électricité reçoit en amont principalement trois signaux de prix qui reflètent les coûts du système électrique engendrés par la consommation de son portefeuille :

- **Le signal énergie** : il s'agit du prix auquel le fournisseur achète l'électricité sur les marchés de gros. La forme des prix de l'énergie entre les produits peak (8h-20h) et off-peak (20h-8h), et entre les différents produits plus fins qui permettent l'approvisionnement du fournisseur sont couramment utilisés pour calculer le coût d'approvisionnement des heures pleines et des heures creuses. Tous les fournisseurs sont soumis aux mêmes signaux économiques, qu'il leur revienne ensuite de traduire dans leurs offres de fourniture.
- **Le signal capacité**, reflétant les coûts de disponibilité de moyens de pointe. Dans le mécanisme de capacité actuel, les fournisseurs couvrent le besoin en garanties de capacité de leur portefeuille en s'approvisionnant sur le marché de capacité (enchères ou en gré-à-gré) ou à partir de leurs propres actifs de production.

- **Le signal réseau**, reflétant les coûts d'investissement et d'exploitation des réseaux. Le coût du TURPE est facturé par le gestionnaire de réseau au fournisseur. Les consommateurs aux TRVE perçoivent un signal TURPE moyenné entre les clients d'une même option.

Les fournisseurs, dans leur choix de moyenner plus ou moins les signaux qu'ils reçoivent dans la construction de l'offre de fourniture, exposent leurs clients à des signaux plus ou moins fins. **Une partie des consommateurs ne souhaitent pas y être exposés car ils n'ont pas la possibilité de déplacer des usages ou de s'effacer à certaines heures de la journée. C'est notamment le cas des plus petits consommateurs, qui ont peu d'appareils électriques. A contrario, certains consommateurs ont intérêt à être exposés à ces signaux pour payer moins cher leur facture.**

a) L'autoconsommation permet de réduire l'exposition aux prix de marché et de bénéficier directement de la production renouvelable

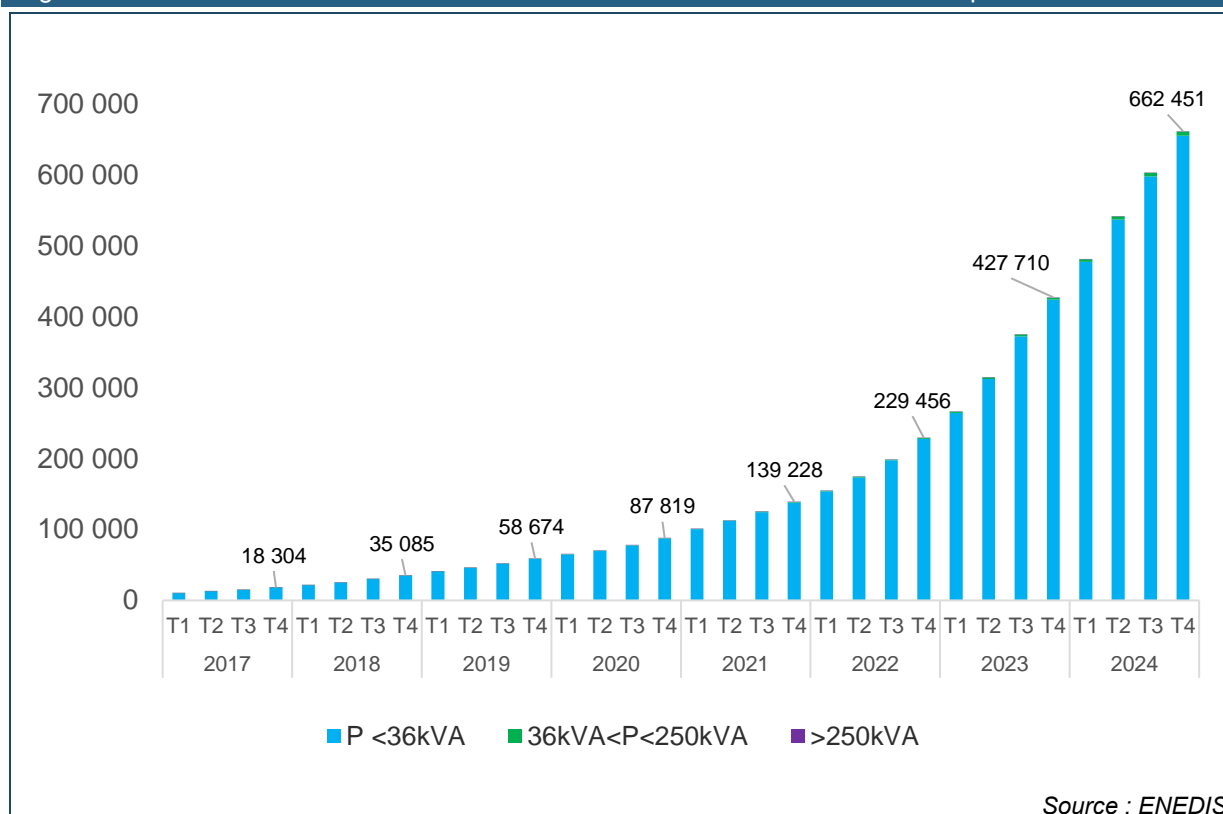
Au cours des dernières années, l'autoconsommation (consommation de l'électricité partielle ou totale de l'électricité produite par le consommateur) s'est progressivement développée en France sous l'effet de la forte baisse du coût des panneaux solaires, et d'une volonté croissante des ménages français, des entreprises et des collectivités de contribuer aux objectifs environnementaux. La crise énergétique a accentué cette dynamique : les prix de l'électricité étant plus élevés, l'autoconsommation est devenue un moyen de réduire la facture d'électricité.

Au 31 décembre 2024, près de 3,7 GW d'installations photovoltaïques sont utilisées pour l'autoconsommation, dont 2,7 GW, proviennent d'installations résidentielles (puissance inférieure à 36 kVA). L'autoconsommation individuelle représente alors environ 15 % de la puissance photovoltaïque installée en France (environ 25 GW) à la fin 2024.

La dynamique du développement de l'autoconsommation individuelle est largement portée par le secteur résidentiel. En effet, depuis l'année 2018, la quasi-totalité des nouvelles installations de panneaux photovoltaïques est utilisée pour l'autoconsommation. Entre 2018 et 2024, le nombre d'installations en autoconsommation dont la puissance est inférieure à 36 kVA (dont les particuliers) est passé d'environ 35 000 à plus de 650 000 (Figure 26).

L'autoconsommation collective se développe également. Cette opération fait référence au partage de l'électricité entre plusieurs membres d'un groupe organisé, au travers notamment de l'utilisation des réseaux publics de distribution. Bien que ces opérations soient ouvertes à toutes sortes de consommateurs (particuliers, entreprises, associations ou encore collectivités), ENEDIS constate qu'une bonne partie des projets (50 % au 2^{ème} trimestre 2025) sont portés par des collectivités, et sont de type « étendu » (regroupent de participants se situant dans des bâtiments distincts). A la fin 2024, ENEDIS dénombre 698 opérations d'autoconsommation collective en France, totalisant 8342 participants dont 1110 producteurs, et représentant une puissance de 73,6 MW. En moyenne, ces opérations regroupent 2 producteurs et 10 consommateurs.

Figure 26 - Evolution du nombre de sites en autoconsommation en France métropolitaine



Les offres spécialement dédiées à l'accompagnement de l'autoconsommation se sont développées en 2023 et 2024, pour aider les particuliers à tirer pleinement profit de leur installation. Plusieurs fournisseurs développent essentiellement leur modèle d'activité sur la fourniture de compléments et d'autres services propres à l'autoconsommation. On observe notamment le développement de services de batteries virtuelles, proposant aux consommateurs de stocker leur surplus d'énergie pour une consommation ultérieure.

b) Les offres vertes continuent d'attirer les consommateurs malgré leurs coûts plus élevés

Sur le marché de la fourniture de gaz naturel et d'électricité, l'appétence pour une consommation d'énergie compatible avec les enjeux environnementaux s'exprime fortement, notamment au travers de la demande d'offres de fourniture d'énergie dites vertes, en électricité comme en gaz.

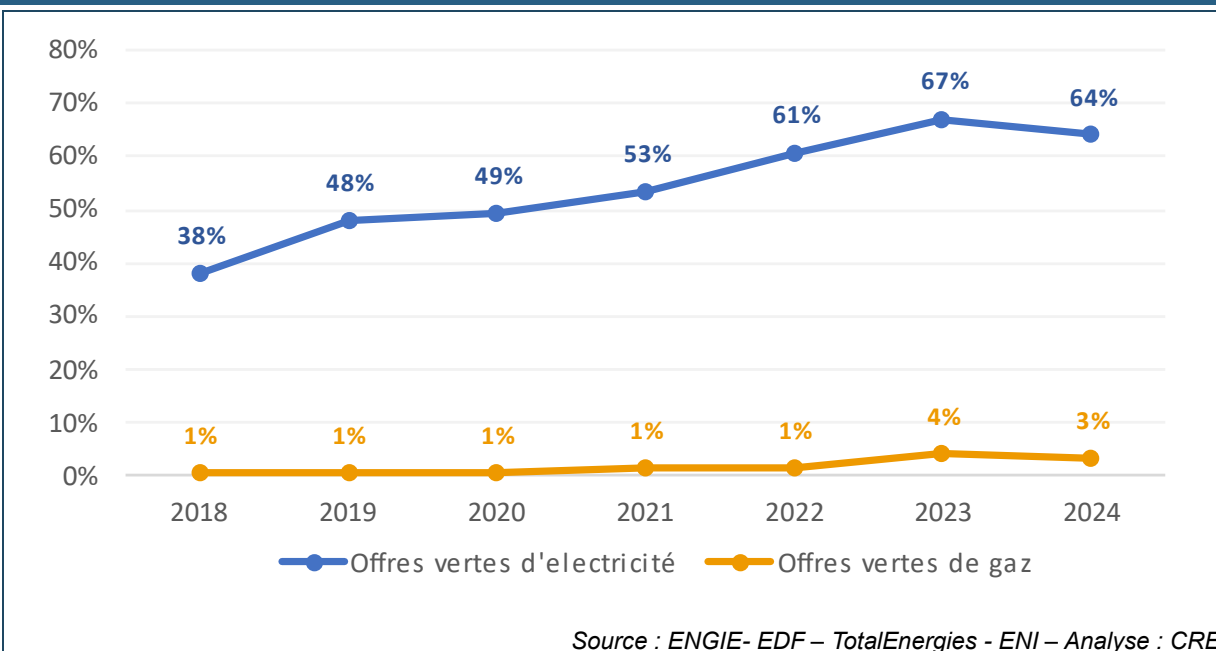
Les offres vertes sur les marchés de détail de l'électricité constituent ainsi l'un des vecteurs du développement des offres de marché et de la concurrence.

État des lieux du développement des offres vertes en France

En plus des efforts de sobriété et de maîtrise de la consommation d'énergie, le développement des offres vertes est l'illustration la plus marquante de cette volonté de contribuer à la transition énergétique. Au 31 décembre 2024, 64 % des offres de marché souscrites par des consommateurs résidentiels sont vertes, contre seulement 38 % en 2018 (Figure 27).

En gaz, le nombre d'offres vertes sur le marché est également en hausse, mais à un niveau bien plus bas qu'en électricité. Au 31 décembre 2024, 3 % des consommateurs de gaz ont souscrit une offre de fourniture verte, en recul d'un point par rapport à 2023.

Figure 27 – Part des contrats de fourniture sur le segment résidentiel bénéficiant d'une offre verte en offre de marché



Les garanties d'origine d'électricité

Pour pallier le problème de l'impossible traçabilité physique de l'électricité, la construction des offres vertes repose sur une obligation légale d'utiliser un nombre de garanties d'origine (GO) équivalent à la consommation des clients ayant souscrit l'offre verte. Les garanties d'origine sont définies, dans le droit européen⁴⁰ et transposées dans le droit français, comme un document électronique servant à prouver au client final qu'une part ou une quantité déterminée d'électricité a été produite à partir d'une source d'énergie primaire donnée au cours d'un mois donné.

Une garantie d'origine verte est émise pour chaque mégawattheure d'électricité renouvelable injecté sur le réseau. Elle contient un certain nombre d'informations liées à la centrale de laquelle elle est issue, notamment le nom de l'installation, sa localisation, la nature de la source d'énergie produite, si l'installation bénéficie d'un soutien public. Une fois émise, la garantie d'origine est un bien meuble, qui peut s'échanger à un certain prix entre les acteurs (par exemple entre un producteur et un fournisseur ou un agrégateur). Il est possible d'importer et d'exporter des GO depuis et vers d'autres États membres de l'Union européenne. Enfin, un fournisseur d'électricité souhaitant proposer à ses clients une offre dite « verte » doit utiliser des garanties d'origine verte, émises à partir d'une production d'un mois M, en nombre équivalent à la consommation mensuelle de l'ensemble de ses clients ayant souscrit cette offre verte pour ce mois M.

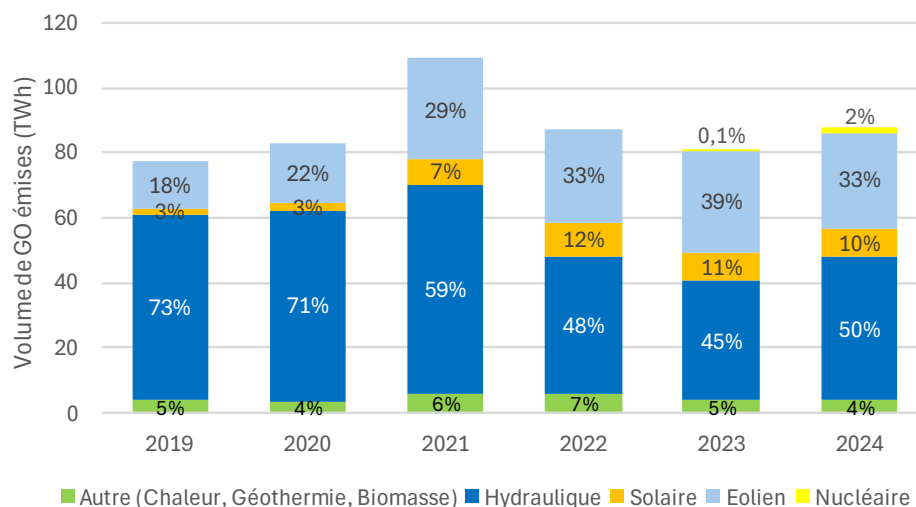
Les garanties d'origine permettent d'objectiver et garantir le caractère vert d'une offre de fourniture, en faisant ressortir une valeur de marché reflétant l'équilibre entre, d'une part, la demande des consommateurs qui souhaitent contribuer au développement des installations renouvelables ; et d'autre part, l'offre en garanties d'origine produites par les installations renouvelables.

Les garanties d'origine donnent une valeur à la production d'électricité verte sans besoin de tracer physiquement l'électricité depuis la production jusqu'à la consommation.

L'émission de GO a fortement augmenté depuis la mise en place du dispositif en 2010. L'État français a décidé de mettre en vente aux enchères la totalité des GO émises à partir d'installations soutenues à partir de 2021, ce qui a fortement augmenté la proportion de GO éoliennes et solaires. Sur les 87,8 TWh de GO émises en 2024 en France, 42,8 TWh proviennent d'installations soutenues et ont été vendues aux enchères par l'État (Figure 28).

⁴⁰ Directive (UE) 2018/2001 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (refonte).

Figure 28 - Répartition des GO émises en France par filière



N.B. : En 2024, sur les 150,7 TWh d'électricité renouvelables produits en France, 86 TWh ont été certifiés par des GO sur le registre d'EEX.

Source : AIB – Analyse CRE

Extension aux sources de production non renouvelables

Le décret n°2023-1048 du 16 novembre 2023 relatif aux garanties d'origine de l'électricité permet l'émission, le transfert et l'utilisation de GO correspondant à l'ensemble des sources d'énergie primaire, et non plus seulement d'installations renouvelables. Lorsqu'une installation, produisant une électricité à partir de sources non renouvelables, souhaite émettre des GO, elle doit préciser la nature de la source d'énergie primaire, le rendement global de l'installation, mais également la quantité de GES directement émise par l'électricité produite, et le cas échéant, la quantité de déchet radioactif généré.

Cette nouvelle réglementation n'a, à ce stade, pas provoqué de hausse des émissions de GO issues de sources non renouvelables.

Le système des garanties d'origine en électricité ne fournit pas des revenus stables pour le financement de nouvelles installations de production d'électricité renouvelable.

La valeur marchande de la GO électricité vise, en théorie, à assurer un revenu aux producteurs exploitant des installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables non soutenues par l'État, ou à l'État en contrepartie de l'aide financière apportée aux installations soutenues (en obligation d'achat ou complément de rémunération). A l'inverse, du point de vue des consommateurs, le faible prix des GO augmente l'attractivité des offres vertes, dont le différentiel de prix avec une offre équivalente standard repose principalement sur le coût d'acquisition des GO.

Une augmentation prolongée des prix des GO électricité aurait pour effet d'abonder le budget de l'État, et de faciliter le développement de nouvelles installations renouvelables sans soutien public, et donc l'atteinte des objectifs nationaux de développement des énergies renouvelables en réduisant le besoin de financement par l'État.

Or, le prix constaté de la GO électricité s'est montré instable, qui ne peut pas être réellement valorisé dans les stratégies d'investissement des nouveaux projets.

Le prix des GO électricité, en moyenne à 0,64 € en 2021, s'est établi à 4,36 € en moyenne en 2022 et 4,22 € en 2023, avec un pic historique de 7,53 € moyen atteint en février 2023. La hausse des prix de la GO et des volumes vendus a porté les recettes de l'État à 202 M€ en 2023, contre 165 M€ en 2022 et 28 M€ en 2021. Néanmoins, depuis février 2023, les prix n'ont cessé de baisser jusqu'à atteindre 0,2 €/GO en décembre 2024 (Figure 29). En 2024, les recettes de l'Etat ont ainsi suivi la baisse du prix de la GO d'électricité, et ont nettement diminué à 29 M€.

Les garanties d'origines de biogaz

De la même manière qu'en électricité, la GO est un document électronique servant à prouver au client final qu'une part ou une quantité déterminée de gaz a été produite à partir de sources renouvelables.

Le décret du 24 décembre 2020⁴¹ a modifié les modalités de valorisation des GO, créant deux modes de valorisation indépendante selon la date de mise en service de l'installation.

- **Pour les contrats entre producteurs de biométhane et fournisseurs de gaz signés avant le 9 novembre 2020, avec un tarif d'obligation d'achat règlementé par l'État.**

Les producteurs de biométhane peuvent choisir librement leur fournisseur pour vendre leur production, engageant un surcoût compensé par le dispositif des charges de service public de l'énergie. Les Garanties d'Origine (GO) associées sont transférées au fournisseur qui peut les utiliser ou les échanger. Les charges de service public du fournisseur sont diminuées d'un montant égal à 75 % de la valorisation financière des GO, incluses dans son offre de fourniture aux consommateurs⁴².

Cependant, deux limites sont identifiées : premièrement, la production de biométhane étant inférieure à la demande, les producteurs peuvent maximiser leur rentabilité en mettant en concurrence les fournisseurs, potentiellement entraînant une surrentabilité difficile à réguler par les pouvoirs publics. Deuxièmement, les transactions de GO se font par des échanges privés, rendant la détermination de leur valorisation complexe et non standardisée.

- **Pour les contrats entre producteurs de biométhane et fournisseurs de gaz signés après le 9 novembre 2020, avec un tarif d'achat encadré par l'État.**

Pour tout contrat entre producteurs et fournisseurs, signés après le 9 novembre 2020 et bénéficiant d'un dispositif de soutien de l'État, le producteur doit inscrire son installation sur le registre national des GO, au nom de l'État. Toutes les GO émises après production et injection du biométhane depuis l'une de ces installations abondent le compte de l'État, qui en assurera une valorisation auprès des acteurs concernés via une plateforme d'enchères.

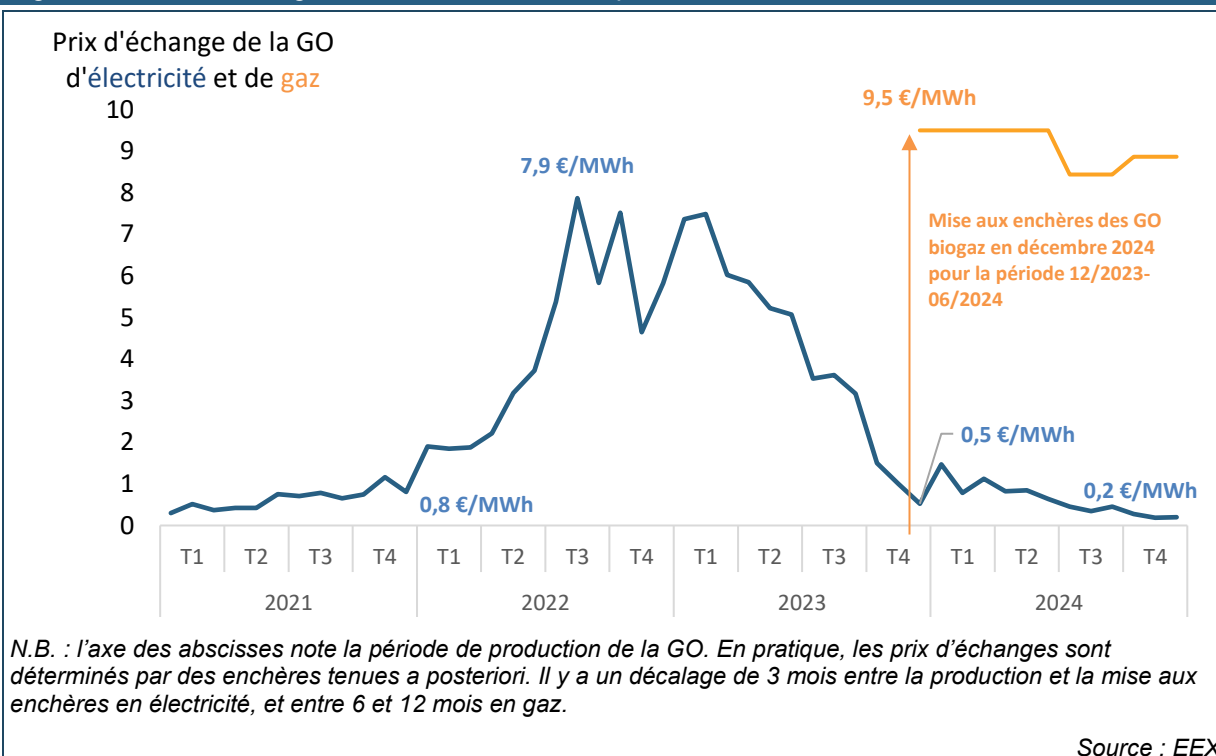
La première enchère de GO biométhane s'est tenue le 4 décembre 2024.

La mise aux enchères des GO génère des recettes pour l'État. Cela permet également d'établir une référence de prix objective des GO de biogaz et ainsi de faciliter le contrôle de la valorisation des GO déclarées par les opérateurs dans leurs charges de service public (pour les contrats conclus avant le 9 novembre 2020).

⁴¹ Décret n° 2020-1701 du 24 décembre 2020 relatif aux GO de biogaz injecté dans les réseaux de gaz naturel.

⁴² Si le fournisseur valorise les GO sous forme de carburant pour véhicule, il peut conserver 100 % de la valorisation financière.

Figure 29 - Prix d'échange des GO mises en vente par l'État



EN SYNTHÈSE

En 2022 et 2023, l'intervention massive de l'État sur les factures via les boucliers tarifaires a provoqué un alignement des offres de fourniture sur les TRVE et TRVG, ce qui a réduit la dynamique concurrentielle. En électricité, cette dynamique n'est repartie que lentement en 2024, malgré la présence d'offres plus économiques que les TRVE.

De plus, les offres exposant à des signaux tarifaires sont souscrites par 15 millions de ménages, soit près de 47 % d'entre eux. Les options HP/HC sont majoritaires avec 12,9 millions de foyers, soit 40 %. Les options plus flexibles (HC été/hiver, HC Week-end, offres de type Tempo, etc.) sont en croissance (près de 2,2 millions de consommateurs fin 2024) mais restent très minoritaires malgré le déploiement des compteurs communicants.

Le marché de détail en évolution témoigne de l'adaptation progressive des ménages aux outils et offres permettant une gestion plus agile et autonome de leur consommation énergétique. Ce développement est accéléré par des initiatives de fournisseurs proposant des "offres à bonus" durant la crise, offrant des primes incitatives aux consommateurs réactifs. Simultanément, l'autoconsommation individuelle d'électricité connaît un essor significatif, atteignant plus de 650 000 ménages producteurs d'électricité à la fin de 2024.

II. Un paysage concurrentiel redessiné par la crise : bilan de la concurrence et évolution du cadre réglementaire en vue d’améliorer le fonctionnement du marché de détail

A. Le marché de détail retrouve son dynamisme d’avant crise ; cependant le rythme de croissance des parts de marchés des fournisseurs alternatifs ralentit

1. L’activité des fournisseurs alternatifs en rebond depuis le point bas de 2022

En 2023 et 2024, les marchés de détail d’électricité et de gaz naturel ont connu des évolutions importantes. Plusieurs fournisseurs ont cessé leur activité, d’autres au contraire se sont nouvellement lancés ou ont recentré leur stratégie sur certains segments (voir Annexe, partie III.C.1).

Tableau 4 - Synthèse des entrées et sorties des fournisseurs d’électricité nationaux inscrits sur le site du Médiateur national de l’énergie

| 2023 | | 2024 |
|---|---|--|
| Segment résidentiel | | |
| Nouveaux fournisseurs | Octopus La Bellenergie | Papernest |
| Fournisseurs sortants | | Plüm energie (rachat par Octopus) Ovo Energie (rachat par Plenitude (ex-Eni)) Méga Energie (rachat par Ekwateur) Sowee est réintégré à EDF |
| Segment professionnel | | |
| Nouveaux fournisseurs | Endesa Met Energie Yenka | Hellio |
| Fournisseurs sortants | Antargaz (rachat par Met Energie) Green Yellow (rachat par Yenka) | Méga Energie (rachat par Ekwateur) |
| Fournisseurs changeants ou recentrant leurs marchés | Electricité de Provence se recentre sur le marché professionnel (rachat du portefeuille résidentiel par La Bellenergie) GEG source d’énergie se recentre sur le segment résidentiel Priméo Energie étend son périmètre aux résidentiels | Gaz de Bordeaux étend son périmètre aux professionnels Iberdrola, Lucia et Energie du Santerre se recentrent sur le segment professionnel |

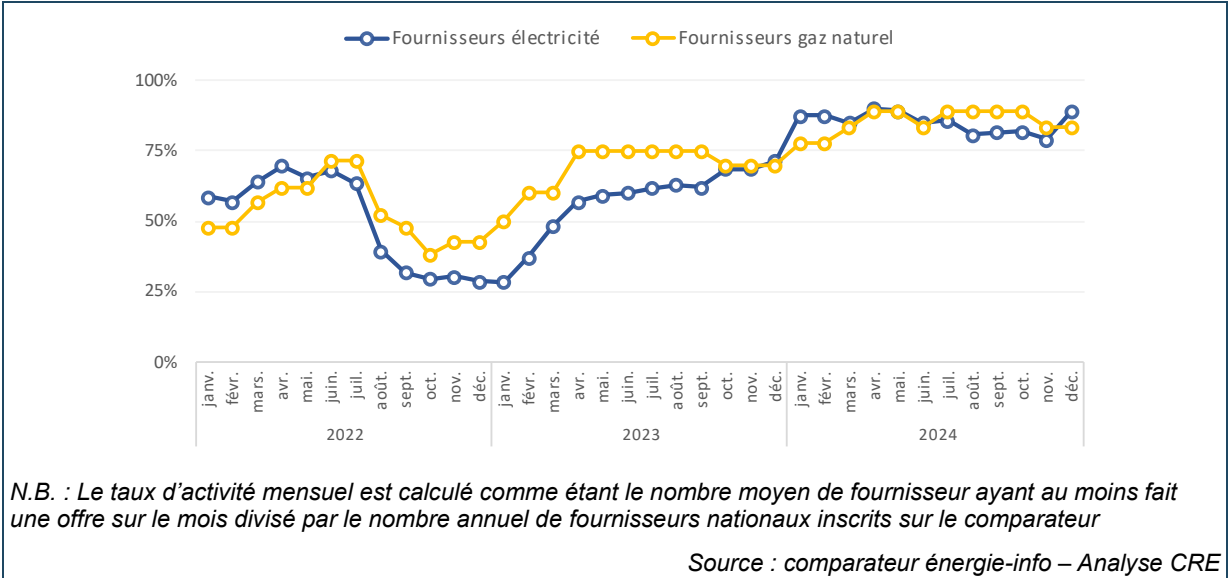
Tableau 5 - Synthèse des entrées et sorties des fournisseurs de gaz naturel nationaux inscrits sur le site du Médiateur national de l'énergie

| 2023 | | 2024 |
|---|--|---|
| Segment résidentiel | | |
| Nouveaux fournisseurs | | Papernest |
| Fournisseurs sortants | Marque Engie tarifs réglementés Antargaz (rachat par Met Energie) | Ovo Energie (rachat par Plenitude (ex-Eni)) Méga Energie (rachat par Ekwater) Sowee est réintégré à EDF |
| Segment professionnel | | |
| Nouveaux fournisseurs | Met Energie | Régiongaz |
| Fournisseurs sortants | Gazprom (devient Sefe mais n'est plus inscrit sur le site énergie-info) Antargaz (rachat par Met Energie) | Méga Energie |
| Fournisseurs changeants ou recentrant leurs marchés | GEG source d'énergie se recentre sur le segment résidentiel | Iberdrola se recentre sur le segment professionnel |

Au second semestre 2022, l'activité des fournisseurs sur le comparateur du MNE a connu une baisse notable. Moins de la moitié des fournisseurs inscrits sur le comparateur du MNE proposaient au moins une offre par mois.

En 2023, un changement de dynamique s'observe. Le pourcentage de fournisseurs proposant au moins une offre a dépassé les 50 % dès la fin du premier trimestre, sans toutefois dépasser les 75 %. L'année 2023 peut ainsi s'interpréter comme une période de transition pour les fournisseurs : l'activité reprend progressivement et les stratégies commerciales se redéfinissent : de nouveaux fournisseurs font leur entrée sur le marché de l'électricité comme le britannique Octopus ou le suisse LaBellenergie.

Figure 30 - Taux d'activité mensuel des fournisseurs sur le segment résidentiel 2022 - 2024



La tendance s'accroît en 2024, quelques fournisseurs quittent définitivement la liste du comparateur (rachat de l'anglais Ovo par Eni, réintégration de Sowee au sein d'EDF, redressement judiciaire de Méga Energie...) quand d'autres changent de périmètre d'activité : c'est le cas d'Iberdrola, Lucia ou Energie du Santerre qui se recentrent sur le marché professionnel. En parallèle, les offres proposées sont plus nombreuses (voir Figure 69 et Figure 72) et plus de 75 % des fournisseurs inscrits proposent au moins une offre chaque mois, traduisant un net redressement de l'activité des fournisseurs.

b) Un regain d'activité qui se manifeste aussi par l'innovation dans les services additionnels et l'émergence de nouveaux modèles d'affaires

Dans un contexte économique désormais plus favorable, les modèles économiques liés à la transition énergétique gagnent en dynamisme. Face à cette évolution, les fournisseurs traditionnels se trouvent dans l'obligation de diversifier et adapter leur offre pour inclure des nouveaux services de plus en plus demandés par les consommateurs.

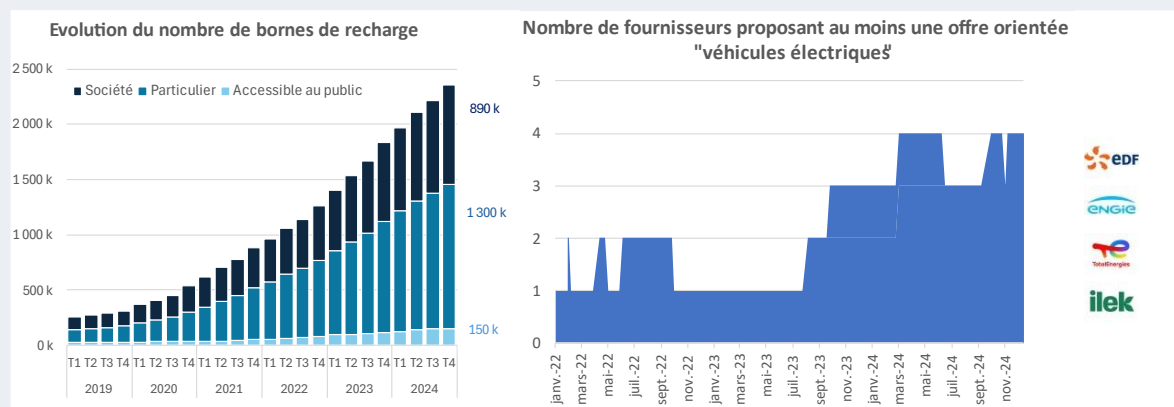
La CRE a identifié 3 thématiques :

- Depuis quelques années, l'essor des **installations photovoltaïques** chez les particuliers et les petites entreprises est désormais accompagné de nouvelles offres qui intègrent des solutions de gestion intelligente de la consommation d'énergie. Parmi ces nouveaux modèles économiques, on trouve l'utilisation de "batteries virtuelles", qui permettent de stocker et d'optimiser l'utilisation de l'énergie solaire produite. Ces systèmes offrent une gestion plus efficace de l'énergie en équilibrant la production et la consommation, au niveau du consommateur lui-même ou bien agrégée au niveau du réseau électrique, conduisant à une optimisation des coûts.
- Avec le développement des **véhicules électriques**, la demande augmente pour les **bornes de recharge** et la recharge intelligente des véhicules. Les nouveaux acteurs proposant ces services incluent ainsi l'installation et la gestion de bornes de recharge, parfois avec l'accès à un réseau de bornes ainsi que les offres de fourniture d'électricité. Les principaux marchés visés par ces nouveaux acteurs sont les copropriétés et les entreprises possédant des flottes de véhicules. Ces acteurs peuvent être eux-mêmes directement fournisseurs d'électricité ou contractualiser avec un fournisseur et servir d'apporteur d'affaires. Face à ces nouveaux modèles économiques, les fournisseurs traditionnels proposent de plus en plus des offres conçues pour la consommation des véhicules électriques avec des tarifs et plages horaires permettant d'optimiser la recharge (voir encadré ci-dessous).
- De même, des fournisseurs d'énergie avec de nouveaux modèles d'affaires proposent des **services d'accompagnement pour la rénovation énergétique et de pilotage de la consommation**. Parmi ce type d'offres, certaines reposent sur un système de pilotage intelligent de la consommation et peuvent inclure en sus, l'installation de nouveaux systèmes de chauffage et de climatisation (de type pompes à chaleur). Ces solutions sont souvent couplées à une offre de fourniture d'énergie dédiée mettant en avant la maîtrise de la consommation et l'efficacité énergétique. Les fournisseurs déjà présents sur le marché, quant à eux, proposent plutôt un accompagnement pour réaliser des travaux d'économies d'énergie, ce nouveau service étant souvent associé à une réduction pour les clients du fournisseur.

Zoom sur les offres labellisée « Véhicules Electriques »

Le nombre de véhicules électriques et leurs indispensables bornes de recharges ne cessent d'augmenter : les bornes pour les particuliers ont ainsi été multipliées par 9 entre le dernier trimestre 2019 et 2024, pour les sociétés, ce nombre a été multiplié par 7. Pour répondre à cette demande, les fournisseurs traditionnels proposent de plus en plus des offres spécifiquement labellisées « véhicules électriques » sur le comparateur « énergie-info ». En 2024, un peu moins de 70 000 consommateurs avaient souscrit ce type d'offre.

Figure 31 - Évolution du nombre de bornes de recharges et des offres orientées « véhicule électrique » sur le site du comparateur MNE



Qu'est-ce qu'une offre orientée Véhicule Electrique ?

Dans son offre dédiée aux utilisateurs de véhicules électriques, le fournisseur propose des tarifs compétitifs sur certaines plages horaires, incitant à la recharge du véhicule sur ces plages horaires. Ces heures peuvent se situer sur les plages des heures creuses définies par les gestionnaires de réseaux, ou sur d'autres plages en fonction du moment où l'électricité est moins chère.

Outre une forte croissance de nouveaux acteurs dont le modèle économique repose sur la transition énergétique, les fournisseurs traditionnels cherchent à se différencier sur le marché de la fourniture d'énergie. Ainsi de nombreux services et avantages, qui s'étaient raréfiés pendant la crise, font leur retour sur les sites des fournisseurs. La liste de services mentionnés ci-dessous n'est pas exhaustive mais représente une bonne partie de ce qui est disponible sur le marché :

- **Compensation carbone et plantation d'arbres** : plusieurs fournisseurs d'énergie s'engagent à compenser en partie l'empreinte carbone de leurs clients en investissant dans des projets de reforestation ou de conservation, ou bien de planter un arbre à chaque nouvelle souscription.
- **Services de maintenance et partenariats divers** : certaines offres d'énergie incluent des services de maintenance des installations électriques ou de gaz (chaudières, chauffe-eau...), souvent combinés avec un service de dépannage d'urgence. Certains fournisseurs collaborent avec des entreprises d'assurance, de téléphonie ou de déménagement pour proposer des offres combinées, facilitant ainsi la gestion de plusieurs services sous un même contrat.
- **Services d'assistance privilégiés ou premium** : pour améliorer l'expérience client, certains fournisseurs offrent un service d'assistance privilégié ou premium. Cela comprend un conseiller dédié pour une gestion personnalisée des contrats, une plage horaire élargie pour les appels, et des conseils personnalisés pour optimiser la consommation d'énergie des clients.
- **Contrôle et maîtrise de la consommation via des applications dédiées** : de nombreux fournisseurs proposent des applications mobiles dédiées qui permettent aux consommateurs de suivre leur consommation, de recevoir des notifications et d'obtenir des analyses détaillées pour mieux comprendre leurs habitudes de consommation. Ce type de service est très souvent associé aux offres avec système de suivi et de pilotage intelligent de la consommation.
- **Bonus et remises fidélité** : pour encourager la fidélité des clients, certaines offres incluent des programmes de bonus et de remises. Ces offres récompensent les clients fidèles par des remises sur leurs factures d'énergie. Les bonus sont souvent mis en avant lors des devis, et ce bien que le bonus ne soit débloqué qu'au bout de quelques mois voire un an, rendant l'offre plus économique par rapport à celles des concurrents.
- **Bonus parrainage** : pour élargir leur base de clientèle, certains fournisseurs proposent des programmes de parrainage. En recommandant le fournisseur à leur entourage, les clients peuvent bénéficier de réductions sur leur facture.

2. Le développement des offres de marché en électricité reste modeste malgré un espace économique important en 2024

L'analyse précédente révèle un regain d'activité de la part des fournisseurs par rapport à la période de crise de 2022 : augmentation du nombre d'offres proposées par les fournisseurs sur le comparateur du MNE et développement de nouveaux services. Pour autant, ce renouveau n'a pas conduit les consommateurs, en 2024, à se diriger vers les offres de marché au même rythme que celui observé avant 2022.

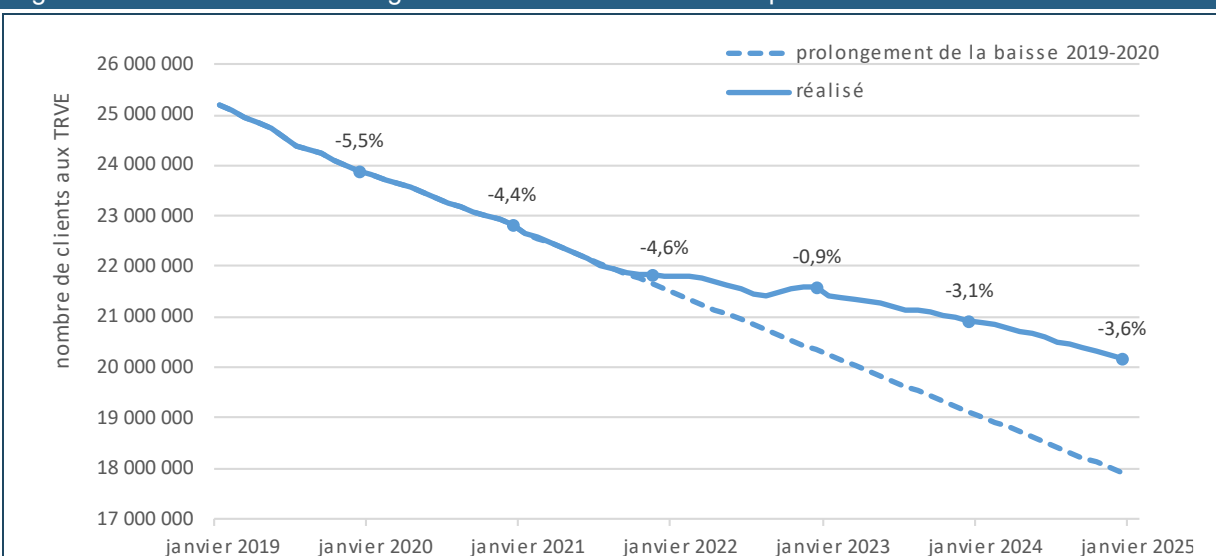
a) En électricité, une reprise modérée du développement des offres de marché malgré un espace économique important

i. L'érosion du nombre de consommateurs aux TRVE reprend à un niveau plus faible qu'avant crise, et bénéficie majoritairement aux offres de marché des fournisseurs historiques⁴³

Dans son rapport portant sur la période 2020-2022⁴⁴, la CRE avait constaté un net ralentissement de la dynamique concurrentielle et une augmentation de la concentration du marché autour des trois principaux fournisseurs d'électricité et de gaz naturel : EDF, Engie, TotalEnergies (Figure 35). Cette concentration résultait notamment de la raréfaction des offres de marché à l'exception de ces 3 principaux fournisseurs qui ont continué de proposer des offres compétitives pendant la crise.

En 2023, la diminution du nombre de consommateurs résidentiels aux TRVE a repris avec la détente des prix de gros. Ainsi, le nombre de sites résidentiels aux tarifs réglementés a diminué de 675 000 en 2023 et de 752 000 sites en 2024 contre 186 000 en 2022 (Figure 32). Pour les petits professionnels éligibles aux TRVE, l'attrition ne reprend qu'à partir de 2024 avec une perte nette de 41 000 sites. Les années 2022 et 2023 ont vu une croissance des tarifs réglementés avec 32 000 et 99 000 sites petits professionnels additionnels.

Figure 32 – Attrition des tarifs réglementés de vente d'électricité pour les consommateurs résidentiels



Guide de lecture : Le nombre de consommateurs résidentiels aux TRVE a diminué de 3,6 % entre fin décembre 2024 et fin décembre 2023.

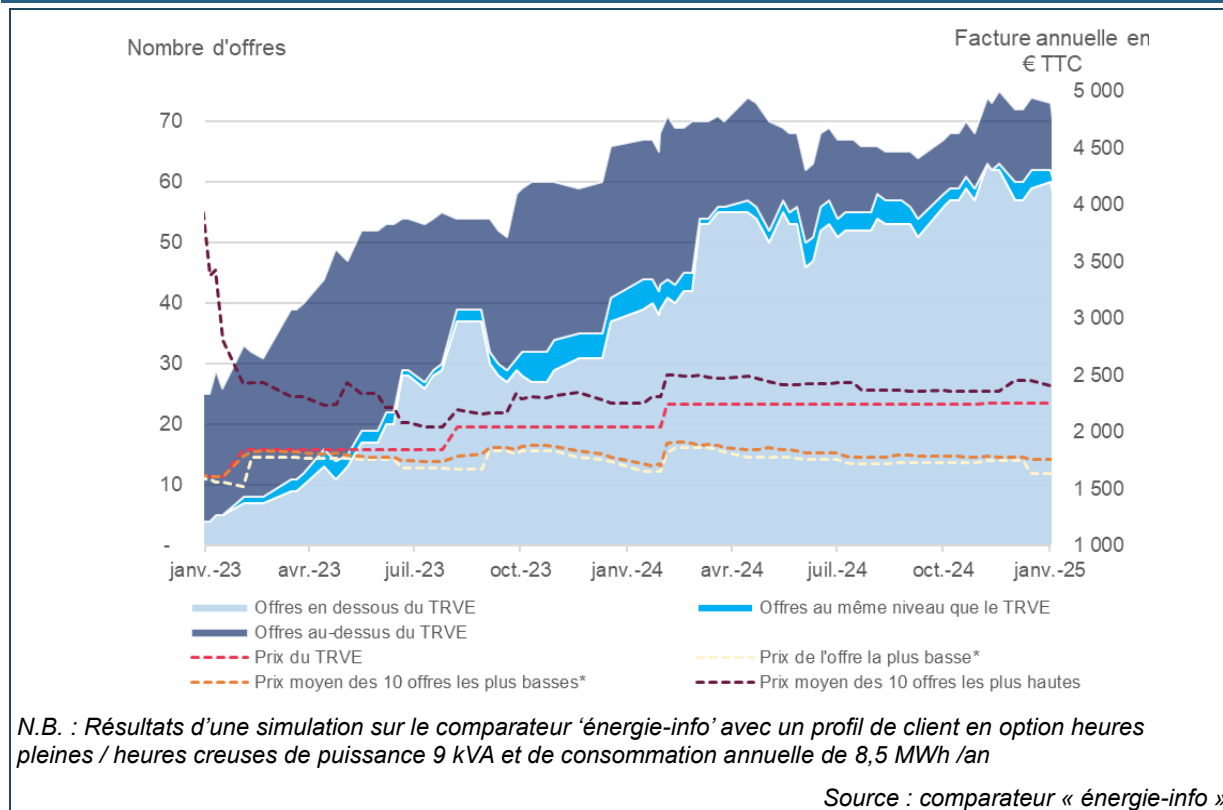
Source : CRE

⁴³ Un fournisseur est considéré comme historique dans une énergie s'il commercialise ou a commercialisé des tarifs réglementés de vente dans cette énergie. Les fournisseurs historiques en électricité sont EDF et les Entreprises Locales de Distributions (ELD). Les fournisseurs historiques en gaz naturel regroupent ENGIE et les ELD.

⁴⁴ [Rapport sur le fonctionnement des marchés de détail français de l'électricité et du gaz naturel entre 2020 et 2022](#) publié en novembre 2023

Les TRVE étaient très chers par rapport aux nombreuses offres de marché disponibles fin 2023 et surtout en 2024. On recensait 59 offres inférieures aux TRVE à la fin 2024 (contre 37 en 2023). En moyenne, les TRVE se situaient à +419 €/an par rapport aux 10 offres de marché les plus compétitives en 2024 (resp. +105 €/an en 2023), pour un consommateur en option HPHC avec une consommation annuelle de 8,5 MWh (Figure 33).

Figure 33 - Compétitivité des offres de marché par rapport aux TRVE



En miroir de l'attrition du nombre de consommateurs aux TRVE, le développement des offres de marché en 2024 et 2023 a presque doublé par rapport à 2022 sur le marché des résidentiels : 1 017 000 nouveaux sites sont comptabilisés en 2024 et 1 011 000 en 2023 (contre 572 000 en 2022), sans retrouver le rythme précédant la crise (1 450 000 nouveaux sites en 2021).

ii. Distribution des offres de marché : une reconfiguration au profit des fournisseurs historiques et des nouveaux acteurs

En 2022, la crise a renforcé la concentration du marché de détail de l'électricité autour de trois fournisseurs en position dominante : EDF, Engie et TotalEnergies. Fin 2024, la concentration du marché a diminué mais reste importante : 86 % des sites résidentiels sont chez un des trois principaux fournisseurs contre 89 % en 2022. La dynamique concurrentielle est néanmoins en évolution : les offres de marché chez les fournisseurs historiques connaissent une forte croissance, alors qu'Engie et TotalEnergies subissent une concurrence plus intense de la part de nouveaux fournisseurs (Figure 35).

Par ailleurs, les parts de marché d'ENGIE et de TotalEnergies ont diminué entre 2022 et 2024, alors que les autres fournisseurs alternatifs sont passés de 11 % en 2022 à 14 % fin 2024. On notera la croissance importante d'Octopus Energy qui passe de 0,2 % à 2,4 % en deux ans (Figure 35).

Enfin, le développement des offres de marché a largement été porté par les fournisseurs historiques 69 % des offres de marché souscrites entre 2022 et 2024 ont été réalisées auprès d'un fournisseur historique. Au 31 décembre 2024, les fournisseurs historiques comptent près de 3 855 834 sites en offre de marché contre 2 480 880 fin 2022. Dans le même temps, la part de marché des fournisseurs alternatifs est restée autour de 30 % en 2023 et 2024, soit un point de moins que leur niveau de 2021 (Figure 34). Néanmoins, au premier semestre 2025, on observe un rééquilibrage de la croissance des souscriptions en offre de marché des fournisseurs alternatifs par rapport aux fournisseurs historiques.

Figure 34 – Parts de marché sur le segment des résidentiels en électricité, 2019 - 2024

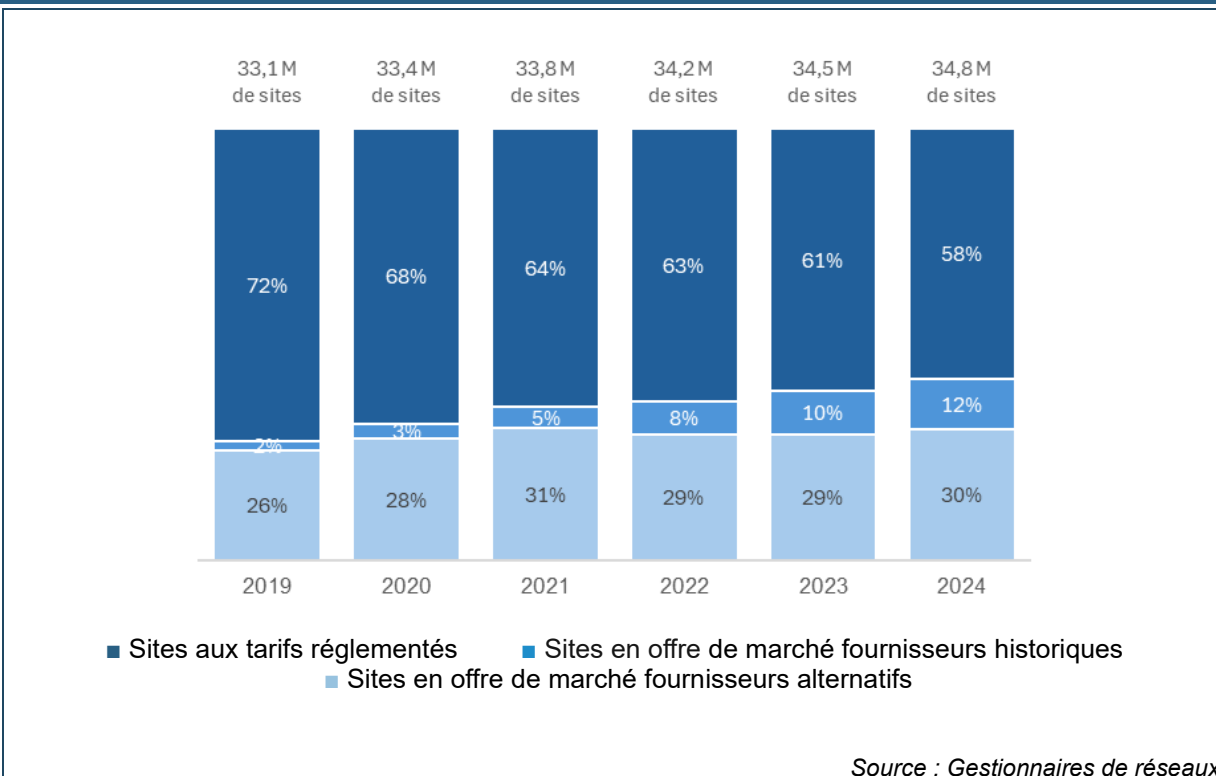
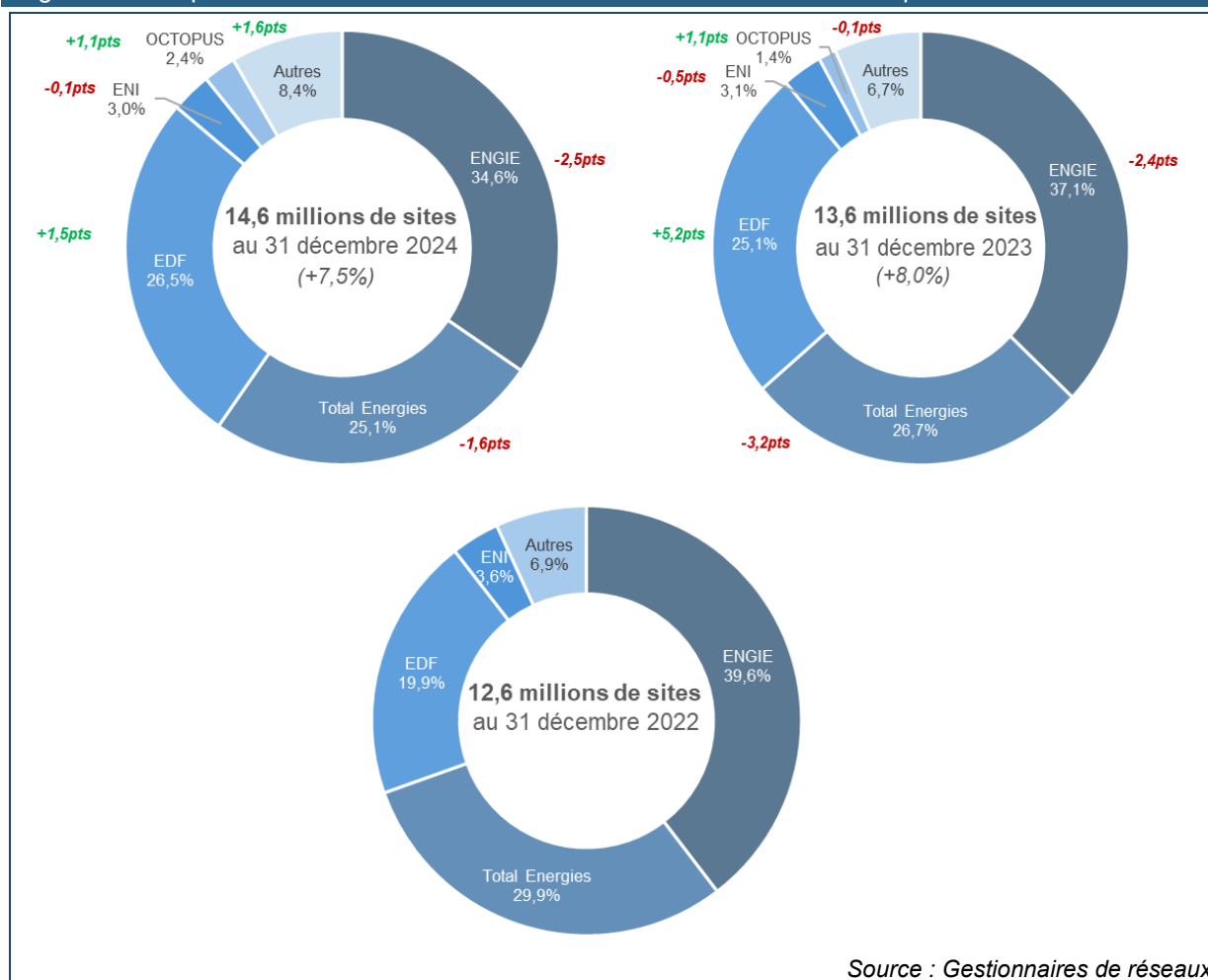


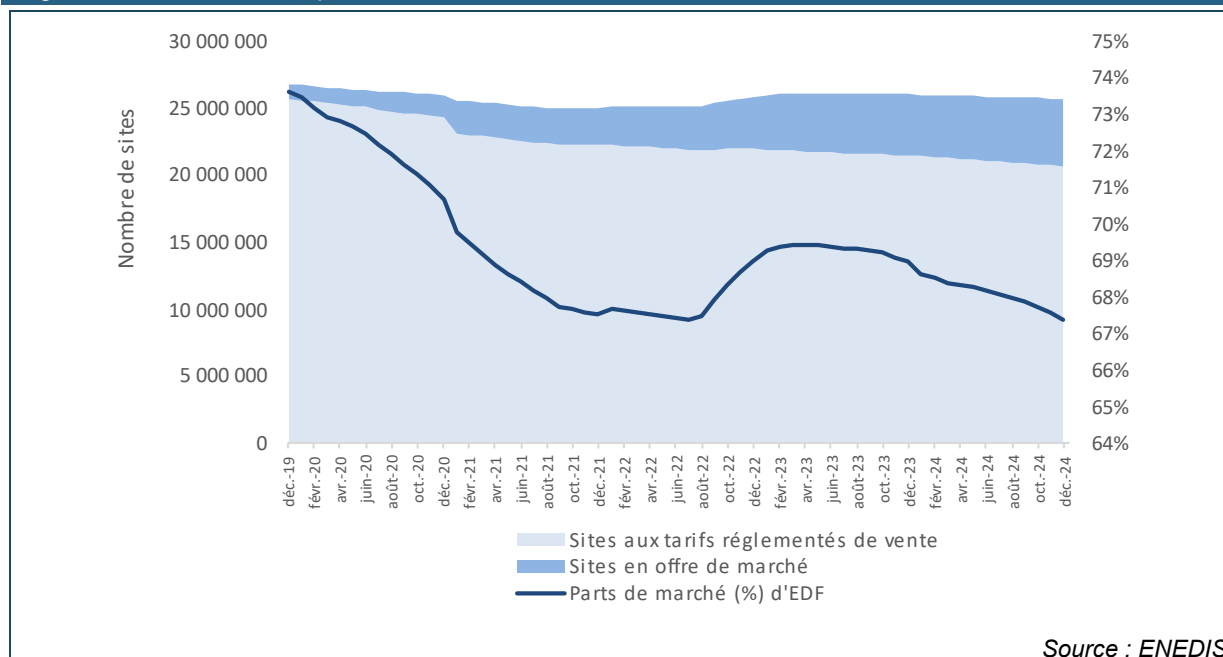
Figure 35 – Répartition des sites résidentiels en offres de marché électricité par fournisseur



La dynamique du portefeuille d'EDF

Bien que les années 2022 à 2024 aient vu la croissance des offres de marché chez EDF, la part de marché globale d'EDF a diminué, passant de 73 % en 2020 à 67 % fin 2024. La croissance des offres de marché d'EDF n'a donc pas totalement compensé l'attrition du portefeuille des TRVE chez EDF (Figure 36).

Figure 36 - Evolution des parts de marché d'EDF sur la zone de desserte d'ENEDIS entre 2020 et 2024

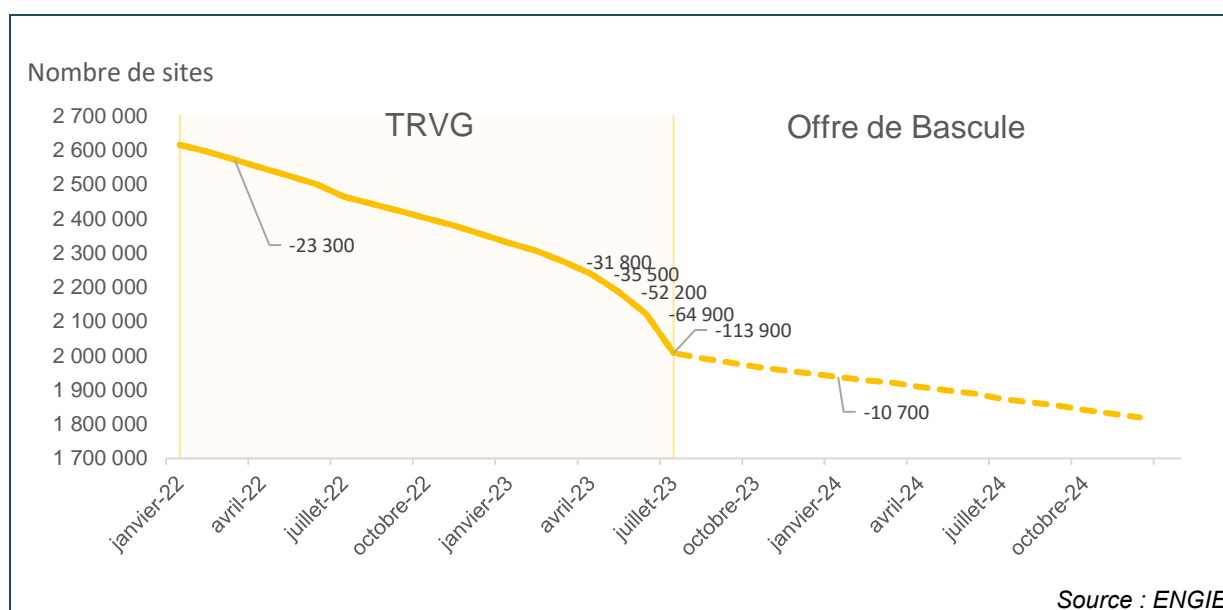


b) En gaz, la croissance des parts de marché des fournisseurs alternatifs a été inférieure en raison de la faible érosion de l'offre de bascule

i. Les départs du TRVG, en extinction depuis 2019, ont ralenti lors du passage en offre de bascule

En gaz naturel, la loi Energie et Climat du 8 novembre 2019 a prévu la suppression des TRVG pour les consommateurs résidentiels au 30 juin 2023, et leur mise en extinction depuis le 8 décembre 2019. Cette loi fait suite à la décision du 19 juillet 2017 du Conseil d'État qui a jugé les TRVG contraires au droit. Au 30 juin 2023, près de 2,3 millions de consommateurs étaient encore aux TRVG chez les quatre principaux fournisseurs historiques (Engie, Gaz de Bordeaux, ES Strasbourg, GEG) (Figure 39). Les consommateurs n'ayant pas souscrit de contrat en offre de marché ont été transférés le 1^{er} juillet 2023 en offre de bascule de leur fournisseur historique.

Figure 37 - Evolution du nombre de clients aux tarifs réglementés puis en offre de bascule

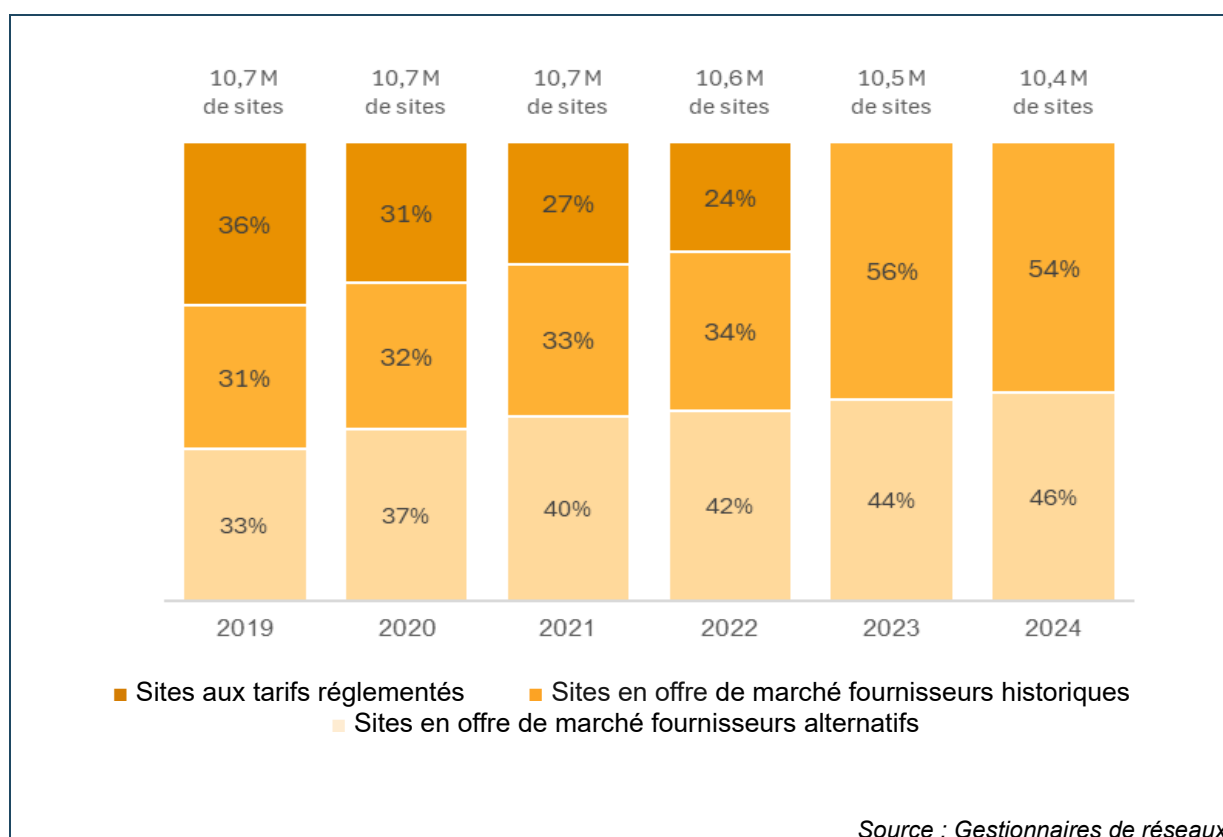


Dans un contexte de détente des prix de gros et de fin programmée des tarifs réglementés, le rythme de départ des TRVG a progressivement accéléré jusqu'à juin 2023. **En moyenne 38 800 sites par mois ont quitté les TRVG au cours du premier semestre 2023**, contre 23 730 en 2022. Après un nombre élevé de changements d'offre en juillet 2023, le rythme de diminution de ces portefeuilles a nettement diminué, à **11 044 sites par mois entre août 2023 et fin 2024 (Figure 37)**.

ii. L'ouverture à la concurrence se poursuit, au profit d'une déconcentration du marché de détail de gaz

Alors que la croissance des parts de marché des fournisseurs alternatifs aurait pu bénéficier de la fin du tarif réglementé, le marché de détail résidentiel en gaz a retrouvé en sortie de crise une dynamique légèrement inférieure à celle d'avant la crise. Les fournisseurs alternatifs ont gagné 2 % de parts de marché par an entre 2022 et 2024, contre 3 à 4 % par an entre 2019 et 2021. Ainsi, ils détiennent 46 % du marché résidentiel à la fin 2024, contre 42 % en 2022 (Figure 38).

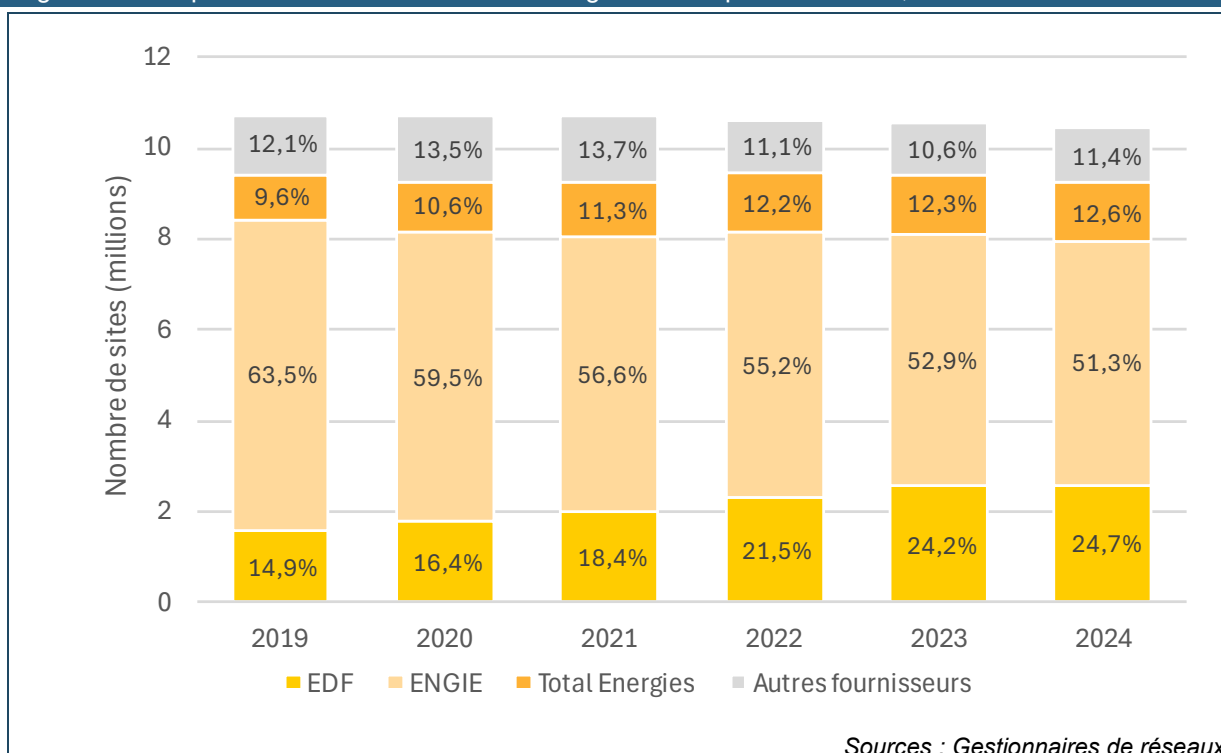
Figure 38 - Parts de marché sur le segment des résidentiels en gaz naturel, 2019 - 2024



Par ailleurs, les consommateurs toujours en contrat aux TRVG au 1^{er} juillet 2023 ont été transférés en offre de bascule des fournisseurs historiques. De la fin 2022 à la fin 2023, les parts de marché d'ENGIE sur les offres de marché ont augmenté de 9,5 %, soit + 2 073 000 sites dont 2 007 000 transférés en offre de bascule. Au 31 décembre 2024, près de 70 % des contrats initialement aux TRVG sont en offre de bascule (Figure 37).

A partir de 2024, on observe une légère érosion des parts de marché du fournisseur historique au profit des fournisseurs alternatifs de taille moyenne (+0,8 %), EDF (+0,5 %) et TotalEnergies (+0,3 %) (Figure 39).

Figure 39 – Répartition des sites résidentiels de gaz naturel par fournisseur, 2019 - 2024



Evolution du cadre réglementaire à la suite de la fin des tarifs réglementés de vente de gaz.

Face à la fin des tarifs réglementés de vente de gaz, le cadre réglementaire de la fourniture de gaz a été complété en 2023. Le dispositif de fourniture de dernier recours pour le gaz naturel a pour but d'assurer que les clients domestiques qui ne trouveraient pas de fournisseur puissent souscrire une offre de fourniture de gaz naturel. En électricité, les tarifs réglementés de vente jouent implicitement ce rôle de fourniture de dernier recours pour les consommateurs éligibles.

Conformément à l'article L. 443-9-2 du code de l'énergie, la CRE a publié sur son site Internet le cahier des charges de l'appel à candidatures portant sur la fourniture de dernier recours et invité les fournisseurs à y répondre avant le 17 juillet 2023.

Par arrêté publié le 30 novembre 2023⁴⁵, le fournisseur TotalEnergies a été désigné fournisseur de secours sur la zone de desserte de GRDF pour une durée de cinq ans, et chaque ELD sur sa zone de desserte, également pour une durée de cinq ans, à compter du 1^{er} mars 2024.

Les fournisseurs de dernier recours transmettent à la CRE chaque année avant le 1^{er} mars au titre de l'année précédente le nombre de contrats de dernier recours actifs en situation d'impayés et le volume de ces impayés, ainsi que la répartition géographique, par département, des contrats de dernier recours.

c) Sur le segment des professionnels, la crise a temporairement conduit les consommateurs à souscrire davantage auprès des fournisseurs historiques

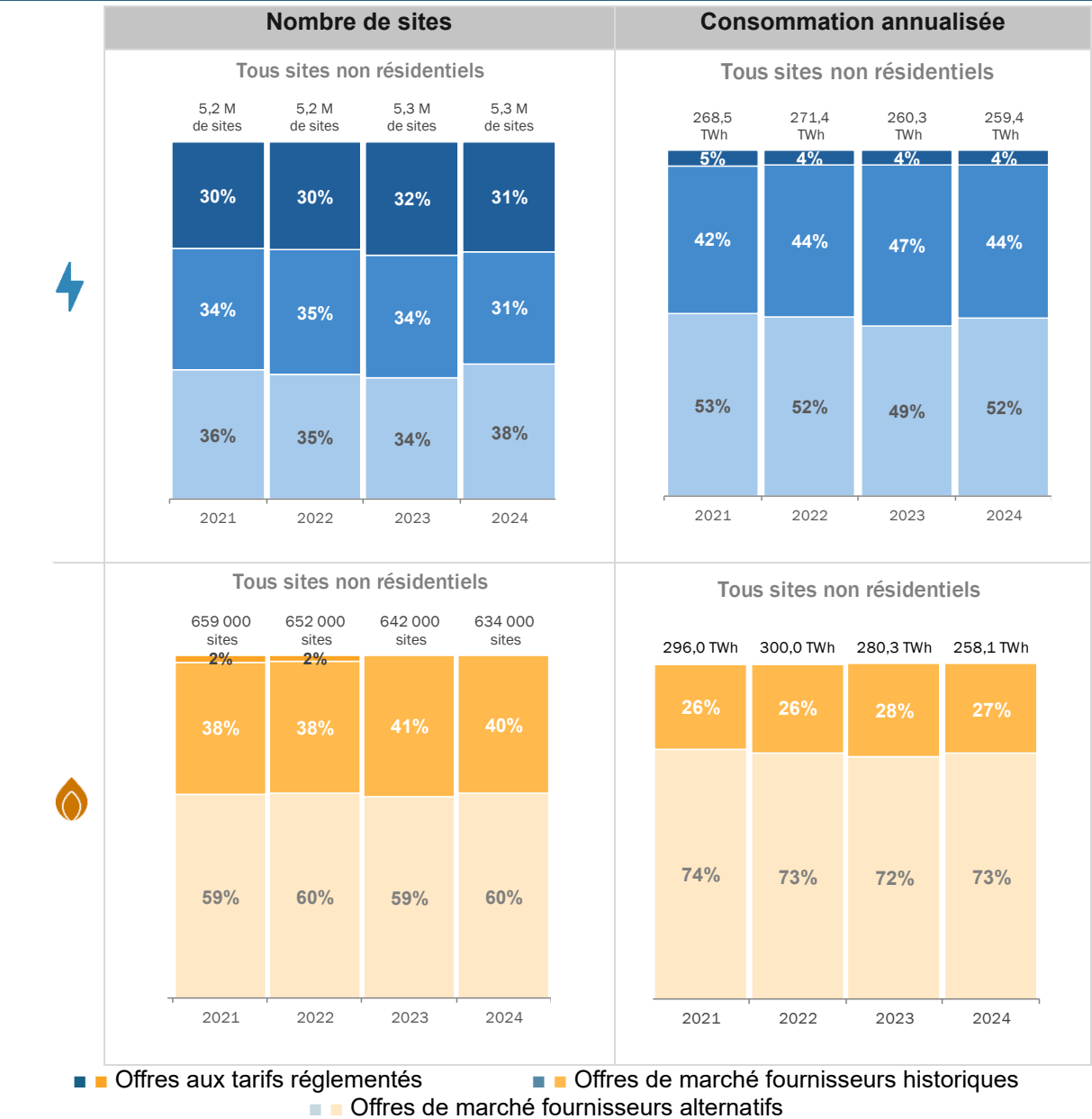
Le marché des consommateurs professionnels, que ce soit pour l'électricité ou le gaz naturel, est plus favorable aux fournisseurs alternatifs que le marché résidentiel.

⁴⁵ <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000048480953>

En électricité, les entreprises, collectivités ou associations employant moins de 10 personnes, dont le chiffre d'affaires, les recettes ou le total de bilan n'excèdent pas 2 M€/an sont éligibles aux TRVE. Le développement de la concurrence a marqué le pas entre 2022 et 2023 du fait de la crise des prix sur les marchés de gros. La part des fournisseurs alternatifs en consommation annualisée a diminué de 53% à 49% entre fin 2021 et fin 2023 au profit des fournisseurs historiques, avant de remonter à 52% fin 2024. En nombre de sites, cette part passe de 36 % en 2021 à 34 % en 2023 et à 38 % en 2024 (Figure 40).

En gaz naturel, la part de marché des fournisseurs alternatifs de gaz naturel en consommation annualisée a diminué de 74 % à 72 % entre 2021 et 2023, avant de remonter en 2024 à 73 %. En nombre de sites, les parts de marché restent stables autour de 59 %-60 % (Figure 40).

Figure 40 - Répartition des offres d'électricité et de gaz naturel sur le segment de marché non résidentiel en nombre de sites et en consommations annualisées (au 31 décembre)

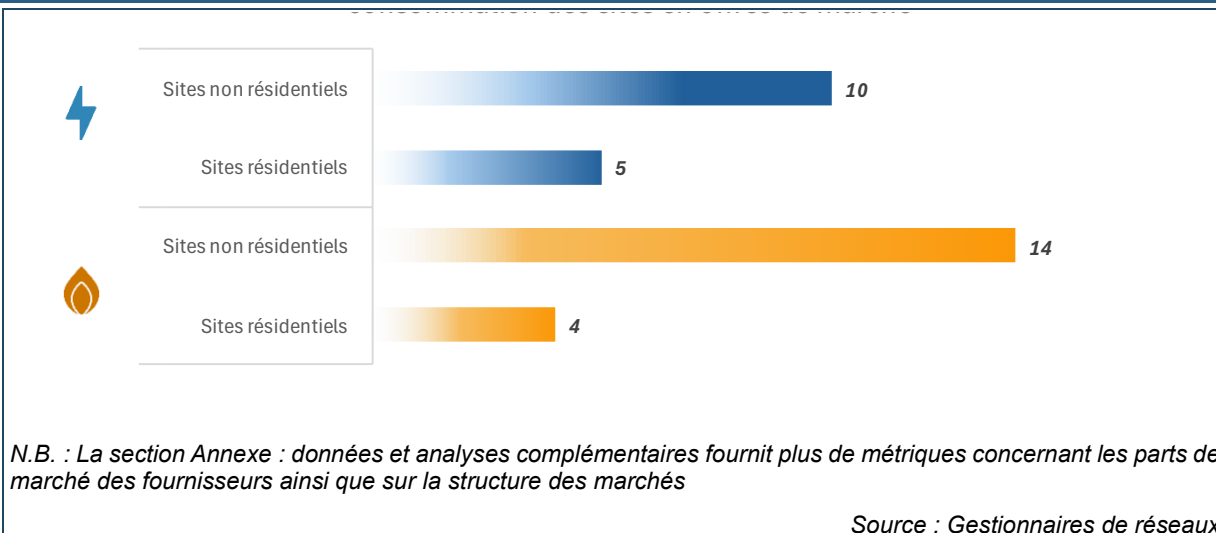


N.B. : Les parts de marché ont été calculés également par catégorie de consommateurs, « Grands », « moyens » et « petits professionnels » pour l'électricité et « réseaux de transport » et « réseaux de distribution » pour le gaz naturel. Ces graphiques sont disponibles en section Annexe : données et analyses complémentaires, 0.

Source : Gestionnaires de réseaux

La concentration du marché sur le segment des professionnels est moindre que sur les résidentiels : en 2024, 10 fournisseurs d'électricité permettaient d'approvisionner 90 % de la consommation d'électricité sur le segment des professionnels et 14 pour fournir 90 % de la consommation de gaz naturel contre respectivement 5 et 4 pour couvrir 90 % du marché résidentiel (Figure 41).

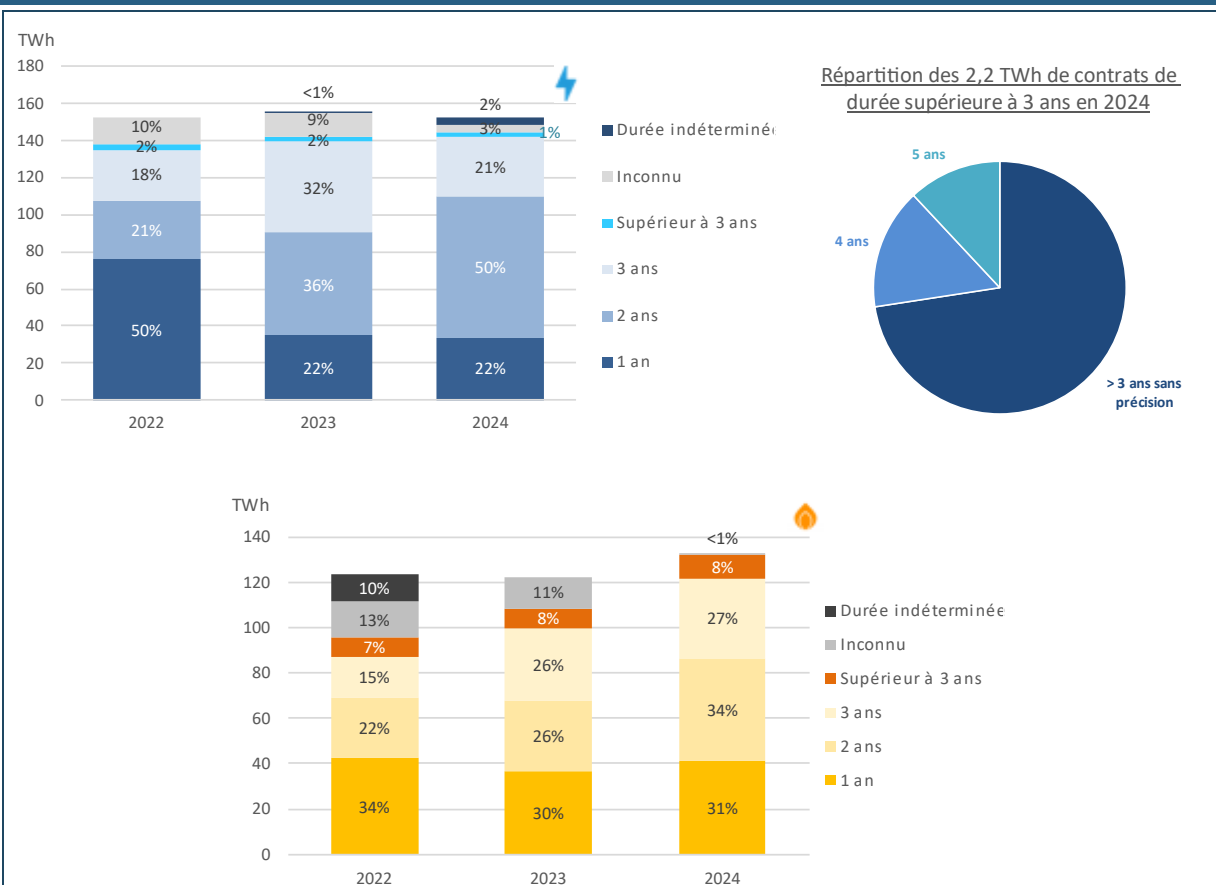
Figure 41- Nombre de fournisseurs permettant de couvrir 90 % de la consommation des sites en offres de marché en 2024



En électricité, la part des consommateurs professionnels de haut et milieu de portefeuille en contrat de durée 1 an est passée du maximum de 50% en 2022 à 22% en 2023 et 2024 contre une forte augmentation des contrats de durée 2 et 3 ans. Seulement 1 % des contrats en volume sont sur des durées supérieures à 3 ans avec notamment le développement des offres de durée 5 ans (Figure 42).

En gaz, les plus grands consommateurs se sont également dirigés vers des contrats de durée plus longue (principalement 2 et 3 ans). La part des contrats de durée 1 an a légèrement diminué, représentant environ un tiers des contrats signés à fin 2024.

Figure 42 - Evolution des durées de contrats d'électricité et de gaz sur le segment des grands et moyens consommateurs, 2022 - 2024



N.B. : les contrats 'sur-mesure' n'ont pas été comptabilisés

Source : EDF, Engie, TotalEnergie, Plenitude (ex-Eni)

d) Sur les zones ELD, le très faible développement des fournisseurs alternatifs sur le marché de masse, en électricité comme en gaz

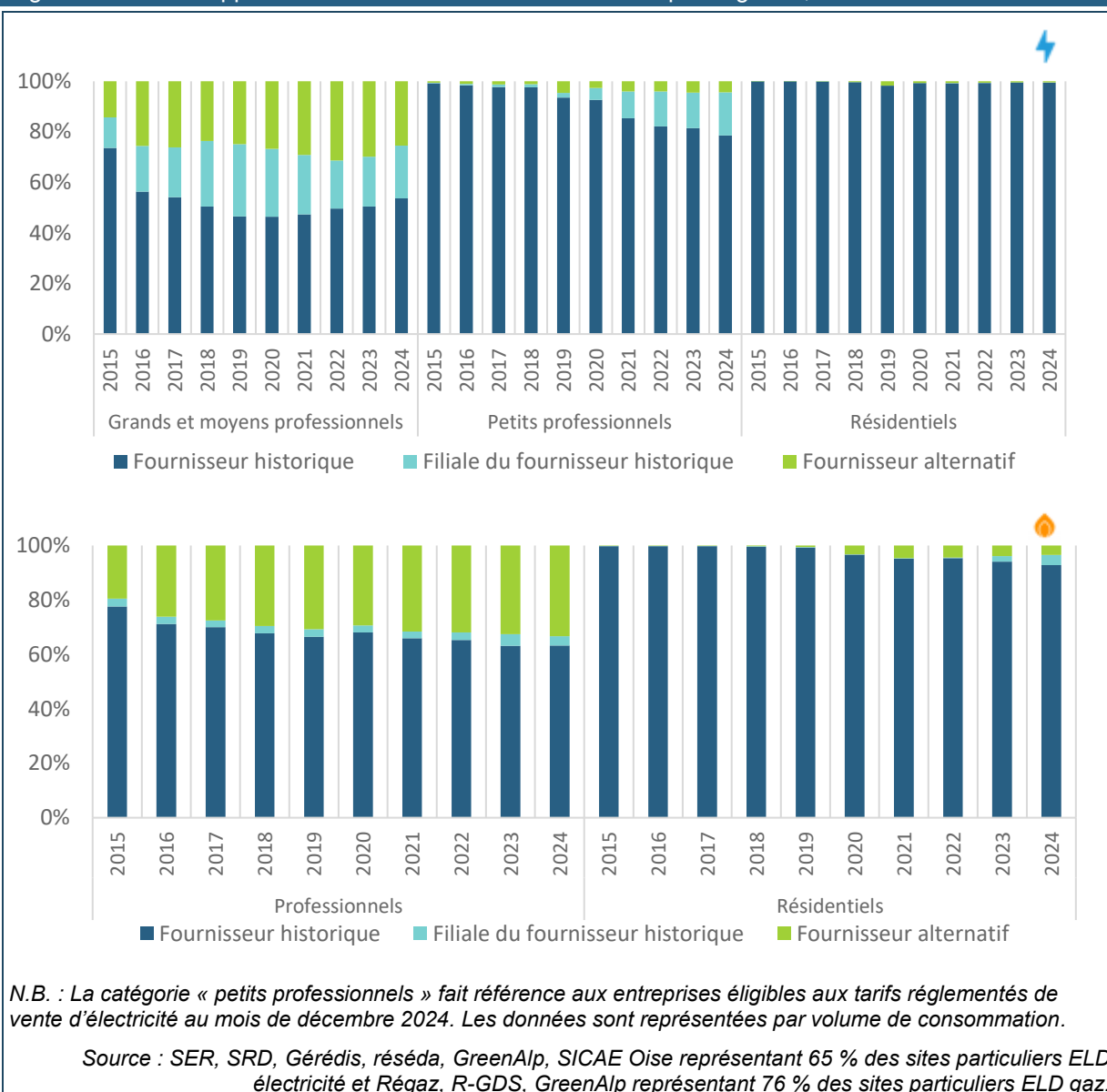
Le marché de détail de l'électricité et du gaz est complètement ouvert à la concurrence en France, au bénéfice des consommateurs. Tout consommateur qui souhaite faire jouer la concurrence dans les zones desservies par les gestionnaires de réseau de distribution Enedis et GRDF a accès à une très grande variété d'offres de fourniture et à des moyens simples de les comparer.

Rien de tel n'existe dans les zones desservies par les entreprises locales de distribution (ELD). Les consommateurs particuliers résidant dans une zone desservie par une ELD restent particulièrement captifs de leur fournisseur historique.

i. État des lieux de la concurrence en zone ELD

- Le développement des fournisseurs alternatifs sur le marché de masse est quasi-inexistant, alors qu'il est en progression sur le marché d'affaires

Figures 43 - Développement de la concurrence en zone ELD par segment, 2015-2024



Sur le marché des résidentiels, **18 ans après l'ouverture à la concurrence, moins de 1 % de la consommation d'électricité des ménages et 4 % de leur consommation en gaz est approvisionnée par des contrats avec un fournisseur alternatif** (Figures 43). A titre de comparaison, 31 % de la consommation d'électricité des résidentiels et 46 % de la consommation en gaz est couverte par des fournisseurs alternatifs sur la zone desserte respective d'ENEDIS et de GRDF.

Figure 44 – Parts de marché (en nombre de sites) sur le segment des particuliers en zone ELD électricité

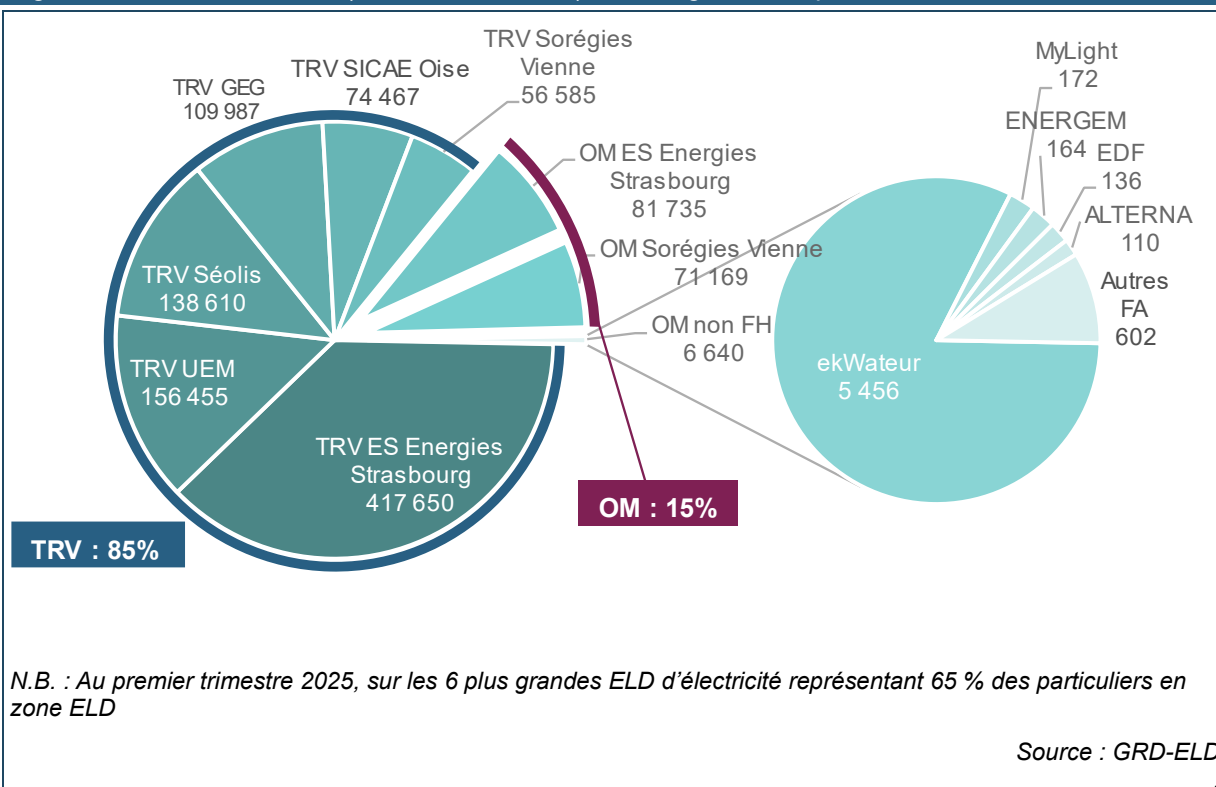
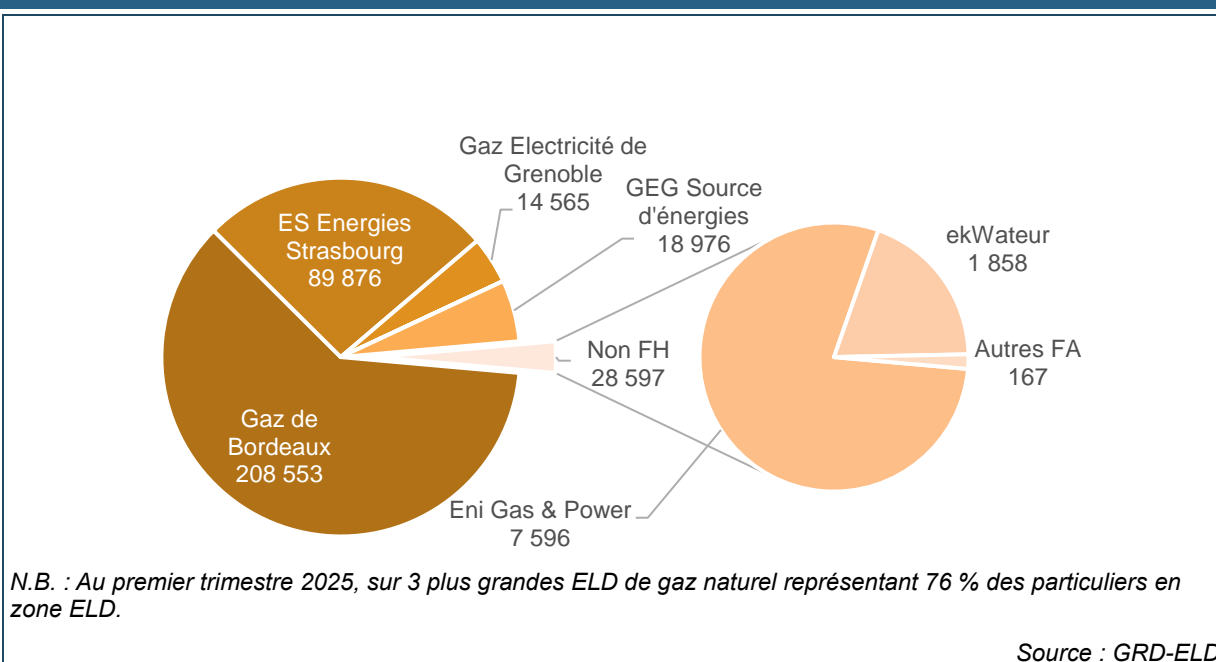


Figure 45 - Parts de marché (en nombre de sites) sur le segment des particuliers en zone ELD gaz naturel



Chez les petits professionnels et assimilés en électricité (périmètre d'éligibilité des tarifs réglementés de vente), le développement de la concurrence est faible. **Les parts de marché des fournisseurs alternatifs stagnent autour des 3 % à ce jour.** Sur le reste du territoire national, les parts de marché des fournisseurs alternatifs sur ce segment sont de 38 %. On notera toutefois que les filiales de fournisseurs historiques se développent, majoritairement sur leurs zones de desserte respectives. Leur part de marché est passée de 0,5 % en 2016 à 13 % en 2024.

En 2025, seuls quelques fournisseurs souhaitent volontairement se développer en zone ELD et l'essentiel des contrats chez un fournisseur alternatif se concentre sur les zones de dessertes des plus grosses ELD (Strasbourg, Grenoble, Metz) au premier trimestre 2025 (Figure 44, Figure 45).

Enfin, la situation est différente sur le segment des moyens et grands professionnels (ou marché d'affaires) : un quart des sites en électricité et 34 % en gaz ont choisi un fournisseur alternatif (en volume de consommation). L'ouverture à la concurrence est significative mais notablement inférieure au reste du territoire sur ce même segment où 43 % des consommateurs électricité et 69 % des consommateurs gaz (en volume de consommation) ont choisi un fournisseur alternatif.

ii. Mesures préconisées par la CRE pour améliorer la situation concurrentielle sur le territoire des ELD

- **Les GRD-ELD vont mettre en œuvre les recommandations de la CRE pour faciliter le développement de la concurrence sur le segment des particuliers**

Dans sa délibération du 21 juin 2021, la CRE a formulé diverses demandes et recommandations aux gestionnaires de réseaux de distribution des ELD, visant à moderniser et harmoniser leurs systèmes d'information (SI). Elle a notamment demandé aux GRD-ELD de développer une solution du type « portail commun », afin de créer une interface unique pour les fournisseurs alternatifs.

La CRE a observé une progression dans la mise en œuvre des recommandations : plusieurs catégories de mesures proposées ont été suivies d'actions concrètes. A ce jour, les six principales ELD, qui représentent 65 % du marché ELD pour l'électricité et le gaz, rendent disponibles des interfaces SI permettant l'automatisation des échanges de données avec les fournisseurs.

Bien que ces avancées ne soient pas immédiatement perceptibles pour les consommateurs, elles sont cruciales pour établir des interfaces automatisées entre les fournisseurs et les GRD, et permettre à terme un véritable développement de la concurrence. Au-delà des aspects techniques, **la CRE souligne l'importance de la gouvernance mise en place à travers ses groupes de travail.** Le dialogue entre les GRD-ELD et les GRD nationaux concernant l'évolution des SI, ainsi que l'implication des fournisseurs dans la définition des solutions, **fournissent un cadre durable pour le développement et l'évolution des SI des GRD-ELD.** Cet engagement est essentiel pour éviter toute obsolescence des systèmes développés et constitue un préalable à l'instauration d'un portail commun.

- **La CRE dirige les efforts vers la mise en œuvre prochaine d'un portail commun aiguilleur**

En décembre 2021, les syndicats des ELD ont soumis à la CRE une étude technico-économique détaillée du projet de « portail commun ». Ce rapport incluait une estimation des investissements nécessaires ainsi qu'un calendrier préliminaire d'exécution. À la suite d'un audit réalisé en 2024, la CRE a défini l'orientation du projet, tant sur l'aspect fonctionnel et que sur la feuille de route.

D'un point de vue fonctionnel, **le projet recommandé par la CRE consiste en la création d'un portail commun aiguilleur.** Ce portail aura deux objectifs principaux. Premièrement, il harmonisera les fonctionnalités et le degré d'automatisation des SI des GRD-ELD avec ceux des GRD nationaux et avec les formats utilisés par les fournisseurs. Deuxièmement, le portail servira d'interface unique entre les fournisseurs et les GRD-ELD. Ainsi, les fournisseurs n'auront pas à créer un accès aux SI distinct pour chaque GRD-ELD, ce qui réduira efforts et les coûts de développement. **Cette centralisation vise finalement à minimiser les coûts de développement spécifiques aux zones de desserte ELD et à y inciter le développement des fournisseurs alternatifs.**

Sur le plan de la feuille de route, **les études soumises par les syndicats des ELD ont conduit la CRE à opter pour un déploiement séquentiel compte tenu des coûts et du nombre important d'acteurs.** Le déploiement initial sera limité aux périmètres de Gérédis pour l'électricité et de R-GDS et Régaz pour le gaz, pour plusieurs raisons : (i) **un meilleur rapport coûts-bénéfices**, avec seulement le SI de Gérédis à adapter pour l'électricité et des SI déjà semblables à ceux de GRDF chez R-GDS et Régaz, (ii) **une meilleure maîtrise des coûts associés**, les coûts de Gérédis étant compensés par le Fonds de Péréquation de l'Électricité (FPE) spécifique à cet opérateur, et (iii) **une gouvernance simplifiée** grâce à un nombre réduit de GRD-ELD et d'éditeurs SI à coordonner.

La CRE travaille avec les GRD-ELD et les fournisseurs pour définir les modalités de financement de ce portail commun, ainsi que pour établir une gouvernance adaptée aux besoins du projet. Le financement pour cette phase initiale devrait être précisé dans le cadre des prochains travaux tarifaires (ATRD 7 ELD et FPE). Cette approche vise à garantir une mise en œuvre efficace et coordonnée du projet, tout en assurant la viabilité financière et opérationnelle des solutions déployées.

EN SYNTHÈSE

La crise a significativement freiné l'activité des fournisseurs d'énergie sur le marché résidentiel, notamment en 2022, lorsque moins de la moitié de ceux inscrits sur le comparateur du MNE proposaient de nouvelles offres. 2023 a marqué un redémarrage qui s'est amplifié en 2024, avec une véritable diversification des offres commerciales et de nombreuses innovations.

Concernant les parts de marché, en électricité, l'érosion du nombre de consommateurs aux TRVE a repris plus nettement en 2024, sans atteindre les niveaux d'avant crise, en dépit d'offres de marché très compétitives. Ce phénomène a principalement profité aux fournisseurs historiques (EDF et ELD), tandis que la part des fournisseurs alternatifs est restée stable, à 30 % fin 2024, légèrement en dessous du niveau de 2021. Dans le secteur du gaz, le marché de masse s'est structuré autour de deux types d'offres : les offres indexées sur les références de court terme publiées par la CRE, et les offres à prix fixe annuel ou pluriannuel. La part de marché des fournisseurs alternatifs est de 46% fin 2024, en croissance de 2 points par an depuis 2021.

Sur le marché des professionnels, le marché est totalement ouvert en gaz, les fournisseurs alternatifs représentant 73% du marché en volume de consommation. En électricité, les fournisseurs alternatifs représentent 52% du marché en volume de consommation. En revanche les TRVE restent très présents sur le segment des très petits professionnels et assimilés, regroupant 34% de ces consommateurs fin 2024.

B. La CRE œuvre aux évolutions du fonctionnement du marché de détail contribuant au renforcement de la confiance des consommateurs**1. Renforcement de la surveillance de la CRE dans le cadre de l'ARENH et de la définition du cadre post-ARENH**

Le mécanisme de l'ARENH a été institué par la loi « NOME » du 7 décembre 2010⁴⁶ afin que les consommateurs continuent à bénéficier des coûts stables et compétitifs du parc nucléaire historique tout en assurant les conditions d'une concurrence effective entre l'opérateur historique et les autres fournisseurs. Durant la crise des prix de l'énergie, la CRE a fait plein usage de ses compétences de surveillance et d'enquête afin de préserver la finalité de ce mécanisme.

Dans son précédent rapport sur le fonctionnement des marchés de détail portant sur la période 2020 – 2022, la CRE a fait état de comportements de fournisseurs assimilables à de l'arbitrage saisonnier, susceptibles de constituer un abus du droit d'ARENH au sens de l'article L. 134-26 du code de l'énergie.

Qu'est-ce que l'abus du droit d'ARENH ?

Article L. 134-26 du code de l'énergie :

« Est regardé comme un abus du droit d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique tout achat d'électricité nucléaire historique dans le cadre du dispositif d'accès régulé à celle-ci sans intention de constituer un portefeuille de clients y ouvrant droit, en particulier tout achat de quantités d'électricité nucléaire historique excédant substantiellement celles nécessaires à l'approvisionnement de sa clientèle et sans rapport avec la réalité du développement de son activité et les moyens consacrés à celui-ci, et plus généralement toute action participant directement ou indirectement au détournement des capacités d'électricité nucléaire historique à prix régulé » .

⁴⁶ Loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (dite loi « NOME »)

L'ARENH a été mis en place afin que les consommateurs continuent à bénéficier des coûts stables et compétitifs du parc nucléaire historique avec pour objectif que cette ressource provenant de l'accès régulé soit utilisée au bénéfice des consommateurs en leur permettant d'accéder à des prix plus attractifs. La CRE définit dès lors l'arbitrage saisonnier comme un comportement visant à moduler le nombre de sites en portefeuille, permettant d'optimiser les livraisons d'ARENH, ce qui le cas échéant serait contradictoire avec la finalité de l'ARENH, au sens où les volumes d'ARENH attribués au titre de la consommation des clients seraient décorrélés du profil de consommation des clients, et in fine ne seraient pas utilisés par le fournisseur pour fournir tout au long de l'année ses clients.

Exemple d'abus du droit d'ARENH :

Les manquements identifiés peuvent notamment prendre la forme d'une gestion opportuniste par le fournisseur de son portefeuille de clientèle. Ainsi lors du guichet ARENH en novembre de l'année Y-1, le fournisseur se voit attribuer des volumes d'ARENH pour l'année Y au regard des objectifs de consommation prévisionnelle dudit fournisseur. Au cours de l'année Y, le fournisseur incitait ensuite ses clients à changer de fournisseur en dehors de la période de calcul des droits ARENH : le fournisseur avait ensuite un surplus de volume d'ARENH qu'il pouvait revendre sur les marchés.

Dans le contexte de crise des prix sur les marchés de l'énergie, la CRE a ouvert trois enquêtes visant à déterminer si les comportements qu'elle a identifiés sont de nature à constituer un abus d'ARENH au sens de l'article L. 134-26 du code de l'énergie ou sont susceptibles de constituer un manquement de nature à porter gravement atteinte au fonctionnement du marché de l'énergie au sens de l'article L. 134-25 du code de l'énergie. Ces trois enquêtes ont donné lieu à une saisine du comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS).

Les sanctions du CoRDIS de la CRE pour abus du droit d'ARENH

Les trois enquêtes ouvertes par la CRE ont donné lieu à des sanctions pécuniaires pour des abus du droit d'ARENH au cours des années 2021 et 2022. Par trois décisions en date du 11 juillet 2024 et deux décisions en date du 3 juillet 2025, le CoRDIS a ainsi sanctionné les trois sociétés mises en cause à hauteur de 3 millions d'euros, 3,5 millions d'euros et 6 millions d'euros.

La CRE salue ces décisions importantes qui sanctionnent des fournisseurs d'électricité pour abus du droit d'ARENH et assurent ainsi la répression de tout dysfonctionnement du marché, au bénéfice des consommateurs.

Par ailleurs, au regard de l'augmentation des prix de l'électricité sur les marchés de gros et de l'avantage compétitif que confère l'ARENH dans ce contexte et afin de prévenir ces abus, les compétences de surveillance la CRE ont été renforcées par la loi de finances pour 2023 afin de permettre à la Présidente de la CRE de demander au CoRDIS une interruption totale ou partielle des livraisons d'ARENH notamment lorsque les volumes d'électricité effectivement fournis par ce fournisseur sont manifestement inférieurs aux hypothèses de consommation. Ces hypothèses de consommations sont transmises lors du dépôt du dossier de demande de droit d'ARENH lors du guichet annuel. Depuis, la CRE effectue un suivi régulier de l'évolution du portefeuille des fournisseurs présent sur le dispositif ARENH afin de détecter de potentielles incohérences par rapport à la déclaration qu'ils avaient fournie au moment de la déclaration de leur prévision de consommation et de clients en portefeuille.

Le CoRDIS a également pris des décisions d'interruption partielle de livraison d'ARENH en 2023 (qui ne sont pas des sanctions) concernant 7 fournisseurs en 2023 et 2 en 2024, dont la trajectoire de consommation avait significativement dévié des hypothèses présentées au guichet ARENH.

Le décret n°2022-1380 du 29 octobre 2022 modifiant les modalités d'accès à l'ARENH a précisé la compétence de la CRE en lui permettant de corriger les demandes d'ARENH de fournisseurs lorsque :

- les hypothèses de consommation ou de développement commercial communiquées dans le dossier de demande présentaient un risque de surestimation manifeste de la quantité d'ARENH ;
- la quantité d'ARENH demandée était manifestement disproportionnée par rapport à la consommation des consommateurs finals antérieurement constatée et aux prévisions d'évolution de cette consommation, en particulier pendant les heures ne servant pas à la détermination des droits d'ARENH.

Les modalités de ce contrôle ont été précisées dans la délibération n°2022-287 du 10 novembre 2022. Pour l'ARENH attribué pour l'année 2023, la CRE a corrigé les demandes de 14 fournisseurs pour un volume total de 0,56 TWh. Pour l'ARENH des années 2024 et 2025, la CRE a corrigé les demandes de 4 fournisseurs pour des volumes représentant 0,04 TWh et 0,11 TWh.

Focus sur le cadre post-ARENH

L'accès régulé à l'énergie nucléaire historique (ARENH) prendra fin au 31 décembre 2025. En novembre 2023, un accord a été conclu entre l'État et EDF déterminant les grands principes de la vente de l'électricité d'origine nucléaire à compter du 1^{er} janvier 2026. En janvier 2024, la CRE a apporté sa contribution à l'établissement de ce nouveau cadre, en faisant part des éléments qui lui paraissaient essentiels à sa bonne mise en œuvre.

Le cadre post-ARENH a notamment pour objectif de renforcer le rôle des instruments moyen et long terme (c'est-à-dire à horizons 4 ans et plus) sur le marché de détail, protégeant ainsi les consommateurs de la volatilité des prix à court terme et donnant davantage de visibilité sur leurs factures d'électricité. Car si l'ARENH a pour vertu de permettre à l'ensemble des consommateurs de bénéficier du prix compétitif du parc nucléaire, il n'incite cependant pas les fournisseurs à proposer des offres à de telles échéances.

En cohérence avec cet objectif, EDF et les principaux fournisseurs alternatifs présents sur le marché des consommateurs professionnels ont commencé à commercialiser des offres à horizons 4 ans, voire 5 ans, depuis fin 2023. Ces offres viennent en partie se substituer aux offres de fourniture déjà existantes pour ces consommateurs à horizons 1 à 3 ans.

En 2024, EDF a signé environ 6 000 contrats de fourniture d'électricité de moyen terme, pour un volume prévisionnel d'environ 22 TWh pour 2028 et 12 TWh pour 2029⁴⁷. La dynamique pour 2028 s'observe également chez d'autres fournisseurs du marché, avec un nombre croissant de contrats signés sur cet horizon temporel. Le développement est en revanche beaucoup plus limité sur 2029.

Sur le marché de détail, les fournisseurs d'électricité cherchent à répliquer dans leur approvisionnement sur les marchés à terme les conditions financières de leurs engagements commerciaux, afin de réduire au maximum les risques de volatilité des marchés de gros auxquels ils sont exposés. Ainsi, la commercialisation des offres sur les marchés de détail est, en partie, conditionnée à la disponibilité des produits à terme sur les marchés de gros. En tant que régulateur des marchés de l'énergie, la CRE veille à ce que les acteurs puissent ainsi disposer d'une liquidité suffisante sur les horizons à 4 ou 5 ans, afin que ces derniers, s'ils le souhaitent, puissent faire des offres sur ces maturités. Le travail se poursuit pour s'assurer que la liquidité est suffisante sur le moyen terme, et qu'il n'y a pas de transaction ou opération qui pourraient nuire au bon fonctionnement des marchés.

Par ailleurs, la nouvelle régulation du parc nucléaire prévoit également qu'en cas d'épisode prolongé de prix de gros élevés, les revenus extraordinaires de l'exploitant du parc soient captés pour partie, et reversés à tous les consommateurs via le versement nucléaire universel (VNU), avec obligation de réperçussion sur la facture par les fournisseurs. Couplé au développement des instruments moyen et long terme, un tel dispositif participera à la stabilisation de la facture des consommateurs, notamment en cas de crise sur les prix de l'électricité.

La CRE participera notamment à l'élaboration opérationnelle du dispositif afin de mettre en œuvre le mécanisme de compensation des fournisseurs appliquant la minoration des prix de l'électricité sur les factures et sera chargée de surveiller la bonne application de de cette minoration. La CRE rendra plusieurs avis sur les différents textes structurant le nouveau dispositif.

⁴⁷ [Rapport d'activité 2024 du groupe EDF](#)

2. La CRE agit pour renforcer la confiance des consommateurs dans le fonctionnement du marché de la fourniture d'énergie

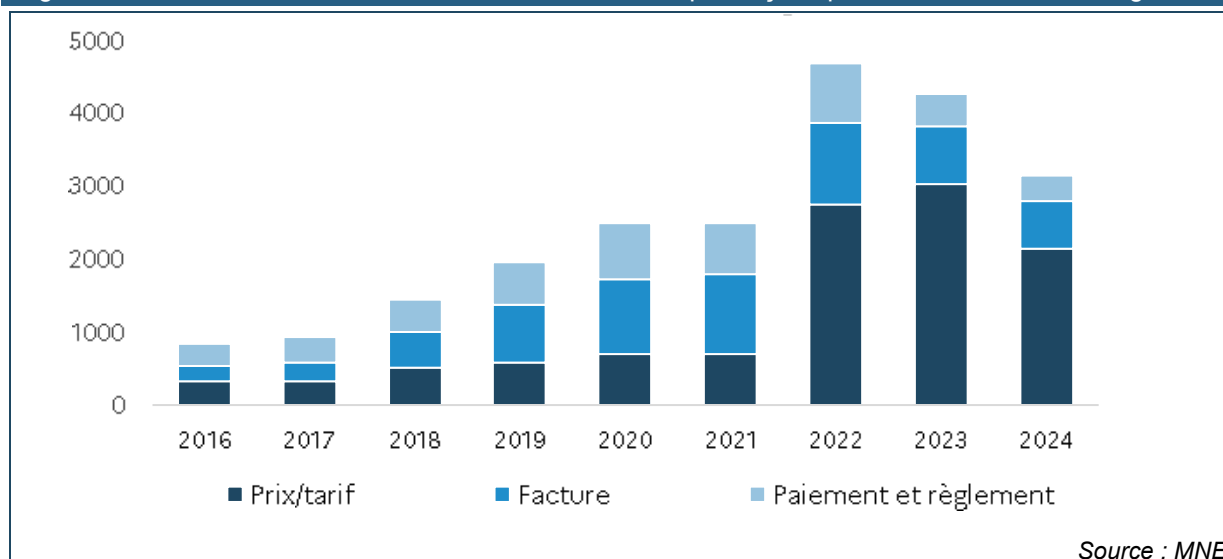
a) Le manque de transparence dans les pratiques commerciales de certains fournisseurs pendant la crise a contribué à entacher la confiance des consommateurs

Les répercussions de la crise des prix de l'énergie ont dépassé la problématique du niveau de la facture des ménages. Celles-ci ont non seulement contribué à la défaillance de certains fournisseurs mais aussi à des pratiques commerciales qui se sont avérées préjudiciables pour le consommateur.

Face à la hausse des prix sur les marchés de gros, certains fournisseurs ont rencontré des difficultés à fournir leurs clients tout en continuant à s'approvisionner sur les marchés entraînant des faillites combinées à des hausses de factures intenable pour les consommateurs et ce malgré la mise en place des dispositifs de protection. Bien qu'il y ait un nombre limité de consommateurs concernés en France (moins de 200 000), ces consommateurs se sont retrouvés en situation instable, en étant basculés soit sur les fournisseurs de secours, soit transféré aux fournisseurs rachetant les portefeuilles des fournisseurs liquidation judiciaire. La reprise médiatique de ce type d'évènement accentue la défiance des consommateurs envers le marché alors qu'une minorité seulement a fait l'objet de mauvaises pratiques.

Par ailleurs, chaque année, le MNE publie son rapport d'activité dans lequel figure le nombre de demandes de médiation qui constitue un indicateur permettant d'apprécier la qualité de service des fournisseurs. En 2024 le nombre de saisines de médiation (11 678 saisines pour 7 142 recevables) était en légère baisse par rapport à 2023, (13 999 saisines pour 8 894 recevables).

Figure 46 - Évolution du nombre de saisines relatives au prix reçues par le Médiateur de l'énergie



En 2023, le MNE avait constaté une augmentation importante (+ 74 %) du nombre de **litiges relatifs au prix des contrats de fourniture d'énergie**, correspondant à 3 021 saisines sur l'année. Si le nombre en valeur absolue est faible, cette hausse reflète des situations contractuelles ayant permis à certains fournisseurs de répercuter dans le prix de leurs offres la hausse des prix sur les marchés de gros sans en avoir correctement informé leurs clients. Cette situation a concerné des consommateurs résidentiels mais également des petits professionnels dont le nombre de litiges a augmenté de 72 % par rapport à l'année 2022. En 2024, dans un contexte de fin de crise des prix de l'énergie, le nombre des litiges entre les fournisseurs et les consommateurs a diminué de 28%. Cependant, ce type de litige constitue encore l'un des principaux motifs de saisine du MNE (30 % des saisines) et reste deux fois plus élevé qu'en 2021.

Parmi les mauvaises pratiques recensées, le MNE a relevé un manque de transparence de la part des fournisseurs lors du renouvellement des contrats. Ces derniers se contentaient d'annoncer aux consommateurs le nouveau prix du kilowattheure sans clairement mentionner le niveau de la hausse en pourcentage ou en euros par rapport à l'ancien prix, ou encore sans préciser le montant des nouvelles mensualités. Dans ce cas de figure, certains consommateurs petits professionnels qui ont souhaité changer de fournisseur à la suite d'un renouvellement de contrat se sont vu appliquer des indemnités de résiliation anticipée très importantes. D'autres fournisseurs commercialisaient des offres dont le prix du kilowattheure n'était pas connu au moment de la consommation ou dont les évolutions de prix n'étaient pas notifiées aux consommateurs.

Le MNE a également relevé des pratiques de fournisseur consistant à sous-évaluer les mensualités au moment de la souscription du contrat avant d'appliquer des régularisations importantes aux consommateurs. La Direction générale de la concurrence, de la consommation et de la répression des fraudes (DGCCRF) a enquêté sur les pratiques commerciales d'un fournisseur entre mai 2022 et mai 2023, qui portait sur l'envoi d'échéanciers largement décorrélés de la hausse des tarifs d'électricité, qui induisaient les clients en erreur sur le montant de l'énergie qui leur serait réellement facturé. Cette enquête a abouti sur une amende transactionnelle avec le fournisseur d'un montant de 275 000 €.

b) La CRE œuvre pour restaurer les conditions de la confiance des consommateurs dans le fonctionnement du marché

La CRE a annoncé le 21 novembre 2023⁴⁸ des mesures visant à améliorer le fonctionnement du marché de détail, puis a mis en œuvre un programme à trois composantes ayant pour objectif de restaurer la confiance dans le bon fonctionnement du marché de détail.

i. La CRE publie ses lignes directrices pour à améliorer la transparence et la lisibilité des offres pour les consommateurs

La crise des prix de l'électricité et du gaz naturel des années 2022 et 2023 a mis en lumière la nécessité de renforcer la réglementation actuelle encadrant les contrats de fourniture d'énergie de façon à protéger des consommateurs résidentiels et non résidentiels tels que les associations à but non lucratif et les syndicats de copropriétés, ainsi que toutes les TPE et les communes employant moins de dix employés et dont le budget annuel est inférieur à 2 M€ (ci-après les « petites communes »). Cette période a mis en exergue un enjeu majeur dans l'accession de ces consommateurs à une information claire, compréhensible, pour les offres auxquelles ils souscrivent. La crise a également révélé, suscité ou amplifié des pratiques de la part de certains fournisseurs, ainsi que certains intermédiaires de vente, qui sont incompatibles avec ces exigences.

Dans ce contexte, à partir de 2023, la ministre de la Transition énergétique a exprimé, lors d'échanges entre les fournisseurs, le Médiateur national de l'énergie (MNE), les associations de consommateurs et la CRE, son souhait de recevoir des propositions concrètes d'amélioration du fonctionnement des marchés de détail. En réponse, la CRE a publié un communiqué de presse le 21 novembre 2023 formulant une série de propositions de renforcement de la protection des consommateurs⁴⁹.

La CRE a par la suite explicité les mesures envisagées⁵⁰ et a exprimé que « *le renforcement des informations transmises aux petits consommateurs est un élément essentiel pour le bon fonctionnement du marché de détail* ».

Face à l'incertitude pesant sur le calendrier des travaux législatifs, la CRE a mis en œuvre un chantier afin de voir déployer sans tarder les principes qu'elle a publiquement défendus. Ainsi, la CRE a publié le 11 juillet 2024, à l'issue d'une série d'ateliers et d'échanges avec les parties prenantes, ses lignes directrices pour le renforcement de la protection des consommateurs de gaz naturel et d'électricité. Bien qu'elles se traduisent comme une réglementation de droit « souple », la CRE soutient l'intégration des lignes directrices au cadre législatif dès que possible, seule façon d'imposer ces mesures à l'ensemble des acteurs concernés.

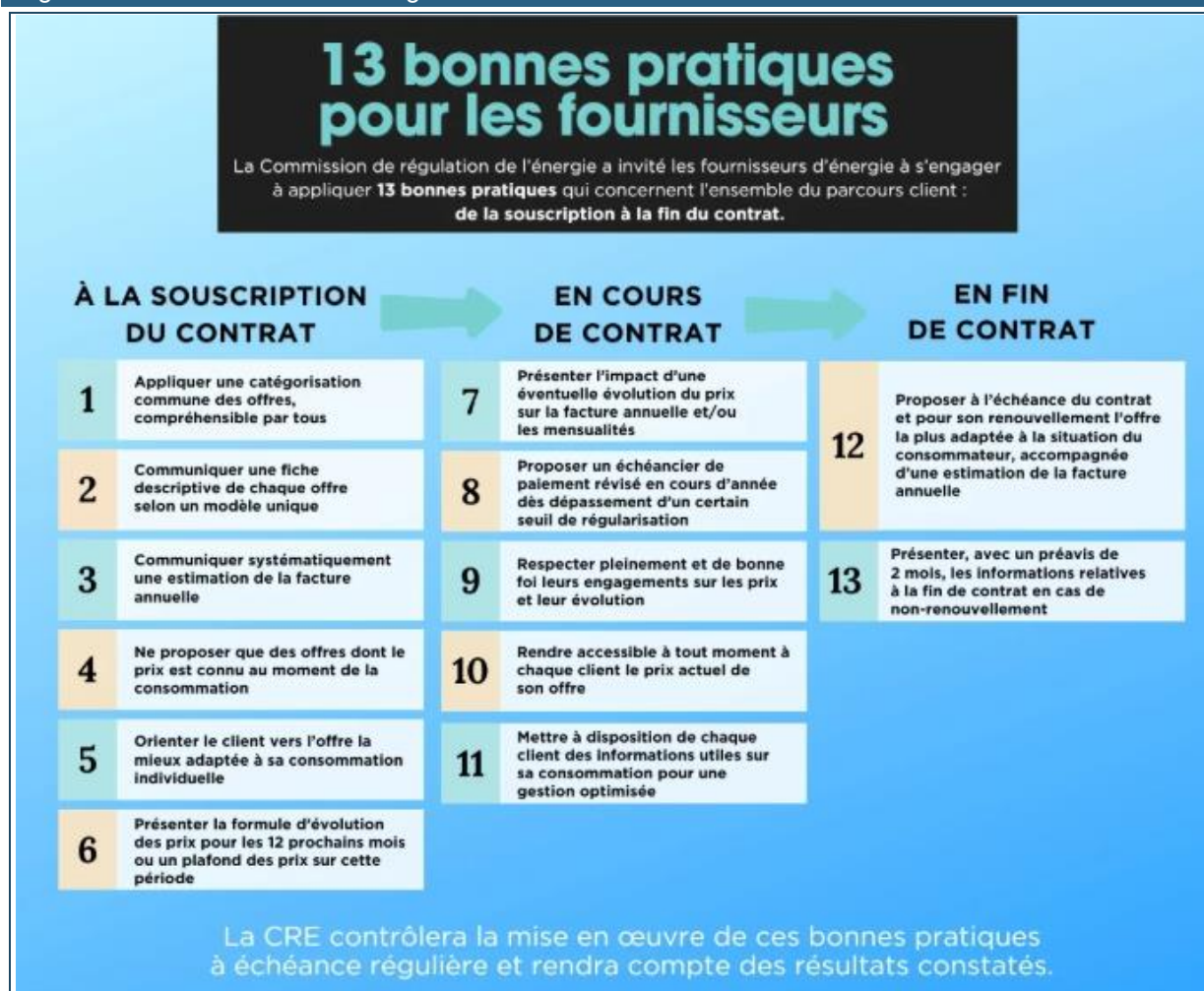
⁴⁸ Communiqué de presse de la CRE datant du 21 novembre 2023, « Les propositions de la CRE pour renforcer la protection des consommateurs d'énergie et améliorer le fonctionnement du marché de détail »

⁴⁹ [Les propositions de la CRE pour renforcer la protection des consommateurs d'énergie et améliorer le fonctionnement du marché de détail](#).

⁵⁰ [Délibération de la CRE n°2024-10 du 18 janvier 2024 portant avis sur le projet de loi relatif à la souveraineté énergétique](#)

Les lignes directrices sont un ensemble de treize mesures visant à renforcer la protection des consommateurs, et leur adoption procède d'un engagement volontaire de la part des fournisseurs. Elles portent sur la phase préalable à la souscription à une offre de gaz naturel et d'électricité, l'exécution du contrat, et la fin du contrat. Elles s'appliquent à toutes les offres commercialisées sur le segment résidentiel. Ces lignes directrices ont vocation à évoluer à partir du retour d'expérience des acteurs dans le sens d'une plus grande pertinence. Comme pour la conception des lignes directrices, ces évolutions feront l'objet d'une consultation des acteurs.

Figure 47 - Les 13 mesures des lignes directrices



Chaque mesure était assortie d'un délai d'application qui court à compter du 30 septembre 2024. La CRE a tenu compte des avertissements exprimés par les fournisseurs quant à leur capacité à mettre en œuvre les mesures, aux implications parfois conséquentes sur les systèmes d'information, dans les délais impartis, et ouvert la possibilité d'octroi de délais supplémentaires en cas d'impossibilité matérielle de mettre en œuvre une mesure dans le délai imparti. Les fournisseurs sont garants du respect des lignes directrices, quel que soit le mode de contractualisation.

Afin de s'assurer de leur efficacité au bénéfice du consommateur final la CRE contrôle la mise en œuvre des lignes directrices et le respect de leurs engagements par les fournisseurs. Ces contrôles relèvent de deux ordres :

- Contrôles ponctuels et spontanés des canaux de vente du fournisseur (site internet, conseillers de vente, etc.), incluant d'éventuels prestataires externes ;
- Transmission par les fournisseurs de données et de documents dans permettant de s'assurer de la mise en œuvre concrète des lignes directrices de la CRE par le fournisseur.

Le résultat de ces contrôles va faire l'objet d'une publication par la CRE, tout comme le nom des fournisseurs qui ne respecteront pas leurs engagements.

A la date de rédaction du présent rapport, vingt-cinq fournisseurs nationaux et cinquante-sept fournisseurs locaux dont les dénominations sociales sont publiées sur le site de la CRE⁵¹ se sont engagés à respecter les lignes directrices (sept ont refusé de s'engager). Ces fournisseurs engagés représentent plus de 99 % des consommateurs résidentiels. De nombreuses ELD ont fait état de difficultés opérationnelles et n'ont pu s'engager à mettre en œuvre l'ensemble des mesures dans les délais impartis ; ces sociétés, marquées par un astérisque dans la liste des fournisseurs engagés, ne pourront respecter pleinement leur engagement qu'à partir de l'année 2026.

ii. Le renforcement de la résilience du marché de détail par l'instauration d'un cadre de régulation prudentielle

Durant la crise, le nombre de faillites de fournisseurs en Europe a été important, et particulièrement au Royaume-Uni, qui a enregistré une trentaine de fournisseurs défaillants entre le début de 2021 et l'été 2022 concernant environ 4 millions de consommateurs⁵². En France, le nombre de défaillances a été limité à trois fournisseurs (Hydroption en 2021, Bulb et Oui Energy en 2022) et a concerné environ 120 000 consommateurs.

Les clients impactés n'ayant plus de fournisseurs ont, soit été basculés sur le fournisseur de secours, soit été transférés via le rachat du fournisseur en liquidation judiciaire⁵³. Cette instabilité pour les consommateurs s'ajoute aux hausses de prix que les fournisseurs ont pu leur répercuter pendant cette période, dégradant la confiance envers le marché et les fournisseurs d'énergie.

Aussi, en 2024, Sagiterre (marque ChezSwitch) s'est vu retirer son autorisation de fourniture pour cause d'impayé du complément ARENH. Si les clients de Sagiterre pouvaient rester au sein du portefeuille du fournisseur, il n'était plus possible de souscrire un contrat ChezSwitch à partir de février 2024. Le fournisseur a également été supprimé du comparateur « énergie-info ».

Le 14 mars 2023, la Commission européenne a présenté une proposition de réforme du marché intérieur de l'électricité de l'Union européenne, modifiant notamment la Directive (UE) 2019/944 du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité (ci-après, "la Directive électricité"), et le Règlement (UE) 2019/943 du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité.

Cette réforme a ensuite été formellement approuvée en séance plénière par le Parlement européen le 11 avril 2024 et par le Conseil de l'Union européenne le 21 mai 2024. Il en résulte la Directive 2024/1711 du 13 juin 2024 *modifiant les directives (UE) 2018/2001 et (UE) 2019/944 en ce qui concerne l'amélioration de l'organisation du marché intérieur de l'électricité de l'Union* (« Directive EMD »), publiée le 26 juin au Journal Officiel de l'Union Européenne.

Son article 18bis (1) prévoit notamment la possibilité d'encadrer les stratégies de couverture des fournisseurs. Il dispose à ce titre que :

« Les autorités de régulation, ou lorsqu'un État membre a désigné une autre autorité compétente indépendante à cette fin, cette autorité compétente désignée, compte tenu de la taille du fournisseur ou de la structure du marché et y compris, le cas échéant, en procédant à des tests de résistance, veillent à ce que les fournisseurs :

- aient mis en place et en œuvre des stratégies de couverture appropriées pour limiter le risque généré par des évolutions dans la fourniture en gros d'électricité pour la viabilité économique de leurs contrats avec les clients, tout en maintenant la liquidité sur les marchés à court terme et les signaux de prix qui en émanent ;*
- prennent toutes les mesures raisonnables en vue de limiter le risque de défaillance de la fourniture ».*

Si le nombre de faillites de fournisseurs a été limité au cours de la crise sur le territoire français, la période a tout de même mis en évidence des comportements risqués, en particulier s'agissant de l'inadéquation entre leurs engagements à l'aval sur leurs offres de fourniture et la couverture de ces offres en amont.

⁵¹ <https://www.cre.fr/consommateurs/infos-pratiques-et-fiches/presentation-des-mesures-mises-en-place-par-la-cre.html>

⁵² 25th Report of Session 2022-23, Regulation of energy suppliers (House of Commons, Committee of Public Accounts)

⁵³ CRE, Rapport sur le fonctionnement des marchés de détail français de l'électricité et du gaz naturel entre 2020 et 2022

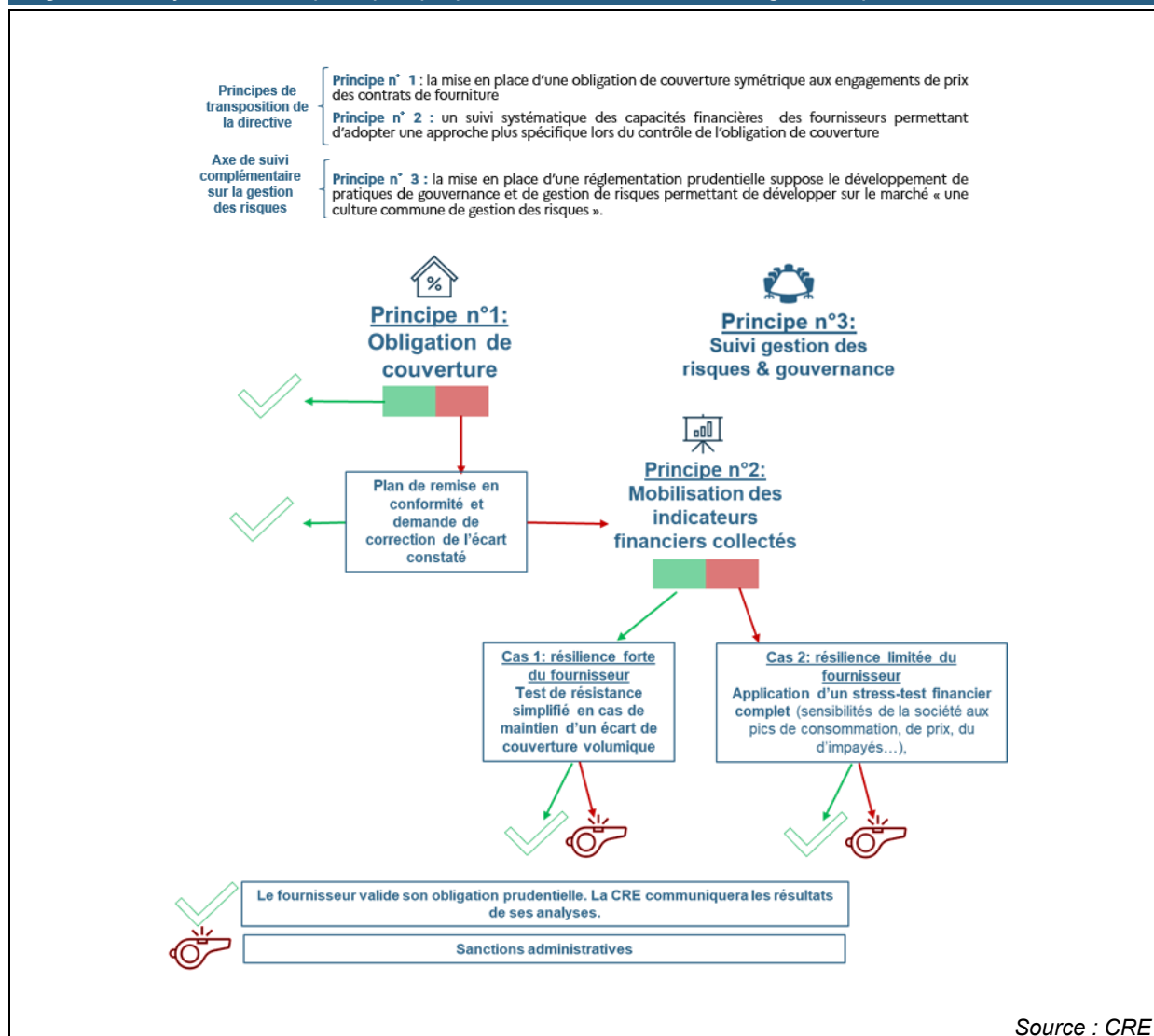
C'est pourquoi, dans la lignée de la réforme proposée par la Commission européenne en 2023, la CRE a engagé une réflexion pour définir le périmètre des pratiques raisonnables du métier de fourniture d'énergie, afin que celui-ci soit respecté par l'ensemble des acteurs. Cette régulation prudentielle n'a pas pour objectif de réduire à zéro le risque de faillite, dans la mesure où il n'est pas souhaitable de maintenir à tout prix un fournisseur inefficace sur le marché. Par ailleurs, l'existence du dispositif de fournisseur de secours permet de couvrir opérationnellement les conséquences d'une faillite de fournisseur, et d'en limiter les surcoûts pour le client.

Par conséquent, la CRE a proposé d'appuyer sa régulation sur un critère de couverture en volume en miroir des engagements contractuels dans les contrats de fourniture. Ce principe viserait à promouvoir la mise en œuvre d'une stratégie d'approvisionnement raisonnable et averse au risque, partagée par la majorité des acteurs au cours de la crise. Il permettrait par ailleurs :

- de limiter les contraintes opérationnelles en phase de contrôle par rapport à un système de stress-tests systématiques ;
- d'éliminer les risques de barrière à l'entrée, voire d'effets anticoncurrentiels que véhiculeraient des obligations financières.

La CRE a présenté dans le cadre de sa consultation publique du 3 juillet 2024 une première proposition de mécanisme prudentiel. Il s'agit d'un contrôle séquentiel qui, au premier ordre, vise à contrôler la cohérence des couvertures amont vis-à-vis du volume de vente sujet à engagement de prix (le principe 1), puis d'estimer le risque financier effectivement encouru par le fournisseur en cas de déviation vis-à-vis de la stratégie de couverture de référence (principe 2). La CRE appelle également à un développement additionnel et indépendant de pratiques standardisées de gouvernance et de gestion de risques (principe 3) (Figure 48).

Figure 48 – Synthèse des principes proposés dans le cadre de la régulation prudentielle de la CRE



Forte des contributions des acteurs à cette consultation publique, la CRE a mené au cours de l'année 2025 des travaux visant à améliorer la proposition initiale de consultation publique, et à préciser les paramètres du mécanisme envisagé. Elle publiera les retours des acteurs avant la fin de l'année 2025 lors d'une délibération concrétisant la proposition de juillet 2024.

La mise en œuvre exhaustive du mécanisme envisagé, en particulier son volet de sanction, est tributaire de la transposition dans le droit français de l'article 18 (1) de la Directive EMD. Cependant, à titre préparatoire pour le régulateur et les acteurs assujettis, la CRE organisera à l'issue de la publication de la délibération un « guichet à blanc » : il s'agira d'un essai en conditions réelles sans aucune conséquence en termes de sanction pour les fournisseurs, permettant aux acteurs de se familiariser avec le dispositif et, si besoin, à la CRE d'amender à la marge le mécanisme par confrontation aux conditions réelles.

iii. La systématisation du contrôle de la cohérence économique des offres commercialisées par les fournisseurs

Les fournisseurs d'électricité et de gaz supportent un ensemble de coûts dont la ventilation dans les offres de fourniture varie selon leur propre stratégie. Ces coûts évoluent selon le niveau de service proposé, les caractéristiques propres du consommateur ou encore la stratégie commerciale du fournisseur. A la suite de la crise exceptionnelle de l'énergie en 2022 et 2023 et dans le cadre de sa mission de concourir au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel, la CRE a engagé des réflexions visant à renforcer la protection des consommateurs et à améliorer le fonctionnement du marché de détail.

Dans ce contexte la CRE a le pouvoir de surveiller la cohérence des offres faites aux consommateurs. L'article L.131-2 alinéa 4 du code de l'Energie dispose en effet que la CRE « *surveille la cohérence des offres [...] faites par les producteurs, négociants et fournisseurs, notamment vers les consommateurs finals, avec leurs contraintes économiques et techniques, le c's échéant leurs conditions d'approvisionnement par l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique mentionné à l'article L. 336-1. [...] Elle peut formuler des avis et proposer toute mesure favorisant le bon fonctionnement et la transparence, notamment en matière de prix, du marché de détail.* »

Dans sa délibération du 30 mai 2024, la CRE a ainsi précisé le cadre dans lequel elle exercera à l'avenir sa surveillance de la cohérence des offres des fournisseurs. Ce contrôle de cohérence de la CRE portera sur le prix des offres commercialisées, c'est-à-dire disponibles à la souscription pour les nouveaux clients, et sur les prix des contrats en cours, c'est-à-dire les contrats en cours pour lesquels des évolutions de prix interviennent avant la fin du contrat.

Alors que ce contrôle est opéré de manière ad hoc pour les offres des moyens et grands consommateurs, afin de tenir compte de la diversité des situations, il est systématique pour le marché des petits consommateurs, résidentiels dans un premier temps.

Ce contrôle a pour objectif de veiller à ce que les offres commercialisées et les évolutions en cours de contrats soient bien corrélées aux conditions économiques dans lesquelles les fournisseurs opèrent. Il consistera à comparer chaque offre commercialisée, incluant les évolutions en cours de contrat à des références définies par la CRE. La crise avait notamment révélé plusieurs pratiques commerciales défavorables pour les consommateurs comme des offres d'appel trompeuses, des ruptures de l'engagement sur les modalités d'évolution du prix ou bien encore des ventes d'offres chères abusant du manque de transparence du prix.

Dans le cas où la CRE identifierait une évolution anormale, le fournisseur devra justifier l'origine de la déviation tarifaire sur la base d'éléments objectivables (par exemple, en explicitant sa stratégie d'approvisionnement).

La finalité de la surveillance est la dissuasion, la correction ou la sanction des pratiques et ce afin de renforcer la confiance des consommateurs dans le marché. Des mesures correctives pourront être mises en place se on la nature de la situation : demande de correction, demande d'envoi d'informations aux consommateurs ou encore saisine de l'Autorité de la concurrence ou de la Direction Générale de la Concurrence, de la Consommation et de la Répression des Fraudes (DGCCRF).

La CRE a démarré le 1^{er} janvier 2025 cette surveillance qui donnera lieu à la publication des résultats des contrôles.

EN SYNTHÈSE

Dès 2022, CRE a mené des enquêtes sur des comportements abusifs liés à l'ARENH affectant le marché de détail. En juillet 2024 et 2025, le CoRDiS a infligé des sanctions financières à trois fournisseurs, totalisant 12,5 millions d'euros. Au regard de l'augmentation des prix de l'électricité sur les marchés de gros et de l'avantage compétitif que confère l'ARENH aux fournisseurs, les compétences de la CRE ont été renforcées pour garantir la bonne application du dispositif. D'une part, la CRE s'est vue confier la faculté de corriger les demandes d'ARENH et, d'autre part, de demander au CoRDiS de suspendre totalement ou partiellement les livraisons d'ARENH.

Au-delà de ces comportements, qui ont eu lieu en marge du marché de détail et que la CRE a réprimés, c'est une confiance globale dans le fonctionnement du marché de détail qui s'est érodée pendant la crise. Cette dernière a en effet révélé, voire exacerbé, des pratiques commerciales préjudiciables pour les consommateurs, entraînant une hausse des litiges constatée par le MNE dès 2023.

Afin de restaurer la confiance des consommateurs, la CRE a engagé des chantiers majeurs visant à renforcer le fonctionnement des marchés de détail. Elle a ainsi conçu des **lignes directrices** pour mieux encadrer les informations et les conditions contractuelles des offres de fourniture d'électricité et de gaz naturel, que la majorité des fournisseurs ont décidé de suivre, au bénéfice des consommateurs.

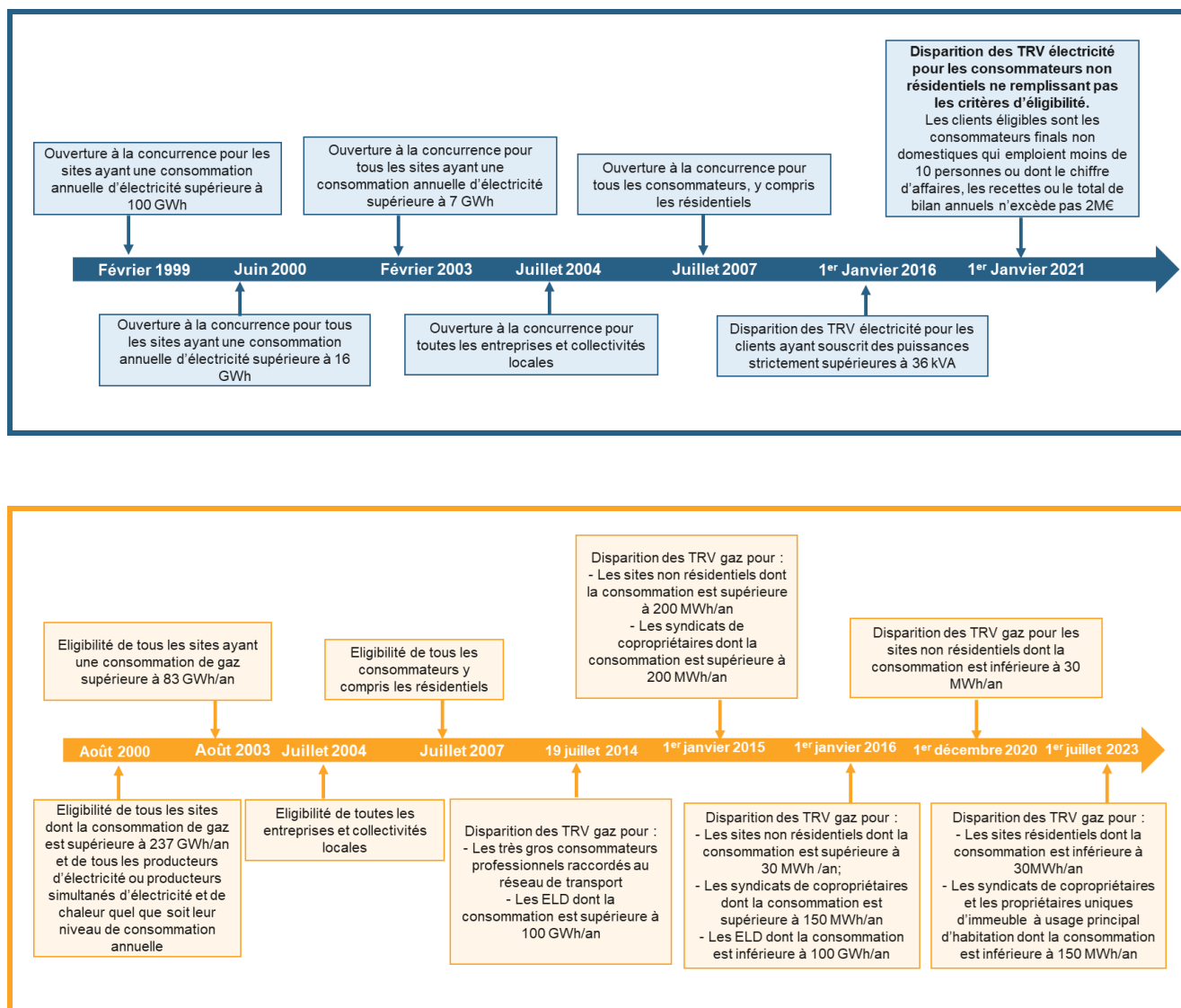
La CRE a également lancé, en cohérence avec la Directive EMD, une réflexion sur la **régulation prudentielle**, visant à garantir un suivi rigoureux des pratiques des fournisseurs et de la couverture de leurs engagements.

Parallèlement, la CRE a mis en place un chantier relatif au **contrôle de la cohérence des offres** afin de veiller à ce que les offres des fournisseurs reflètent les conditions d'approvisionnement des fournisseurs.

III. Annexe : données et analyses complémentaires

A. L'ouverture des marchés à la concurrence et missions de la CRE concernant la surveillance des marchés de détail

Les schémas suivants illustrent les grandes étapes de l'ouverture du marché français de l'électricité et du gaz naturel (hors grisou, gaz industriels et réseaux de GPL).



Dans le cadre de la mission qui lui est confiée par l'article L. 131-1 du code de l'énergie, la CRE concourt au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel, au bénéfice des consommateurs finals. Dans ce cadre, la CRE a souhaité, dès 2004, apporter de la transparence et de la lisibilité aux acteurs de marché. Elle a ainsi mis en place une série d'indicateurs destinés à mesurer le développement de la concurrence.

Certains de ces indicateurs font l'objet d'une publication trimestrielle dans l'« Observatoire des marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel », document donnant régulièrement une information quantitative sur l'ouverture des marchés de détail. L'observatoire s'est enrichi au fil du temps de nouveaux indicateurs relatifs aux offres faites par les fournisseurs aux consommateurs ainsi qu'au fonctionnement du marché lui-même, en conformité avec les recommandations du Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER).

L'article 16 de la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité, dite loi « NOME », a élargi les missions de la CRE en modifiant les dispositions du troisième alinéa du I de l'article 28 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000, désormais codifié à l'article L. 131-2 du code de l'énergie. Cet article dispose que :

« [La Commission de régulation de l'énergie] surveille la cohérence des offres, y compris de garanties de capacités, faites par les producteurs, négociants et fournisseurs, notamment vers les consommateurs finals, avec leurs contraintes économiques et techniques, le cas échéant leurs conditions d'approvisionnement par l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique mentionné à l'article L. 336-1. Elle peut formuler des avis et proposer toute mesure favorisant le bon fonctionnement et la transparence, notamment en matière de prix, du marché de détail. »

Par ailleurs, la surveillance des marchés de détail revêt également une dimension européenne. Dans cette perspective, la Direction Générale Énergie (DG ENER) de la Commission européenne a établi des indicateurs communs à l'ensemble des pays membres. De même, l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) dispose de missions de surveillance conformément à l'article 11 du règlement européen n° 713/2009 du 13 juillet 2009.

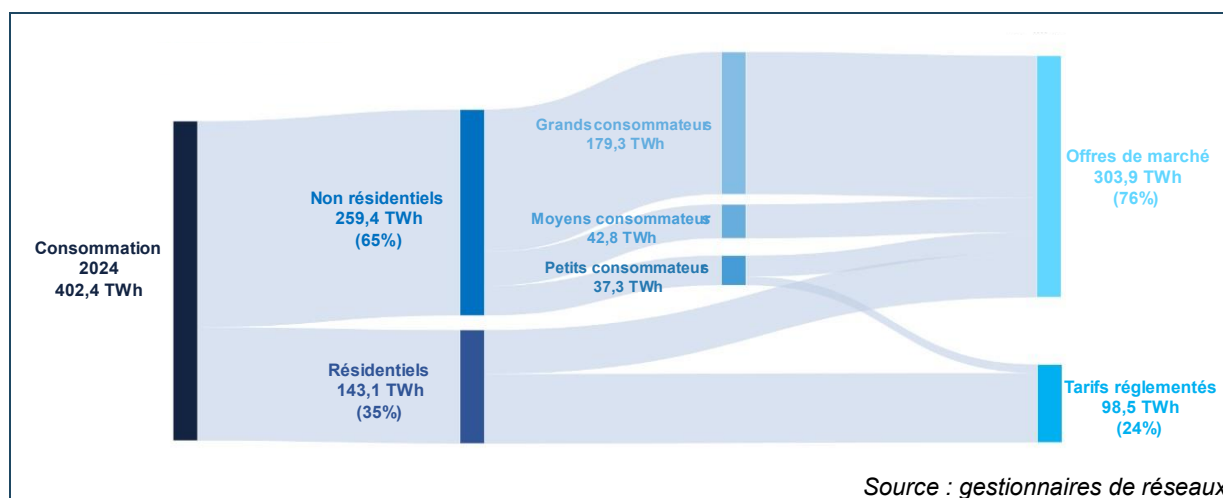
Cette section a pour objectif de partager un grand nombre de ces indicateurs.

B. Présentation des marchés de détail

1. Le marché de détail de l'électricité

En électricité, l'ensemble du marché représente, au 31 décembre 2024, **40,8 millions de sites**, pour une consommation annuelle d'électricité d'environ **409 TWh en 2024⁵⁴**. Les sources de données permettant la construction des indicateurs présentés dans cette section couvrent 98 % de ce marché, soit 40,1 millions de sites pour une consommation de 402,5 TWh.

Figure 49 - Décomposition de la consommation d'électricité en 2024



⁵⁴ Dans la suite du rapport, le périmètre d'étude est limité aux clients raccordés aux principaux réseaux distribution et transport (la CRE ne disposant pas d'informations précises sur les réseaux des plus petites ELD), les données permettant la construction des indicateurs présentés dans cette section couvrent 98 % de ce marché, soit 40,1 millions de sites pour une consommation de 402,5 TWh.

La CRE analyse le marché à partir d'une décomposition en quatre segments de clientèle :

| Segment de clientèle | Puissance souscrite P_s | Niveau de tension | 2023 | | 2024 | |
|-------------------------------|--|--|-----------------|--------------------|-----------------|--------------------|
| | | | Nombre de sites | Consommation (TWh) | Nombre de sites | Consommation (TWh) |
| Sites résidentiels | $P_s \leq 36 \text{ kVA}$ | Basse tension (BT) | 34,5 M | 144,3 | 34,8 M | 143,1 |
| Petits sites non résidentiels | $P_s \leq 36 \text{ kVA}$ | Basse tension (BT) | 4,7 M | 37,6 | 4,8 | 37,3 |
| Moyens sites non résidentiels | $P_s \geq 36 \text{ kVA}$ $36 \text{ kVA} < P_s < 250 \text{ kW}$ | Basse tension (BT) Haute tension A (HTA) | 445 000 | 43,4 | 450 000 | 42,8 |
| Grands sites non résidentiels | $P_s \geq 36 \text{ kVA}$ $P_s \geq 250 \text{ kW}$ | Haute tension A (HTA) Haute tension B (HTB) | 94 000 | 179,3 | 99 000 | 179,2 |

Source : Gestionnaires de réseaux

Ces segments correspondent aux catégories de consommateurs⁵⁵ suivantes :

- **sites résidentiels** : sites de consommateurs particuliers. Leur puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA et leur consommation annuelle est pour la majorité des sites inférieure à 10 MWh ;
- **petits sites non résidentiels** : sites dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA. Ces sites correspondent au marché de masse des non résidentiels (petits commerces, professions libérales, artisans, etc.). Leur consommation annuelle est généralement inférieure à 0,15 GWh ;
- **sites moyens non résidentiels** : sites dont la puissance souscrite est comprise entre 36 et 250 kW. Ces sites correspondent à des locaux de PME par exemple (consommation annuelle généralement comprise entre 0,15 GWh et 1 GWh) ;

Depuis 2023 cette catégorie regroupe les sites dont la puissance est supérieure à 36 kVA et sont raccordés en BT.

- **grands sites non résidentiels** : sites dont la puissance souscrite est supérieure ou égale à 250 kW. Ces sites sont des grands sites industriels, des hôpitaux, des hypermarchés, de grands immeubles etc. (consommation annuelle supérieure à 1 GWh en général).

Depuis 2023 cette catégorie regroupe les sites dont la puissance est supérieure à 36 kVA et sont raccordés en HTA.

⁵⁵ La modification des règles relatives à la reconstitution des flux d'énergies sur les réseaux a engendré la disparition de la catégorie C3, qui regroupait les consommateurs raccordés en HTA et dont la consommation était dite « profilée ». Ces consommateurs ont ainsi été redirigés en majorité sur le segment C2 des consommateurs de puissance supérieure à 36 kVA, en contrat unique et raccordé en HTA ; inclus dans la catégorie « Grands sites non résidentiels ».

2. Le marché de détail du gaz naturel

L'ensemble du marché du gaz naturel représente, au 31 décembre 2024, **11,2 millions de sites** pour une consommation annuelle de gaz d'environ **358 TWh**⁵⁶.

La CRE analyse le marché à partir d'une décomposition en trois segments de clientèle :

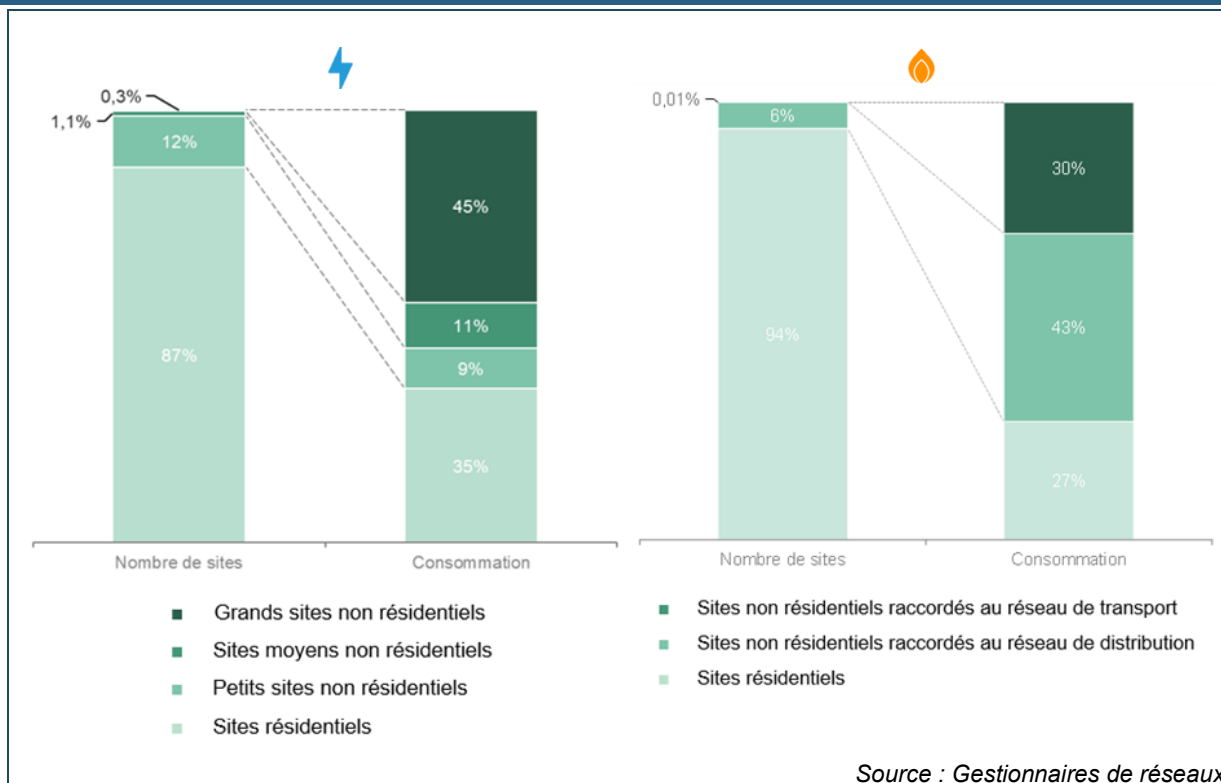
| Segment de clientèle | 2023 | | 2024 | |
|---|-----------------|-----------------------------|-----------------|-----------------------------|
| | Nombre de sites | Consommation annuelle (TWh) | Nombre de sites | Consommation annuelle (TWh) |
| Sites résidentiels | 10,5 M | 106,4 | 10,4 M | 96,7 |
| Sites non résidentiels en distribution | 642 000 | 163,1 | 633 000 | 151,0 |
| Sites non résidentiels en transport | 771 | 117,2 | 766 | 107,1 |

Source : Gestionnaires de réseaux

- **sites non résidentiels transport** : grands sites industriels raccordés au réseau de transport de gaz, à l'exception des centrales de production d'électricité au gaz ;
- **sites non résidentiels distribution** : sites non résidentiels, copropriétés et grands sites industriels raccordés au réseau de distribution dont la consommation est le plus souvent inférieure à 5 GWh ;
- **sites résidentiels** : sites de consommation des clients particuliers dont la consommation est le plus souvent inférieure à 30 MWh.

⁵⁶ Dans la suite du rapport, le périmètre d'étude est limité aux clients raccordés aux principaux réseaux distribution et transport (la CRE ne disposant pas d'informations précises sur les réseaux des plus petites ELD), représentant une consommation d'environ 355 TWh et un nombre de sites de 11 millions au 31 décembre 2024.

Figure 50 - Typologie des sites en électricité (à gauche) et en gaz naturel (à droite) au 31 décembre 2024



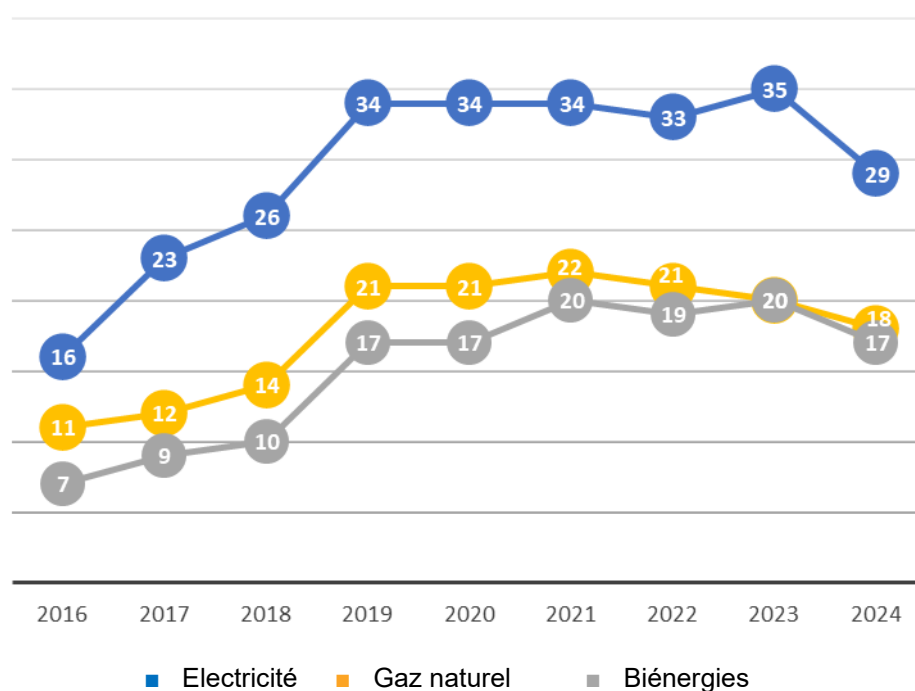
C. Le marché résidentiel

1. Nombre de fournisseurs présents sur le marché résidentiel

Au 31 décembre 2024, sur le marché résidentiel, 30 fournisseurs nationaux⁵⁷ sont inscrits sur le site du Médiateur national de l'énergie (MNE), www.energie-info.fr. Sur le marché de l'électricité, 29 fournisseurs proposent nationalement des offres d'électricité aux consommateurs et 18 sur le marché du gaz. Parmi ces fournisseurs, 17 sont présents sur les deux marchés.

⁵⁷ Les fournisseurs nationaux sont ceux qui desservent plus de 90 % des communes raccordées de France métropolitaine continentale et qui ont souhaité s'inscrire sur le site www.energie-info.fr.

Figure 51 – Evolution du nombre de fournisseurs nationaux sur le segment résidentiel et inscrits inscrits sur le site du Médiateur national de l'énergie, au 31 décembre, 2016-2024



Source : energie-info.fr – Analyse : CRE

Au 31 décembre 2024, le marché de la fourniture d'électricité est constitué de :

- 1 fournisseur historique national : EDF
- 21 fournisseurs alternatifs : Alpiq, Dyneff, EkWateur, Elecocité, Elmy, Enercoop, Energie d'ici, Engie, Plenitude (ex-ENI), Gaz de Bordeaux, Ileek, JPME, la Bellenergie, Mint Energie, Ohm Energie, Octopus energy, Primeo énergie, TotalEnergies, Urban Solar Energy, Vattenfall et Wekiwi.
- 2 entreprises locales de distribution ont développé une activité en leur propre nom : l'ELD Gédia et Synelva.
- 5 ELD ont choisi de créer des filiales dédiées à cette activité : GEG Source d'Energies filiale de GEG ; Sélia, filiale de l'ELD Séolis ; Alterna, filiale de l'ELD Sorégies Vienne ; Proxelia, filiale de l'ELD SICAE Oise.

Au 31 décembre 2024, le marché de la fourniture de gaz naturel est constitué de :

- 1 fournisseur historique national : Engie.
- 14 fournisseurs alternatifs : Alterna, Dyneff, EDF, EkWateur, Plenitude (ex-ENI), Ileek, Mint Energie, Ohm Energie, Octopus energy, Sowee, TotalEnergies, Vattenfall et Wekiwi.
- 2 entreprises locales de distribution ont développé une activité en leur propre nom : Gaz de Bordeaux et Gédia.
- 1 ELD a choisi de créer une filiale dédiée à cette activité : GEG Source d'Energie filiale de GEG.

Figure 52 - Fournisseurs nationaux d'électricité et de gaz actifs au 31 décembre 2024 sur le marché résidentiel inscrits sur le site du Médiateur national de l'énergie

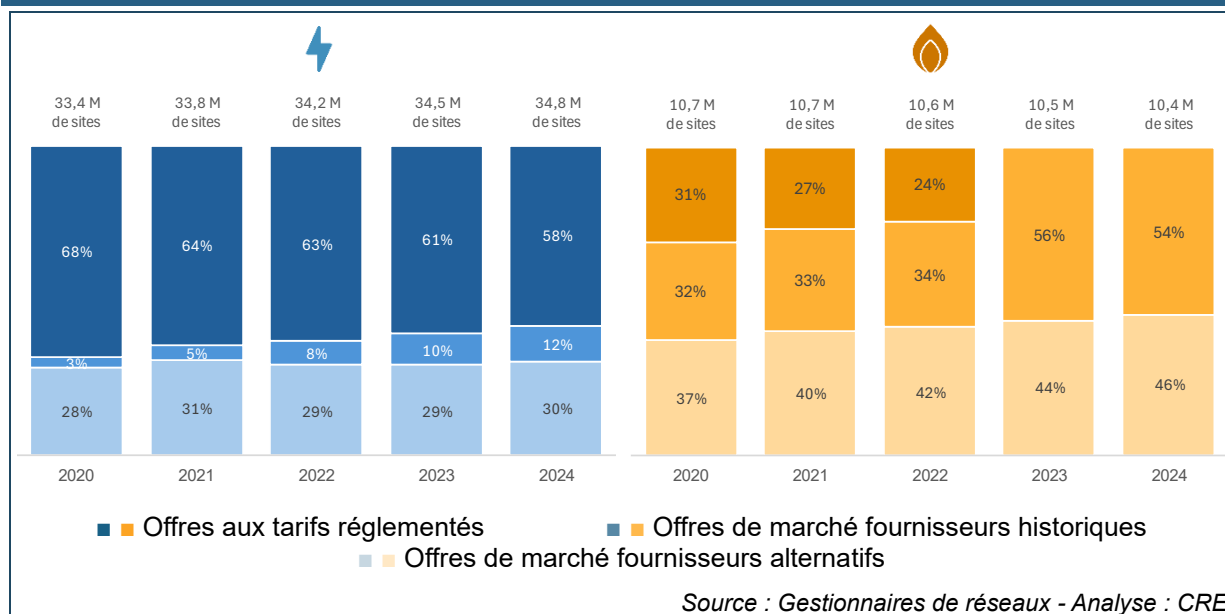


2. Développement des offres de marché

Au 31 décembre 2024, 20,2 millions de sites (soit 58 % du marché des sites résidentiels) bénéficiaient d'un tarif réglementé de vente d'électricité (soit une baisse de 5 points par rapport à 2022). Le rythme d'attrition des TRVE s'est accru en 2023 et 2024, après avoir nettement ralenti pendant l'exercice de 2022.

Les contrats de fourniture de gaz aux TRVG ont pris fin le 30 juin 2023. A cette échéance, 2 314 000 consommateurs de gaz naturel étaient encore aux TRVG (soit 22 % des sites résidentiels). L'ensemble des sites au 31 décembre 2024, est désormais en offre de marché.

Figure 53- Répartition des sites en offre d'électricité et de gaz sur le segment résidentiel, en nombre de sites, 2020-2024



2.1. Sur le marché de l'électricité

Après une augmentation continue du nombre de site en offre de marché d'électricité entre 2019 et 2021 (1 399 000 nouveaux sites en 2020 et 1 449 000 en 2021), un ralentissement a été observé en 2022, avec seulement 572 000 sites nouveaux sites en offre de marché. En 2023, le développement a repris sa dynamique avec quasiment un doublement par rapport à 2022 : 1 011 000 nouveaux sites sont comptabilisés en 2023, correspondant ainsi à une nette reprise de l'activité, sans toutefois atteindre les standards d'avant crise. En 2024, le développement se poursuit sur la même dynamique avec 1 017 000 nouveaux sites en offre de marché.

Pour la première fois depuis l'ouverture du marché, la part de marché des fournisseurs alternatifs s'était contractée en 2022, avec une baisse de 375 000 sites correspondant à une diminution des parts de marché de deux points. En 2023, les parts de marché des fournisseurs alternatifs stagnent : le nombre total de sites s'élève à 10 072 000 (+ 111 000), soit 29 % des parts de marché comme en 2022. En revanche l'année 2024 marque le retour de la croissance des fournisseurs alternatifs dont le nombre total de sites atteint 10 581 000, soit 30 % du marché résidentiel.

Le développement des offres de marché a été porté par les fournisseurs historiques en 2023. En 2024, le bilan est plus équilibré : les fournisseurs alternatifs ont gagné 509 000 clients face à 508 000 sites pour les fournisseurs historiques. Au total, fin 2023, 3 518 000 sites sont en offre de marché chez un fournisseur historique et 4 026 000 au 31 décembre 2024, soit une croissance des parts de marché de quatre points sur la période.

2.2. Sur le marché du gaz naturel

En gaz naturel, la croissance du nombre de clients résidentiels en offre de marché avait fortement ralenti au cours de la crise. En 2022, 207 000 nouveaux sites en offres de marché ont été comptabilisés contre 422 000 en 2021. En 2022, fournisseurs historiques et alternatifs contribuaient aux mêmes niveaux à la croissance des sites en offre en marché (+ 105 000 sites pour les fournisseurs historiques et + 101 000 sites pour les fournisseurs alternatifs).

Au cours du premier semestre 2023, période durant laquelle les TRVG étaient encore applicables, 163 000 nouveaux sites ont été comptabilisés en offre de marché. La fin annoncée des TRV ainsi que la sortie progressive de la crise des prix de gros, ont conduit à une reprise nette du développement des offre de marché (27 000 nouveaux sites par mois en moyenne au cours du premier semestre 2023, contre 17 000 sites par mois en 2022). Sur ces 163 000 sites en offre de marché, 68 % ont été captés par les fournisseurs alternatifs.

Fin 2023, 2 461 000 sites sont passés en offre de marché, se décomposant comme suit :

- 163 000 sites ont quitté les TRVG pour une offre de marché entre janvier et juin 2023 ;
- 2 314 000 sites aux TRVG au 30 juin sont passés dans une offre de marché chez leur fournisseur historique ;
- une baisse de 16 000 sites recensés sur le réseau de distribution entre le 1er juillet 2023 et le 31 décembre 2023.

Au cours de l'année 2024, les fournisseurs alternatifs ont gagné 129 000 clients en 2024, leur part de marché passant à 46 % contre une perte de 219 000 pour les fournisseurs historiques. Le nombre de sites résidentiel à fin 2024 est de 10 448 000 soit une diminution nette de 90 000 sites par rapport à 2023.

Figure 54 - Evolution de la répartition des offres de marché d'électricité et de gaz sur le segment résidentiel, fin décembre, en nombre de sites, 2018 - 2024



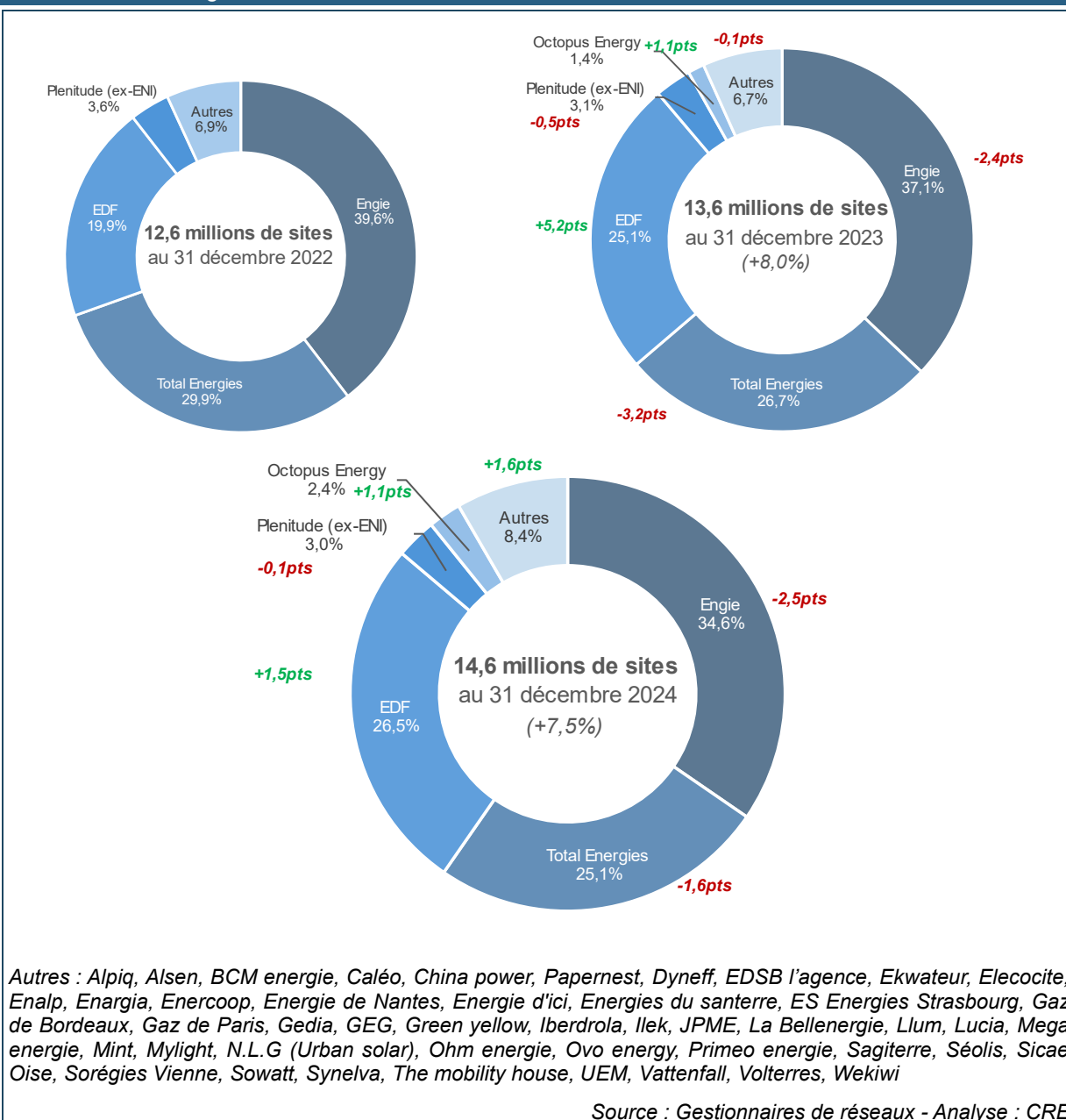
3. Parts de marché (périmètre excluant les tarifs réglementés)

Les parts de marché présentées dans cette section **portent uniquement sur les offres de marché**. Ainsi, ne sont pas présentés les TRV dont la part dans le marché global est présentée plus haut.

Les parts de marché des filiales sont fusionnées avec celles de leurs sociétés mères. Les responsables d'équilibre en électricité ou les expéditeurs finals de gaz qui ont une part de marché inférieure à 2 % sont regroupés dans la catégorie « Autres », sauf lorsque cela s'avère pertinent pour l'analyse.

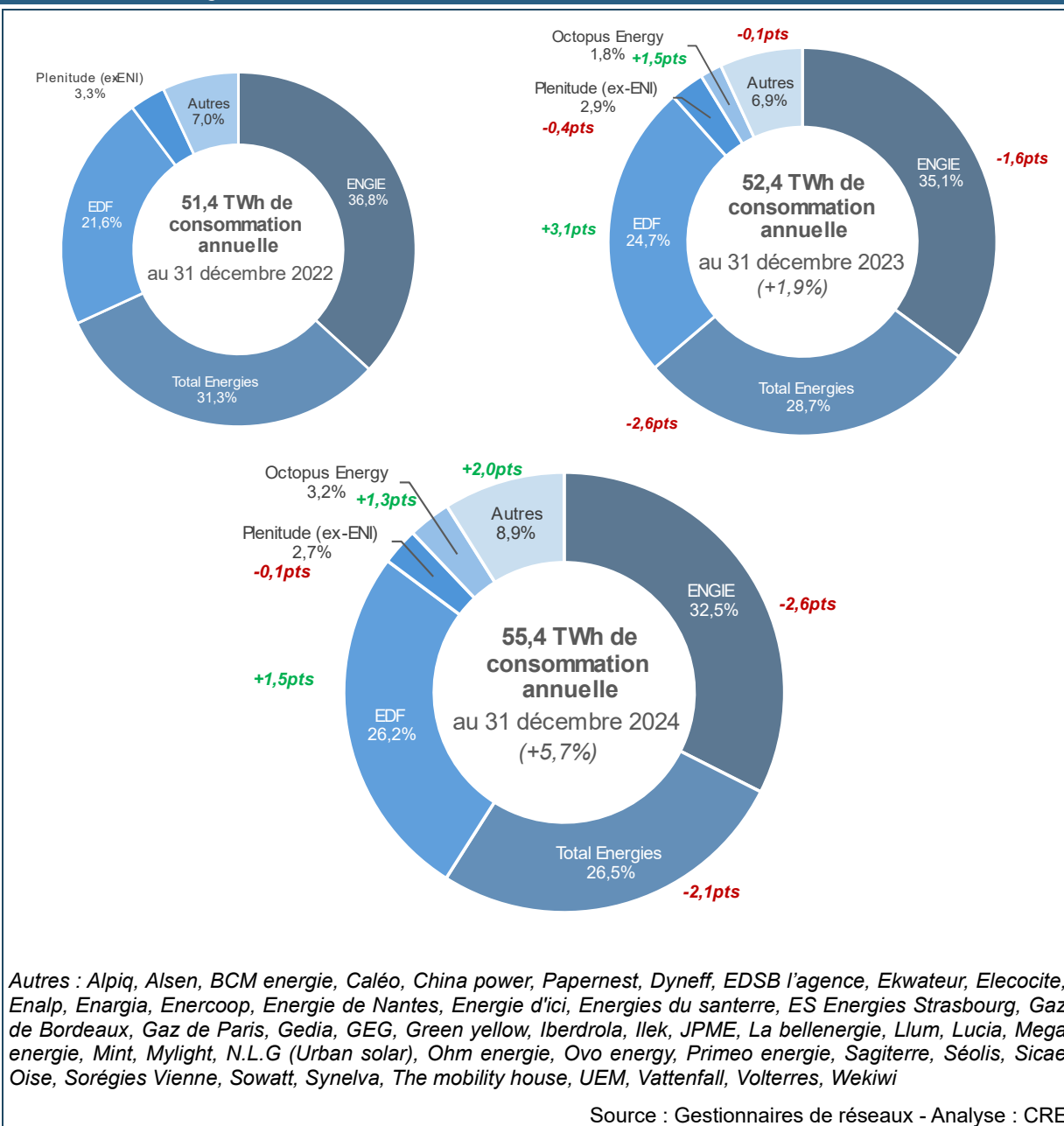
3.1. Sur le marché de l'électricité

Figure 55 - Répartition des offres de marché d'électricité, i.e. hors TRVE, des fournisseurs de fin 2022 à fin 2024 sur le segment résidentiel, en nombre de sites



Source : Gestionnaires de réseaux - Analyse : CRE

Figure 56 - Répartition des offres de marché d'électricité, i.e. hors TRVE, des fournisseurs de fin 2022 à fin 2024 sur le segment résidentiel, en volume



3.2. Sur le marché du gaz naturel

Figure 57 - Répartition des offres de marché de gaz des expéditeurs finals de fin 2022 à fin 2024 sur le segment résidentiel, en nombre de sites

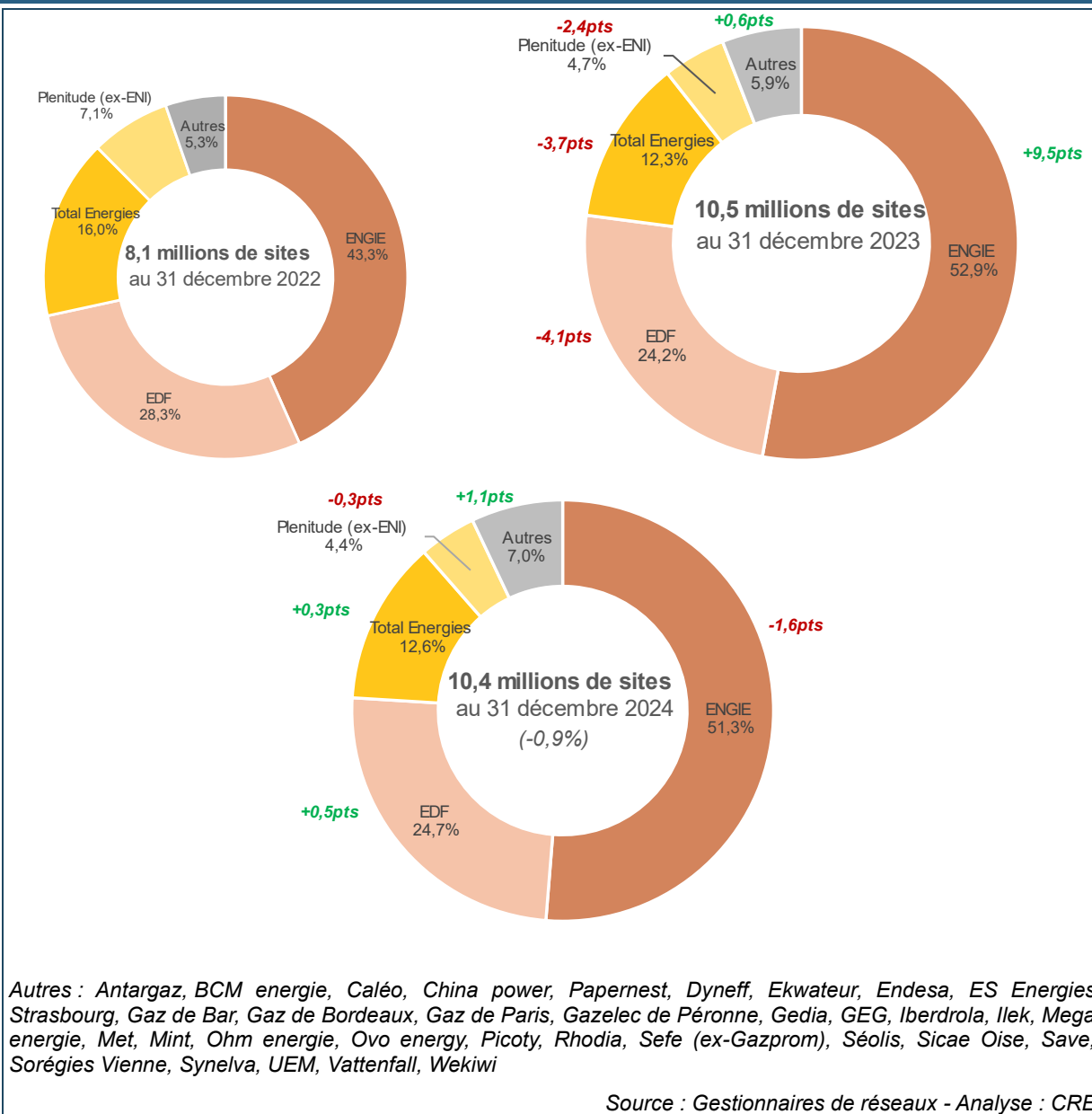
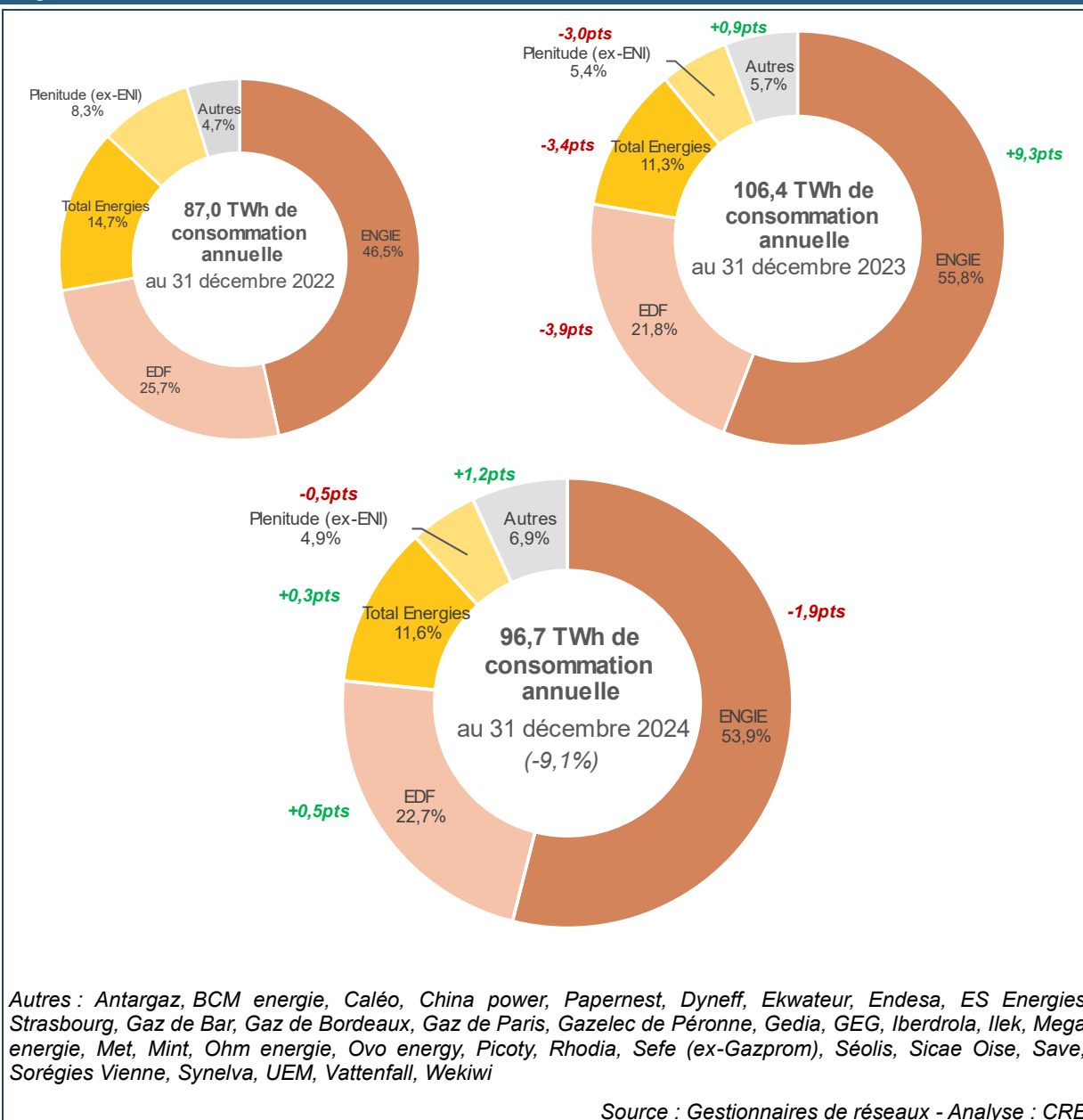


Figure 58 - Répartition des offres de marché de gaz des expéditeurs finals de fin 2022 à fin 2024 sur le segment résidentiel, en volume



4. Ventes et taux de switch

Cette section décrit le segment résidentiel d'un point de vue dynamique, en se focalisant sur les flux d'entrée et de sortie des consommateurs des portefeuilles des fournisseurs. L'activité concurrentielle d'Engie en électricité et celle d'EDF en gaz sont étudiées séparément de celle des autres fournisseurs alternatifs, pour comparer leur développement dans leur énergie non historique par rapport aux autres fournisseurs alternatifs.

Les termes utilisés dans cette partie (mises en service, ventes brutes, etc.) sont précisés dans le glossaire.

Ces données ne permettent pas de distinguer le comportement des consommateurs selon qu'ils sont aux TRV ou en offre de marché. En outre, le basculement d'un client au tarif réglementé vers une offre de marché (et vice versa) auprès d'un même fournisseur historique n'est pas comptabilisé comme un changement de fournisseur.

4.1. Mises en service

En électricité, 4 445 000 mises en service ont été enregistrées en 2023 et 4 171 000 en 2024 (contre 5 035 000 en 2022 et 5 114 500 en 2021) :

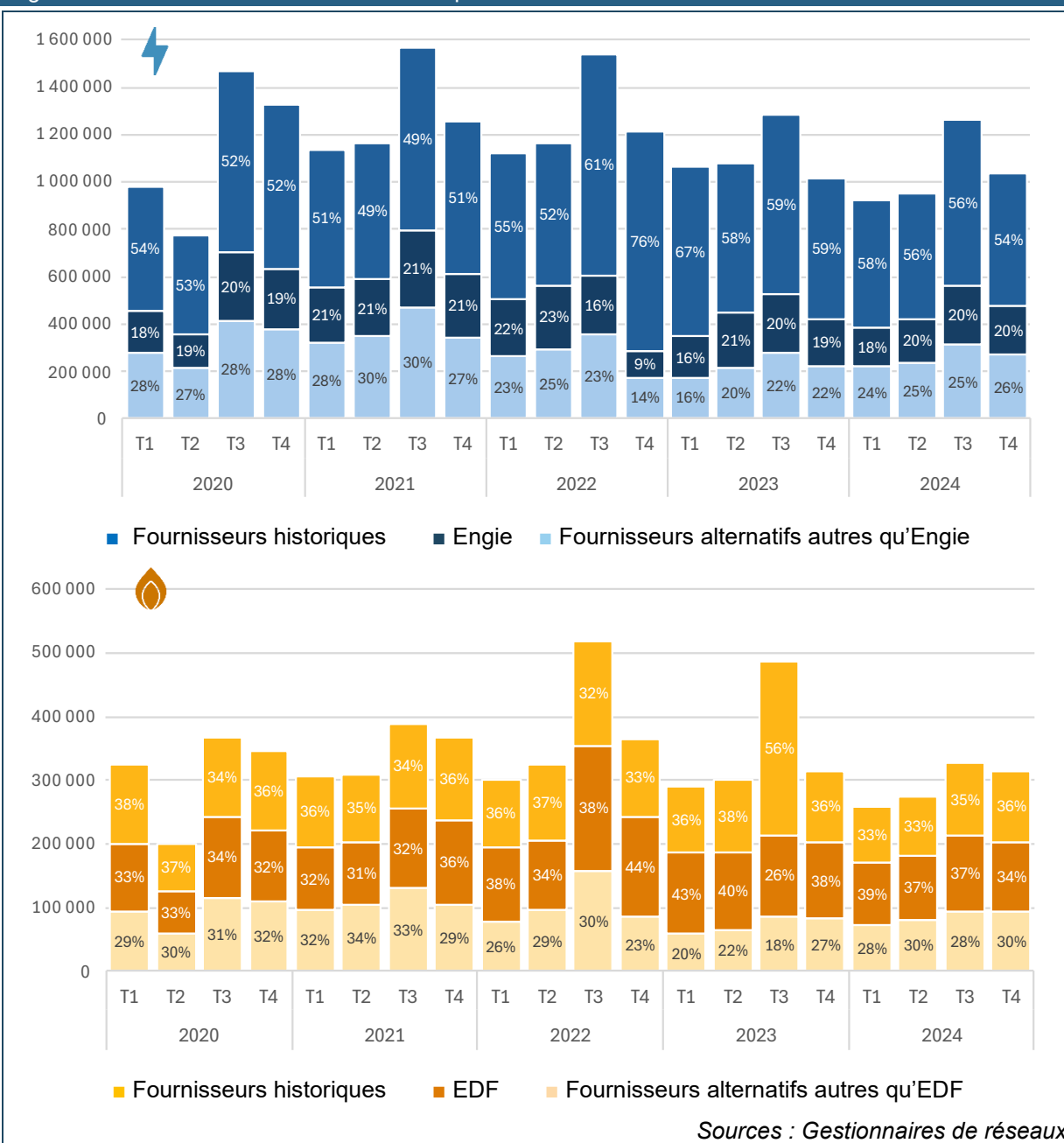
- 61 % des mises en service ont été effectuées chez un fournisseur historique en 2023, une part de marché stable par rapport à 2022, qui avait constitué pour cette année une forte augmentation par rapport aux années précédentes (50 % en 2021 et 53 % en 2020). En 2024 cette part de marché sur les mises en services baissent de 5 points atteignant 56 %.
- 19 % des mises en service ont été effectuées chez Engie en 2023 comme en 2024 (- 3 points par rapport à 2022, après une chute de 7 points entre 2021 et 2022).
- 20 % des mises en service ont été effectuées chez les fournisseurs alternatifs autres qu'Engie (+ 3 points par rapport à 2022 et de - 4 points par rapport à 2021) ; cette part augmente en 2024 (+5 points) avec 25 % des mises en service.

En gaz naturel, 1 392 000 mises en service ont été enregistrées sur l'année 2023 et 1 175 000 sur 2024 (contre 1 509 000 en 2022 et 1 372 000 en 2021).

- En 2023, 36 % des mises en service ont été effectuées chez EDF et ses filiales (contre 38 % en 2022). La tendance est stable en 2024 avec une part de marché à 37 % des mises en services.
- 43 % des mises en service ont été effectuées chez Engie en 2023. En 2024, cette part des mises en services chez retombe au niveau de 2022 qui était de 34 %.
- Symétriquement, la part des mises en services chez les autres fournisseurs alternatifs a diminué de 7 points en 2023 (21 %) puis remonté 8 points en 2024 pour atteindre 29 %.

Il ressort ainsi des graphiques ci-dessous une baisse tendancielle de la part des fournisseurs alternatifs (autres qu'Engie en électricité et EDF en gaz naturel) dans le nombre de mises en service en 2023 suivie d'une remontée en 2024, et ce dans les deux énergies. Ce mouvement est plutôt symétrique avec celui des fournisseurs historiques.

Figure 59 - Evolution des mises en service par trimestre 2020 - 2024



4.2. Changements de fournisseur

Après une nouvelle baisse des changements de fournisseurs en 2023, ceux-ci repartent la hausse en 2024 en électricité mais continuent de s'éroder pour les fournisseurs de gaz naturel.

En électricité, l'année 2023 a été marquée par une réduction globale du nombre de demandes de changement de fournisseur avec 1 110 000 demandes (contre 1 466 000 en 2022 et 1 991 000 en 2021). En revanche, sur l'année 2024 le nombre de demandes repart à la hausse avec un total de 1 311 000 demandes, ce regain ne permet toutefois de dépasser le niveau de 2022.

Les fournisseurs alternatifs constatent une baisse relativement moindre (661 000 en 2023 contre 720 000 en 2022 contre), représentant 60 % des demandes de changement en 2023 contre 49 % en 2022. L'augmentation des demandes en 2024 est également portée par les fournisseurs alternatifs qui concentrent 69 % des demandes, soit 907 000 changements de fournisseurs. Ces chiffres illustrent le regain progressif de la compétitivité des fournisseurs alternatifs sur le marché pendant l'année 2023 (près des trois quarts des demandes au quatrième trimestre 2023 ont eu lieu au profit des fournisseurs alternatifs) et une stabilisation sur l'année 2024 à des niveaux similaires à 2020 et 2021.

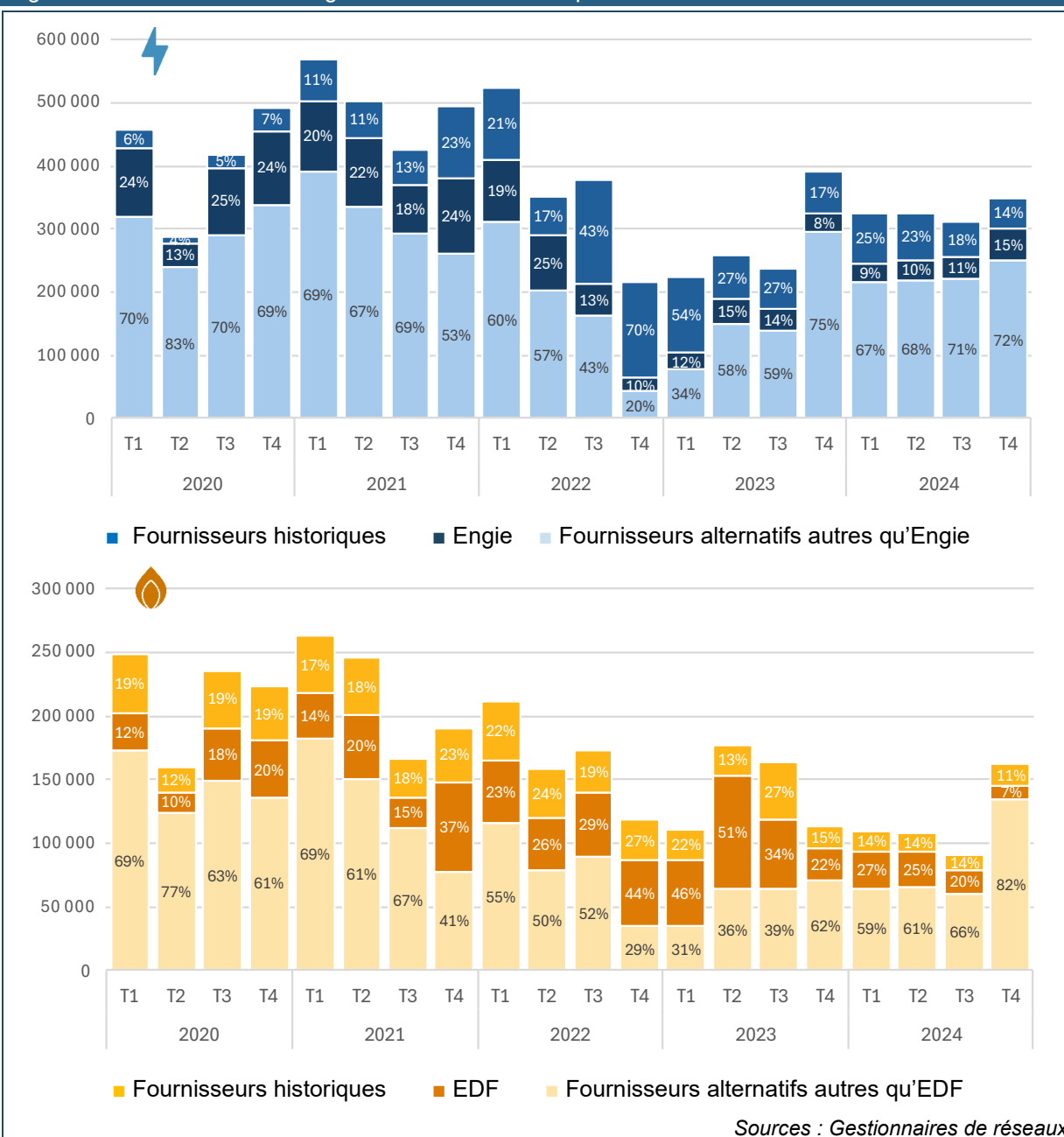
Pour la première fois, les demandes de changement de fournisseur vers les fournisseurs historiques ont été majoritaires au cours du troisième et quatrième trimestre 2022. Ce phénomène est constaté de nouveau au premier trimestre 2023. Sur l'ensemble de l'année 2023, la part des fournisseurs historiques diminue très légèrement, représentant 29 % des demandes contre 33 % en 2022. La tendance s'accélère en 2024, la part des fournisseurs historiques diminuent de 9 points supplémentaires.

Engie marque pour sa part un retrait sur ce marché, couvrant en 2023 et 2024 seulement 12 % et 11 % respectivement des demandes de changement contre près de 18 % en 2022 et 21 % en 2021.

En gaz naturel, le nombre de demandes de changement de fournisseur ne cesse de diminuer. Près de 470 000 clients ont changé de fournisseur en 2024, 564 000 clients sur l'année 2023, 661 000 en 2022 et 865 000 en 2021.

Contrairement à l'électricité, la part des fournisseurs alternatifs diminue encore en 2023 avant de remonter significativement en 2024. Ils représentaient en effet 60 % des demandes en 2021, 48 % en 2022, et ne représentent plus que 41 % en 2023. En revanche en 2024 les fournisseurs alternatifs battent des records enregistrant 69 % des demandes. Si, en 2023, EDF était le seul acteur à avoir vu son nombre de demandes augmenter (+ 29 000 demandes), celui-ci diminue significativement en 2024 (- 135 000) et seuls les fournisseurs alternatifs voient une augmentation (+91 000).

Figure 60 - Evolution des changements de fournisseur par trimestre 2020 - 2024



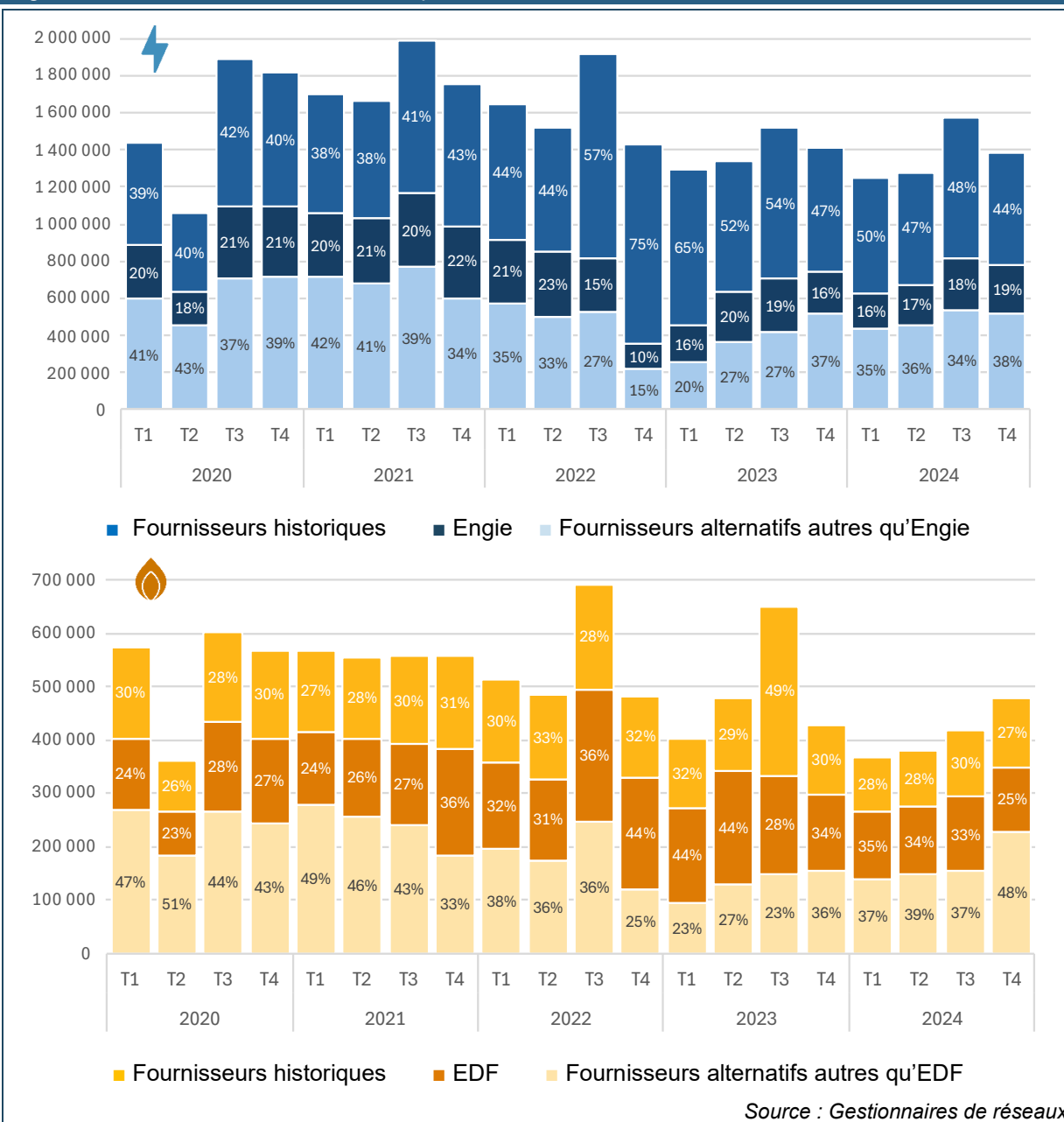
4.3. Ventes brutes

Les ventes brutes représentent la somme des changements de fournisseur et des mises en service. Elles permettent de mesurer les entrées en portefeuille des fournisseurs sans tenir compte des clients sortant du portefeuille du fournisseur sur la même période.

En électricité, 47 % des nouveaux contrats conclus en 2024 l'ont été auprès de fournisseurs historiques, contre 54 % en 2023 et 55 % en 2022. Au cours de la période, les ventes brutes d'Engie ont diminué d'un point, pour atteindre 17 % des ventes totales, un chiffre similaire à 2022. Le positionnement des fournisseurs alternatifs repart à la hausse après une stabilisation à 28 % en 2022 et 2023, avec 35 % des flux entrants sur l'année 2024.

En gaz naturel, les ventes brutes réalisées en 2023 sont majoritairement réalisées par les fournisseurs historiques et EDF (respectivement pour 36 % et 37 %) mais en 2024 ce sont les fournisseurs alternatifs et EDF qui dominent avec 40 % et 31 % des ventes brutes respectivement.

Figure 61 - Evolution des ventes brutes par trimestre 2020 - 2024



4.4. Ventes nettes

L'évolution des ventes brutes, des mises en service et des changements de fournisseur permet d'identifier un regain du dynamisme du marché, tout en restant marqué par la crise des prix de gros. La CRE constate en effet une relative stabilité des équilibres sur le marché, comme l'illustre l'analyse des ventes nettes. Les ventes nettes représentent le nombre de clients que le fournisseur a réellement acquis ou perdu au cours de la période considérée.

En électricité, dans la continuité de la fin d'année 2022, les ventes nettes du premier trimestre 2023 ont été au bénéfice des fournisseurs historiques. Uniquement sur ce trimestre, les fournisseurs historiques ont capté près de 205 000 sites, soit 91 % des 225 000 ventes nettes réalisées sur l'ensemble de l'année. En revanche dès le dernier trimestre 2023, les ventes nettes des fournisseurs historiques redeviennent négatives avec une perte totale sur l'année 2024 de 244 000 sites.

Inversement, les fournisseurs alternatifs autres qu'Engie ont regagné des clients à compter du troisième trimestre 2023. Après avoir perdu près de 458 000 sites en 2022, les fournisseurs alternatifs affichent

une croissance nette de 40 000 sites en 2023 et affichent un gain net multiplié par plus de dix en 2024 avec 495 000 sites supplémentaires.

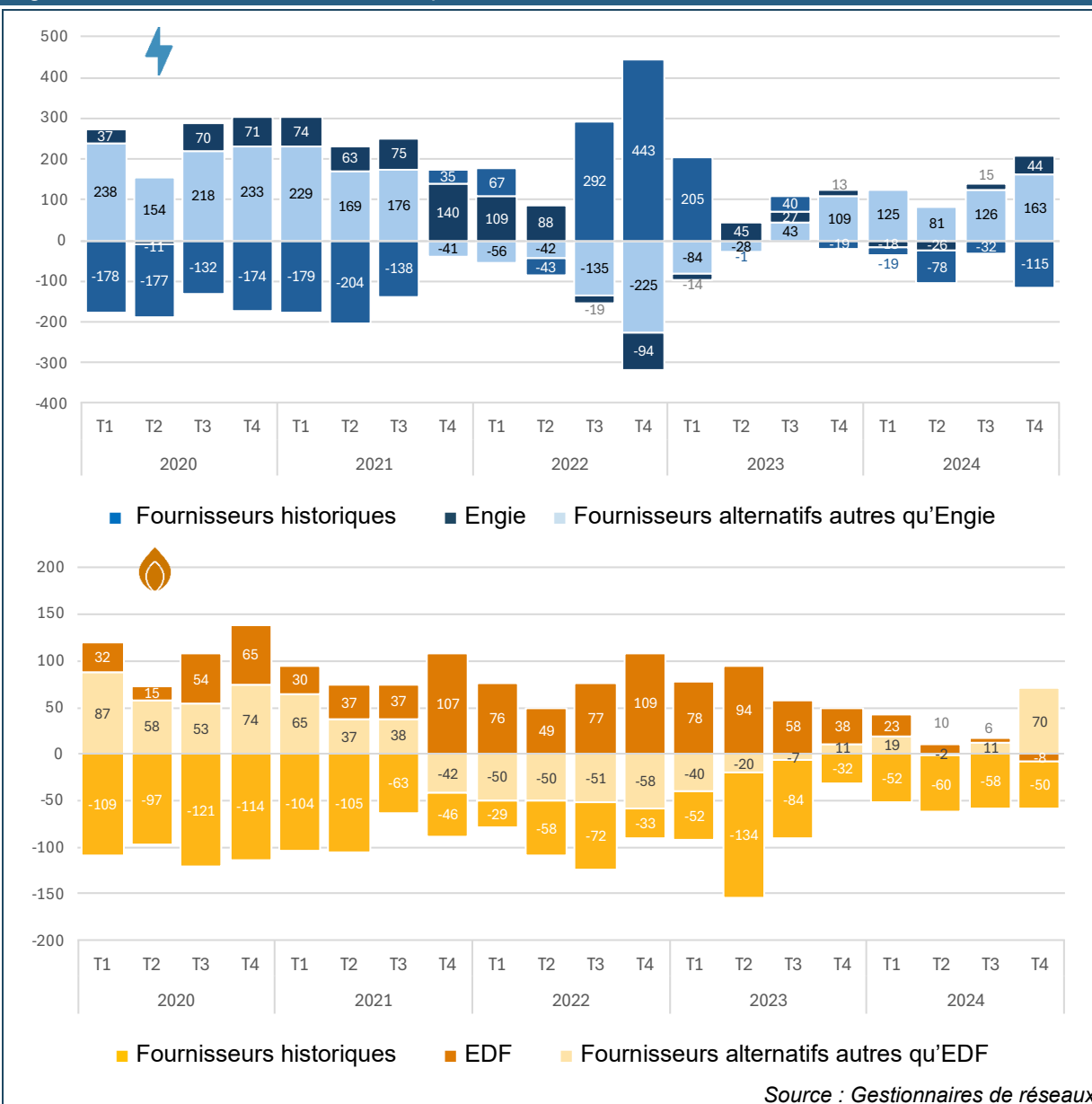
Après un net ralentissement, les ventes nettes d'ENGIE sont restées positives sur l'année 2023, dans la continuité de 2022 (respectivement + 71 000 et + 83 000) mais passent dans le négatif à partir du premier trimestre 2024.

En gaz naturel, la dynamique du marché a été influencée par le contexte de disparition des tarifs réglementés de vente de gaz en 2023. Après une forte accélération en 2023, la contraction des portefeuilles des fournisseurs historiques s'est légèrement ralentie en 2024, avec respectivement une baisse de 301 000 et 220 000 sites (contre une perte nette de 192 000 sites en 2022).

Les fournisseurs alternatifs autres qu'EDF limitent l'érosion de leur portefeuille en 2023 (- 58 000 sites) et repartent sur une dynamique de croissance en 2024 avec un gain net de 99 000 sites.

Bien qu'affichant une croissance de leurs portefeuilles, EDF et ses filiales perdent en dynamisme avec un passage des ventes nettes de 311 000 sites en 2022, à 268 000 en 2023 et seulement 31 000 sites supplémentaires en 2024. Ces ventes nettes deviennent négatives (-8 000 sites) pour la première fois au dernier trimestre 2024.

Figure 62 - Evolution des ventes nettes par trimestre 2020 - 2024



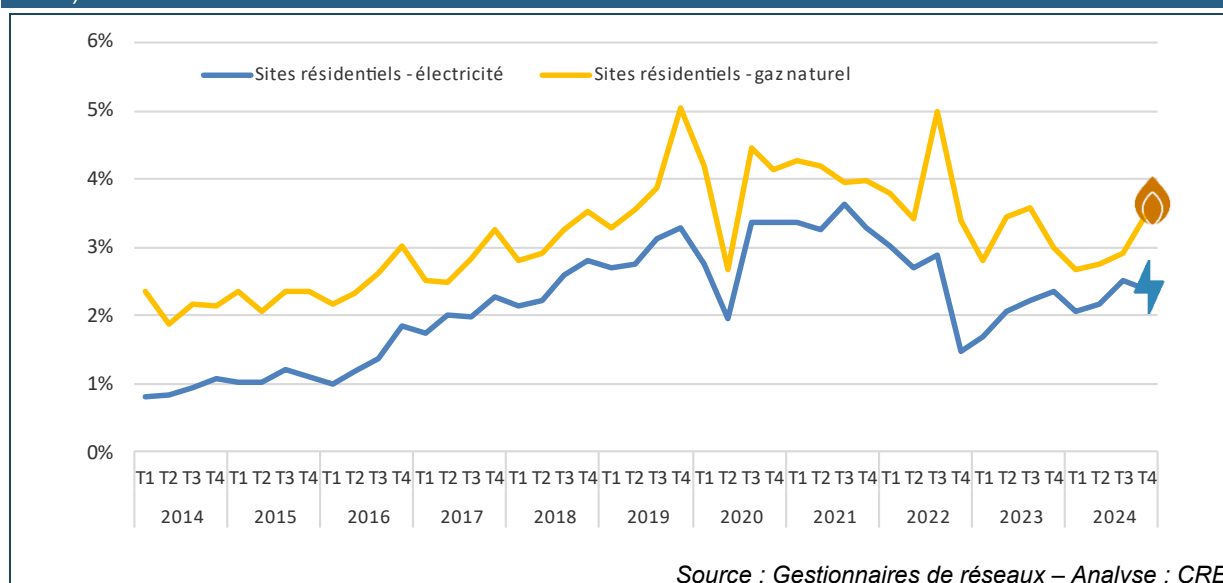
4.4. Taux de rotation (taux de switch)

Le taux de rotation (taux de changement de fournisseur ou encore taux de switch) est le rapport de la somme du nombre 1) de changements de fournisseur et 2) de mises en service chez les fournisseurs alternatifs, sur le nombre total de clients résidentiels. C'est un indicateur de l'intensité concurrentielle et de la mobilité des clients.

Le taux de rotation en électricité a atteint au dernier trimestre 2022 son point le plus bas depuis 2017, soit 1,5 %. Malgré une dynamique à la hausse à compter du premier trimestre 2023, le taux de rotation moyen en 2023 (8,3 %) et 2024 (9,1 %) est resté en moyenne tout au long de l'année inférieur aux niveaux de 2021 et 2022, qui s'élevaient respectivement à 13,3 % et 10,1 %.

Tout en restant à des niveaux sensiblement supérieurs, le taux de rotation en gaz naturel, en revanche, poursuit une tendance décroissante passant de 12,8 % en 2023 à 11,8 % contre 15,6 % en 2022 et 16,4 % en 2021.

Figure 63 - Taux de rotation trimestriel entre 2008 et 2024 sur le segment résidentiel (en nombre de sites)



5. L'indice d'Herfindahl-Hirschman sur le segment résidentiel

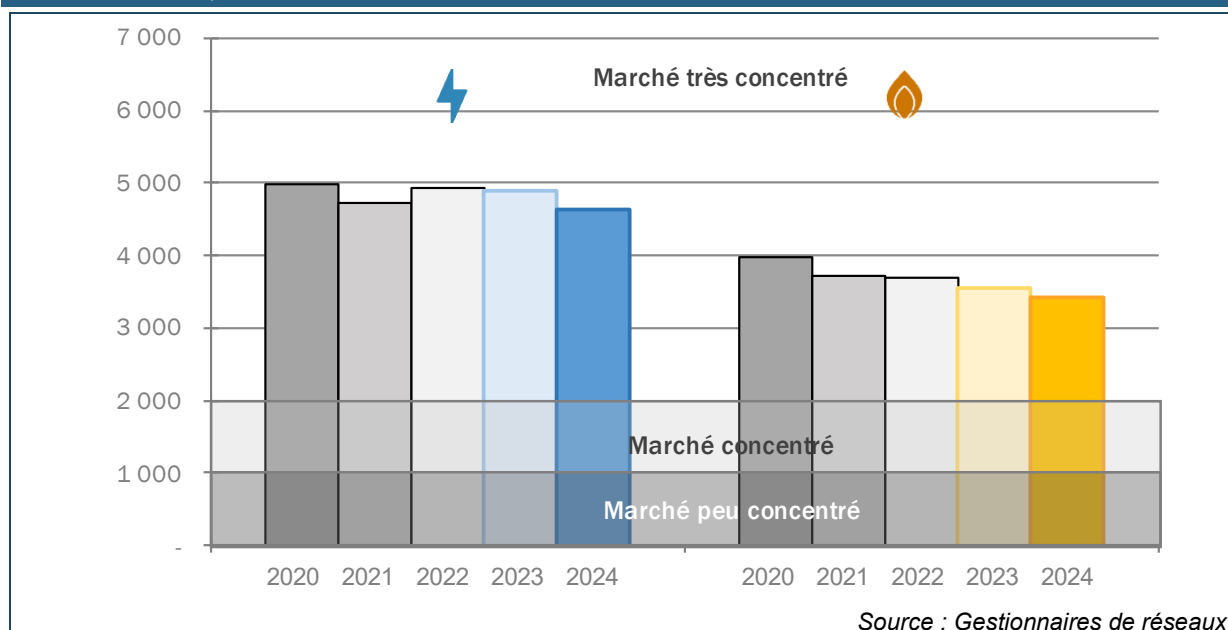
La figure ci-dessous présente les valeurs de l'indice de Herfindahl-Hirschman⁵⁸ (HHI) en nombre de sites pour le segment résidentiel dans les deux énergies. Cet indice, qui s'appuie sur les parts de marché des fournisseurs, permet théoriquement de mesurer de manière macroscopique la concentration du marché. La méthodologie appliquée dans ce rapport implique que les parts de marché des filiales ont été fusionnées avec celles de leur société mère respective.

Le marché de la fourniture d'électricité et de gaz aux consommateurs résidentiels reste très concentré en France, tout en étant moins forte en gaz qu'en électricité. Alors que l'indice HHI diminuait régulièrement dans les deux énergies, il a augmenté en électricité en 2022. À partir de 2023, les indices de concentration des marchés de l'électricité et du gaz reprennent leur baisse régulière.

L'indice HHI est une référence de la littérature économique et un indicateur pertinent de mesure de la concentration d'un marché. Toutefois, il n'apporte qu'une vision agrégée de la concentration du marché, sans informations plus fines sur son caractère monopolistique ou oligopolistique.

⁵⁸ L'indice HHI est égal à la somme des carrés des parts de marché des intervenants, et mesure la concentration du marché (il est d'autant plus élevé que le marché est concentré). On considère généralement qu'un marché est peu concentré si son HHI est inférieur à 1 000, et très concentré s'il est supérieur à 2 000.

Figure 64 - Indice d'Herfindahl-Hirschmann par énergie sur le segment résidentiel, entre 2020 et 2024, au 31 décembre, en nombre de sites



6. Commercialisation des offres d'électricité et de gaz

Sur le marché de détail, un consommateur résidentiel a, pour ce qui concerne le prix de l'offre, le choix entre trois grands types d'offres de marché, qui reflètent des stratégies d'approvisionnement différentes de la part du fournisseur.

Trois grands types d'offres de marché coexistent sur les marchés de détail :

- **les offres indexées sur les tarifs réglementés**, uniquement en électricité, dont le prix du kWh est lissé.
- **Des offres prix fixes (pluriannuelles ou non)** : le prix reflète théoriquement la couverture du fournisseur au moment de la souscription du contrat. Le fournisseur garantit ainsi un prix fixe au consommateur et se couvre de telle façon qu'il est à même de faire face aux évolutions des marchés de gros sur la période contractuelle.
- Des offres à prix variable :
 - en gaz et en électricité, le prix reflète généralement un approvisionnement court terme du fournisseur qu'il répercute dans ses offres. Les fluctuations du marché peuvent être reflétées par une indexation définie contractuellement : prix plus bas le week-end ou à certaines heures la nuit, prix au contraire très élevés aux périodes de pointe et plus bas le reste du temps, prix reflétant les prix spot horaires, etc. ;
 - en électricité, un contrat à prix variable peut être indexé sur un indice de marchés de gros mais pas seulement. Le prix peut en effet évoluer à la discrétion du fournisseur, dans le respect du délai d'un mois de prévenance, afin de répercuter dans le contrat le coût d'approvisionnement supporté. Ces contrats à prix variable peuvent être assimilés à des contrats à « prix libre et non contraint ».

Les consommateurs d'électricité peuvent souscrire un contrat aux TRVE, contrairement aux consommateurs de gaz naturel, qui depuis le 8 décembre 2019 ne peuvent plus souscrire de nouveaux contrats au TRVG. En l'absence de tarifs réglementés de vente de gaz depuis le 1^{er} juillet 2023, la CRE publie chaque mois un prix repère de vente de gaz naturel (PRVG) pour les consommateurs résidentiels. Ce prix repère, publié à titre indicatif, comporte un prix d'abonnement et un prix du kilowattheure. Comme les TRVG, les fournisseurs sont libres d'indexer leurs offres de marché à l'évolution du prix repère. Les différentes offres (à l'exception des TRV) peuvent se combiner avec le caractère « vert » de l'électricité ou du gaz, se matérialisant par l'achat par le fournisseur de garanties d'origine certifiant que tout ou partie de l'énergie fournie au client provient de sources renouvelables.

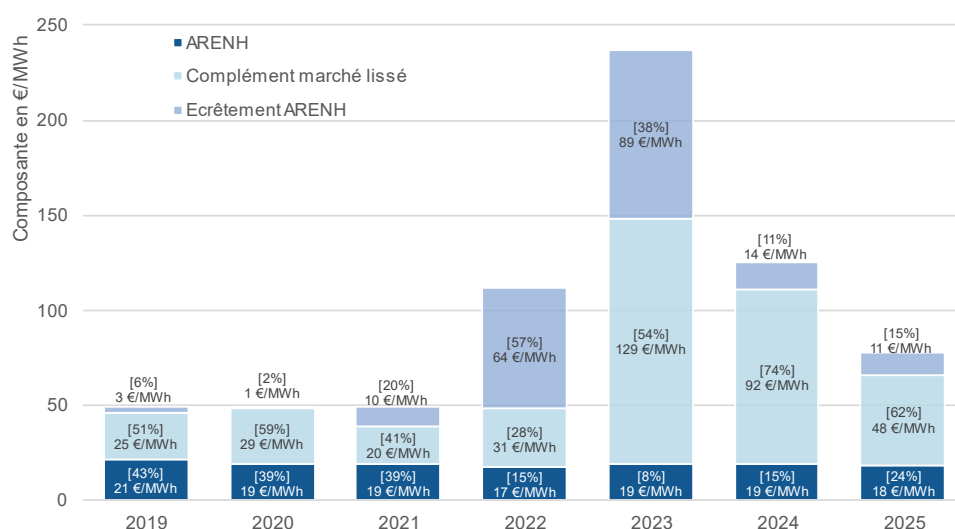
La CRE mène un suivi régulier des offres disponibles sur le site du Médiateur de l'Energie, dont elle rend compte dans la présente partie des évolutions jusqu'au 31 décembre 2024.

6.1. Sur le marché de la fourniture d'électricité

a) Prix des tarifs réglementés de vente

La méthodologie de construction du tarif réglementé de vente d'électricité est définie par la CRE. En particulier, l'approvisionnement des TRVE se compose de trois briques : l'ARENH, l'écrêtement de l'ARENH, et le complément de marché lissé. La figure ci-dessous détaille l'évolution de ces composantes entre 2019 et 2025, et en illustre le poids dans la composante énergie des TRVE.

Figure 65 - Contribution en valeur de chaque composante d'approvisionnement dans le coût total d'approvisionnement selon la méthode d'empilement des coûts pour les TRVE bleu résidentiel

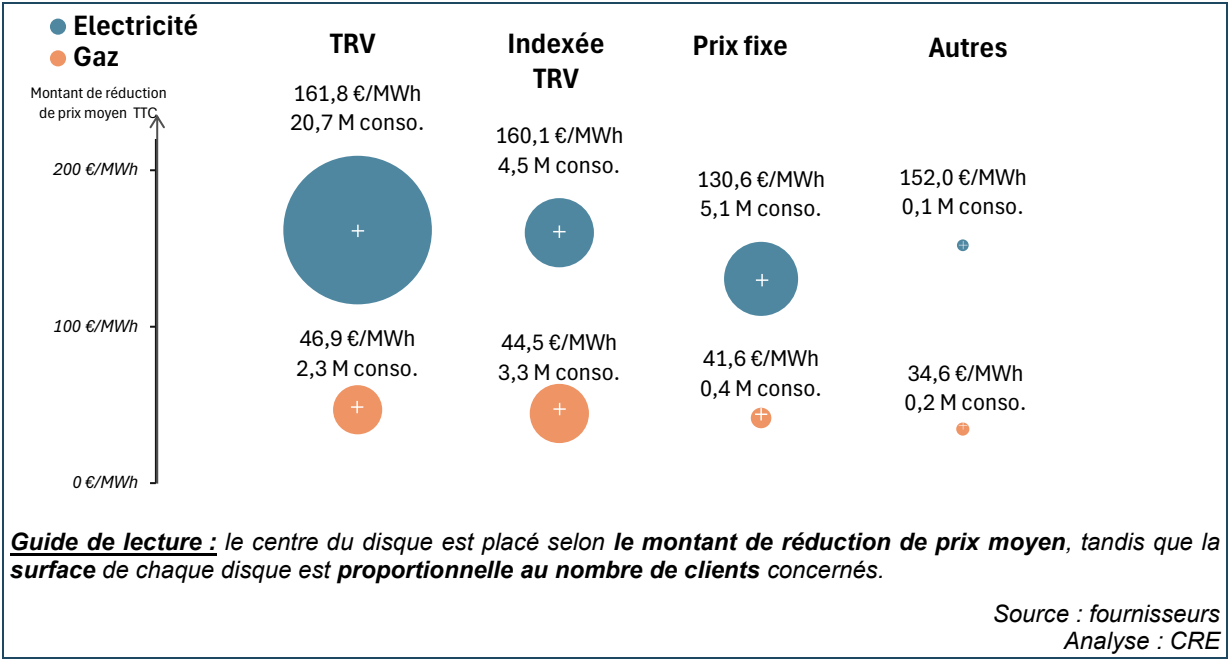


Guide de lecture : En 2023, le volume ARENH dans le calcul des TRVE était de 44 TWh pour une consommation totale du portefeuille de 99 TWh. Avec un prix de 42 €/MWh, le coût sur 2023 de la composante ARENH atteignait ainsi 1 850 M€. De même, les volumes écrêtés (22 TWh) et les volumes achetés sur les marchés (33 TWh) ont respectivement coûté 8 880 et 12 830 M€. Ramenée à l'échelle du portefeuille, la composante ARENH avait une valeur de 19 €/MWh (1 850 M€ / 99 TWh) soit 8 % ($= 1\,850 / (1\,850 + 8\,880 + 12\,830)$) du coût total d'approvisionnement de l'énergie.

Source : CRE

Avec la hausse des prix sur les marchés de gros entraînant la hausse des coûts d'approvisionnement, l'État a mis en place des dispositifs de protection tels que le bouclier tarifaire et la minoration des niveaux de l'accise. Le graphique ci-dessous montre les réductions unitaires pour chaque catégorie de contrats pour les consommateurs résidentiels en électricité et en gaz naturel.

Figure 66 - Montant des réductions de prix moyen par vecteur énergétique et par type de contrat sur les boucliers tarifaires 2023 pour les consommateurs résidentiels



Les prix des tarifs réglementés de vente hors taxes en vigueur sont présentés dans le tableau ci-dessous.

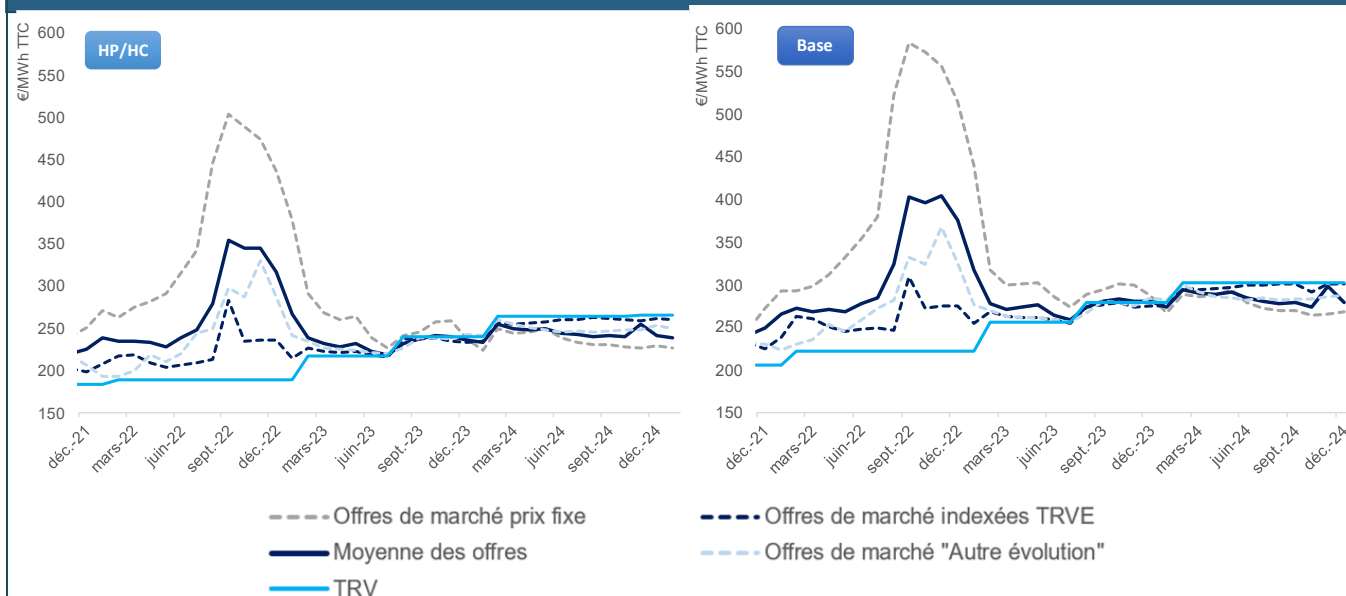
Tableau 6 - Niveau des TRVE Hors Taxes en vigueur, 2023 (après dispositifs de protection) et 2024

| | | 2023 | | | | 2024 | |
|------|--------------|-------------------------------------|------------------------|-------------------------------------|------------------------|-------------------------------------|------------------------|
| | | Semestre 1 | | Semestre 2 | | Semestre 1 | |
| Type | Option | Part fixe en €/MWh moyens (sauf EP) | Part variable en €/MWh | Part fixe en €/MWh moyens (sauf EP) | Part variable en €/MWh | Part fixe en €/MWh moyens (sauf EP) | Part variable en €/MWh |
| RES | BASE (RES1) | 51,14 | 170,80 | 54,69 | 188,70 | 55,52 | 188,70 |
| | BASE (RES11) | 34,02 | 170,80 | 34,93 | 188,70 | 35,31 | 188,70 |
| | EJP | 30,04 | 148,37 | 32,99 | 164,87 | 33,27 | 164,86 |
| | HPHC | 21,89 | 163,32 | 23,70 | 181,83 | 23,97 | 181,83 |
| | TEMPO | 21,79 | 114,94 | 23,04 | 118,92 | 23,26 | 118,92 |
| PRO | BASE | 36,24 | 170,60 | 40,74 | 190,70 | 39,58 | 183,70 |
| | EJP | 53,33 | 236,86 | 29,36 | 147,21 | 28,81 | 141,79 |
| | HPHC | 18,17 | 167,15 | 19,50 | 186,53 | 19,08 | 179,67 |
| | TEMPO | 36,34 | 183,03 | 18,89 | 171,51 | 18,58 | 165,20 |
| EP | | 145,80 €/kVA | 124,50 | 141,12 €/kVA | 143,50 | 137,58 €/kVA | 138,20 |

Source : CRE

b) le prix des offres

Figure 67 - Evolution du prix des offres de fourniture depuis le 1er décembre 2021 en €/MWh TTC



Profils clients :

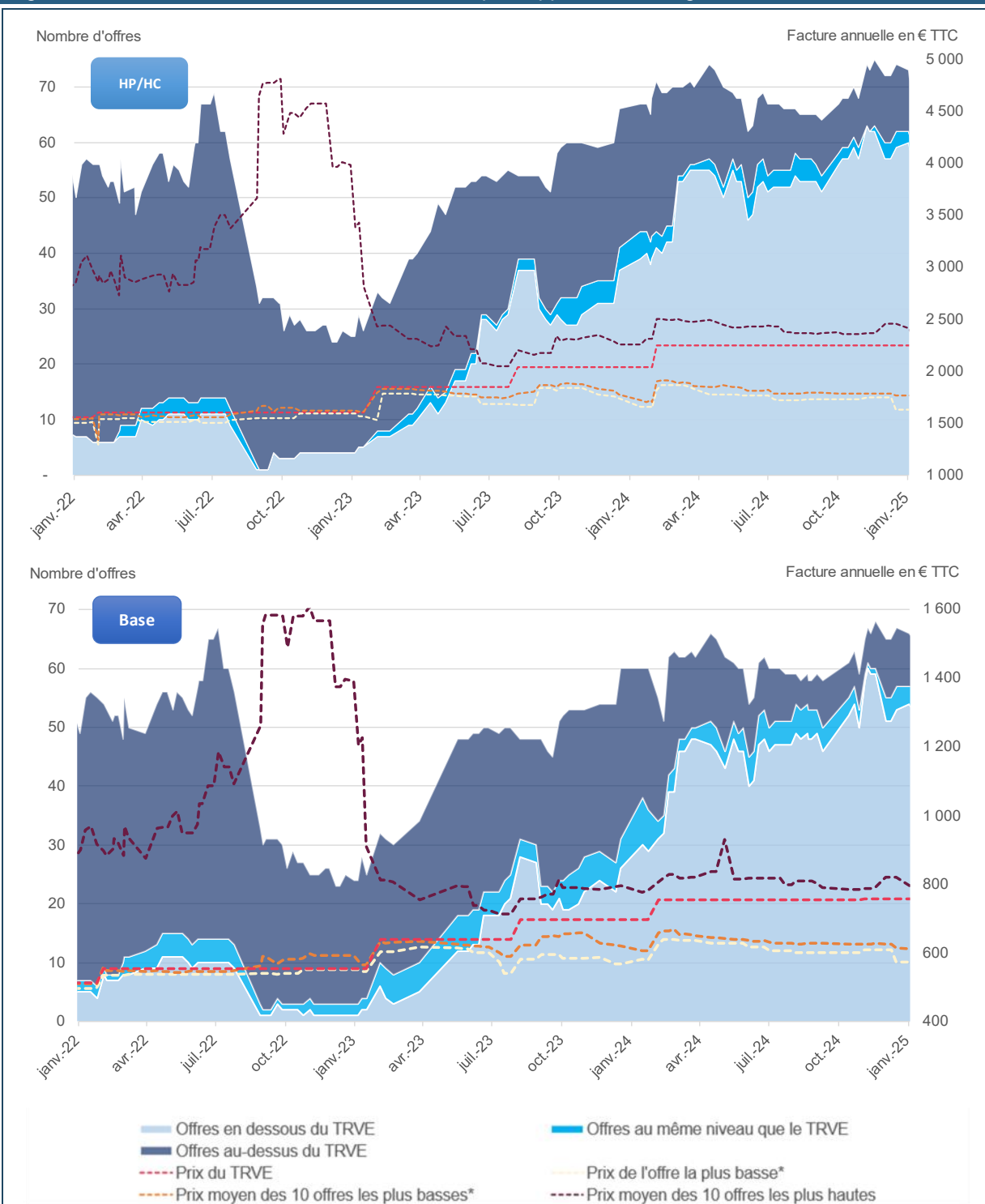
- Heures pleines heures creuses 9 kVA consommant 8,5 MWh/an
- Base 6 kVA consommant 2,4 MWh/an

Source : Comparateur énergie-info – Analyse : CRE

En 2023, le prix moyen des tarifs réglementés de vente d'électricité en option heures pleines / heures creuses est de 224 €/MWh TTC et de 262 €/MWh TTC pour un consommateur en option Base (contre 188 €/MWh TTC et 220 respectivement en 2022). Les prix moyens des offres de marché ont progressivement reconvergé vers le niveau des tarifs réglementés au cours de l'année 2023 à la fois dans un contexte de détente des prix de gros de l'électricité, et d'une hausse au 1er février 2023 des tarifs réglementés. En 2023, le prix moyen TTC des offres fixes renseignées sur le comparateur en ligne du MNE a été 17 % plus élevé que les TRVE (contre 90 % en 2022). Le prix moyen TTC des offres indexées TRVE a été 1 % plus élevé que les TRVE en 2023, contre 18 % en 2022.

En 2024, le prix moyen des tarifs réglementés est remonté à 262 €/MWh TTC pour l'option heures pleines/ heures creuses et 300 €/MWh TTC pour les options base. Du fait de leur construction et du report de l'actualisation des tarifs réglementés les maintenant à des niveaux élevés, l'écart se creuse avec le prix des offres de marché. Ainsi, en 2024, le prix moyen TTC des offres à prix fixe sur le comparateur était 10 % moins élevé pour l'option heures pleines/ heures creuses et 8 % pour l'option base par rapport TRVE. Le prix moyen TTC des offres indexées TRVE a été 2 % moins élevé que les TRVE en 2024.

Figure 68 - Positionnement des offres de marché par rapport au tarif réglementé



*hors TEMPO pour l'option heures pleines heures creuses

Profils clients :

- Heures pleines heures creuses 9 kVA consommant 8,5 MWh/an
- Base 6 kVA consommant 2,4 MWh/an

Source : Comparateur énergie-info – Analyse : CRE

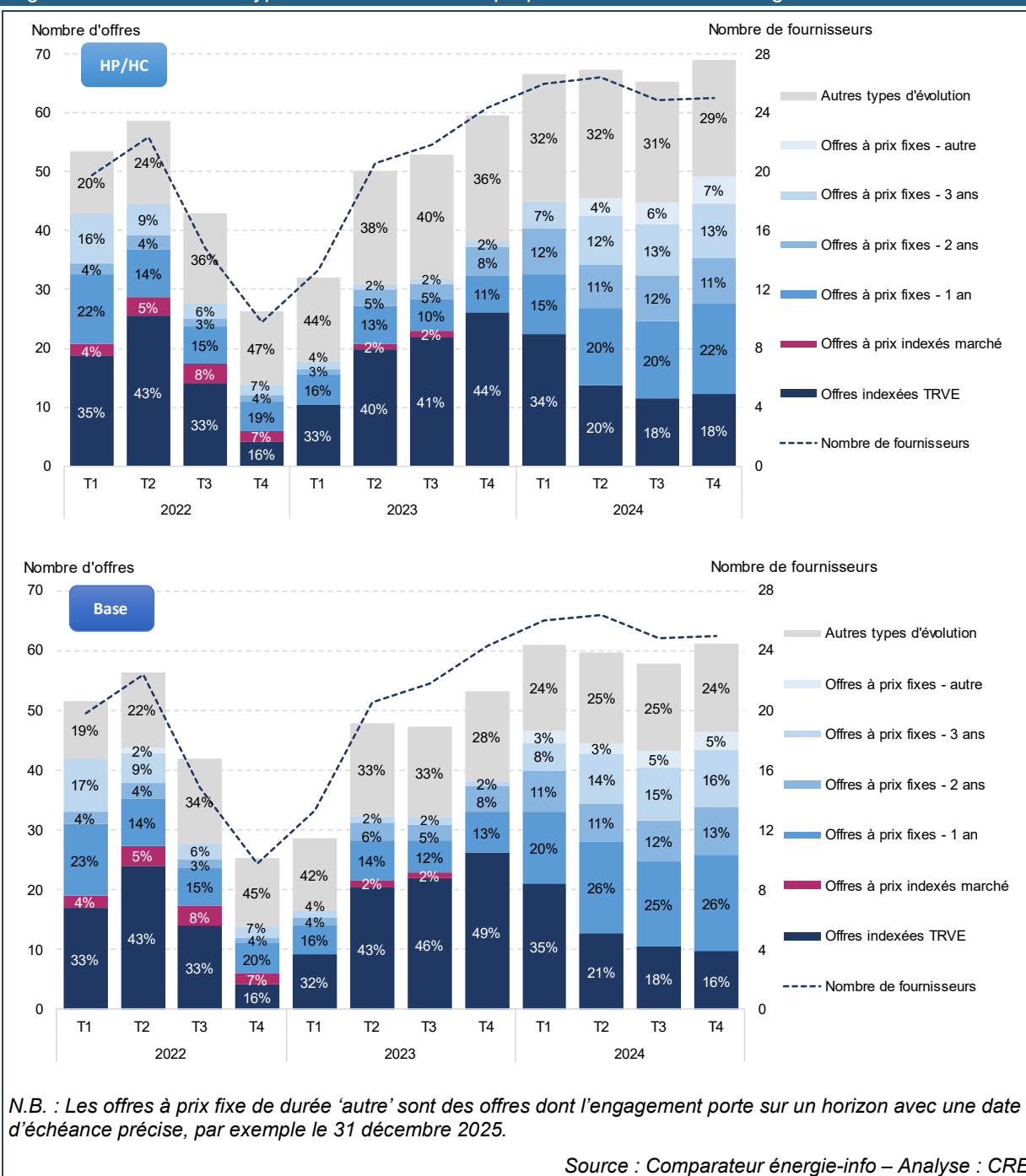
La crise de l'énergie a entraîné une forte diminution du nombre d'offres et de fournisseurs proposant des offres aux consommateurs d'électricité. Depuis le début de l'année 2023, la tendance est à la hausse et, fin 2023, le nombre d'offres disponibles atteint un niveau similaire à la période précédant la crise. L'année 2024 enregistre des records, atteignant, par exemple, pour les offres en Heures Pleines/Heures Creuses, un maximum à fin novembre 2024 de 75 offres (et de 68 pour les offres en option Base). La part d'offres en heures pleines heures creuses dont les niveaux de prix sont en dessous des niveaux des TRVE est passée de 56 % fin 2023 à 79 % à fin décembre 2024. De même pour les offres en base, celle-ci est passée de 43 % à 79 %.

c) Le type d'offres

En 2023, 20 fournisseurs en moyenne ont proposé 49 offres de fourniture d'électricité différentes en option heures pleines heures creuses et 43 en option Base, contre 17 fournisseurs pour 45 et 43 offres respectivement en 2022. Ils étaient 26 en moyenne sur l'année 2024 pour 67 offres en heures pleines heures creuses et 60 en base.

Sur l'ensemble des 49 offres heures pleines creuses proposées en 2023, 40 % de ces offres étaient indexées sur les TRVE et 20 % à prix fixe. La tendance s'inverse en 2024 : 47 % des offres proposées sont des offres à prix fixes et 22 % indexées sur les TRVE. Respectivement, 43 % des offres en options base en 2023 étaient indexées sur les TRVE et 22 % à prix fixe contre 23 % et 52 % en 2024. Les offres indexées sur les marchés disparaissent du comparateur au cours de l'année 2023 pour les deux options.

Figure 69- Evolution du type d'offres d'électricité proposées sur le site « énergie-info »



La CRE constate une réduction progressive de la durée d'engagement des fournisseurs sur l'année 2023. En effet, seuls 39 % des offres fixes présentent en 2023 un prix fixe au-delà d'un an (prix fixe 2 et 3 ans), une part en diminution par rapport aux 44 % de 2022.

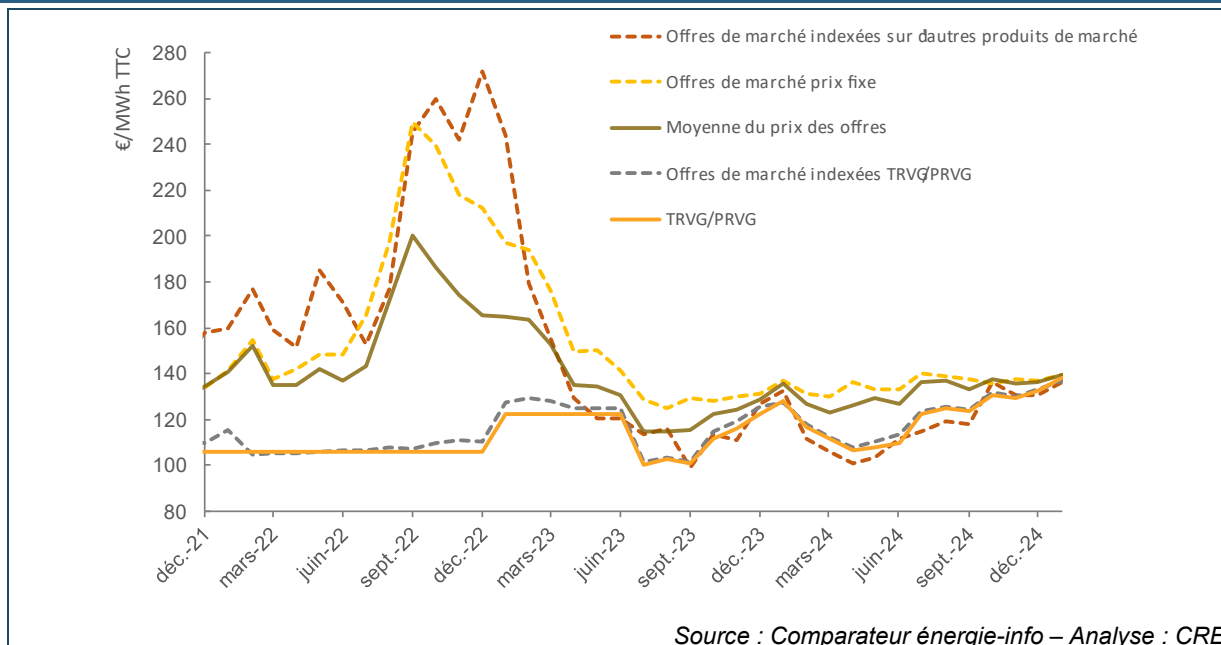
Avec le regain d'attractivité des offres à prix fixe en 2024, les durées d'engagement de plus long terme voient leur part augmenter et, sur le dernier trimestre 2024, 24 % de l'ensemble des offres heures pleines heures creuses proposées (29 % des offres en option base) étaient des offres à prix fixes de durée 2 et 3 ans.

6.2. Sur le marché de la fourniture de gaz naturel

Les graphiques suivants présentent les différentes offres proposées par les fournisseurs de gaz naturel pour un client-type « Chauffage » avec une consommation de 14 000 kWh/an.

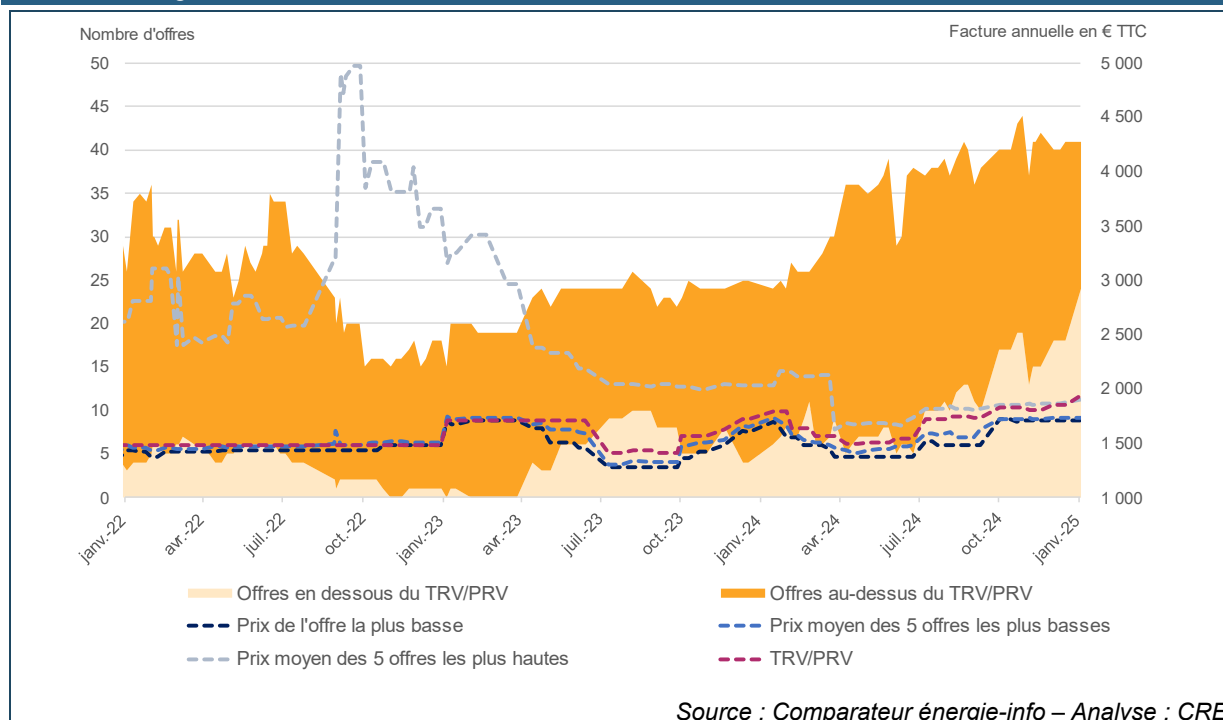
d) Le prix des offres

Figure 70 - Evolution du prix des offres de fourniture depuis le 1er décembre 2021 en €/MWh TTC



Le prix moyen des tarifs réglementés de vente de gaz, puis du prix de repère de vente de gaz naturel, est de 116 €/MWh TTC en 2023 et de 120 €/MWh TTC en 2024 (contre 106 €/MWh TTC en 2022). Les prix moyens des offres de marché indexées sur un indice régulé sont très proches des indices de référence, en étant plus élevés de 2,0 % en 2022, 2,7 % en 2023 et seulement 1 % en 2024. Le prix moyen des offres fixes a pour sa part reconvergé vers les niveaux de l'indice régulé en s'établissant à 12,8 % au-dessus en 2024 contre 28,4 % en 2023 et 69,6 % au-dessus en 2022. Du fait de leur construction en *back-to-back* pour les offres à prix fixe et de celle reposant sur des produits de court terme pour le PRVG, le prix des offres à prix fixes a tendance à converger vers le niveau du PRVG en fin d'année.

Figure 71 - Positionnement des offres de marché par rapport au tarif réglementé puis au prix de référence du gaz naturel



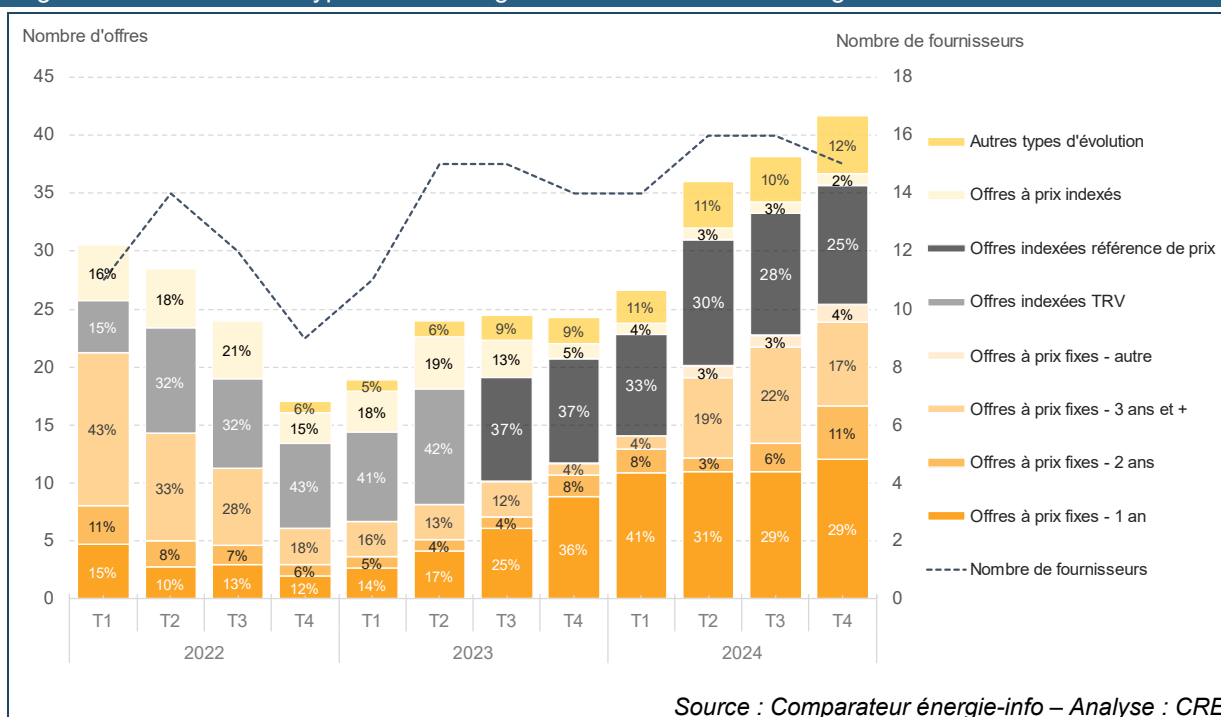
A l'instar du marché de l'électricité, la crise de l'énergie a entraîné une forte diminution du nombre d'offres pour les consommateurs résidentiels de gaz naturel. Si la tendance est à la hausse en 2023, le marché ne retrouve les niveaux constatés avant la crise qu'au second trimestre de 2024. En moyenne 11 offres ont été plus intéressantes que le prix de référence en 2024, en nette progression par rapport à 2023 et 2022, où l'on comptait respectivement 5 et 4 offres.

e) Le type des offres

Ils étaient en moyenne 14 fournisseurs pour 23 offres de fourniture de gaz naturel différentes en 2023 et 15 en moyenne pour 36 offres différentes en 2024 (contre 12 fournisseurs pour 25 offres en 2022). Sur les 23 offres proposées en 2023, 39 % étaient indexées sur un indice régulé et 39 % à prix fixe. En 2024, la part des offres à prix se développe fortement atteignant les 57 % des offres disponibles, au détriment des offres indexées sur les références CRE (-10 points). Les offres initialement indexées sur le tarif réglementé de vente de gaz se sont généralement reportées sur le prix repère gaz de la CRE, ou uniquement sur la composante approvisionnement du prix de référence.

Comme en électricité, la durée d'engagement des prix des offres s'est nettement réduite pendant la crise. En 2022, les offres prix fixe 1 an représentaient 24 % du marché des offres à prix fixes, pour s'élever à 62 % en 2023. En 2024, cette part est passée à 56 %, notamment avec une forte augmentation des offres à prix fixes de 3 ans et plus à partir du deuxième trimestre de 2024.

Figure 72 - Evolution du type d'offres de gaz naturel sur le site « énergie-info »



7. Répartition des contrats en vigueur sur le marché de la fourniture d'électricité et de gaz

La CRE collecte auprès des quatre principaux fournisseurs (EDF, ENGIE, Plenitude (ex-ENI) et TotalEnergies), des indicateurs complémentaires sur la structure de leur portefeuille qui représentent en gaz naturel et en électricité, 94 % des parts de marché du secteur résidentiel.

7.1. Sur le marché de la fourniture d'électricité

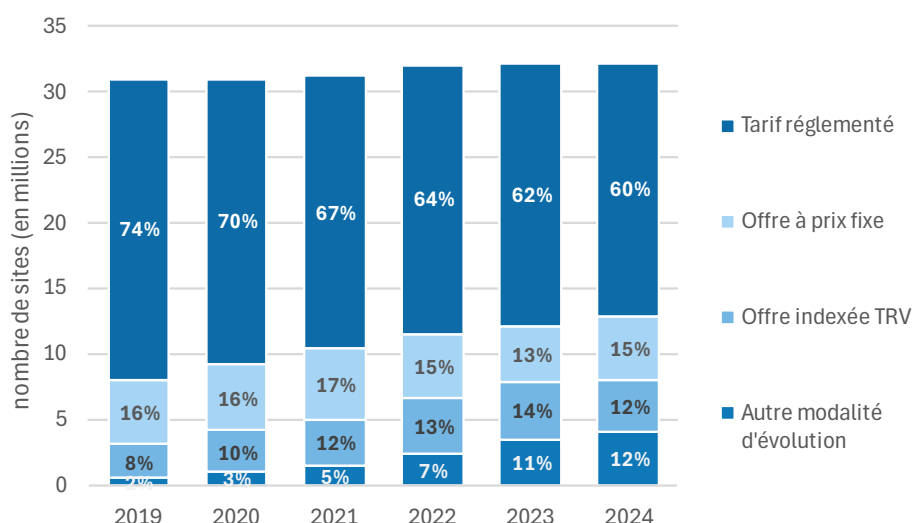
Dans la continuité des constats établis sur les offres disponibles à souscription, les graphiques ci-dessous font ressortir une diminution de la part des contrats à prix fixes entre 2022 et 2023 en passant de 15 % à 13 %. Cette baisse s'explique par les effets conjoints :

- de la perte de compétitivité et la raréfaction de ces offres prix fixe ;
- du mode de calcul du bouclier tarifaire fondé sur les TRVE, rendant difficile de reconduire les consommateurs arrivant à échéance dans des conditions financières acceptables.

En revanche entre 2023 et 2024, la part des contrats à prix fixe repasse à 15 % portée par un regain de la compétitivité de leur prix sur le marché de la fourniture d'électricité face aux offres indexées sur les TRVE qui pâtissent de la fin du bouclier.

La part des contrats à prix variable a augmenté de 4 points entre 2022 et 2023 et 1 point entre 2023 et 2024. Dans ces contrats le fournisseur peut librement modifier la grille tarifaire deux fois par an.

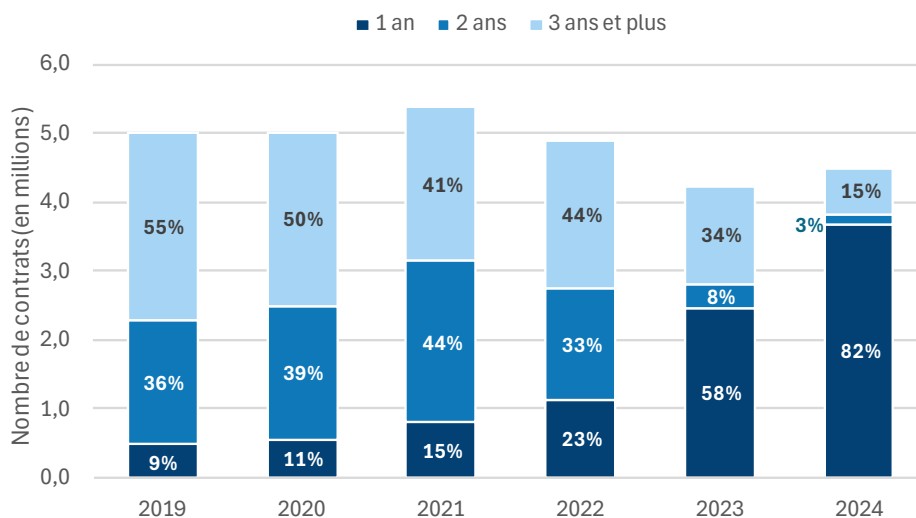
Figure 73 - Evolution des typologies de contrats sur le marché de la fourniture d'électricité (au 31 décembre)



Source : ENGIE, EDF, TotalEnergies, Plenitude (ex-ENI) – Analyse : CRE

Compte tenu des conditions de marché, la part des contrats de longue durée a également diminué. La quasi-généralisation de la commercialisation d'offres à prix fixes limitées à un an a conduit à ce que ce segment de contrats historiquement minoritaire (10 % des prix fixes en 2018), deviennent majoritaire en 2023 (près de 58 %) et atteignent près de 82 % en 2024.

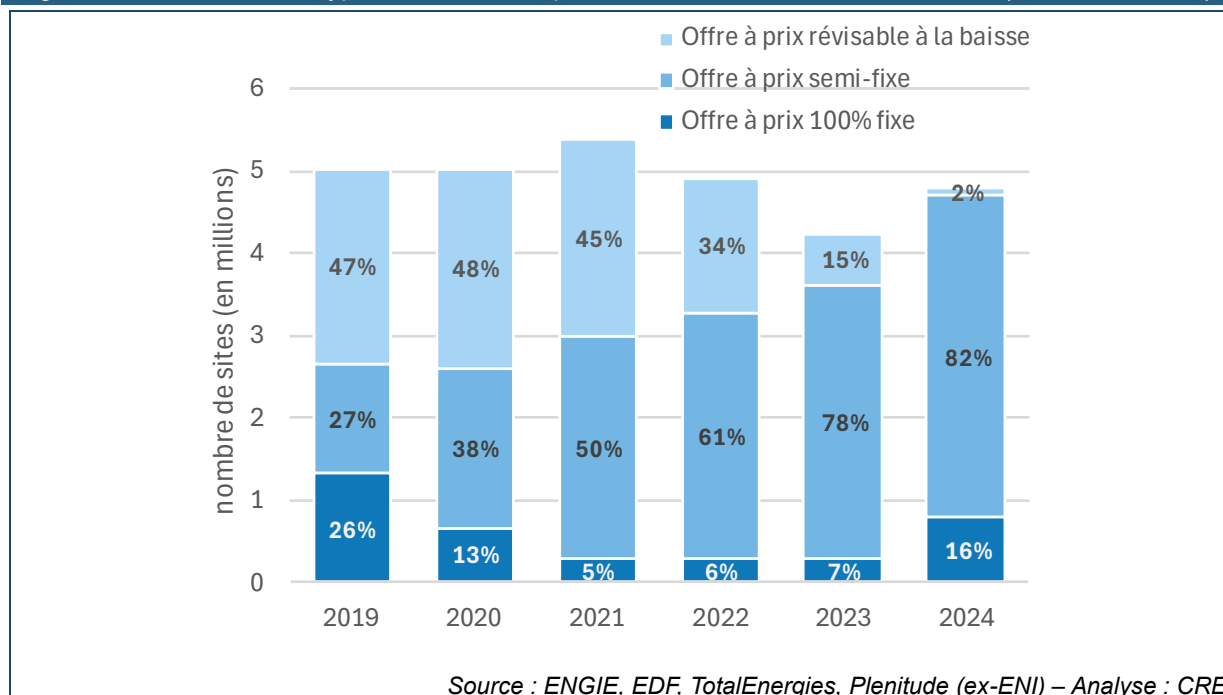
Figure 74 - Evolution des durées des contrats à prix fixes en vigueur sur le marché de l'électricité (au 31 décembre)



Source : ENGIE, EDF, TotalEnergies, Plenitude (ex-ENI) – Analyse : CRE

La réduction des durées d'engagement est couplée à une réduction de la surface du prix final garanti par le contrat. En effet, les types de prix fixe ont également évolué avec la crise. Les prix 100 % fixe, dont le kWh et la part abonnement sont fixes, ont vu leur part atteindre un minimum entre 2021 et 2023 à 5-7 % sur l'ensemble des offres de marchés à prix fixe. Les offres à prix fixe révisable à la baisse ont drastiquement diminué, de 45 % en 2021 à seulement 15 % fin 2023 (soit moins de 1 million de sites) et ont quasiment disparues en 2024 (seulement 2 %). En revanche les offres à prix semi fixe, c'est-à-dire dont une partie du prix peut évoluer en fonction de certaines mises à jour réglementaires comme le TURPE, deviennent largement majoritaires avec 82 % des sites en contrats fixe.

Figure 75 - Evolution des types de contrats à prix fixes sur le marché de l'électricité (au 31 décembre)



7.2. Sur le marché de la fourniture de gaz naturel

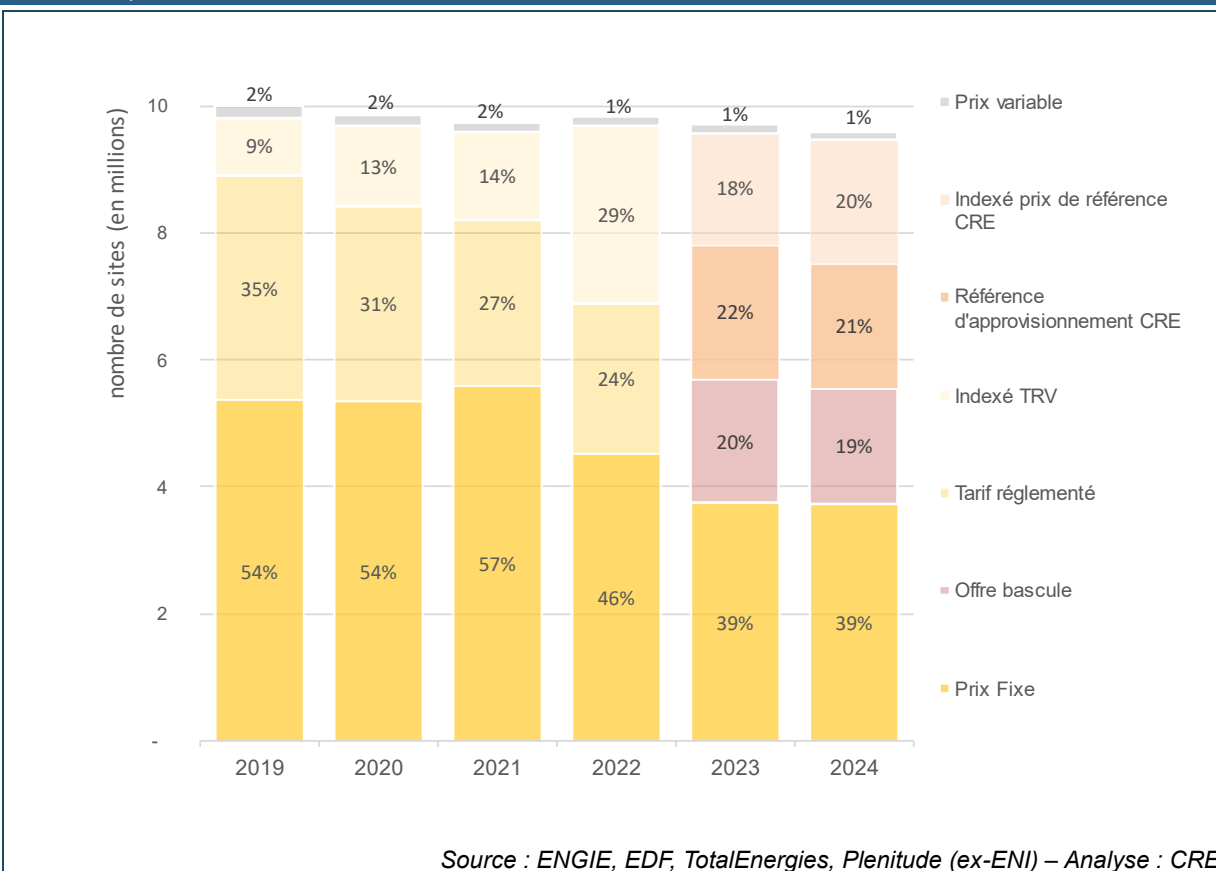
A l'instar de l'électricité, la proportion d'offre à prix fixes n'a cessé de diminuer depuis 2021, passant d'un maximum à 57 % du marché en 2021, à 39 % fin 2024. En conséquence des modalités de l'application du boucler tarifaire, fondé sur les évolutions des TRVG, les offres à prix fixe ont vu leur espace économique se réduire substantiellement. L'ensemble des souscriptions de contrats en offre de marché s'est principalement concentré sur des offres indexées TRVG, jusqu'à leur disparition.

Au 30 juin 2023, les consommateurs n'ayant pas souscrit de contrat en offre de marché ont été transférés en offre de bascule du fournisseur historique. Au 31 décembre 2024, 19 % des consommateurs de gaz disposaient encore d'un contrat « offre de bascule ».

Les offres indexées sur les tarifs réglementés ont dès lors eu le choix de reporter leur référence sur la composante d'approvisionnement publiée par la CRE (ci-après « référence d'approvisionnement CRE ») ou sur le prix complet du gaz publié par la CRE (ci-après « prix de référence CRE »). Au 31 décembre 2024, 21 % des consommateurs bénéficiaient d'une offre de marché indexée sur la référence d'approvisionnement et 20 % sur le prix de référence CRE.

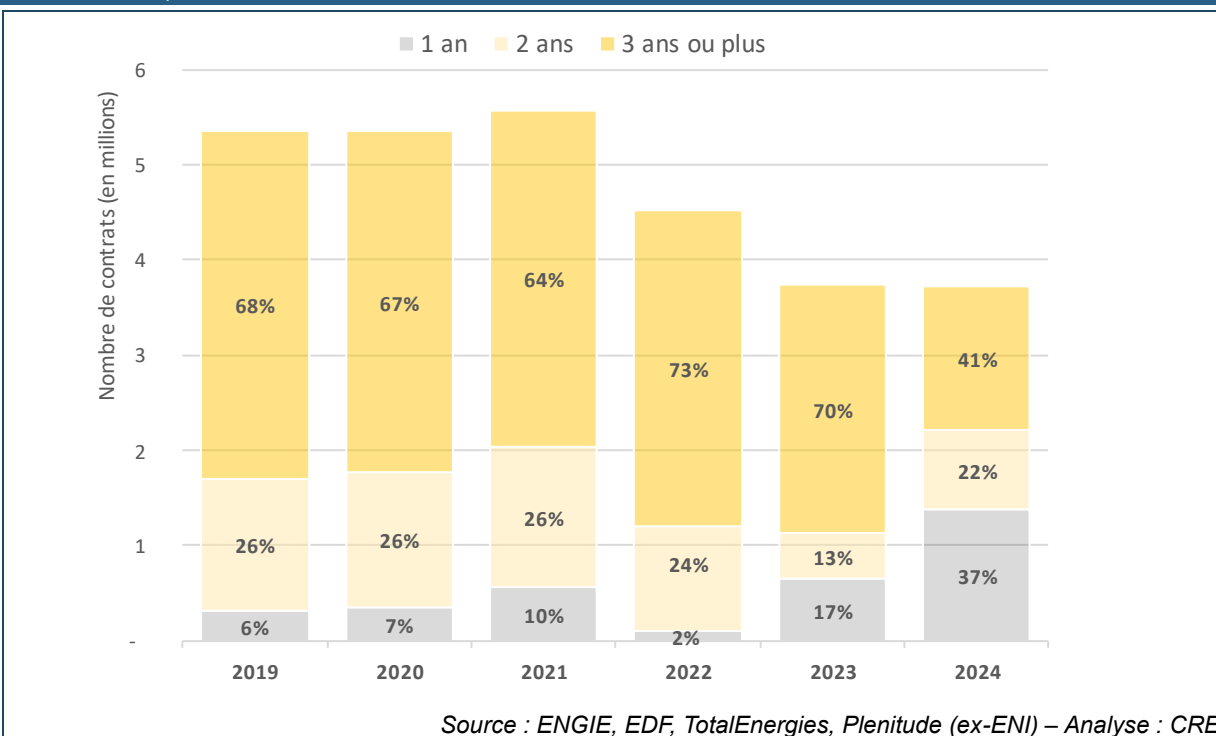
Il résulte de ces observations que près de 60 % des consommateurs de gaz naturel ont des contrats indexés sur une formule fondée à 80 % sur un produit mensuel et 20 % un produit trimestriel.

Figure 76 - Evolution des typologies de contrats sur le marché de la fourniture du gaz naturel (au 31 décembre)



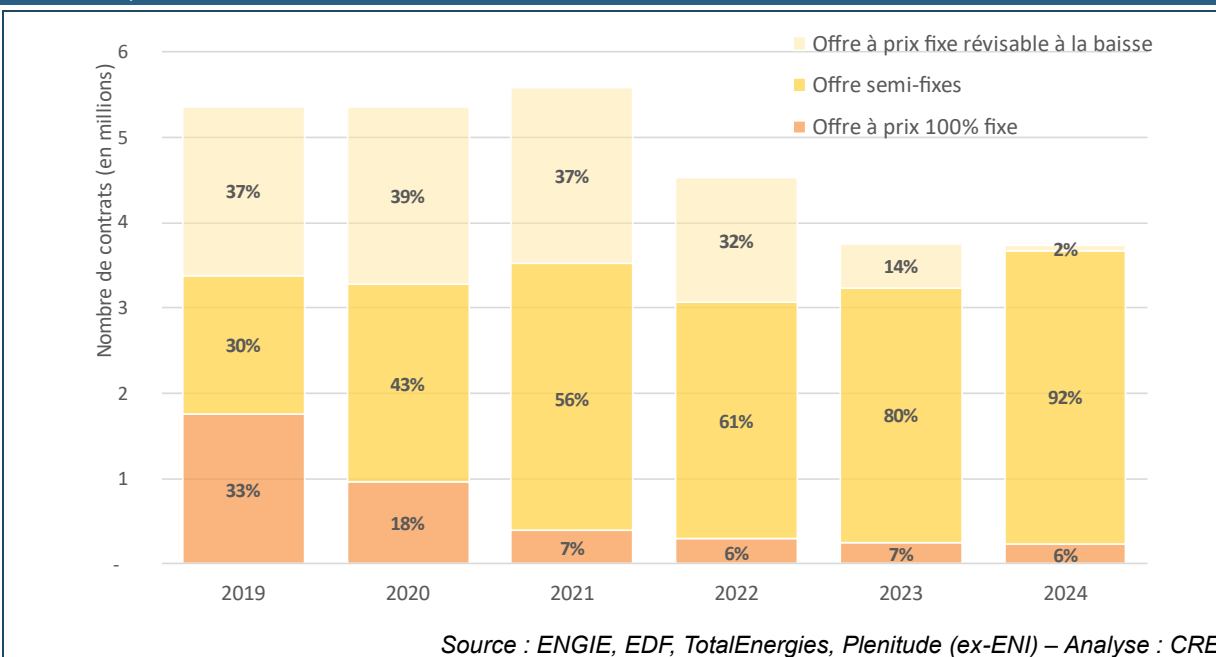
La baisse de la commercialisation d'offres à prix fixe d'une durée supérieure à un an, a entraîné une nette diminution du nombre de clients protégés au-delà de 3 ans, alors que ces derniers représentaient une part de marché considérable avant la crise. Le retour sur le marché des offres à contrats de durées 3 ans et plus n'a pas entraîné une hausse des contractualisations, la part de ces contrats passent sous le seuil des 50 % en 2024. La proportion de contrats à prix fixe d'une durée d'un an est passée de 2 % fin 2022 à 37 % fin 2024.

Figure 77 - Evolution des durées des contrats à prix fixes en vigueur sur le marché du gaz naturel (au 31 décembre)



La diminution de la durée de couverture des offres à prix fixes s'accompagne d'une réduction du périmètre de couverture garanti par le contrat. En 2019, 37 % des contrats à prix fixe étaient révisables à la baisse et 33 % des contrats étaient 100 % fixes. Fin 2024, les contrats révisables à la baisse ne représentent plus que 2 % des contrats en vigueur, pour 6 % des contrats 100 % fixes.

Figure 78 - Evolution des types des contrats à prix fixes en vigueur sur le marché du gaz naturel (au 31 décembre)



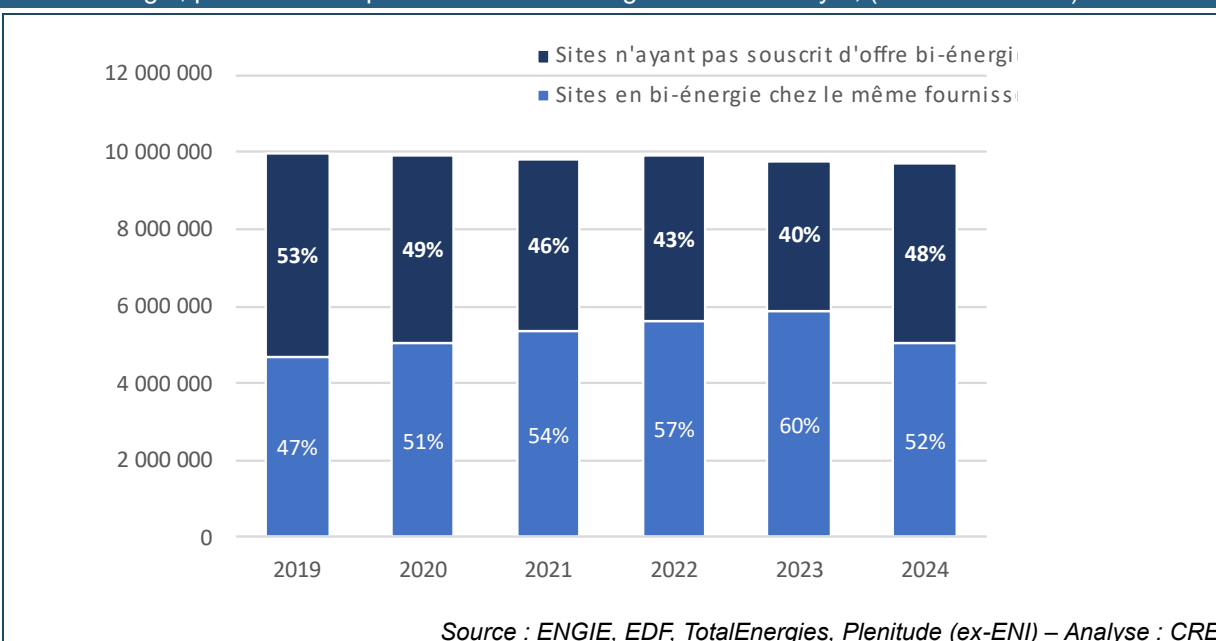
7.3. Les offres bi-énergies

Parmi les données collectées auprès des principaux fournisseurs, la CRE recueille aussi, à une maille annuelle, des informations relatives aux clients résidentiels ayant souscrit des offres bi-énergies, c'est-à-dire une offre en électricité et en gaz chez le même fournisseur, qu'il s'agisse d'une offre dite « duale »⁵⁹ ou non. Le périmètre d'étude se limite aux clients disposant du gaz naturel à leur domicile : au 31 décembre 2024, 30,2 % des consommateurs résidentiels d'électricité consomment aussi du gaz naturel.

Les offres bi-énergies permettent de simplifier la relation entre le fournisseur et le consommateur avec, par exemple, la mise en commun de l'espace client, voire, lorsque les deux contrats relèvent d'une offre de marché, la mise en place d'une facturation unique. Par ailleurs, les offres bi-énergies permettent aux fournisseurs de proposer un rabais sur les prix en mutualisant les coûts communs à la fourniture d'électricité et de gaz naturel.

Depuis 2019, la tendance d'augmentation du nombre de clients bi-énergie chez le même fournisseur a progressé de façon stable jusqu'en 2023. Le regain de la compétitivité sur les marchés de la fourniture de gaz et d'électricité en 2024 a induit une baisse de 8 points dans la part des sites ayant un contrat en bi-énergie.

Figure 79- Répartition des clients résidentiels des quatre principaux fournisseurs, ayant souscrit une offre bi-énergie, parmi ceux disposant des deux énergies dans leur foyer, (au 31 décembre)



⁵⁹ Offre pour laquelle la fourniture d'électricité et la fourniture de gaz sont indissociablement liées dans un contrat unique.

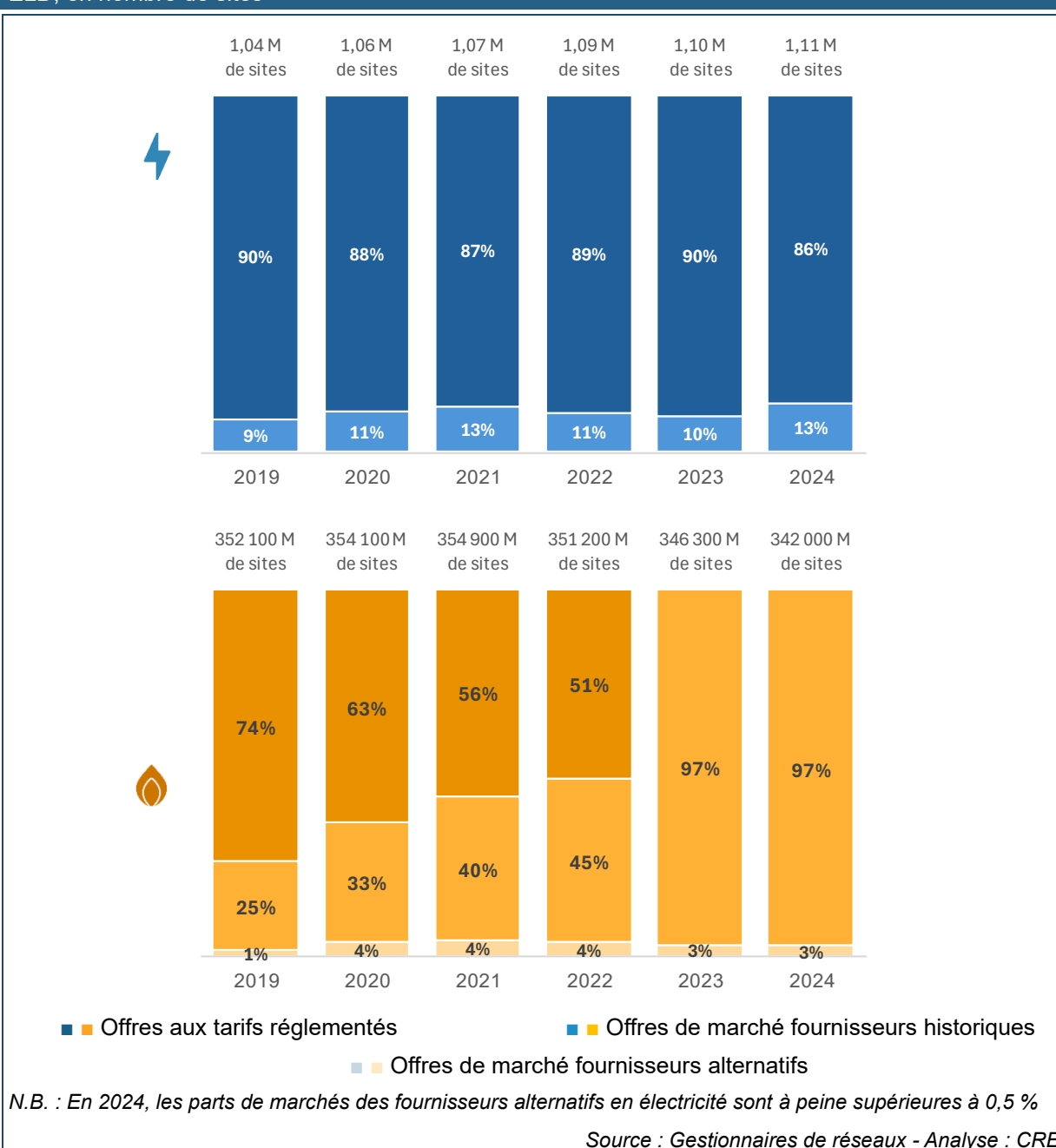
8. La concurrence sur les zones ELD

Ce paragraphe présente l'état de la concurrence dans les zones historiques des principaux gestionnaires de réseaux de distribution non nationaux, aussi appelés Entreprises Locales de Distribution (ELD). La CRE suit régulièrement les indicateurs d'ouverture à la concurrence chez les plus grosses ELD. Ces chiffres permettent de caractériser plus de 60 % du marché de masse en électricité, et plus de 75 % en gaz.

Pour l'électricité, il s'agit des réseaux exploités par les entreprises Strasbourg Électricité Réseaux (SER) dans le Bas-Rhin, GreenAlp en Isère et Savoie, réséda autour de Metz, Gérédis dans les Deux-Sèvres, la SICAIE de l'Oise et SRD dans la Vienne, auxquels 1,1 million de consommateurs résidentiels, en cumulé, sont rattachés.

Pour le gaz naturel, il s'agit de Régaz à Bordeaux, Réseau GDS (R-GDS) à Strasbourg et GreenAlp en Isère et Savoie, auxquels 342 000 consommateurs résidentiels, en cumulé, sont rattachés.

Figure 80 - Répartition des offres d'électricité et de gaz sur le segment résidentiel sur le territoire des ELD, en nombre de sites

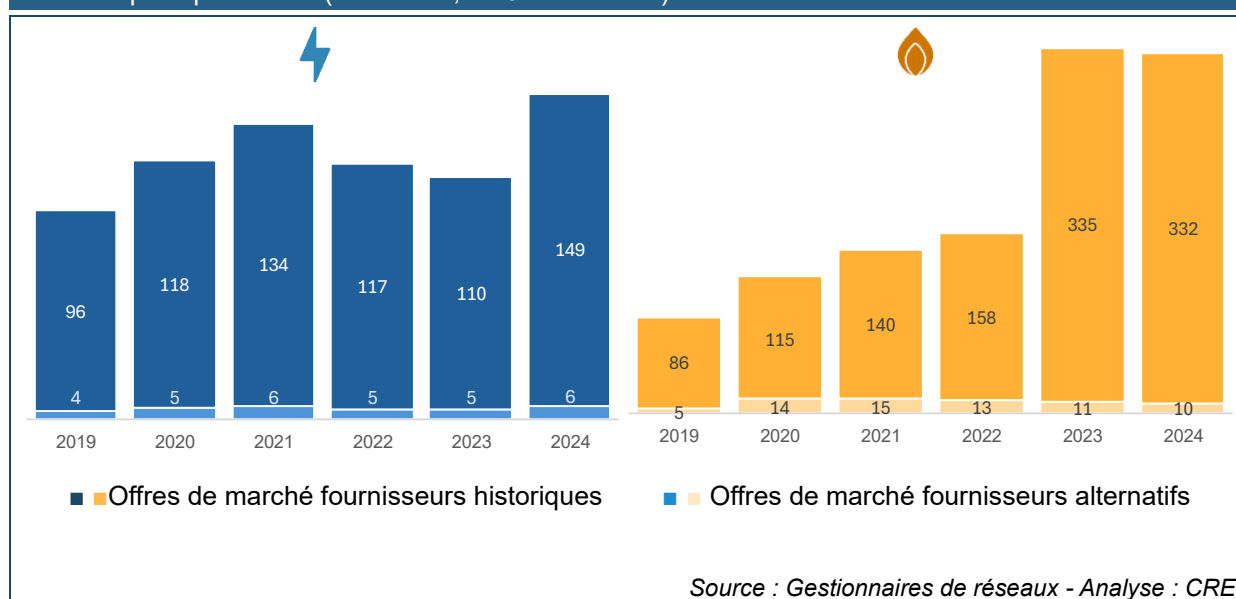


Sur le territoire des ELD, la concurrence reste, au 31 décembre 2024, quasi inexistante sur le segment résidentiel en électricité, et très faible en gaz. La croissance des fournisseurs alternatifs reprend en 2024 après avoir baissé en électricité depuis 2020. En gaz, ce recul se poursuit. En 2024, les fournisseurs historiques détiennent 99,5 %⁶⁰ des sites résidentiels en électricité et 97 % en gaz naturel.

En électricité, les sites aux TRVE restent dominants à 86 % après avoir perdu 4 points par rapport à 2023. Le nombre de sites aux TRVE a diminué entre le 31 décembre 2024 et le 31 décembre 2023 de près de 32 000 sites (contre une expansion de 18 000 sites l'année précédente). L'année 2024 marque ainsi un regain de dynamisme dans les offres de marché après une diminution régulière depuis 2021 du nombre de sites en offre de marché au profit des TRVE pendant la crise.

En gaz naturel, malgré la fin des TRVG au 30 juin 2023, le développement des offres de marché des fournisseurs alternatifs est resté très faible. Au 30 juin 2023, 49 % des sites résidentiels étaient encore aux tarifs réglementés de vente de gaz. Ces sites sont aujourd'hui comptabilisés en offre de marché chez leur fournisseur historique. Au 31 décembre 2024, 10 000 sites résidentiels disposent d'un contrat avec un fournisseur alternatif (contre 11 000 sites en 2023 et 13 000 sites en 2022).

Figure 81- Évolution du nombre de sites résidentiels en offre de marché en électricité et en gaz naturel chez les principales ELD (en milliers, au 31 décembre)



En 2021, la CRE a publié une délibération portant publication des mesures à mettre en place par les GRD-ELD pour permettre le développement de la concurrence⁶¹.

Les difficultés relatives aux systèmes d'information (SI) des GRD étaient identifiées comme les freins les plus importants à la concurrence, plusieurs travaux sur les SI des GRD ont débuté, avec pour objectif de réduire l'écart de rentabilité entre ces zones et le reste du territoire national. La moindre rentabilité en zone ELD s'explique notamment par le traitement manuel de certaines tâches, et par la nécessité de développer un SI propre à chaque GRD-ELD, différent des SI utilisés pour les échanges avec Enedis et GRDF.

Ainsi, un chantier portant sur l'automatisation des échanges de données et de l'harmonisation de leur format d'échange fait l'objet d'un groupe de travail (GT) placé sous l'égide de la CRE. Les travaux ont permis d'automatiser chez la quasi-totalité des GRD-ELD un certain nombre de tâches précédemment manuelles, et d'identifier puis d'uniformiser le format de flux jugés prioritaires par les fournisseurs, au bénéfice de plus de 100 000 clients.

⁶⁰ TRV ou en offre de marché

⁶¹ Délibération de la CRE n° 2021-121 du 10 juin 2021 portant orientations sur les mesures à mettre en place par les GRD pour permettre le développement de la concurrence sur les territoires des ELD.

La mise en place de portails communs aux ELD en électricité et en gaz complémentés par le développement de webservices⁶² a par ailleurs été identifiée dans la délibération n° 2021-121 comme un moyen de lever les freins à la concurrence en zone ELD. A cet effet, un projet adossé d'un budget et d'un calendrier de développement a été présenté à la CRE au premier semestre 2022. Les modalités de financement et de pilotage de ce projet sont actuellement à l'étude par les services de la CRE.

Enfin, un travail d'harmonisation des contrats GRD-Fournisseurs a également été entrepris par la CRE en concertation avec l'ensemble des GRD et des fournisseurs afin de permettre un accès plus simple à ces territoires. Le dernier modèle de contrat GRD-F, commun à tous les GRD d'électricité, a été adopté en 2022⁶³.

9. Indicateurs européens

La présente partie porte sur la situation des marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel de plusieurs pays européens en comparaison avec la France. Cette analyse s'appuie sur les données disponibles dans le Retail Market Monitoring Report de 2024, lui-même alimenté par les données des régulateurs nationaux pour 2023. Les pays concernés sont : l'Allemagne, l'Autriche, la Belgique, la France, l'Espagne, l'Italie, la Grande-Bretagne, dans la mesure où les données récoltées sont pertinentes.

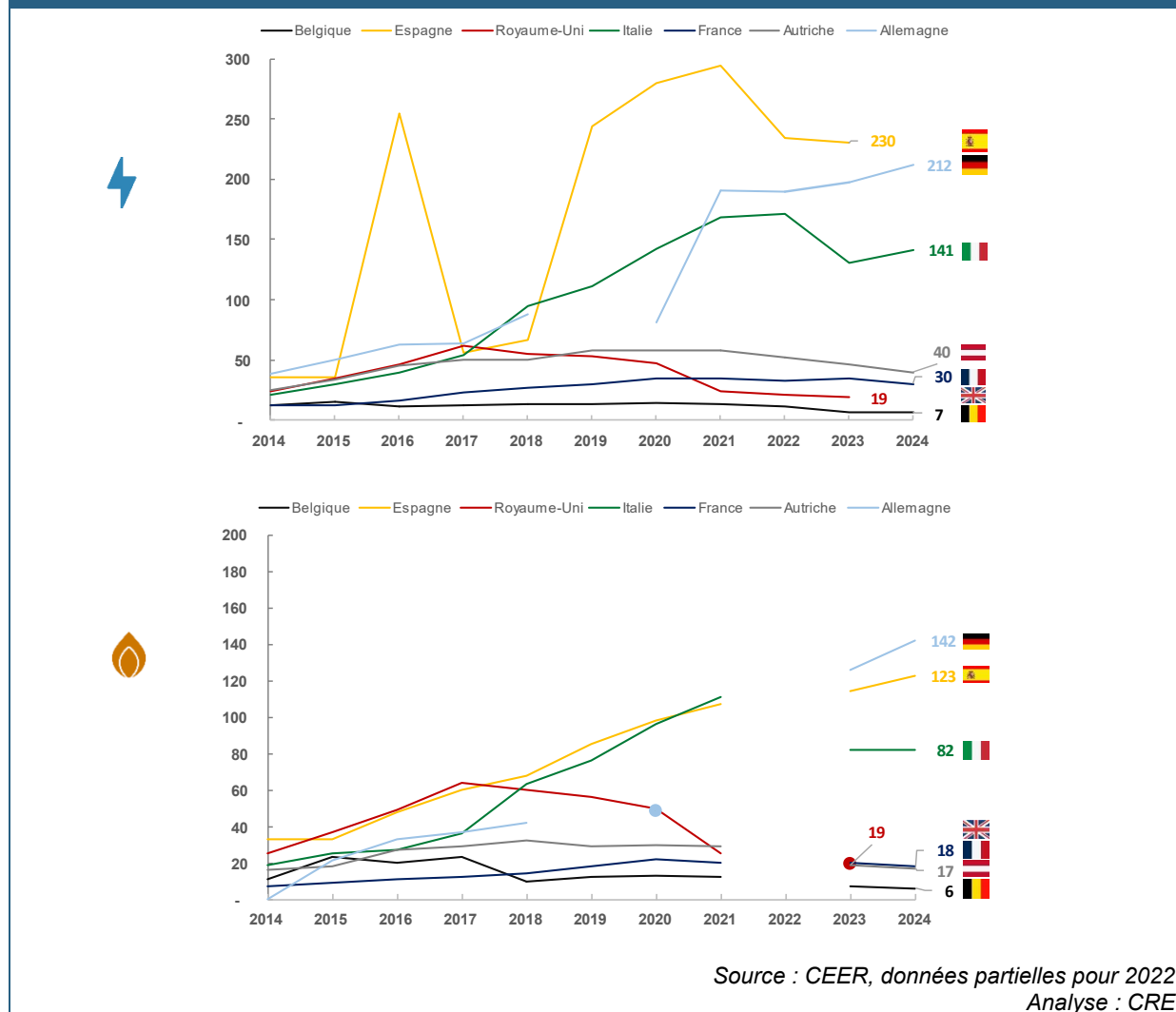
Les spécificités de fonctionnement des marchés propres à chaque pays doivent conduire à considérer avec prudence les comparaisons opérées dans cette section.

Le nombre de fournisseurs permet en première approche de comprendre les structures du marché et la dynamique de la concurrence dans les pays européens. Un nombre de fournisseurs élevé peut signifier que le nombre d'offres proposées augmentera en proportion faisant par la même bénéficier aux consommateurs d'un choix plus important. Il ne signifie cependant pas que la concurrence est efficace ni ne garantit un bon fonctionnement du marché en tant que tel. Les données relatives à l'Espagne, l'Italie et l'Allemagne ne permettent pas de tirer de conclusion claire sur l'évolution du nombre de fournisseurs et leur distinction entre fournisseurs nationaux et non nationaux. Les autres marchés ont constaté une baisse du nombre de fournisseurs à compter de 2021 (Autriche, Belgique, Royaume-Uni), ou une stabilité (France).

⁶² Service d'automatisation des échanges de flux entre les SI des fournisseurs et des GRDs.

⁶³ Délibération n°2022-314 de la CRE du 1^{er} décembre 2022 portant orientations du modèle de contrat Gestionnaire de Réseau de Distribution-Fournisseurs (GRD-F) commun à tous les gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité.

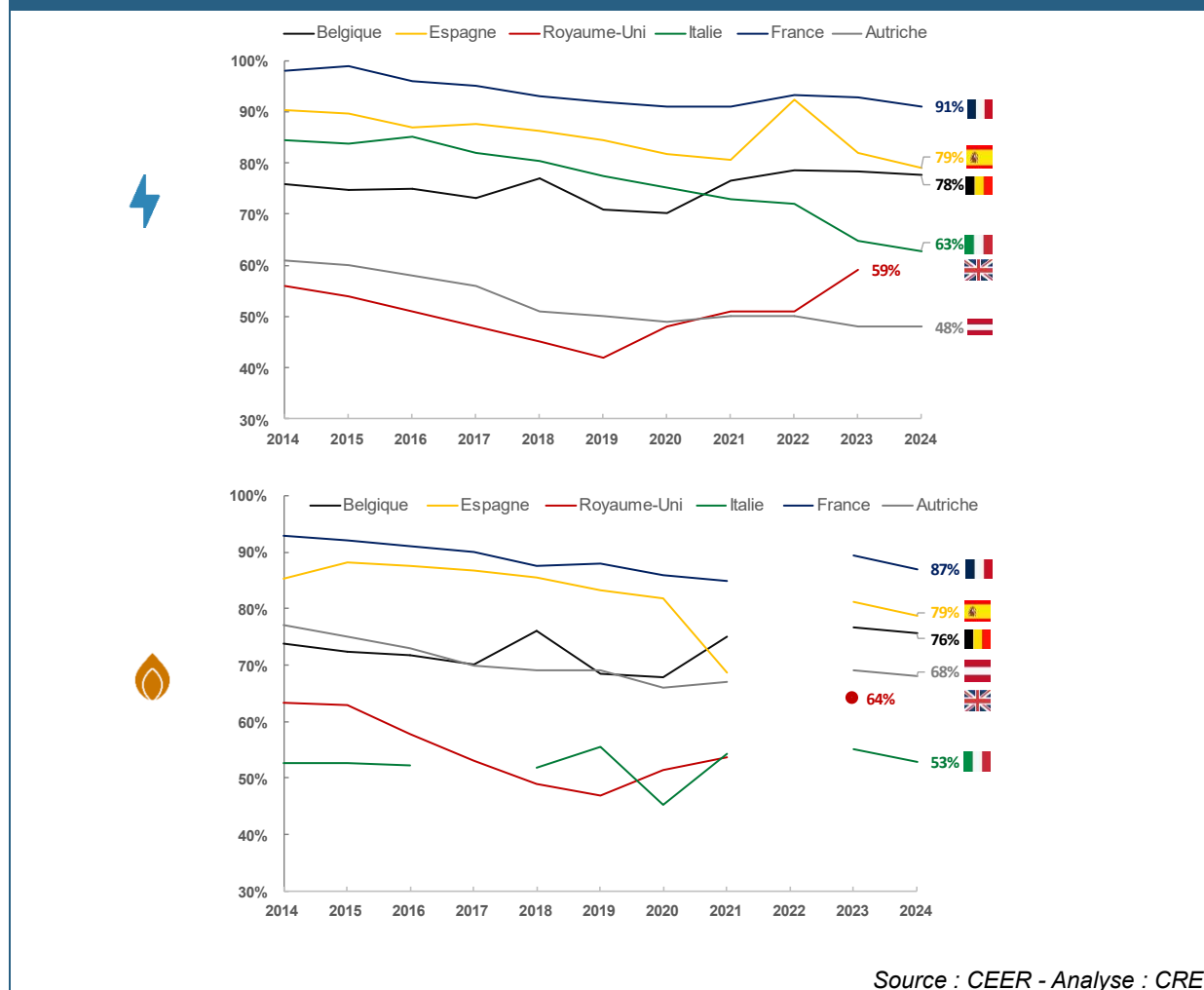
Figure 82 - Nombre de fournisseurs nationaux proposant des offres à destination des consommateurs résidentiels (2014-2023)



Les parts des marchés des 3 acteurs les plus significatifs, comparées à l'ensemble du segment résidentiel font ressortir que, dans la majorité des pays, les marchés de détail de l'électricité et du gaz sont dominés par les trois plus gros fournisseurs. Pour la plupart des pays, la crise des prix de gros a entraîné une augmentation des parts de marché des trois plus grands fournisseurs de gaz naturel. En électricité, seuls l'Italie et l'Autriche ont constaté une baisse des parts de marché des trois principaux fournisseurs.

La part de marché des trois plus gros fournisseurs en France est de 91 % en électricité et 87 % en gaz, contre une fourchette comprise entre 48 % et 79 % pour le reste du panel.

Figure 83 - Part de marché des 3 plus grands fournisseurs sur le segment résidentiel par pays (en nombre de sites), 2014-2024

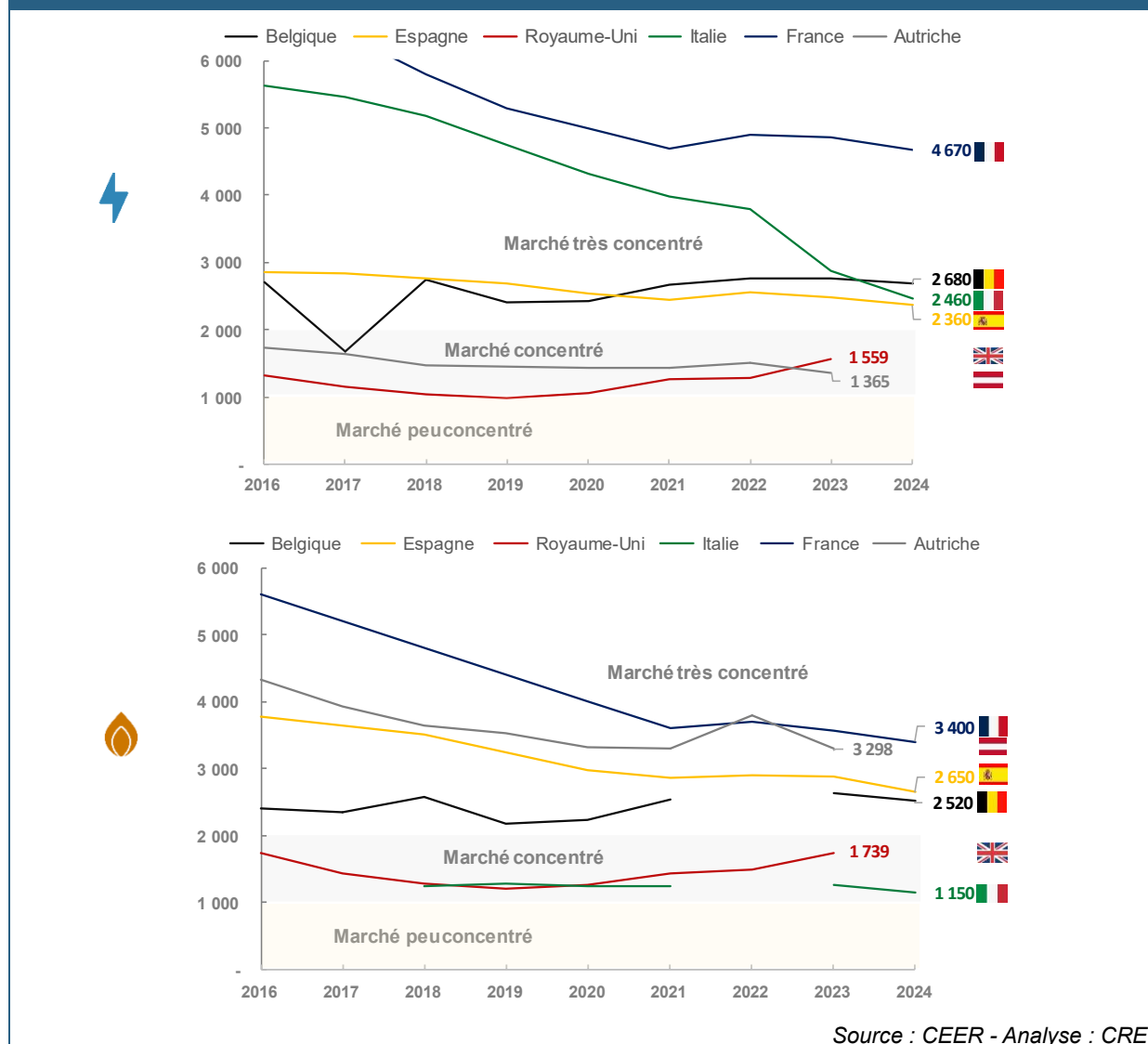


Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)⁶⁴ en nombre de sites pour le segment résidentiel du marché de détail. Cet indice mesure le degré de concentration des marchés. La CRE souligne que le HHI n'apporte qu'une vision agrégée de la concentration du marché, sans informations plus fines sur son caractère monopolistique ou oligopolistique. Un indicateur statistique tel que le HHI doit être complété par des analyses qualitatives.

L'ensemble des pays du panel ont vu leur HHI évoluer à la baisse jusqu'à 2021. L'indice de concentration français a, pour sa part, significativement baissé mais reste plus élevé que les voisins européens. Seuls l'Italie et l'Autriche ont connu une baisse de la concentration du marché de la fourniture d'électricité entre 2021 et 2023. Aucun pays ne revendique une faible concentration. Seuls le Royaume-Uni et l'Autriche en électricité, et l'Italie et le Royaume-Uni en gaz, présentent des marchés qui ne sont pas « très concentrés ».

⁶⁴ L'indice HHI est égal à la somme des carrés des parts de marché des intervenants, et mesure la concentration du marché (il est d'autant plus élevé que le marché est concentré). On considère généralement qu'un marché est peu concentré si son HHI est inférieur à 1 000, et très concentré s'il est supérieur à 2 000 (tel que défini par la Commission européenne).

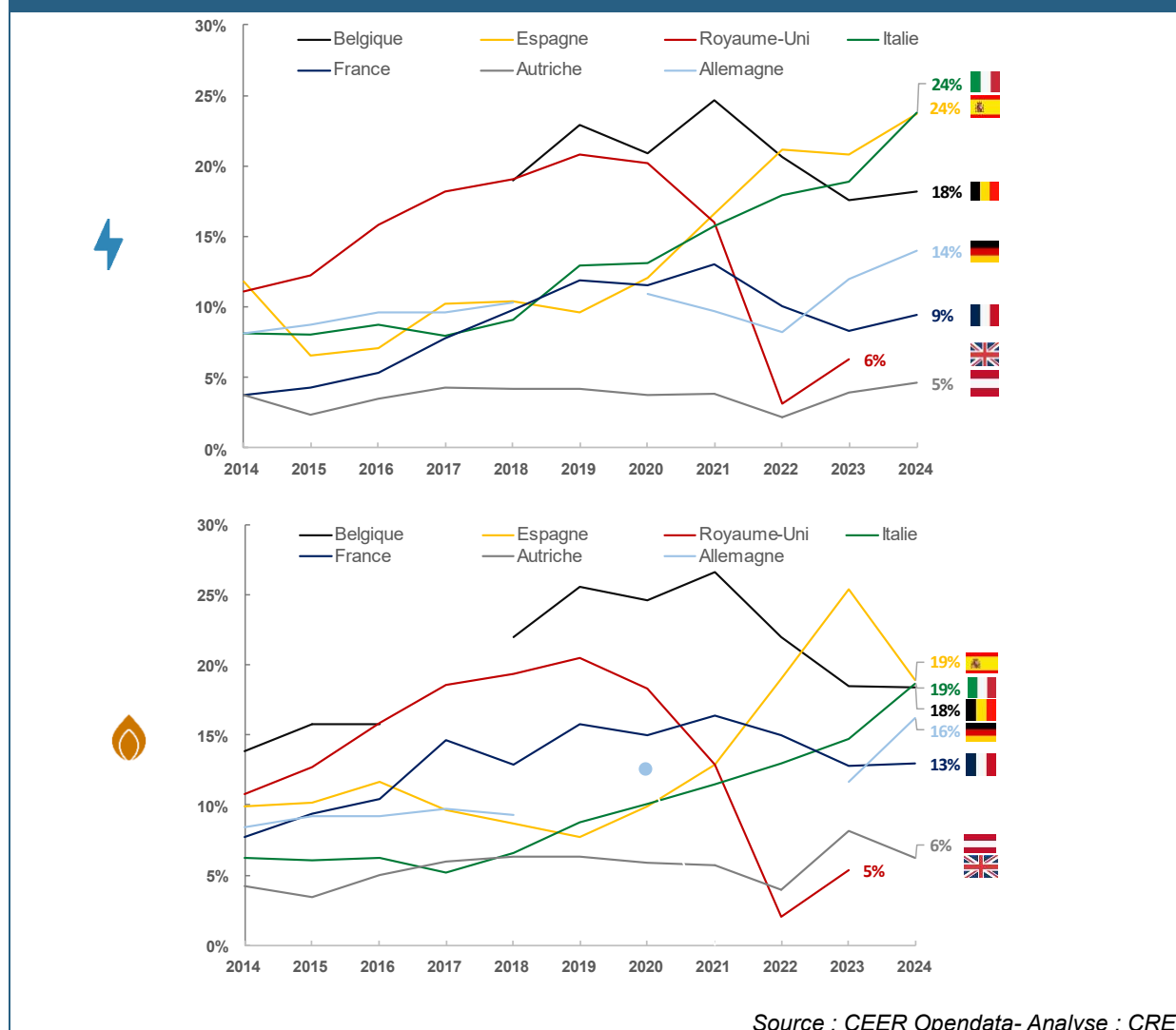
Figure 84 –Indice d'Herfindahl-Hirschmann par pays sur le segment résidentiel en électricité et en gaz, en nombre de sites



Il convient de noter que les structures variées des marchés de détail des États membres sont des facteurs qui, par nature, ont un impact important sur les différents indicateurs présentés. Par exemple, certains pays tels que l'Autriche étaient historiquement composés d'une multitude de monopoles locaux. Ainsi, certains indicateurs à l'échelle nationale semblent indiquer un développement de la concurrence important (nombre de fournisseurs, HHI faible), alors que l'examen des taux de rotation (ci-après) révèle une dynamique de marché plus faible sur ces multiples zones.

L'Espagne et l'Italie possèdent les taux de rotation les plus élevés en électricité et en gaz sur l'année 2024, avec respectivement en électricité et en gaz 24 % et 19 %. Les taux de rotation les moins importants se situent en Autriche pour l'électricité (5 %), et au Royaume Uni pour le gaz (5 % en 2023). La France se situe près de la valeur moyenne du panel présenté dans les deux énergies, toutefois, elle présente un rebond entre 2023 et 2024.

Figure 85 – Taux de rotation annuel sur le segment résidentiel en électricité, par pays (en nombre de sites)

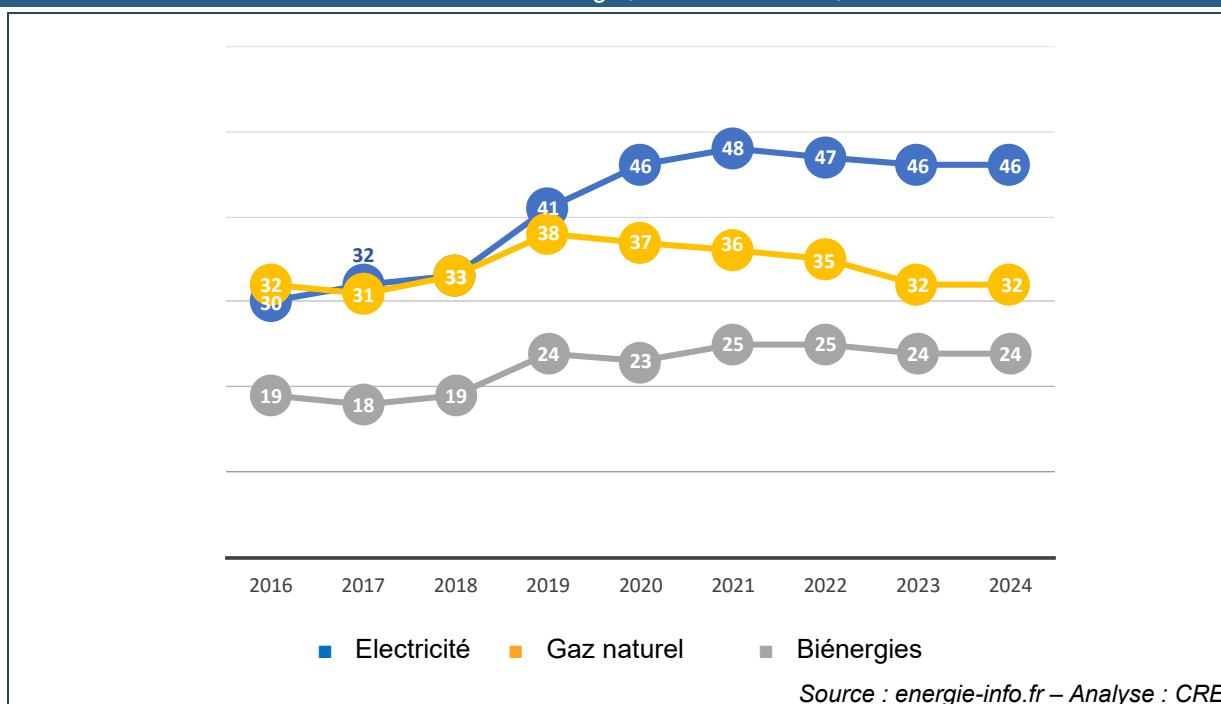


D. Le marché non résidentiel

1. Nombre de fournisseurs présents sur le marché non résidentiel

Au 31 décembre 2024, sur le marché non résidentiel, 54 fournisseurs nationaux sont inscrits sur le site du MN. Sur le marché de l'électricité, 46 fournisseurs proposent des offres sur le marché de l'électricité et 32 sur le marché du gaz naturel. 24 fournisseurs proposent des offres de fourniture pour les deux énergies. Le nombre de fournisseurs présents sur le marché est resté stable en 2024 après avoir décliné en 2023 dans les deux énergies.

Figure 86 - Evolution du nombre de fournisseurs nationaux, actifs sur le segment non résidentiel et inscrits sur le site du Médiateur national de l'énergie, au 31 décembre, 2016-2024



Au 31 décembre 2024, le marché de la fourniture d'électricité est constitué de :

- 1 fournisseur historique national : EDF.
- 3 entreprises locales de distribution ont développé une activité nationale en leur propre nom : Gédia, Synelva et Gaz de Bordeaux.
- 7 ELD ont choisi de créer des filiales dédiées à cette activité : Sélia filiale de l'ELD Séolis ; Alterna filiale de l'ELD Sorégies Vienne ; Proxelia filiale de l'ELD SICAE Oise ; Energem filiale de l'ELD UEM, Energie du Santerre filiale de l'ELD Gazelec ; Enalp issue d'un rassemblement d'ELD de la région Auvergne Rhône-Alpes ; EDSB l'agence filiale de l'ELD EDSB.
- 35 fournisseurs alternatifs : Alpiq, Axpo, Dyneff, Edenkia, EkWateur, Electricité de Provence, Elecocité, Elmy, Enercoop, Energies d'ici, Engie, Plenitude (ex-ENI), Enovos, Gaz Européen, Gazel Energie, Gazena, Hellio, Hydronext, Ilek, Iberdrola, JPME, Lucia, MET France, Mint Energie, Ohm Energie, Primeo Energie, Selfee, Solvay Energy Services, TotalEnergies, Urban Solar Energy, Vattenfall, Valoris Energie, Volterres, Wekiwi, Yenka.

Au 31 décembre 2024, le marché de la fourniture de gaz naturel est constitué de :

- 1 fournisseur historique national : Engie.
- 3 entreprises locales de distribution ont développé une activité nationale en leur propre nom : Gaz de Bordeaux, ES Energies Strasbourg, Gedia.
- 3 ELD ont choisi de créer des filiales dédiées à cette activité : Gazena filiale de Caléo ; Sélia, filiale de l'ELD Séolis, Régiongaz filiale de ES.

- 25 fournisseurs alternatifs : Alpiq, Alterna, Axpo, Breizh Gaz, Dyneff, EDF, EkWateur, Engem, Endesa Energia, Energies du Santerre, Plenitude (ex-ENI), Enovos, Gazel Energie, Gaz Européen, IleK, Iberdrola, MET France, Natgas, Naturgy, Picoty, Solvay Energy Services, S.A.V.E, TotalEnergies, Vattenfall et Wekiwi.

Figure 87 - Fournisseurs nationaux d'électricité et de gaz actifs au 31 décembre 2023 sur le marché non résidentiel, inscrits sur le site du Médiateur national de l'énergie



2. Développement des offres de marché

Les données utilisées dans cette section concernent les sites fournis sur les réseaux d'Enedis, des six plus grandes ELD et de RTE en électricité et sur les réseaux de distribution de GRDF, des trois plus grandes ELD et des réseaux de transport Natran et Terega, en gaz naturel.

La dynamique du marché a été modifiée par la promulgation de la loi Energie-Climat du 8 novembre 2019. La loi a en effet modifié le périmètre des consommateurs non résidentiels éligibles aux tarifs réglementés :

- en électricité, les consommateurs professionnels employant 10 personnes ou plus, ou dont le chiffre d'affaires, les recettes ou le total de bilan excèdent 2 M€/an, ne sont plus éligibles aux TRVE depuis le 1er janvier 2021 ;
- en gaz naturel, les tarifs réglementés de vente de gaz ont été supprimés à compter du 1er décembre 2020 pour les consommateurs professionnels et à compter du 1er juillet 2023 pour les copropriétés dont la consommation annuelle est inférieure à 150 MWh/an.

A la suite de ces évolutions législatives, le développement de la concurrence en électricité s'est accéléré en 2021, avant de marquer le pas en 2022 au cours de la crise des prix de gros. Les effets de la crise des prix de gros se sont prolongés en 2023 et ont commencé à se résorber en 2024.

Le marché du gaz naturel est très concurrentiel depuis plusieurs années. Les fournisseurs alternatifs ont une part de marché très importante sur le segment non résidentiel avec toutefois des différences notables selon que l'on raisonne en nombre de sites ou en volume de consommation annualisée.

2.1 Sur le marché de l'électricité

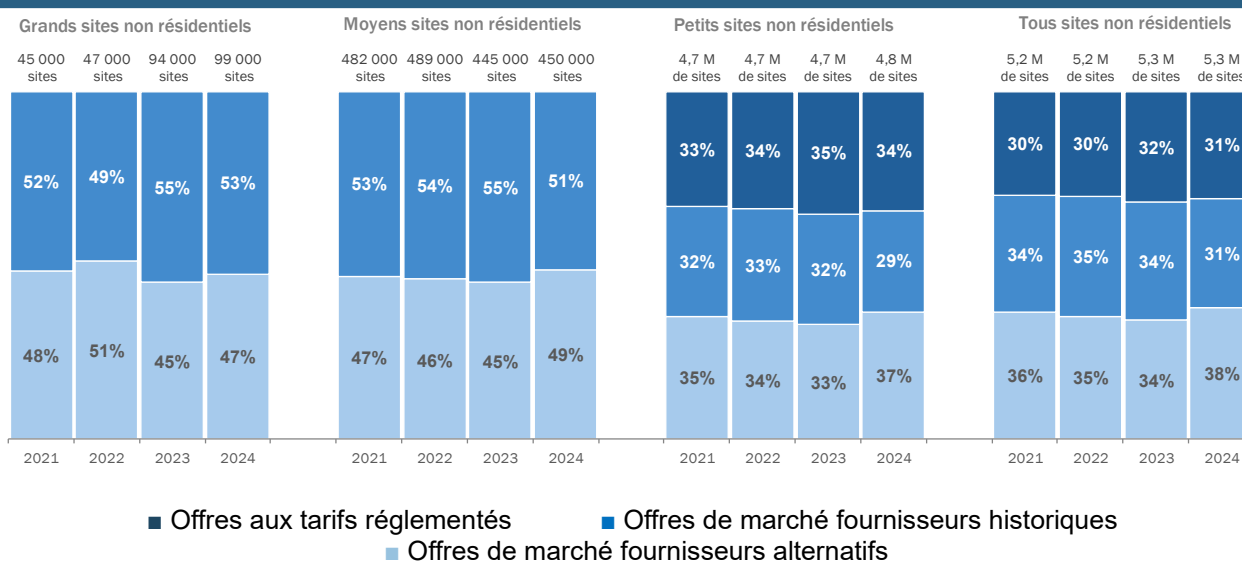
Au 31 décembre 2024, les offres de marché représentent 69 % des sites non résidentiels (contre 68 % en 2023 et 70 % en 2022). En volume, les offres de marché représentent 96 % des consommations à fin 2024, un niveau stable depuis 2022.

L'année 2023 a été marquée par une croissance plus marquée que 2022 du nombre de sites aux tarifs réglementés sur le segment des petits professionnels (+ 98 000 sites en 2023 contre + 32 000 en 2022). Cette croissance du nombre de sites aux TRVE a entraîné une décroissance inédite du nombre de sites en offre de marché. En effet, le nombre de sites en offre de marché a diminué de 65 000 sites. Cette baisse fait suite à un net ralentissement de la croissance des offres de marché en 2022, avec seulement une augmentation de 17 000 sites en 2022. En 2024, le nombre de sites aux tarifs réglementés sur le segment des petits professionnels diminue nettement de 41 000 à la faveur des fournisseurs alternatifs qui observent un gain de 193 000 sites entre 2023 et 2024.

Sur le segment des grands et moyens sites non résidentiels, non éligibles aux TRVE depuis le 1^{er} janvier 2016, les fournisseurs alternatifs ont également vu leurs parts de marché diminuer sur les deux segments en 2023, avec une baisse de six points sur le segment des grands consommateurs et d'un point sur le segment des moyens consommateurs, par rapport à 2022. A l'instar du segment des petits professionnels, les fournisseurs alternatifs regagnent des parts de marché en 2024 : plus deux points de parts de marché sur les grands consommateurs et plus 4 points pour les moyens consommateurs.

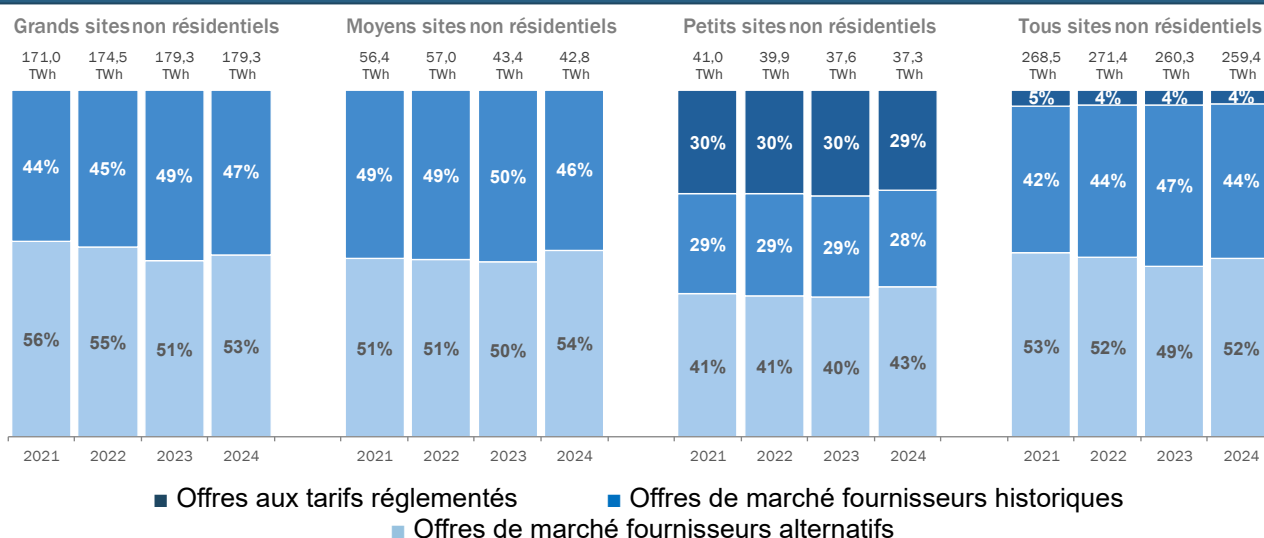
En résumé, le marché de l'électricité a été marqué en 2023 par un recul inédit des fournisseurs alternatifs sur l'ensemble des segments mais ils reviennent en force en 2024. Au total sur le marché non résidentiel de l'électricité, les fournisseurs alternatifs ont une part de marché exprimée en nombre de sites de 38 % (soit une augmentation de 4 points par rapport à fin 2023) et de 42 % en consommation annualisée (soit une augmentation de trois points par rapport à fin 2023).

Figure 88 - Répartition des offres d'électricité par segment de clientèle sur le marché non résidentiel, en nombre de sites au 31 décembre



Source : Gestionnaires de réseaux - Analyse : CRE

Figure 89 - Répartition des offres d'électricité par segment de clientèle sur le marché non résidentiel, en consommations annualisées au 31 décembre



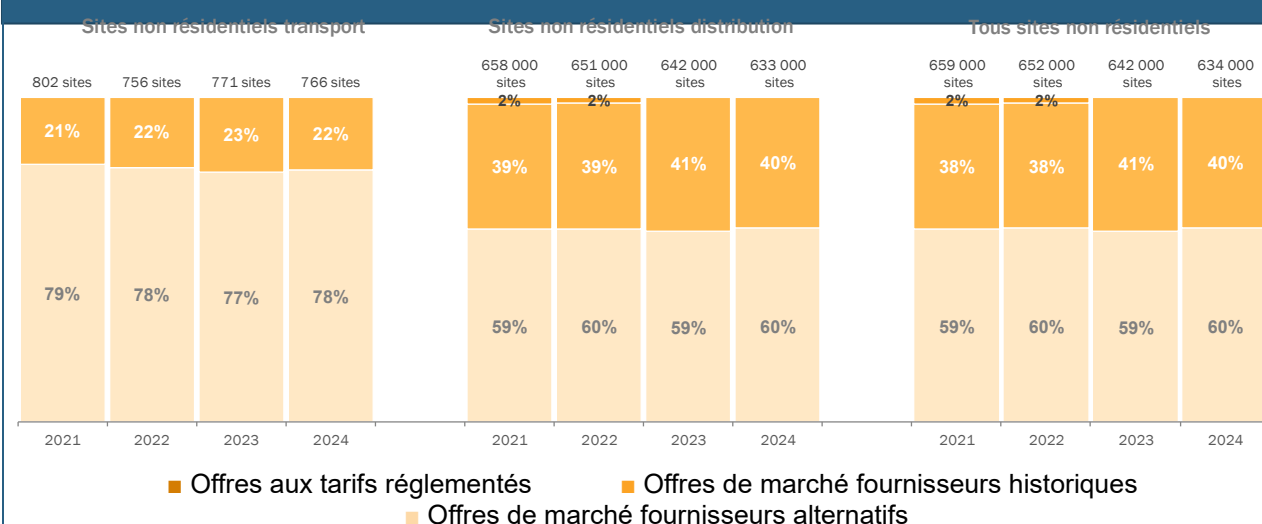
Source : Gestionnaires de réseaux - Analyse : CRE

2.2. Sur le marché du gaz naturel

Depuis le 1^{er} janvier 2016, seuls les sites consommant moins de 30 MWh par an et les copropriétés ou propriétaires d'immeubles à usage unique d'habitation consommant moins de 150 MWh par an pouvaient encore bénéficier des TRV de gaz naturel. Le nombre de clients concernés par l'échéance du 1^{er} juillet 2023, étant relativement faible, les offres de marché étaient nettement majoritaires sur le marché de la fourniture de gaz naturel. Au 30 juin 2023, les TRVG ne représentaient plus que 2 % des sites non résidentiels⁶⁵.

La part de marché en nombre de sites des fournisseurs alternatifs s'établit à 60 % en 2024, soit un retour au niveau de 2022 après la légère diminution de 2023. Ces mouvements sont également constatés sur les parts de marché exprimées en volumes de gaz livrés.

Figure 90 - Répartition des offres d'électricité par segment de clientèle sur le marché non résidentiel, en nombre de sites au 31 décembre



Source : Gestionnaires de réseaux - Analyse : CRE

⁶⁵ Copropriétés dont la consommation est inférieure à 150 MWh.

Figure 91 - Répartition des offres d'électricité par segment de clientèle sur le marché non résidentiel, en consommations annualisées au 31 décembre

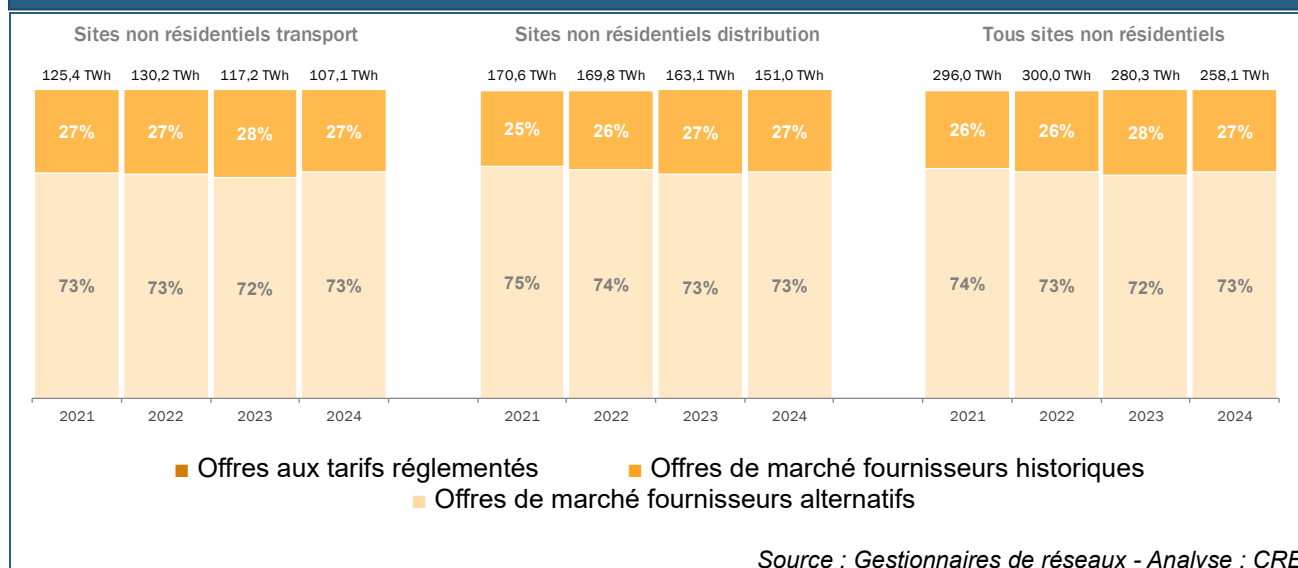
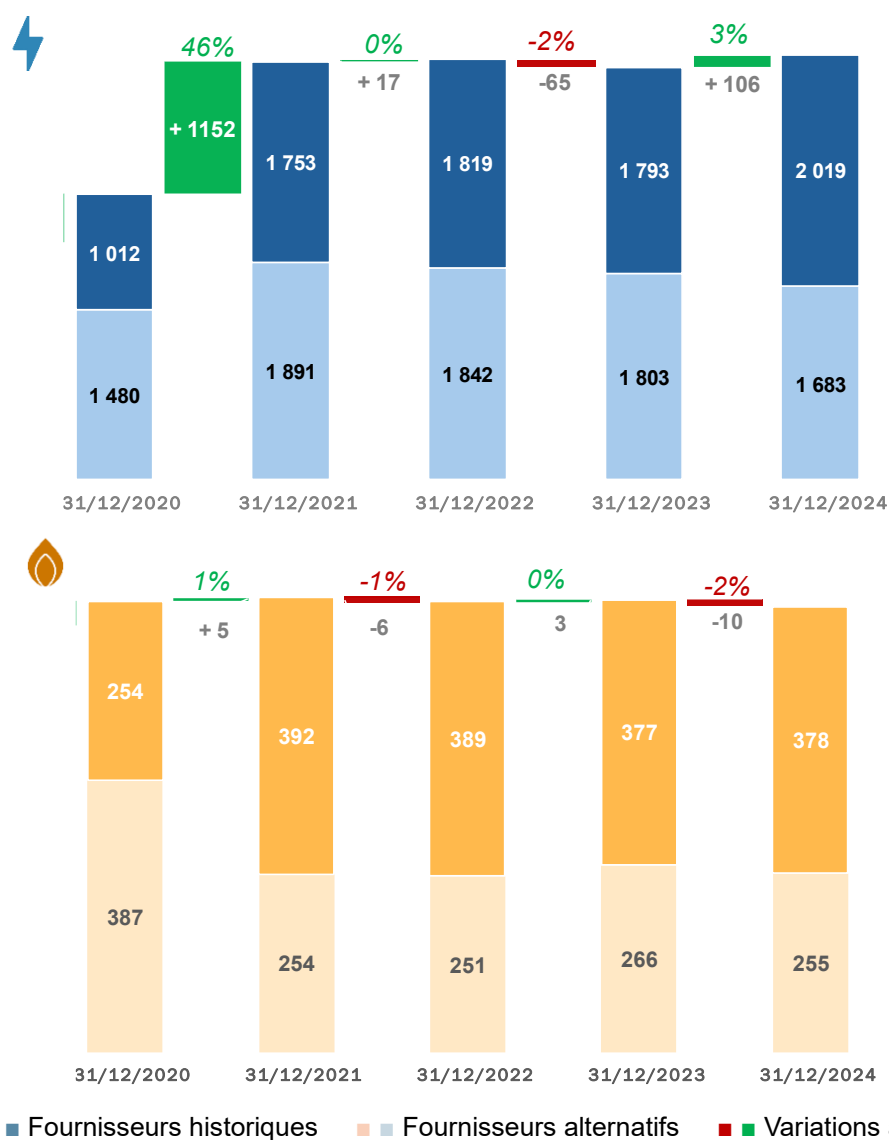


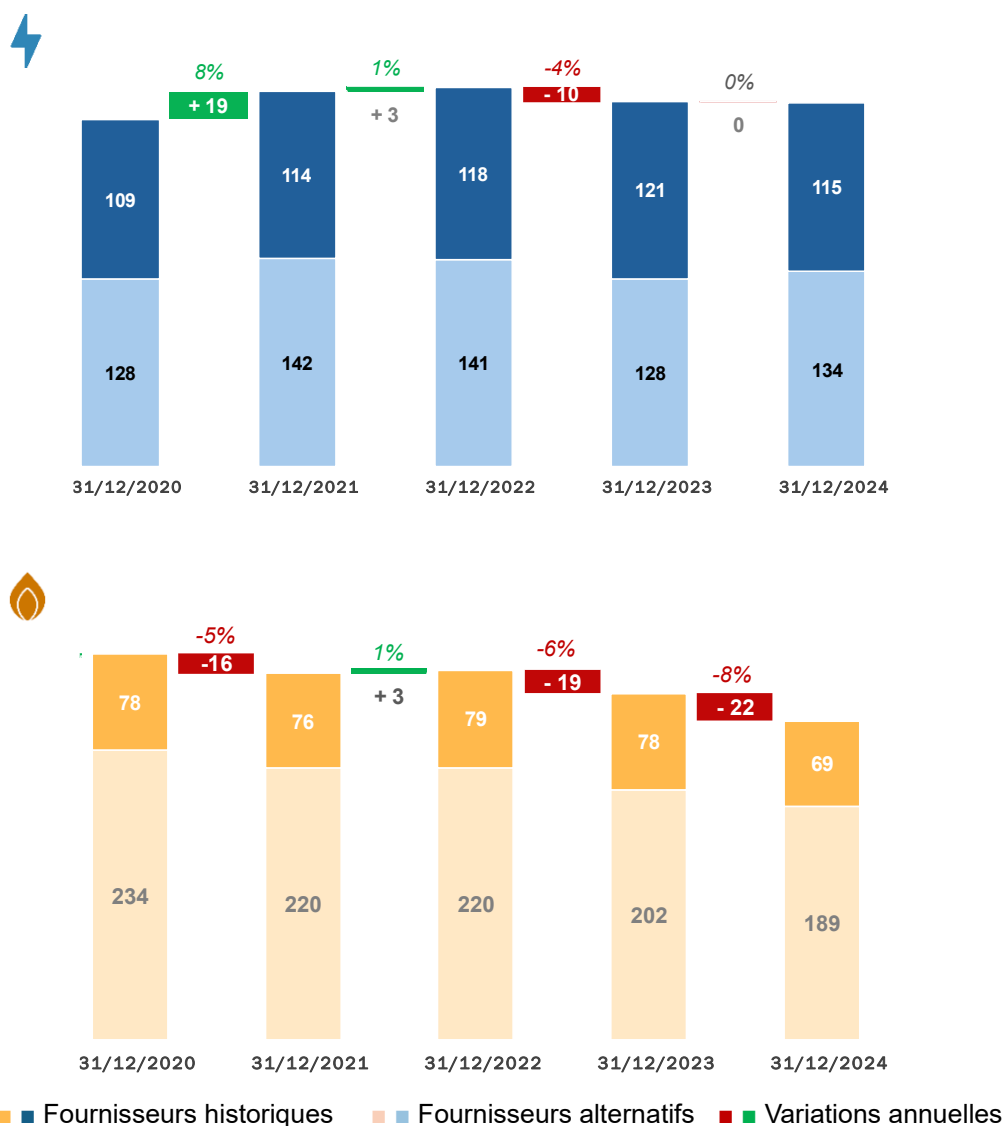
Figure 92 - Évolution du nombre de sites en offre de marché en électricité et en gaz naturel



N.B. : Pour le gaz, compte tenu de la fin des TRVG pour les clients professionnels au 01/12/2020, la dynamique entre le 31/12/2020 et le 31/12/2024 est surtout représentative de la variation du nombre de sites sur l'ensemble du marché et, à la marge, d'une dynamique concurrentielle pour le peu de sites encore éligibles aux TRVG.

Source : Gestionnaires de réseaux - Analyse : CRE

Figure 93 - Évolution de la consommation annualisée des sites en offre de marché en électricité et en gaz naturel (en TWh)



N.B. : pour le gaz, compte tenu de la fin des TRVG pour les clients professionnels au 01/12/2020, la dynamique entre le 31/12/2020 et le 31/12/2024 est surtout représentative de la variation du nombre de sites sur l'ensemble du marché et, à la marge, d'une dynamique concurrentielle pour le peu de sites encore éligibles aux TRVG.

Source : Gestionnaires de réseaux - Analyse : CRE

3. Parts de marché (périmètre excluant les tarifs réglementés)

Les parts de marché présentées dans cette section portent uniquement sur les offres de marché. Ainsi, ne sont pas présentés les TRV dont la part dans le marché global est présentée plus haut.

Les parts de marché des filiales sont fusionnées avec celles de leurs sociétés mères. Les responsables d'équilibre en électricité ou les expéditeurs finals de gaz qui ont une part de marché inférieure à 2 % ou 1,5 % sont regroupés dans la catégorie « Autres », sauf lorsque cela s'avère pertinent pour l'analyse.

3.1. Sur le marché de l'électricité

Les parts de marché présentées ci-après ont été calculées à partir des données transmises par les gestionnaires de réseau, qui, à l'exception du segment des petits sites non résidentiels, ne connaissent pas l'identité du fournisseur qui alimente un site pour les contrats CART et CARD, mais seulement celle du responsable d'équilibre (RE) au périmètre duquel ce site est rattaché. Les parts de marché des fournisseurs peuvent différer légèrement de celles des RE.

Ces parts de marché sont présentées en nombre de sites et en consommation annualisée, pour les différents RE au périmètre desquels sont rattachés des consommateurs sur les segments suivants :

- grands sites non résidentiels ;
- moyens sites non résidentiels ;
- petits sites non résidentiels.

La modification des règles relatives à la reconstitution des flux d'énergies sur les réseaux a engendré la disparition de la catégorie C3, qui regroupait les consommateurs raccordés en HTA et dont la consommation était dite « profilée ». Ces consommateurs, autrefois compté avec les « Moyens sites non résidentiels » ont ainsi été redirigés en majorité sur le segment C2 des consommateurs de puissance supérieure à 36 kVA, en contrat unique et raccordé en HTA ; inclus dans la catégorie « Grands sites non résidentiels ». Cette nouvelle affectation explique à la fois la hausse de consommation (et symétriquement la baisse sur les moyens sites) sur le segment des grands sites non résidentiels ainsi que les effets redistributifs sur les parts de marché décrites précédemment.

a) Les grands sites non résidentiels

En 2023, seuls TotalEnergies, Engie et notamment EDF gagnent des parts de marché sur le segment des grands sites non résidentiels, en volumes comme en nombre de sites. La présence de l'opérateur historique avait fortement diminué avant la crise. Depuis, les parts de marchés du fournisseur sont reparties à la hausse jusqu'à une augmentation en 2023 de quatre points de ses parts de marché exprimées en volume et de huit points de ses parts de marché exprimées en nombre de sites. Au cours de l'année 2024, EDF voit ses parts reculer passant à 46,7 % en volume (-1,8 pts) et 51,0 % en nombre de sites (-1,9 pts) au profit des autres acteurs dont la part de marché dépasse le seuil de 1,5 %.

Tableau 7 - Répartition des offres de marché d'électricité des responsables d'équilibre, i.e. hors TRVE, de fin 2022 à fin 2024 sur le segment des grands sites non résidentiels

| Consommation | | | | | |
|-------------------------------------|-------|-------|-----------|-------|-----------|
| | 2022 | 2023 | | 2024 | |
| | TWh | TWh | évolution | TWh | évolution |
| Total grands sites non résidentiels | 174,5 | 179,3 | +2,8% | 179,3 | 0% |
| Responsable d'équilibre | % | % | évolution | % | évolution |
| EDF | 44,4% | 48,5% | +4 pts | 46,7% | -1,8 pts |
| ENGIE | 13,9% | 14,1% | +0,2 pts | 14,6% | +0,5 pts |
| Alpiq | 9,6% | 8,4% | -1,2 pts | 8,3% | -0,1 pts |
| Gazel Energie | 7,4% | 6,3% | -1,1 pts | 6,7% | +0,4 pts |
| TotalEnergies | 3,5% | 3,9% | +0,4 pts | 4,1% | +0,2 pts |
| SNCF | 3,4% | 3,4% | 0 pts | 3,3% | -0,1 pts |
| Arcelor | 2,5% | 2,0% | -0,5 pts | 2,7% | +0,7 pts |
| Primeo Energie | 3,0% | 1,9% | -1,2 pts | 2,1% | +0,2 pts |
| Axpo | 2,3% | 2,1% | -0,3 pts | 2,1% | 0 pts |
| Vattenfall | 2,0% | 1,7% | -0,3 pts | 1,7% | +0,1 pts |
| Autres | 7,9% | 7,7% | -0,2 pts | 7,6% | -0,1 pts |

| Nombre de sites | | | | | | |
|---|-------|-------|-----------|-------|-----------|--|
| | 2022 | | 2023 | | 2024 | |
| | # | # | évolution | # | évolution | |
| Total grands sites non résidentiels (milliers de sites) | 46,6 | 94,1 | +102% | 99,1 | +5,4% | |
| Responsable d'équilibre | % | % | évolution | % | évolution | |
| EDF | 44,7% | 52,9% | +8,3 pts | 51,0% | -1,9 pts | |
| ENGIE | 16,8% | 16,9% | +0,1 pts | 18,0% | +1,1 pts | |
| TotalEnergies | 6,4% | 7,3% | +0,9 pts | 5,6% | -1,7 pts | |
| Primeo Energie | 4,9% | 2,3% | -2,7 pts | 2,7% | +0,4 pts | |
| Sorégies Vienne | 2,8% | 2,4% | -0,4 pts | 2,2% | -0,1 pts | |
| UEM | 1,6% | 1,2% | -0,4 pts | 2,0% | +0,8 pts | |
| Gazel Energie | 3,6% | 2,1% | -1,5 pts | 2,5% | +0,4 pts | |
| Plénitude (ex-Eni) | 1,5% | 1,6% | +0,1 pts | 1,5% | -0,1 pts | |
| ES Energies Strasbourg | 2,4% | 1,4% | -1 pts | 1,4% | +0,1 pts | |
| Alpiq | 2,8% | 1,4% | -1,4 pts | 1,3% | -0,1 pts | |
| Autres | 12,6% | 10,6% | -2 pts | 11,7% | +1,1 pts | |

Autres : Allego, Alsen, Auchan Energies, BCM energie, Caléo, Dream Energy, Dyneff, EDSB l'agence, Ekwater, Elecocite, Electricité de Provence, Elsan, Enalp, Enargia, Endesa, Enercoop, Energie d'ici, Energies du Santerre, ES Energies Strasbourg, Enovos, Exeltium, Gaz Européen, Gaz de Paris, Gedia, GEG, Hydronext, Iberdrola, Illico, JPME, Llum, Lucia, Met Energie, Mint, NextEarth, NW RE, Octopus, Omega SAS, Plénitude (ex-Eni), Proviridis, SAVE, Séolis, Selfee, Sicae Oise, Solvay, Sonepp, Sorégies Vienne, Sowatt, SVDEF, Synelva, The mobility house, UEM, Valoris, Volterres, Wekiwi

Source : Gestionnaires de réseaux – Analyse : CRE

b) Les moyens sites non résidentiels

EDF détient 47,6 % des volumes et 52,3 % des sites, soit une hausse respective d'un et deux points par rapport à 2022. Les parts de marché des autres fournisseurs sont globalement stables entre 2022 et 2023, et TotalEnergies enregistre une légère baisse qui s'accroît en 2024.

Au cours de l'année 2024, EDF voit ses parts reculer passant à 44,0 % en volume (-3,6 pts) et 48,8 % en nombre de sites (-3,5 pts) au profit des autres acteurs dont la part de marché outrepassa le seuil de 1,5 % et notamment Engie qui récupère +2,6 pts et +2,5 pts de parts de marché en volume et en nombre de sites respectivement.

Tableau 8-Répartition des offres de marché d'électricité des fournisseurs, i.e. hors TRVE, de fin 2022 à fin 2024 sur le segment des moyens sites non résidentiels

| Consommation | | | | | |
|-------------------------------------|-------|-------|-----------|-------|-----------|
| | 2022 | 2023 | | 2024 | |
| | TWh | TWh | évolution | TWh | évolution |
| Total moyens sites non résidentiels | 57,0 | 43,4 | -23,8% | 42,8 | -1,5% |
| Fournisseurs (filiales agrégées) | % | % | évolution | % | évolution |
| EDF | 46,8% | 47,6% | +0,8 pts | 44,0% | -3,6 pts |
| ENGIE | 21,7% | 21,8% | +0,1 pts | 24,4% | +2,6 pts |
| TotalEnergies | 10,7% | 10,1% | -0,6 pts | 8,7% | -1,4 pts |
| Plénitude (ex-Eni) | 2,9% | 3,1% | +0,2 pts | 2,6% | -0,5 pts |
| Primeo Energie | 2,3% | 2,1% | -0,2 pts | 2,5% | +0,4 pts |
| Sorégies Vienne | 2,3% | 2,3% | +0,1 pts | 2,5% | +0,2 pts |
| UEM | 1,0% | 1,3% | +0,3 pts | 2,0% | +0,7 pts |
| Gazel Energie | 1,1% | 1,4% | +0,3 pts | 1,7% | +0,3 pts |
| ES Energies Strasbourg | 1,5% | 1,4% | -0,1 pts | 1,4% | +0,1 pts |
| Autres | 9,8% | 8,9% | -0,9 pts | 10,1% | +1,2 pts |

| Nombre de sites | | | | | |
|--|-------|-------|-----------|-------|-----------|
| | 2022 | 2023 | | 2024 | |
| | # | # | évolution | TWh | évolution |
| Total moyens sites non résidentiels (milliers de sites) | 489,3 | 444,6 | -9,2% | 449,7 | +1,2% |
| Fournisseurs (filiales agrégées) | % | % | évolution | % | évolution |
| EDF | 51,7% | 52,3% | +0,6 pts | 48,8% | -3,5 pts |
| ENGIE | 18,4% | 18,5% | +0,1 pts | 21,0% | +2,5 pts |
| TotalEnergies | 12,3% | 11,0% | -1,3 pts | 9,7% | -1,4 pts |
| Sorégies Vienne | 1,9% | 2,0% | +0,04 pts | 2,1% | +0,2 pts |
| Priméo Energie | 1,7% | 1,7% | -0,1 pts | 2,1% | +0,4 pts |
| Plénitude (ex-Eni) | 2,3% | 2,5% | +0,2 pts | 1,9% | -0,6 pts |
| UEM | 0,9% | 1,2% | +0,3 pts | 1,7% | +0,5 pts |
| ES Energies Strasbourg | 1,3% | 1,5% | +0,2 pts | 1,5% | +0,1 pts |
| Gazel Energie | 0,8% | 1,1% | +0,3 pts | 1,4% | +0,3 pts |
| Autres | 8,6% | 8,3% | -0,3 pts | 9,8% | +1,5 pts |

Autres : Allego, Alsen, Auchan Energies, BCM energie, Caléo, Dream Energy, Dyneff, EDSB l'agence, Ekwateur, Elecocite, Electricité de Provence, Elsan, Enalp, Enargia, Endesa, Enercoop, Energie d'ici, Energies du Santerre, ES Energies Strasbourg, Enovos, Exeltium, Gaz Européen, Gaz de Paris, Gedia, GEG, Hydronext, Iberdrola, Illico, JPME, Llum, Lucia, Met Energie, Mint, NextEarth, NW RE, Octopus, Omega SAS, Plénitude (ex-Eni), Proviridis, SAVE, Séolis, Selfee, Sicae Oise, Solvay, Sonepp, Sorégies Vienne, Sowatt, SVDEF, Synelva, The mobility house, UEM, Valoris, Volterres, Wekiwi

Source : Gestionnaires de réseaux - Analyse : CRE

c) Les petits sites non résidentiels

Au 31 décembre 2024, les TRVE représentent encore 29 % des volumes et 34 % du nombre de clients, soit 1,6 millions de consommateurs. Depuis la fin des TRVE en 2020, EDF reste leader sur ce segment en offres de marché. Ses parts de marché en volumes livrés et en nombre de clients sont stables entre 2022 et 2023 et atteignent respectivement 40,5 % et 46,9 % mais diminuent en 2024 et descendent à 37,3 %. ENGIE renforce son positionnement (+2 points de ses parts de marché en volumes livrés et 1 point en nombre de sites en 2023 et +2,3 points en volume en 2024 et +2,6 points en nombre de sites). EkWateur conforte son entrée dans les fournisseurs dont la part de marché est supérieure à 2 % et atteint 2,2 % de parts de marché en nombre de sites à fin décembre 2024. Comme sur le segment du marché résidentiel, un nouvel acteur, Octopus Energy (ex-Plüm) apparaît sur le marché en 2023 avec 1,1 % des parts de marchés qui passent à 1,5 % à fin 2024.

Tableau 9 - Répartition des offres de marché d'électricité des fournisseurs, i.e. hors TRVE, de fin 2022 à fin 2024 sur le segment des petits sites non résidentiels

| Consommation | | | | | |
|-------------------------------------|-------|-------|-----------|-------|-----------|
| | 2022 | 2023 | | 2024 | |
| | TWh | TWh | évolution | TWh | évolution |
| Total petits sites non résidentiels | 27,9 | 26,2 | -6,3% | 26,6 | +1,5% |
| Fournisseurs (filiales agrégées) | % | % | évolution | % | évolution |
| EDF | 39,9% | 40,5% | +0,6 pts | 37,3% | -3,2 pts |
| ENGIE | 26,9% | 28,9% | +2 pts | 31,2% | +2,3 pts |
| TotalEnergies | 21,9% | 19,6% | -2,3 pts | 18,7% | -0,9 pts |
| ekWateur | 1,5% | 2,1% | +0,5 pts | 2,2% | +0,1 pts |
| Octopus | 0,0% | 1,1% | +1,1 pts | 1,5% | +0,4 pts |
| Plénitude (ex-ENI) | 1,2% | 1,4% | +0,1 pts | 1,4% | +0,1 pts |
| Autres | 8,6% | 6,5% | -2,2 pts | 7,7% | +1,3 pts |

| Nombre de sites | | | | | |
|--|---------|---------|-----------|---------|-----------|
| | 2022 | 2023 | | 2024 | |
| | # | # | évolution | # | évolution |
| Total petits sites non résidentiels (milliers de sites) | 3 125,7 | 3 057,8 | -2,2% | 3 152,8 | +0,9% |
| Fournisseurs (filiales agrégées) | % | % | évolution | % | évolution |
| EDF | 46,8% | 46,9% | +0,1 pts | 42,3% | -4,6 pts |
| ENGIE | 25,1% | 26,3% | +1,1 pts | 28,9% | +2,6 pts |
| TotalEnergies | 16,7% | 15,6% | -1,1 pts | 16,6% | +1,1 pts |
| ekWateur | 2,4% | 3,2% | +0,8 pts | 2,9% | -0,3 pts |
| Octopus | 0,0% | 1,1% | +1,1 pts | 1,6% | +0,5 pts |
| Plénitude (ex - ENI) | 1,0% | 1,0% | 0 pts | 1,0% | 0 pts |
| Autres | 8,0% | 6,0% | -2 pts | 6,7% | +0,8 pts |

Autres : Alpiq, Alsen, Axpo, BCM energie, Caléo, China power, Dream Energy, Dyneff, EDSB l'agence, Eleccocite, Electricité de Provence, Enalp, Enargia, Endesa, Enercoop, Energie d'ici, Energies du Santerre, ES Energies Strasbourg, Enovos, Gaz Européen, Gazel Energie, Gedia, GEG, Green Yellow, Hydronext, Iberdrola, Ilek, JPME, La Bellenergie, Llum, Lucia, Met Energie, Mega energie, Mint, MyLight (ex Flash), NextEarth, Urban Solar (N.L.G), Omega SAS, Priméo energie, SAVE, Sagiterre, Séolis, Selfee, Sicae Oise, Sorégies Vienne, Sowatt, Synelva, , UEM, Vattenfall, Valoris, Volterres, Wekiwi

Source : Gestionnaires de réseaux - Analyse : CRE

3.2. Sur le marché du gaz naturel

Les parts de marché présentées dans cette section **portent uniquement sur les offres de marché et exclut les centrales de production d'électricité**. Ainsi, ne sont pas présentés les TRVG dont la part dans le marché global est présentée plus haut mais reste toutefois quasi négligeable s'agissant du gaz naturel.

Les figures ci-après présentent les parts de marché à la fin des années 2022 et 2024 des expéditeurs finals de gaz sur le marché libre, en consommation et en nombre de sites, sur les segments suivants :

- grands clients non résidentiels raccordés au réseau de transport ;
- clients non résidentiels raccordés au réseau de distribution.

Les parts de marchés présentées s'entendent sans les centrales thermiques fonctionnant à partir de gaz naturel. Ces « consommateurs » de gaz sont uniquement sensibles aux signaux de marché de gros et sont très différents des autres profils rencontrés sur le marché de détail.

L'expéditeur final est l'entité - ayant conclu un contrat d'acheminement avec le gestionnaire de réseau de transport ou de distribution - qui prend en charge l'acheminement du gaz naturel jusqu'aux points de consommation finale. L'expéditeur final peut être le fournisseur du client (majorité des cas) ou un tiers mandaté pour prendre en charge la partie acheminement seule⁶⁶.

a) Sur le réseau de transport

Sur le segment des clients non résidentiels rattachés aux réseaux de transport, la concurrence est pleinement développée, puisqu'au 31 décembre 2024, les fournisseurs alternatifs détenaient 72 % de parts de marché en volume, un chiffre similaire à 2022 et en remontée d'un peu plus d'un point par rapport à 2023. Le marché s'est légèrement reconcentré en 2023 et 2024. Les parts de marché exprimées en volume des trois principaux fournisseurs augmentent et représentent 50 % en 2023 et 53 % en 2024 (contre 48 % en 2022).

⁶⁶ Cas de clients gros consommateurs de gaz naturel

Tableau 10 - Répartition des offres de marché de gaz des expéditeurs finals de fin 2022 à 2024, pour les clients non résidentiels raccordés au réseau de transport

| Consommation | | | | | |
|--|-------|-------|-----------|-------|-----------|
| | 2022 | 2023 | | 2024 | |
| | TWh | TWh | évolution | TWh | évolution |
| Total sites raccordés au réseau de transport | 130,2 | 117,2 | -10,0% | 107,1 | -8,6% |
| Expéditeurs finals | % | % | évolution | % | évolution |
| ENGIE | 27,8% | 28,9% | +1,1 pts | 27,6% | -1,3 pts |
| TotalEnergies | 11,4% | 11,3% | -0,1 pts | 14,2% | +2,9 pts |
| EDF | 8,9% | 9,7% | +0,8 pts | 11,0% | +1,2 pts |
| Equinor | 7,3% | 9,1% | +1,8 pts | 9,9% | +0,7 pts |
| Plenitude (ex-Eni) | 9,1% | 8,0% | -1,1 pts | 6,7% | -1,3 pts |
| Alpiq | 4,6% | 4,5% | -0,05 pts | 4,5% | 0 pts |
| ArcelorMittal Energy | 4,3% | 3,8% | -0,5 pts | 3,9% | +0,2 pts |
| INEOS | 2,6% | 3,0% | +0,3 pts | 3,9% | +0,9 pts |
| TEREOS France | 4,4% | 4,9% | +0,5 pts | 3,6% | -1,3 pts |
| Roquette Frères | 3,0% | 3,2% | +0,2 pts | 3,0% | -0,2 pts |
| Endesa | 2,1% | 2,1% | 0 pts | 2,4% | +0,3 pts |
| Autres | 14,5% | 11,5% | -2,9 pts | 9,4% | -2,1 pts |

| Nombre de sites | | | | | |
|--|-------|-------|-----------|-------|-----------|
| | 2022 | 2023 | | 2024 | |
| | # | # | évolution | # | évolution |
| Total sites raccordés au réseau de transport | 756 | 771 | 2% | 766 | -0,6% |
| Expéditeurs finals | % | % | évolution | % | évolution |
| ENGIE | 26,1% | 27,4% | +1,3 pts | 27,4% | 0 pts |
| EDF | 13,8% | 15,7% | +1,9 pts | 18,3% | +2,6 pts |
| Plenitude (ex-Eni) | 13,8% | 13,1% | -0,7 pts | 11,5% | -1,6 pts |
| TotalEnergies | 9,5% | 9,2% | -0,3 pts | 8,2% | -1 pts |
| Endesa | 7,5% | 7,8% | +0,2 pts | 8,0% | +0,2 pts |
| Alpiq | 6,2% | 6,4% | +0,1 pts | 6,4% | 0 pts |
| Gazel Energie | 2,1% | 2,6% | +0,5 pts | 3,1% | +0,5 pts |
| Equinor | 2,1% | 2,3% | +0,2 pts | 2,3% | 0 pts |
| ArcelorMittal | 2,2% | 2,2% | -0,04 pts | 2,2% | 0 pts |
| Axpo | 1,3% | 1,4% | +0,1 pts | 2,1% | +0,7 pts |
| Autres | 15,3% | 11,9% | -3,4 pts | 10,4% | -1,5 pts |

Autres : Air Liquide, Alcan, Antargaz, Axpo, Enovos, ES Energies, European Energy Pooling, Gain Energies (SAVE), Gasela, Gaz de Bordeaux, Gaz Européen, Gaz Electricité de Grenoble, Iberdrola, INEOS, Lavéra Energies, NATGAS, Naturgy, Osiris GIE, OXOCHIMIE, Redéo Energies, SAFE, Solvay, Vattenfall

Source : Gestionnaires de réseaux - Analyse : CRE

b) Sur le réseau de distribution

En 2023, les parts de marché des principaux fournisseurs historiques sont en hausse (hausse de 1,7 points pour ENGIE et d'un demi-point pour Gaz de Bordeaux), en partie due au transfert des clients des tarifs réglementés vers les offres de marché mais alors qu'ENGIE voit sa part diminuer en 2024 (-0,1 pts) celle de Gaz de Bordeaux continue sa progression (+ 2 points). La distribution des parts de marché reste relativement stable, avec une forte progression de Gaz de Bordeaux et EDF. La dynamique concurrentielle reste plus importante qu'en électricité sur ce segment malgré un ralentissement consécutif à la crise des prix de gros.

Tableau 11 - Répartition des offres de marché de gaz des expéditeurs finals de fin 2022 à 2024, pour les clients non résidentiels raccordés au réseau de distribution

| Consommation | | | | | |
|---|-------|-------|-----------|-------|-----------|
| | 2022 | 2023 | | 2024 | |
| | TWh | TWh | évolution | TWh | évolution |
| Total sites raccordés au réseau de distribution | 169,5 | 163,1 | -3,8% | 151,0 | -7,4% |
| Expéditeurs finals | % | % | évolution | % | évolution |
| ENGIE | 24,3% | 26,0% | +1,7 pts | 25,4% | -0,6 pts |
| EDF | 19,2% | 20,8% | +1,7 pts | 22,4% | +1,5 pts |
| Gaz de Bordeaux | 7,6% | 8,2% | +0,5 pts | 10,2% | +2 pts |
| TotalEnergies | 9,7% | 10,2% | +0,6 pts | 8,6% | -1,7 pts |
| Plénitude (ex-Eni) | 10,7% | 9,7% | -1 pts | 8,1% | -1,6 pts |
| Endesa | 5,6% | 4,9% | -0,7 pts | 5,0% | +0,1 pts |
| Gaz Européen | 4,9% | 4,1% | -0,8 pts | 3,8% | -0,3 pts |
| SEFE | 2,5% | 2,5% | 0 pts | 2,7% | +0,2 pts |
| Alpiq | 2,4% | 2,1% | -0,2 pts | 2,6% | +0,5 pts |
| Gazel Energie | 2,5% | 2,5% | +0 pts | 2,6% | +0,1 pts |
| ES Energies | 1,4% | 1,2% | -0,2 pts | 1,1% | -0,1 pts |
| Autres | 10,8% | 8,9% | -1,9 pts | 8,5% | -0,4 pts |

| Nombre de sites | | | | | |
|---|-------|-------|-----------|-------|-----------|
| | 2022 | 2023 | | 2024 | |
| | # | # | évolution | # | évolution |
| Total sites raccordés au réseau de distribution (milliers de sites) | 639,2 | 641,6 | 0,4% | 632,8 | -1,4% |
| Expéditeurs finals | % | % | évolution | % | évolution |
| ENGIE | 36,4% | 38,6% | +2,2 pts | 37,4% | -1,2 pts |
| EDF | 20,8% | 20,6% | -0,2 pts | 21,4% | +0,9 pts |
| TotalEnergies | 14,1% | 14,0% | -0,1 pts | 12,3% | -1,7 pts |
| Gaz de Bordeaux | 7,6% | 8,5% | +1 pts | 10,0% | +1,5 pts |
| Plénitude (ex-Eni) | 5,5% | 4,6% | -0,8 pts | 3,7% | -0,9 pts |
| SEFE | 2,1% | 2,2% | +0,1 pts | 2,5% | +0,3 pts |
| Gaz Européen | 2,6% | 2,3% | -0,3 pts | 2,3% | 0 pts |
| ES Energies | 2,2% | 2,1% | -0,2 pts | 2,1% | 0 pts |
| ekWateur | 0,3% | 0,4% | +0,1 pts | 1,8% | +1,4 pts |
| Endesa | 1,8% | 1,6% | -0,2 pts | 1,7% | +0,1 pts |
| Autres | 6,7% | 5,1% | -1,6 pts | 4,7% | -0,4 pts |

Autres : ArcelorMittal Energy, Axpo, BCM, Caléo, DYNEFF, EkWateur, Enovos, ES Energies, ESLC Services, European Energy Pooling, GAIN ENERGIES, Gaz de Barr, Gaz Electricité de Grenoble, Gazelec de Péronne, Gédia, Iberdrola, IleK, MEGA ENERGIE, MET International AG, Mint Energie, NATGAS, Octopus (Ex-Plüm), Ohm Energie, Opera Energie, Picoty SA, Primeo Energie, Provirdis, Redéo Energies, Regiongaz, Rhodia Energy, SAS SYNELVA, SECH, SEGE, Seolis, SICAE Oise, SIPLEC, SOLVAY Energy Services, Sorégies, Equinor, UEM, Vattenfall, Wekiwi

Source : Gestionnaires de réseaux - Analyse : CRE

4. Taux de rotation (taux de switch)

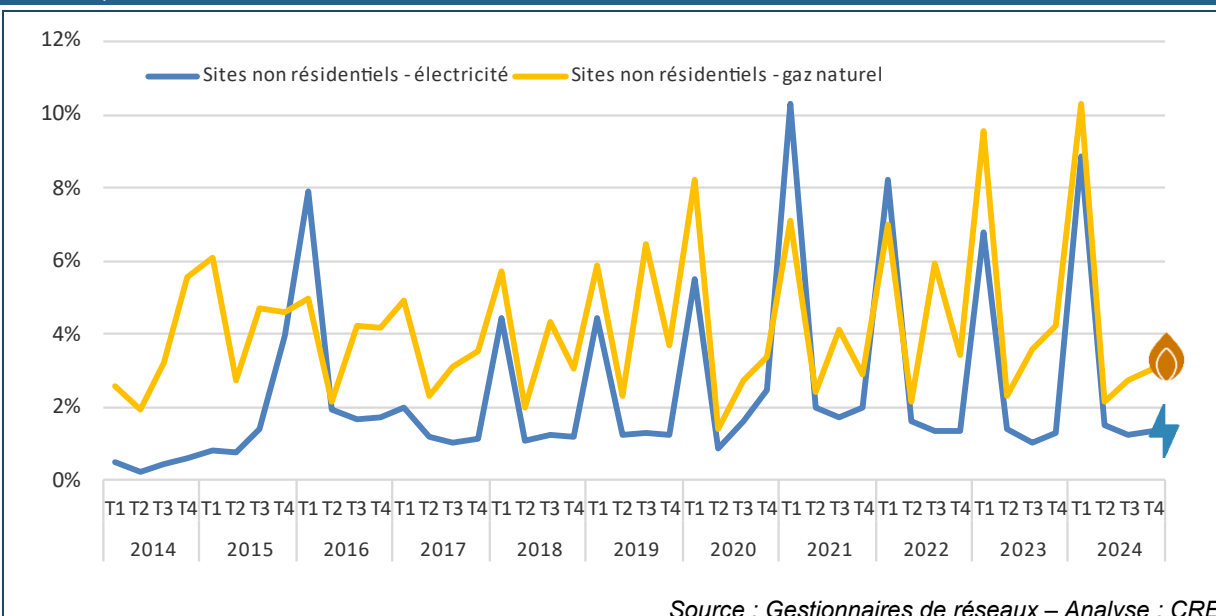
Le taux de rotation (taux de changement de fournisseur ou encore taux de switch) est le rapport de la somme du nombre de changements de fournisseur et de mises en service chez les fournisseurs alternatifs et du nombre total de clients non résidentiels. C'est un indicateur de l'intensité concurrentielle et de la mobilité des clients sur ce segment.

En électricité, le taux de rotation annuel sur le segment non résidentiel a continué de baisser à des niveaux inédits en 2023, atteignant ainsi 10,5 %, contre 12,5 % en 2022 et 16,5 % en 2021. Cette baisse du taux de rotation doit être mise en regard avec l'augmentation du nombre de clients retournés aux tarifs réglementés sur la même période qui ne sont pas comptabilisés dans l'indicateur. En 2024 la tendance est à la hausse avec un taux de rotation annuel de 12,9 %.

En gaz naturel, le taux de rotation sur le segment non résidentiel est légèrement en baisse en 2024 par rapport à 2023 où il avait atteint son maximum annuel depuis 2021. Le taux de rotation annuel a ainsi atteint les 18,2 % en 2024, contre un maximum de 19,7 % en 2023, 18,5 % annuel en 2022 et 16,5 % en 2021.

Le graphique ci-dessous fait ressortir le caractère cyclique marqué des changements de fournisseurs des clients professionnels dans les deux énergies. Notamment, une grande partie des contrats de fourniture portant sur des années calendaires, la date du 1^{er} janvier de chaque année correspondant à un pic de mobilité des consommateurs, en particulier en électricité. Pour le gaz naturel, de nombreux contrats s'appliquent sur des années gazières ou, a minima, centrées sur la période de chauffe hivernale, ce qui explique également un pic important à mi-année.

Figure 94 - Taux de rotation trimestriel entre 2008 et 2024 sur le segment non résidentiel (en nombre de sites)



5. L'indice d'Herfindahl-Hirschman sur le segment des non résidentiels

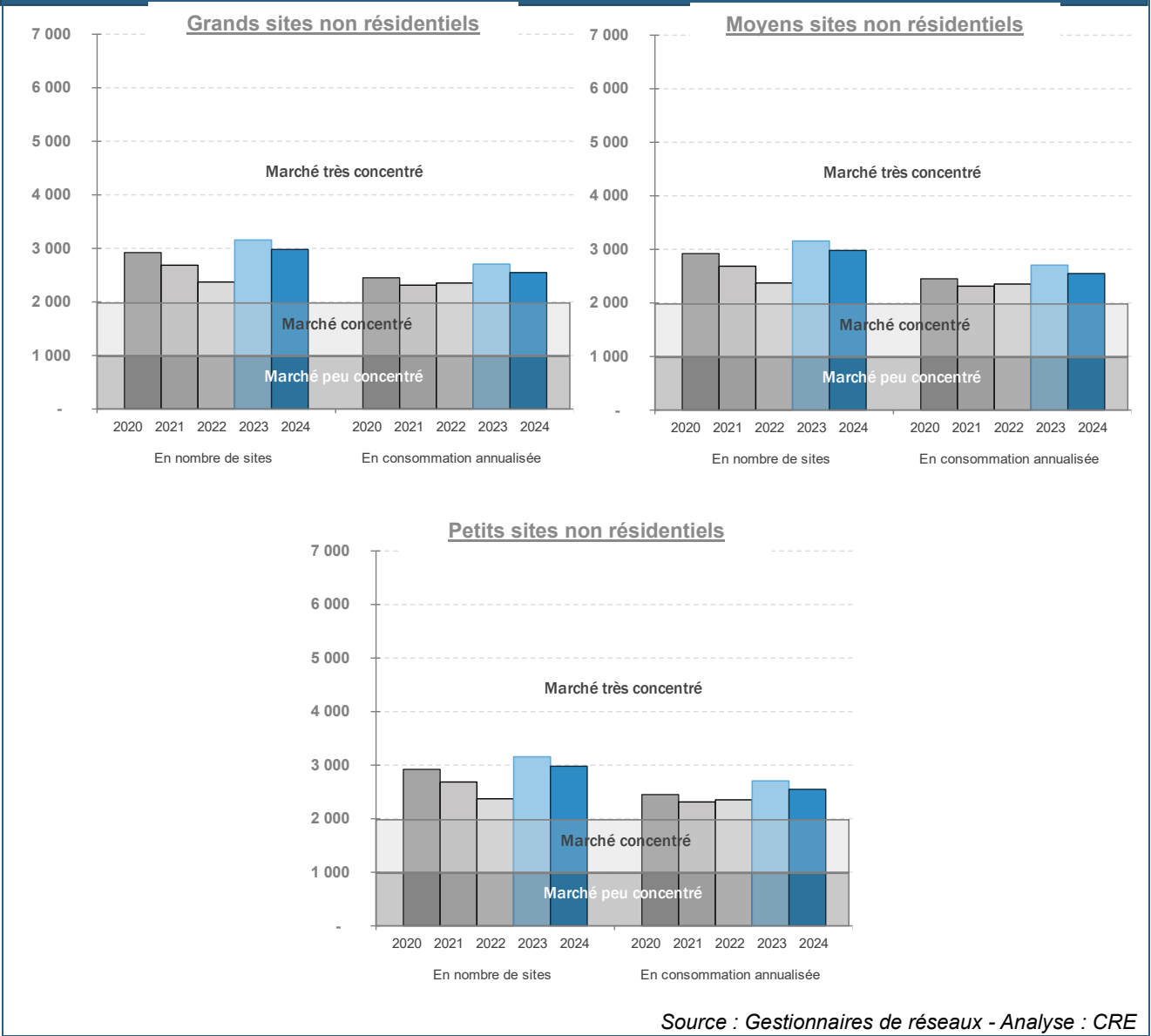
Les diagrammes suivants présentent l'indice de Herfindahl-Hirschman⁶⁷ (HHI) en nombre de sites et en consommation annualisée pour les différents segments non résidentiels en électricité et en gaz naturel. Cet indice permet de mesurer de manière synthétique la concentration du marché, en termes de parts de marché des fournisseurs. En application du changement de méthodologie opéré dans ce rapport, les parts de marché des filiales ont été fusionnées avec celles de leurs sociétés mères respectives.

On observe que le marché reste très concentré en électricité sur tous les segments. Jusqu'à 2022, les indices de concentration étaient en net diminution chaque année. En 2023, la concentration du marché est repartie à la hausse sur l'ensemble des segments. L'indice de concentration des grands sites résidentiels a été particulièrement affecté par la disparition de la catégorie C3, qui regroupait les consommateurs raccordés en HTA et dont la consommation était dite « profilée ». Ces consommateurs, autrefois compté avec les « Moyens sites non résidentiels » ont ainsi été redirigés en majorité sur le segment C2 ; inclus dans la catégorie « Grands sites non résidentiels ».

En gaz, le marché convergeait ces dernières années vers un niveau « peu concentré » en volume. Depuis la crise de fin 2021, les indices de concentration sont repartis à la hausse sur les deux segments de marché. Si la tendance est commune, les indices de concentration en nombre de consommateurs sont en niveau plus haut sur le marché de masse que sur le haut de portefeuille. Cela traduit une appétence plus réduite à changer de fournisseur pour les clients de petite taille.

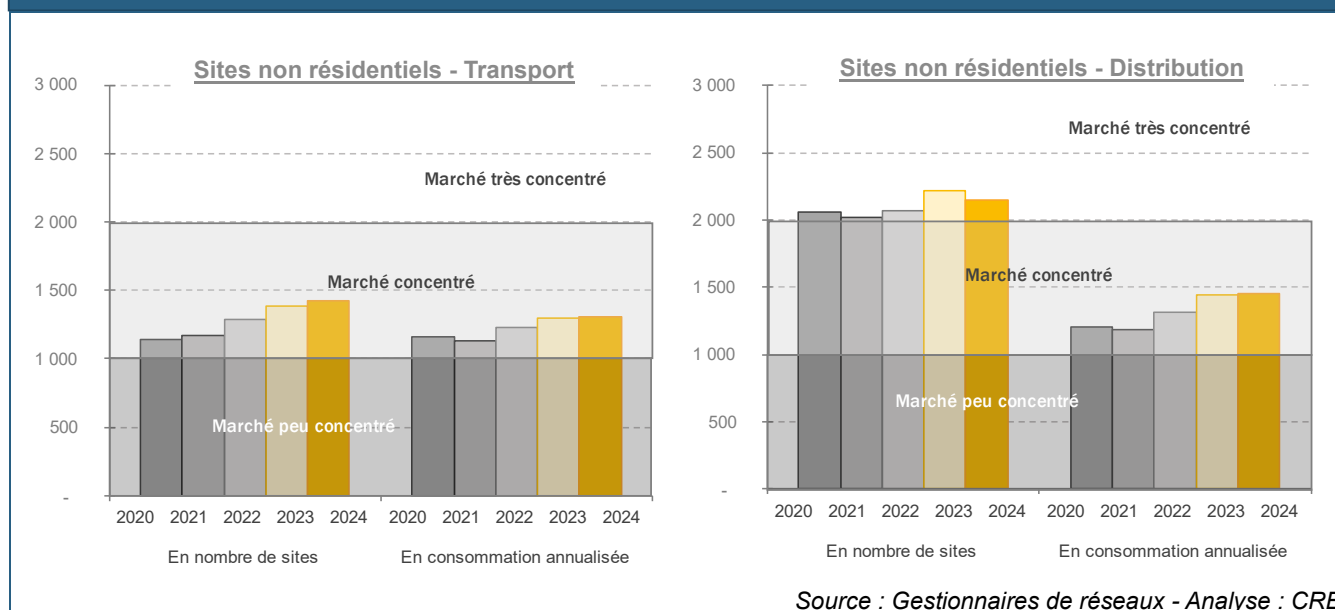
⁶⁷ L'indice HHI est égal à la somme des carrés des parts de marché des intervenants, et mesure la concentration du marché (il est d'autant plus élevé que le marché est concentré). On considère généralement qu'un marché est peu concentré si son HHI est inférieur à 1 000, et très concentré s'il est supérieur à 2 000.

Figure 95 - l'indice HHI par segment de marché d'électricité, entre 2020 et 2024



Source : Gestionnaires de réseaux - Analyse : CRE

Figure 96 - l'indice HHI par segment de marché de gaz naturel, entre 2020 et 2024



L'indice HHI est une référence de la littérature économique et un indicateur pertinent de mesure de la concentration d'un marché. Toutefois, la CRE souligne que le HHI n'apporte qu'une vision agrégée de la concentration du marché, sans apporter d'informations plus fines sur son caractère monopolistique ou oligopolistique.

6. Répartition des contrats en vigueur sur le marché de la fourniture d'électricité et de gaz naturel

La CRE collecte des données auprès des fournisseurs dont les parts de marché sont les plus importantes (EDF, Engie, Plenitude (ex-ENI) et TotalEnergies) sur tous les segments de clientèle en électricité et en gaz naturel.

La CRE souligne que les données suivantes se limitent au périmètre des fournisseurs cités, pour leurs clients rattachés aux réseaux de distribution d'Enedis et de transport de RTE pour l'électricité et aux réseaux de distribution GRDF et de transport Natran et Téréga pour le gaz naturel. Les centrales d'électricité fonctionnant au gaz naturel sont par ailleurs exclues du périmètre, car elles fonctionnent suivant les signaux de marché de gros et non de concurrence sur le marché de détail.

Les résultats présentés distinguent :

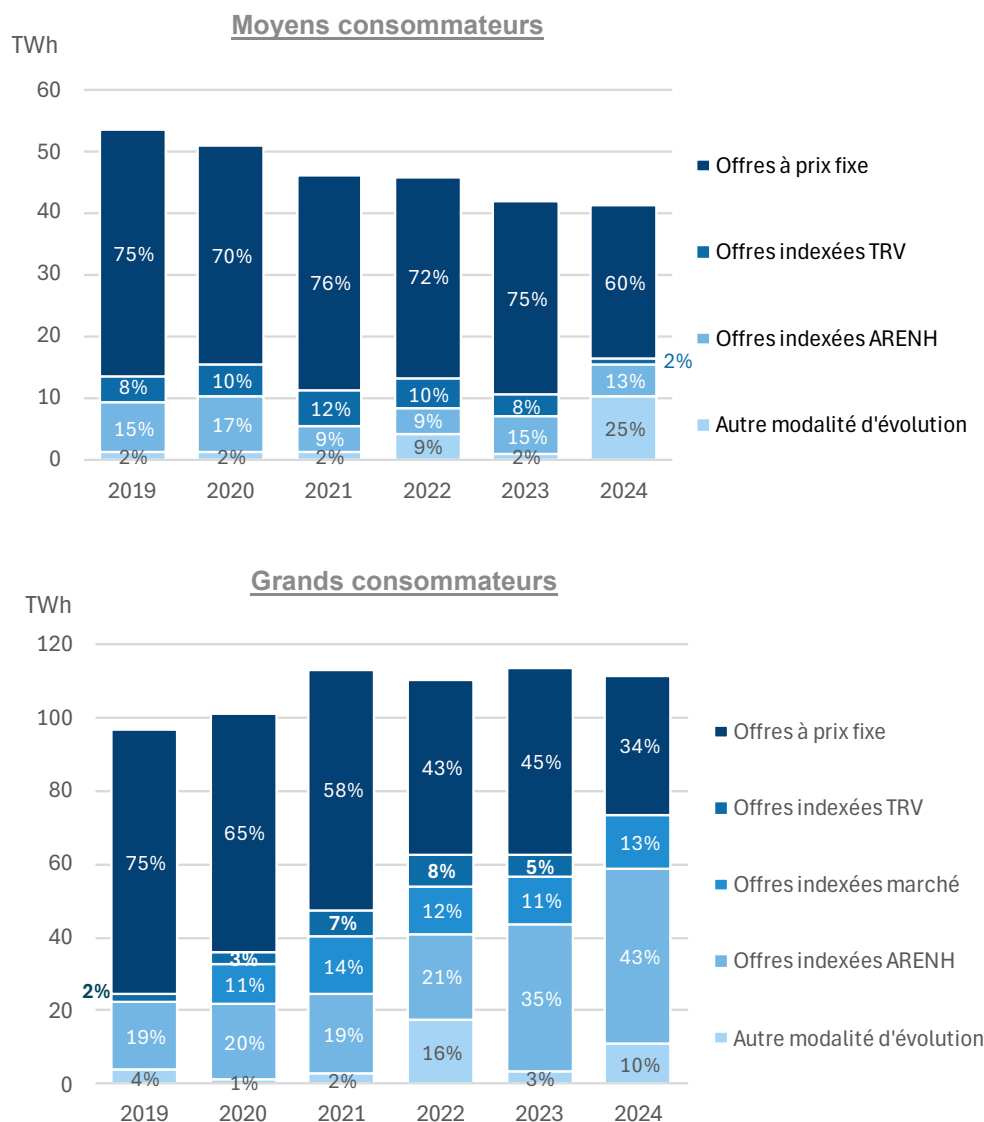
- les consommateurs dits « petits professionnels », soit les consommateurs d'électricité dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA et les consommateurs de gaz naturel dont la consommation annuelle de référence (CAR) est inférieure ou égale à 30 MWh ;
- les consommateurs dits de « milieu et haut de portefeuille » qui correspondent aux consommateurs d'électricité dont la puissance souscrite de soutirage est supérieure à 36 kVA et les consommateurs de gaz naturel dont la CAR est supérieure à 30 MWh.

6.1. Les offres d'électricité souscrites par les clients professionnels

a) Le segment des grands et moyens consommateurs professionnels

Sur le segment des grands et moyens sites, les offres à prix fixes ont vu leur part d'offres souscrites diminuer progressivement atteignant encore 60 % pour les sites de moyenne mais à peine plus d'un tiers pour les plus grands consommateurs. Cette diminution s'est faite au profit des offres indexées sur des produits peu volatiles tels que l'ARENH.

Figure 97 - Répartition des types de contrats des moyens et grands consommateurs non résidentiels en énergie livrée de 2019 à 2024



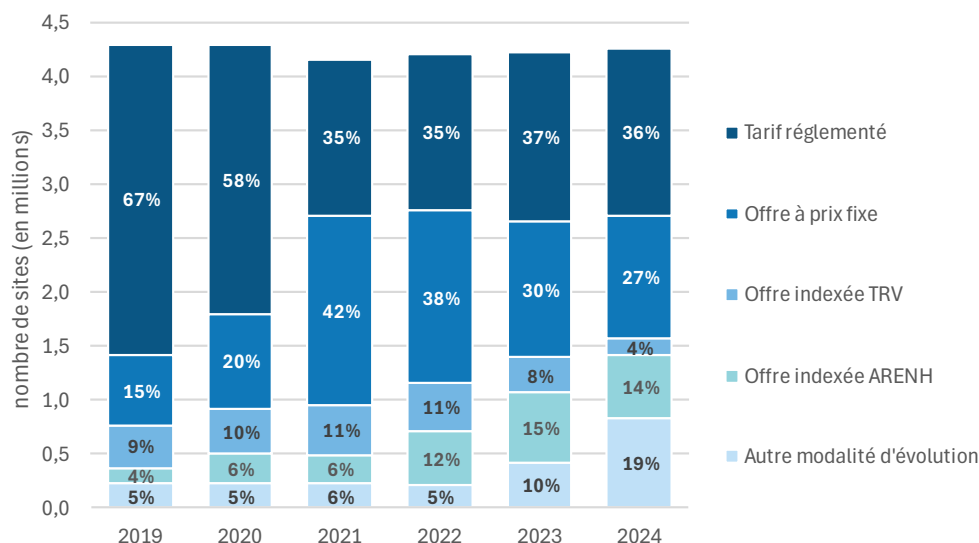
N.B. : Les offres « Autres modalités d'évolution » comprennent les offres « sur-mesure » ainsi que les offres à prix révisable

Source : EDF, Engie, TotalEnergies, Plenitude (ex-Eni)

b) Le segment des petits sites professionnels

La Figure 98 représente, la répartition des types de contrat d'électricité sur le marché de masse (petits professionnels). La fin de l'éligibilité de certains clients aux TRVE en 2021 a entraîné un basculement d'un grand nombre de consommateurs vers des offres à prix fixe dont la part est passée de 20 % en 2020 à 42 % en 2021. Depuis cette part n'a cessé de décroître pour atteindre 27 % fin 2024. En 2023, la crise sur les marchés de gros a entraîné une augmentation du nombre de sites professionnels au tarifs réglementés (+ 2 points entre 2022 et 2023) et sur les offres indexées ARENH (+ 3 points). Les consommateurs se tournent également vers des offres dont les modalités d'évolution du prix ne peuvent être catégorisées dans les types de contrats principaux et sont faites soit sur-mesure soit en hybridation (une partie fixe, l'autre pouvant évoluer plusieurs fois par an, etc.).

Figure 98 - Répartition des types de contrats des petits consommateurs non résidentiels en nombre de sites de 2019 à 2024



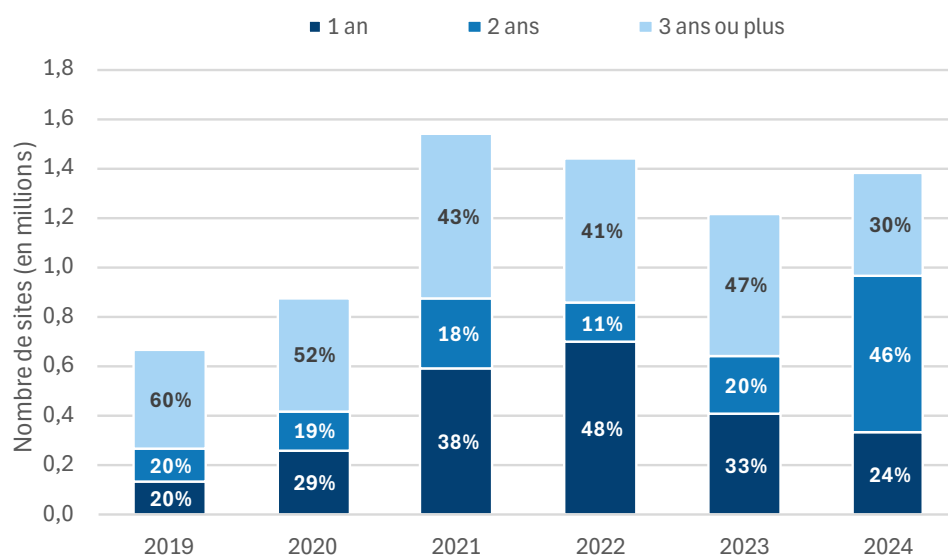
N.B. : Les offres « Autres modalités d'évolution » comprennent les offres « sur-mesure », les offres « en transposition » ainsi que les offres « indexées marchés » car celle-ci sont peu significatives

Les offres à prix fixe comprennent les offres « 100 % fixes » ainsi que les offres « à prix semi-fixe »

Source : EDF, Engie, TotalEnergies, Plenitude (ex-Eni)

Pendant l'année 2022 les consommateurs professionnels étaient plus enclins à contractualiser des contrats à prix fixe sur de plus courte durée (+27 points entre 2021 et 2022 pour les contrats d'un an) au détriment des contrats à durées plus longues. Avec le retour d'offres à prix fixe plus compétitives sur le marché, la distribution des contrats en fonction de leur durée en 2023 retrouve un niveau similaire à 2021. En 2024 les contrats de durée de 2 ans deviennent majoritaires alors que les contrats de durée 3 ans et plus perdent 17 points.

Figure 99 - Répartition des types de contrats des petits consommateurs non résidentiels en nombre de sites de 2019 à 2024



N.B. : Ce graphique n'intègre que les offres à prix fixe dont la durée de contrat était connue

Source : EDF, Engie, TotalEnergies, Plenitude (ex-Eni)

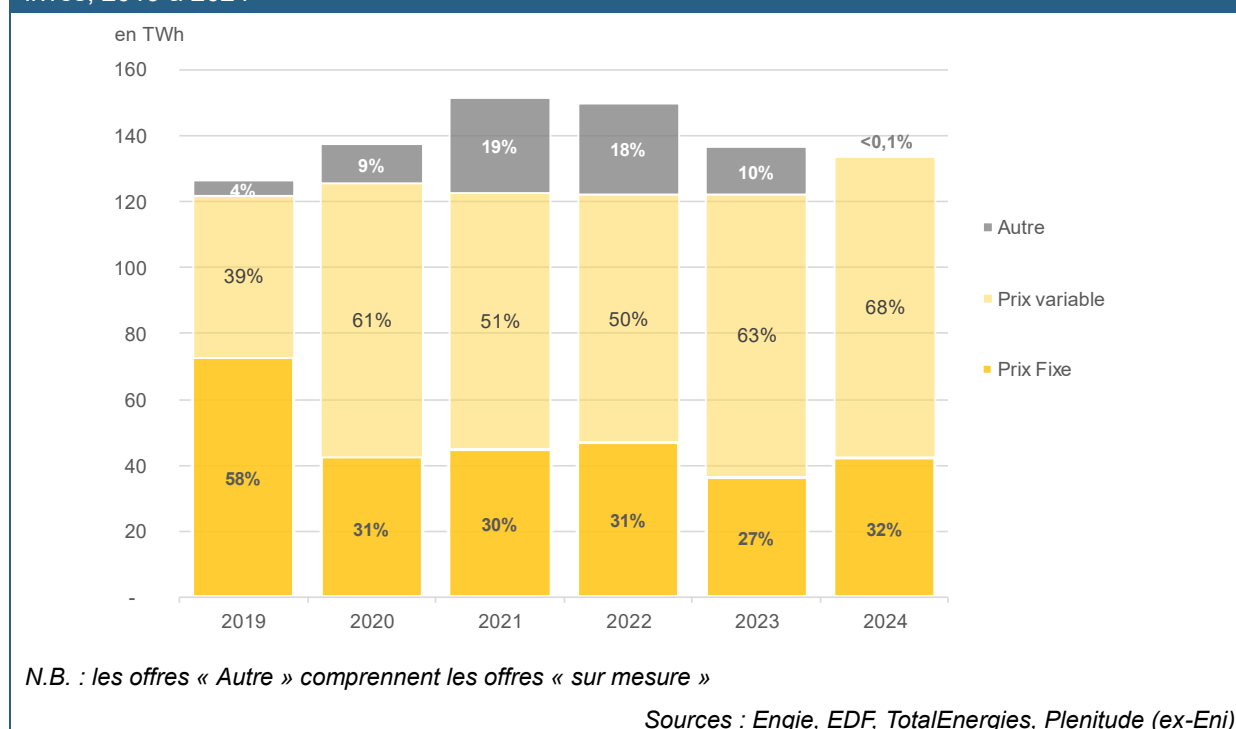
6.2. Les offres de gaz naturel souscrites par les clients professionnels

a) Le segment des grands et moyens consommateurs professionnels

La figure ci-dessous présente la répartition des offres de marché souscrites par les sites non résidentiels raccordés sur le réseau de distribution et les grands sites raccordés sur le réseau de transport.

Sur le segment des moyens et grands sites, plus de la moitié des livraisons de gaz en 2023 concerne les offres à prix variable, un quart des livraisons représentent les offres à prix fixe. Les offres à prix fixes voient leurs parts au plus bas cette année-là avant de remonter en 2024. Les sites souscrivant des contrats indexés sur des produits de marché, sont indexés sur des produits PEG ou TTF. Les offres sur mesure proposent une flexibilité aux consommateurs qui peuvent opportunément choisir un prix fixe ou s'indexer sur des cotations de marché.

Figure 100 - Répartition des types de contrats des sites non résidentiels en volumes de gaz naturel livrés, 2019 à 2024



b) Sur le segment des petits professionnels

Contrairement au secteur résidentiel, une nette stabilité des structures contractuelles en vigueur sur le marché ressort des données. Les consommateurs non résidentiels n'ayant pas bénéficié du bouclier tarifaire gaz, il n'y a pas eu l'effet d'homogénéisation de la structure des offres autour de la référence de prix des TRVG comme pour les consommateurs résidentiels.

Les consommateurs bénéficiant d'une offre indexée sur les TRVG à destination des résidentiels ont été basculés sur les offres indexées références CRE (prix de référence ou référence d'approvisionnement gaz) ou sur des offres à prix fixes qui dont la part augmente de cinq points entre 2022 et 2023. En 2024, les consommateurs privilégient également les offres à prix fixes, dont la part bondit de 9 points ce qui représente presque 9 000 contrats supplémentaires entre 2023 et 2024.

Contrairement au marché des résidentiels, il n'existe pas de réduction des durées de couvertures des prix fixes qui restent majoritaires à trois ans.

Figure 101 - Répartition des petits professionnels par type de contrat de fourniture, 2019 à 2024

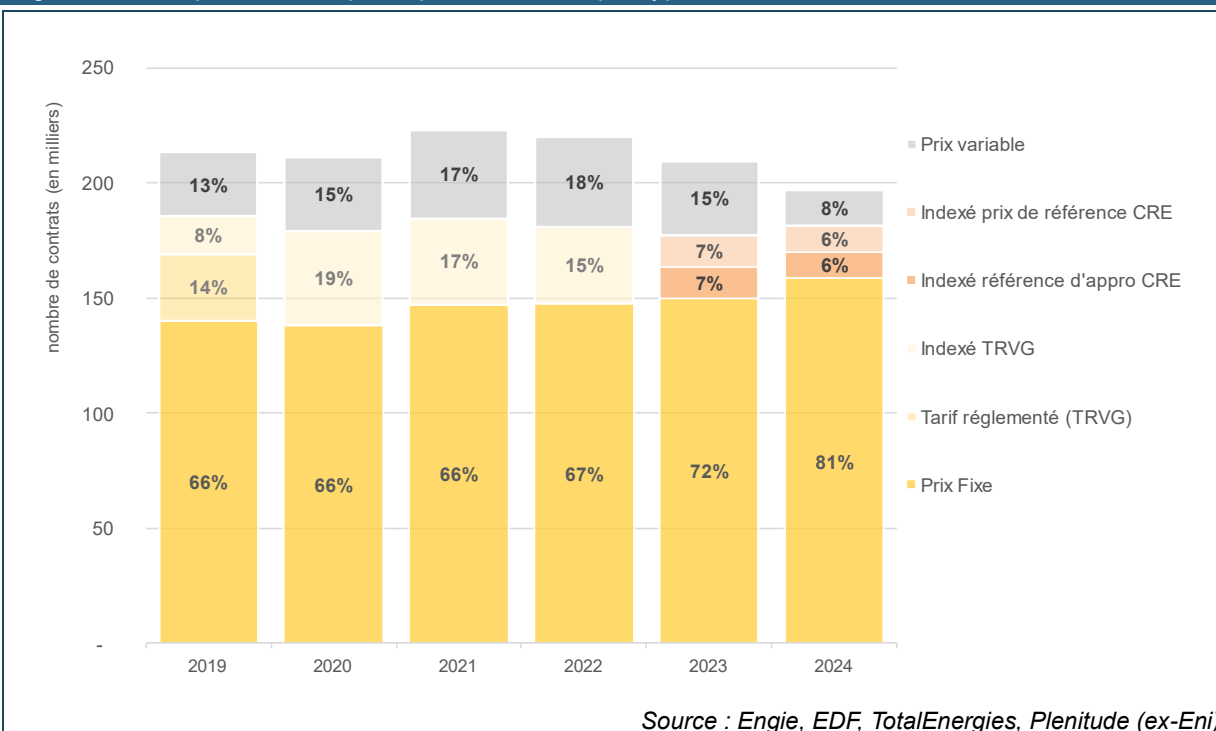


Figure 102 - Répartition des contrats à prix fixe des petits professionnels par durée de contrat, 2019 à 2024

