

## RAPPORT 2018-2019

# Le fonctionnement des marchés de détail français de l'électricité et du gaz naturel



## CHIFFRES CLES 2019



**38,9 millions** de consommateurs d'électricité en France, et **11,5 millions** de gaz naturel



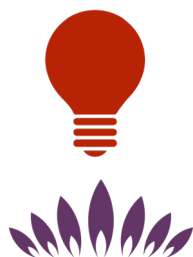
Toutes énergies confondues, **34** fournisseurs nationaux sont actifs sur le segment résidentiel et **46** sur le segment professionnel



**26 %** de consommateurs résidentiels (soit **9,2 millions**) disposent d'une offre de marché pour la fourniture d'électricité et **64 %** (soit **6,9 millions**) pour le gaz naturel



Le développement des offres de marché a atteint un niveau record sur l'année 2019 avec **1,7 millions** de sites résidentiels supplémentaires en électricité et **500 000** en gaz naturel sur l'année 2019



**47 %** des consommateurs résidentiels disposant des deux énergies dans leur foyer souscrivent leurs offres d'énergie auprès d'un même fournisseur



Plus de **11 %** (**3,9 millions**) de consommateurs résidentiels ont souscrit une offre 100% verte en électricité



**41%** de consommateurs professionnels (soit **2,1 millions**) disposent d'une offre de marché pour la fourniture d'électricité et **92%** (soit **600 000**) pour le gaz naturel



La dynamique concurrentielle sur le segment des consommateurs professionnels est importante en gaz naturel sur tous les segments avec une part de marché de plus de **70 %** pour les fournisseurs alternatifs ainsi qu'en électricité pour les grands et moyens sites avec une part de marché approchant les **50 %**



Les taux de « switch », indicateurs de la mobilité des clients, n'ont cessé de progresser ces dernières années.

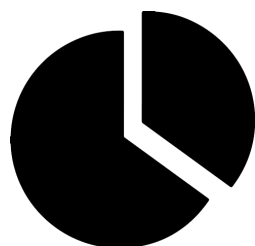
Ils s'élèvent, pour l'année 2019, à **11,9 %** en électricité et **15,8 %** en gaz pour les clients résidentiels.

Pour les clients professionnels, ils s'élèvent à **18,3%** en gaz et **8,9%** en électricité.



La loi énergie climat prévoit la fin des tarifs réglementés de vente :

- Au 1<sup>er</sup> décembre 2020 pour les consommateurs professionnels de gaz naturel
- Au 1<sup>er</sup> janvier 2021 pour les consommateurs professionnels d'électricité de plus de 10 salarié ou dont le chiffre d'affaires annuel dépasse 2M€
- Au 1<sup>er</sup> juillet 2023 pour les consommateurs résidentiels de gaz



Le développement de la concurrence est important sur le marché des consommateurs professionnels, en particuliers en gaz où il est peu concentré.

Sur le marché résidentiel, la concentration reste importante sur les différents segments de consommateurs, en gaz comme en électricité, **4 fournisseurs** se partageant la majorité des parts de marché.



Sur le territoire des ELD, la concurrence est quasi-inexistante sur le segment résidentiel et représente **moins de 1 %** des parts de marché dans les deux énergies.

Les fournisseurs alternatifs sont plus présents sur le segment professionnel, détenant **près de 40 %** des parts de marché dans les deux énergies.



# SYNTHESE

## LES CONSOMMATEURS FINALS SONT AU CŒUR DE LA SURVEILLANCE DES MARCHES DE DETAIL EXERCÉE PAR LA CRE

L'article L. 131-1 du code de l'énergie prévoit que la CRE concourt au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel, au bénéfice des consommateurs finals.

Dans ce cadre, le présent rapport s'articule autour de la place et des attentes des consommateurs que la CRE place au centre du fonctionnement du marché de détail. Il vise à apporter une information claire et pédagogique sur le fonctionnement et les enjeux de ce marché.

Ces derniers s'appréhendent de manière différente suivant le segment de consommateurs. Le rapport est donc structuré autour des catégories de clients résidentiels et professionnels.

L'objectif principal de l'ouverture des marchés de détail à la concurrence est d'apporter au consommateur un meilleur service de fourniture d'électricité et de gaz, qu'il s'agisse du prix, de la qualité de service, ou d'innovations commerciales ou techniques. Dans ce contexte, le développement des offres de marché est un indicateur essentiel, car il traduit le caractère dynamique et innovant du marché, à un moment où les attentes des consommateurs évoluent, encouragées notamment par la transition énergétique et le développement du numérique.

L'évolution des marchés s'accompagne de points de vigilance pour les consommateurs, dans des domaines que la CRE analyse et sur lesquels elle livre dans ce rapport, en recherchant à être le plus pédagogique possible, son appréciation et ses recommandations. Il s'agit notamment de la fin des tarifs réglementés de vente pour certaines catégories de consommateurs, des offres vertes d'énergie, des comparateurs d'offres et des services d'effacement.

Au-delà de son objectif pédagogique, le présent rapport a aussi pour vocation d'apporter des informations de marché aux professionnels du secteur et aux pouvoirs publics, d'alerter sur d'éventuels dysfonctionnements et de proposer, le cas échéant, des pistes d'amélioration.

## EN MATIÈRE DE DÉVELOPPEMENT DE LA CONCURRENCE, LES TENDANCES OBSERVÉES PAR LE PASSÉ SE RENFORCENT EN 2018-2019, SOUS L'EFFET DE NOUVELLES DYNAMIQUES TIRÉES PAR L'INNOVATION

Les marchés de détail sont structurés autour de trois importants groupes industriels français (EDF, Engie et Total), un acteur de taille intermédiaire (ENI) et une frange nombreuse de petits opérateurs.

Tableau - Parts de marché des dix principaux fournisseurs au 31 décembre 2019 en électricité et en gaz naturel, tous segments confondus, et évolution par rapport au 31 décembre 2017 (en %)

Fournisseurs	Nombre de clients en électricité	Nombre de clients en gaz naturel	Nombre total de clients**
EDF	27 200 000 (-8%)	1 720 000 (+17%)	28 920 000 (-7%)
Engie	4 890 000 (+19%)	7 080 000 (-10%)	11 970 000 (0%)
Total Direct Energie	3 350 000 (+51%)	1 090 000 (+37%)	4 440 000 (+47%)
ENI	590 000 (+156%)	770 000 (+2%)	1 360 000 (+38%)
ES Energies Strasbourg	550 000 (+2%)	110 000 (+1%)	660 000 (+2%)
Gaz de Bordeaux	-	260 000 (+8%)	260 000 (+8%)



UEM	180 000 (+5%)	20 000 (+70%)	200 000 (+9%)
ekWateur	130 000 (+165%)	70 000 (+1859%)	200 000 (+279%)
GEG	150 000 (+15%)	40 000 (+3%)	190 000 (+12%)
Sorégies Vienne	160 000 (+6%)	10 000 (+212%)	170 000 (+10%)

\* Les clients bi-énergies sont comptés deux fois

### L'ouverture à la concurrence s'accélère pour les consommateurs résidentiels ...

Sur le segment résidentiel, les offres de marché se développent fortement en 2018 et surtout en 2019. Ce dynamisme se traduit par la mobilité importante des consommateurs qui, plus fréquemment, changent de fournisseur ou souscrivent une offre chez un fournisseur alternatif lors d'un emménagement. Les tarifs réglementés de vente (TRV) d'électricité restent néanmoins prédominants. Les parts de marché des fournisseurs historiques, tous types d'offres confondus, demeurent élevées dans les deux énergies : 74 % en électricité et 67 % en gaz naturel. Le développement des offres de marché d'électricité des fournisseurs historiques est à cet égard un aspect nouveau du segment résidentiel, alors que c'est le cas depuis longtemps en gaz.

Le segment résidentiel est fortement concentré, plus de 90 % des consommateurs ayant souscrit une offre de marché chez un des quatre principaux fournisseurs, en électricité ou en gaz naturel : EDF, Engie, Total Direct Energie ou ENI. Au 31 décembre 2019, 47 % des consommateurs résidentiels disposant des deux énergies dans leur foyer ont souscrit une offre d'électricité et de gaz naturel chez le même fournisseur.

Parts de marché, en fin d'année, segment résidentiel, en nombre de sites	Électricité			Gaz naturel		
	2017	2018	2019	2017	2018	2019
Fournisseurs alternatifs	18%	<b>22%</b>	<b>26%</b>	26 %	<b>29 %</b>	<b>33 %</b>
Fournisseurs historiques - offres de marché	0%	<b>1%</b>	<b>2%</b>	28 %	<b>30 %</b>	<b>31 %</b>
Fournisseurs historiques - TRV	82%	<b>77%</b>	<b>72%</b>	46 %	<b>40 %</b>	<b>36 %</b>

### ... et cette dynamique nécessite lisibilité et confiance dans le fonctionnement du marché pour se renforcer

Entre 2017 et 2019, le nombre d'acteurs animant la concurrence sur le segment résidentiel croît fortement, avec 7 fournisseurs d'électricité actifs supplémentaires, 6 en gaz naturel, ainsi qu'avec l'essor des intermédiaires de marché privés (comparateurs d'offres par exemple). Ces derniers démultiplient la médiatisation de l'ouverture des marchés auprès des consommateurs résidentiels, et permettent de nouvelles dynamiques via notamment les achats groupés. Ces acteurs sont amenés à jouer un rôle renforcé dans un marché qui se complexifie, en apportant la transparence aux consommateurs. Une partie de la section 4 du présent rapport est consacrée à ces nouveaux acteurs et aux enjeux qui leur sont associés.

Le nombre d'offres de marché continue à croître, en électricité comme en gaz naturel, la majorité d'entre elles permettant aux consommateurs de réduire leurs factures par rapport aux TRV. Hors cet effet sur les prix, le développement de la concurrence, associé au déploiement des compteurs intelligents en voie d'achèvement, s'accompagne de l'apparition d'offres innovantes, variées, multi-services et multi-produits : calendriers de consommation originaux (offres « week-end », « heures super creuses »), services d'analyse et de suivi de la consommation, services d'aide à l'autoconsommation individuelle ou collective, offres à prix fixe, etc. Parmi cette diversité, les offres vertes d'électricité constituent en 2018 et 2019 le relais principal de croissance des offres de marché. Leur contenu réel et leur rôle dans la transition énergétique soulèvent des questions complexes qui sont abordées dans la section 4 du présent rapport.

Ce foisonnement d'offres permet de répondre aux besoins des consommateurs qui peuvent, ainsi, trouver l'offre qui leur correspond le mieux. Elle traduit le jeu d'une concurrence effective sur le segment résidentiel, bien que ce dernier reste concentré et dominé par les fournisseurs historiques.

Que ce soit dans le domaine des offres vertes, de la compréhension des différentes composantes de prix ou plus simplement dans la capacité à comparer des offres entre elles, il existe chez les consommateurs soumis à des offres publicitaires parfois agressives un besoin important de lisibilité et de confiance dans les informations apportées. Il s'agit d'un enjeu essentiel que la CRE intègre de manière croissante dans le cadre de ses missions de surveillance, pour que les consommateurs puissent profiter pleinement et sereinement des opportunités qui leur sont offertes.

### **Le fonctionnement concurrentiel du marché est bien établi sur le segment professionnel**

C'est le cas sur tous les segments du marché du gaz naturel, et sur le haut de portefeuille en électricité. Le segment des petits sites professionnels en électricité fait exception, avec pour 66 % d'entre eux des offres TRV chez un fournisseur historique. La fin des TRV au 31 décembre 2020 pour plus de 1,3 million de ces clients va donc renforcer la concurrence.

On observe également une différence entre les deux énergies au sujet de la mobilité des consommateurs et de la concentration du marché. Le taux de switch moyen annuel augmente dans les deux énergies, mais il atteint 18,9 % en gaz naturel en 2019 contre 8,3 % en électricité. Le marché est fractionné en gaz, alors qu'il est détenu à plus de 80 % par trois ou quatre acteurs en électricité.

Au moment de l'échéance de fin des TRV au 1<sup>er</sup> janvier 2016 pour certaines catégories de consommateurs professionnels, la CRE avait dressé un bilan mitigé de cette étape charnière s'agissant de l'électricité, dans son rapport précédent sur le fonctionnement des marchés de détail. Quatre ans après, la CRE constate un net développement des fournisseurs alternatifs sur les segments concernés.

Parts de marché, en fin d'année, tous segments de consommateurs professionnels confondus, en volume	Électricité			Gaz naturel		
	2017	2018	2019	2017	2018	2019
Fournisseurs alternatifs	39 %	<b>43%</b>	<b>47%</b>	79 %	<b>79 %</b>	<b>74 %</b>
Fournisseurs historiques - offres de marché	49 %	<b>47%</b>	<b>44%</b>	21 %	<b>21 %</b>	<b>26 %</b>
Fournisseurs historiques - TRV	12 %	<b>10%</b>	<b>9%</b>	0 %	<b>0 %</b>	<b>0 %</b>

Les consommateurs professionnels privilégient les offres d'électricité à prix fixe et les offres de gaz naturel à prix indexé. Dans les deux énergies, ils privilégient les fournisseurs apportant une réelle clarté sur les factures d'énergies, ce qui les conduit à professionnaliser leurs pratiques d'achat, via notamment le développement de groupement d'achats, le recours à des sociétés d'expertise tierce, etc. La CRE accueille favorablement cette tendance qui permet un alignement par le haut de la qualité des services proposés par les fournisseurs et traduit le jeu normal de la concurrence.

### **Ce dynamisme national est absent dans les territoires des entreprises locales de distribution en ce qui concerne les consommateurs résidentiels ou petits professionnels**

Sur le territoire des ELD, la concurrence est au 31 décembre 2019 quasi-inexistante sur le segment résidentiel. Les raisons invoquées sont le manque d'harmonisation des systèmes d'information des différents gestionnaires de réseau et l'image de marque forte des fournisseurs historiques sur leur zone de desserte locale. Il en résulte que les consommateurs résidentiels ou petits professionnels résidant dans une zone de desserte d'une ELD ne bénéficient pas d'un véritable choix d'offres de fourniture. Cela limite, en pratique, leur droit garanti par la loi de choisir un fournisseur, y compris sur le territoire des plus grosses ELD comme Electricité de Strasbourg (450 000 clients résidentiels en électricité) ou Gaz de Bordeaux (plus de 200 000 clients résidentiels en gaz).

La CRE ne se satisfait pas de cette situation, et elle fera preuve de la plus grande vigilance quant aux pratiques commerciales des fournisseurs historiques sur ces territoires. Des travaux sont par ailleurs engagés sur une harmonisation des systèmes d'information entre les différents gestionnaires de réseau, pour lesquels la CRE considère que les opérateurs concernés ont une obligation de résultat.

Sur le haut de portefeuille, la concurrence est active même si elle est moins forte que celle observée nationalement.

## LES ENJEUX DU FONCTIONNEMENT DES MARCHES DE DETAIL

### Les marchés « amont » ont un impact important sur le marché de détail

Parmi les principaux mécanismes de marché amont ayant un impact direct sur le marché de détail, l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) permet aux fournisseurs d'accéder à un prix régulé à l'électricité produite par les centrales nucléaires d'EDF. L'écêtement des demandes d'ARENH des fournisseurs, dû au maintien du plafond de 100 TWh inchangé depuis la loi NOME de 2010, a entraîné une hausse des prix de l'électricité pour la plupart des consommateurs. Cet écêtement crée par ailleurs une incertitude importante sur le prix de l'électricité sur le marché français, préjudiciable à l'ensemble des acteurs et en premier lieu aux consommateurs. L'écêtement ne semble toutefois pas créer de distorsion majeure de concurrence sur le marché de détail.

Le marché de capacité, lancé le 1<sup>er</sup> janvier 2017, induit un coût pesant sur les fournisseurs et a eu un effet haussier sur les prix de fourniture, le prix de la capacité ayant augmenté entre 2017 et 2019. Toutefois, la connaissance des acteurs concernant le mécanisme de capacité s'est améliorée avec les premiers retours d'expérience et les difficultés rencontrées à son démarrage semblent s'estomper. Les consommateurs interrogés par la CRE n'ont pas soulevé de problème quant aux modalités de répercussion du mécanisme de capacité dans les contrats de fourniture en 2018 et 2019. Son rôle reste néanmoins largement incompris et il est parfois assimilé à une taxe par les consommateurs.

Enfin, le marché des CEE a connu de fortes hausses en 2018 et 2019, pesant sur les factures d'électricité et de gaz. L'annonce tardive de la 4<sup>ème</sup> période, avec le quasi-doublement de l'obligation, n'a pas permis à l'ensemble des acteurs de relancer à temps leur production au niveau exigé par l'obligation. Dans ce contexte, le seuil d'exemption de 400 GWh constitue un avantage discutable pour les petits fournisseurs dans un marché très concurrentiel. Son calcul devrait, en outre, s'effectuer au niveau des groupes plutôt que des entités juridiques.

### La fin des TRV pour certaines catégories de clients constitue des échéances importantes et des opportunités pour les consommateurs

La loi Energie Climat du 8 novembre 2019 prévoit la fin des TRV de gaz naturel et restreint les catégories de consommateurs éligibles aux TRV d'électricité.

La CRE accompagne les échéances de fin des TRV en s'assurant de la bonne information des consommateurs concernés. Elle a notamment mis en place, conjointement avec le Médiateur national de l'énergie, un groupe de travail dédié afin de permettre aux différents acteurs d'échanger, de s'informer et de rédiger des documents d'information à destination des consommateurs. La CRE veille par ailleurs à ce que ces échéances se déroulent dans un contexte concurrentiel équitable entre fournisseurs historiques et alternatifs.

La suppression des TRV s'accompagne en parallèle de dispositifs d'analyse et de publication par la CRE des prix et des marges réalisés par les fournisseurs sur les segments de consommateurs concernés, afin d'aider les consommateurs dans leurs choix d'offres et améliorer la transparence sur le fonctionnement des marchés de détail.

## LE RAPPORT PROPOSE DES DOSSIERS SUR LES OFFRES VERTES ET LES COMPARATEURS D'OFFRES, AU VU DE LEURS ENJEUX POUR LES CONSOMMATEURS

### Le fort développement des offres vertes montre l'appétence des consommateurs, résidentiels et professionnels, pour les énergies renouvelables. Un éventuel label doit valoriser en priorité le financement de nouvelles productions renouvelables non subventionnées.

La transition énergétique conduit une grande partie des consommateurs d'énergie à s'interroger sur leurs modes de consommation. Cette appétence pour une consommation d'énergie compatible avec les enjeux environnementaux s'exprime sur le marché résidentiel de l'électricité, les offres vertes constituant un des principaux vecteurs du développement de la concurrence. Cette même préoccupation conduit des grandes entreprises consommatrices à repenser leurs modes d'approvisionnement en énergie, tels que la contractualisation directe avec les producteurs au travers des « *Power Purchase Agreement* » (PPA).

Le présent rapport comprend un dossier sur les offres vertes visant à décrire ces dispositifs de participation à la transition énergétique et les questions qu'ils soulèvent. La CRE recommande des améliorations de ces dispositifs afin de renforcer la transparence pour les consommateurs. A la question posée de savoir si ces offres augmentent la part des ENR dans le mix énergétique, la réponse reste incertaine, au moins à court terme.

Le système des garanties d'origine est aujourd'hui le seul mécanisme effectif de traçabilité des énergies vertes dans le marché intérieur européen de l'électricité. Il fonctionne bien mais, de par sa conception, s'applique aux



installations existantes, notamment hydrauliques, ce qui ne permet pas d'assurer qu'une offre verte contribue au développement de nouvelles installations de production renouvelable.

Il est primordial qu'un éventuel label s'inscrive en complémentarité avec ce cadre européen et ne vienne pas dégrader la valorisation des offres vertes et leur perception par les consommateurs.

Pour autant, la CRE n'est pas opposée à ce qu'une labellisation vienne compléter le cadre existant afin de mettre en avant des offres vertes permettant d'atteindre un ou plusieurs objectifs complémentaires à celui du système des garanties d'origine.

Le financement de nouveaux moyens renouvelables non soutenus par l'Etat doit tenir une place centrale dans un tel label, c'est le critère dit « d'additionnalité ». Il s'agit de l'enjeu principal attendu par les consommateurs dont le souhait est de participer de manière volontariste au développement des énergies renouvelables.

Dans sa proposition de labellisation, l'ADEME met bien en avant le critère d'additionnalité. Toutefois, elle y adjoint la notion d'« achat conjoint » direct auprès des producteurs de l'énergie et des garanties d'origine (GO). En valorisant les « circuits courts de financement », ce format d'offre répond à une demande croissante de la société. Toutefois, il méconnaît la logique du système électrique interconnecté à l'échelle nationale et européenne et risque d'entretenir la confusion des consommateurs, particulièrement si un tel label s'applique à des installations de production par ailleurs soutenues par l'Etat.

La CRE considère donc que le label proposé par l'ADEME n'est pas une réponse complète aux enjeux soulevés par les offres vertes. En particulier, les offres labélisées s'appuyant sur des installations bénéficiant de soutiens publics ne permettront pas de plus contribuer au développement des énergies renouvelables en France plus que toute autre offre classique de fourniture.

### **Les comparateurs d'offres constituent une opportunité pour la dynamique concurrentielle du marché de masse, à condition d'offrir une information transparente, claire et objective**

Le développement de la concurrence sur les marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel a vu l'apparition de nouveaux acteurs jouant un rôle important dans la dynamique concurrentielle : les intermédiaires de marché (comparateurs d'offres, courtiers, organismes simplificateurs de démarches, etc.). Le présent rapport comprend un dossier sur le rôle et les pratiques de ces acteurs sur le segment des petits consommateurs, résidentiels comme petits professionnels.

La CRE accueille favorablement le développement de ces acteurs, signe de dynamisme du marché de la fourniture. Leurs outils de comparaison apportent un réel service aux consommateurs en les informant des opportunités existantes, en faisant le tri en fonction de leurs besoins, en simplifiant leurs démarches, en faisant preuve de pédagogie pour répondre à leurs questions, etc.

L'existence de ces bénéficiaires pour le consommateur repose sur la nécessité de disposer d'informations aussi transparentes et claires que possible et, jusqu'à un certain point, neutres et objectives. A cet égard, le fait que les comparateurs soient rémunérés par les fournisseurs crée, comme pour les autres secteurs d'activité, une zone d'ombre que la CRE analyse dans le rapport. La CRE intégrera désormais une veille systématique des pratiques des comparateurs dans le cadre de ses missions de surveillance.

# SOMMAIRE

<b>CHIFFRES CLES .....</b>	<b>2</b>
<b>SYNTHESE .....</b>	<b>4</b>
<b>PREFACE .....</b>	<b>12</b>
<b>1. MISSIONS DE LA CRE CONCERNANT L'OBSERVATION ET LA SURVEILLANCE DES MARCHES DE DETAIL .....</b>	<b>12</b>
<b>2. METHODOLOGIE DE LA SURVEILLANCE DES MARCHES DE DETAIL .....</b>	<b>13</b>
<b>3. LES MARCHES DE DETAIL DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ NATUREL.....</b>	<b>15</b>
<b>SECTION 1 : LE MARCHÉ RÉSIDENTIEL.....</b>	<b>19</b>
<b>1. ETAT DES LIEUX DU MARCHÉ RESIDENTIEL AU 31 DECEMBRE 2019 .....</b>	<b>20</b>
1.1 La connaissance de l'ouverture des marchés atteint des niveaux importants, toutefois certaines confusions persistent .....	20
1.2 Le nombre de fournisseurs présents sur le marché résidentiel est toujours en hausse.....	21
1.3 Le développement des offres de marché se poursuit, avec une part toujours largement plus importante en gaz qu'en électricité.....	23
1.4 Mesure de l'intensité concurrentielle.....	25
1.4.1 Parts de marché individualisées sur le segment des offres de marché (i.e. hors TRV).....	25
1.4.2 Ventes brutes et taux de switch .....	26
1.4.3 L'indice d'Herfindahl-Hirschman sur le segment résidentiel.....	32
1.5 La concurrence sur le territoire des ELD.....	33
1.6 Information et médiation auprès des consommateurs.....	35
1.7 Indicateurs européens.....	37
1.8 Synthèse.....	42
<b>2. LES OFFRES PROPOSEES AUX CLIENTS RESIDENTIELS AU 31 DECEMBRE 2019 .....</b>	<b>43</b>
2.1 Analyse des prix et des offres sur le marché de l'électricité et du gaz.....	43
2.1.1 Le nombre d'offres de marché proposées aux consommateurs résidentiels continue d'augmenter en électricité comme en gaz naturel .....	44
2.1.2 Classement des offres de marché par rapport au TRV .....	45
2.2 Influence de la transition énergétique sur le développement de nouvelles offres de fourniture.....	46
2.2.1 Les offres vertes d'électricité .....	46
2.2.2 Les offres vertes de gaz naturel .....	46
2.3 Offres à effacement.....	50
2.3.1 Tarifs réglementés de vente à effacement.....	51
2.3.2 Absence de développement de nouvelles offres tarifaire à effacement .....	52
2.3.3 De rares offres d'effacement résidentiel explicites .....	54
2.4 Le développement de l'intermédiation sur le segment résidentiel : une nouvelle dynamique .....	54
2.5 Offres innovantes.....	56
2.6 Synthèse.....	58
<b>3. LES OFFRES SOUSCRITES PAR LES CLIENTS RESIDENTIELS AUX 31 DECEMBRE 2018 ET 2019.....</b>	<b>58</b>
3.1 Les consommateurs résidentiels privilégient la stabilité des prix dans les deux énergies.....	59
3.2 Les offres biénergies .....	62
3.3 Les offres vertes .....	63
3.4 Les services annexes payants en électricité et en gaz naturel.....	63
3.5 Les fournisseurs font face à des taux d'attrition en augmentation.....	64
3.6 Synthèse.....	65

**SECTION 2 : LE MARCHÉ NON RÉSIDENTIEL ..... 66**

<b>1. ETAT DES LIEUX DU MARCHÉ NON RESIDENTIEL AU 31 DECEMBRE 2019 .....</b>	<b>67</b>
1.1 Le nombre de fournisseurs est stable sur le segment professionnel .....	67
1.2 Le développement des offres de marché.....	68
1.3 Mesure de l'intensité concurrentielle .....	73
1.3.1 Parts de marché individualisées .....	73
1.3.2 Ventes brutes et taux de switch .....	80
1.3.3 L'indice d'Herfindahl-Hirschman sur le segment non résidentiel .....	86
1.4 La concurrence sur le territoire des ELD .....	88
1.5 Situation concurrentielle des segments de clientèle concernés par la fin des TRVe et TRVg entre 2014 et le 1 <sup>er</sup> janvier 2016 .....	91
1.5.1 Bilan au 31 décembre 2019 de l'ouverture du marché pour les sites concernés par la fin des TRVE au 1 <sup>er</sup> janvier 2016.....	92
1.5.2 Retours d'expérience des acteurs sur les segments de clientèle concernés par la fin des TRVE et TRVG	95
1.6 Les effacements explicites se développent au détriment des offres tarifaires d'effacement.....	97
1.6.1 Les offres tarifaires à effacement .....	98
1.6.2 Les offres d'effacement explicites .....	99
1.7 Synthèse.....	101
<b>2. LES OFFRES SOUSCRITES PAR LES CLIENTS PROFESSIONNELS .....</b>	<b>102</b>
2.1 Les petits consommateurs professionnels continuent de plébisciter les offres à prix fixe .....	102
2.2 Les consommateurs de haut de portefeuille privilégient des offres d'électricité à prix fixe et des offres de gaz naturel à prix indexé .....	104
2.3 Synthèse.....	107

**SECTION 3 : LE FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE DÉTAIL ..... 108**

<b>1. EVOLUTION DE L'ENVIRONNEMENT DES MARCHES DE DETAIL .....</b>	<b>109</b>
1.1 Les différents marchés amont.....	109
1.1.1 Les conditions d'approvisionnement des fournisseurs sur les marchés de gros de l'énergie .....	109
1.1.2 L'évolution des règles d'équilibrage permet de mieux responsabiliser les fournisseurs afin d'activer des leviers de maîtrise de la consommation .....	111
1.1.3 L'impact du mécanisme de capacité pour les consommateurs d'électricité .....	112
1.2 Le dispositif des CEE et ses impacts sur les marchés de détail.....	116
1.2.1 Le marché des CEE .....	116
1.2.2 Impact des CEE sur les prix de fourniture en 2018 et 2019.....	119
1.2.3 Les CEE ont des effets sur le fonctionnement des marchés de détail .....	121
1.3 Synthèse.....	123
1.4 L'espace économique des fournisseurs alternatifs.....	124
1.4.1 La « contestabilité » des tarifs réglementés de vente d'électricité.....	124
1.4.2 La contestabilité des tarifs réglementés de vente de gaz naturel .....	128
1.5 Typologie des fournisseurs.....	132
1.6 Part de marché des fournisseurs, tous segments de clientèle confondus .....	134
<b>2. TRAVAUX DE LA CRE ET NOUVELLES MISSIONS .....</b>	<b>135</b>
2.1 Concurrence sur le territoire des ELD.....	135
2.2 Échéances de fin des tarifs réglementés de vente prévues par la loi énergie-climat .....	136
2.2.1 Les enjeux opérationnels de la fin des TRV .....	136
2.2.2 Les actions de la CRE.....	138



2.3	Surveillance des pratiques de prix et des marges par la CRE .....	139
2.3.1	Le cadre réglementaire .....	139
2.3.2	La construction des indicateurs de prix et de marge moyens .....	140
2.4	Protection des consommateurs et dysfonctionnement de marché.....	140

## **SECTION 4 : DOSSIERS..... 141**

### **1. DOSSIER SUR LES OFFRES VERTES D'ELECTRICITE.....142**

1.1	Comment participer à la transition énergétique au travers de son offre de fourniture ? .....	142
1.2	Les garanties d'origine .....	143
1.2.1	Etat des lieux du marché des garanties d'origine .....	143
1.2.2	La mise aux enchères pour le compte de l'Etat des garanties d'origine de la production sous soutien public .....	147
1.3	Le développement des offres vertes d'électricité sur le marché de détail .....	149
1.3.1	Etat des lieux .....	149
1.3.2	Le cadre actuel des offres vertes est insuffisant au regard de leurs enjeux pour le bon fonctionnement marché de détail .....	150
1.4	La labellisation et les groupes de travail ADEME.....	152
1.4.1	Objectif des groupes de travail organisés par l'ADEME .....	152
1.4.2	Liste des critères abordés dans les réunions des groupes de travail ADEME et analyse de la CRE .....	153
1.5	Les Power purchase agreement (PPA) .....	154
1.5.1	Un terme qui recouvre une large typologie de contrats .....	154
1.5.2	Des développements importants en Europe et dans le monde .....	155
1.5.3	Intérêts des PPA pour les acteurs : premiers retours d'expérience .....	155
1.5.4	Les enjeux soulevés par les PPA .....	156

### **2. DOSSIER SUR LES COMPARETEURS D'OFFRES.....161**

2.1	Présentation des comparateurs d'offres privés.....	161
2.1.1	Divers modèles d'activité.....	161
2.1.2	Exhaustivité des offres et objectivité de la comparaison.....	163
2.1.3	Communication et marketing .....	165
2.1.4	La mise en place d'achats groupés sur le marché de masse .....	169
2.1.5	Equilibre économique de l'activité des comparateurs.....	170
2.2	Le point de vue des comparateurs d'offres privés .....	171
2.3	Le comparateur du Médiateur National de l'Énergie : energie-info.fr .....	172
2.4	Le futur de la comparaison des offres.....	173
2.4.1	Le paquet législatif européen « Une énergie propre pour tous les Européens ».....	173
2.4.2	La labellisation des sites de comparaison des offres .....	173
2.4.3	Les comparateurs d'offres doivent s'adapter aux nouvelles offres .....	174
2.5	Analyses de la CRE .....	176
2.5.1	Encadrement des comparateurs.....	176
2.5.2	Conclusion .....	178

## **GLOSSAIRE ..... 185**

# PREFACE

## 1. MISSIONS DE LA CRE CONCERNANT L'OBSERVATION ET LA SURVEILLANCE DES MARCHES DE DETAIL

### L'observation des marchés de détail a débuté dès 2004

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, dès 2004, pour mission d'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 accès à une information fiable 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).

### Les missions de la CRE ont évolué depuis la fin de 2010

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, lequel 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.

### La surveillance de la CRE s'adapte aux évolutions du marché de détail

Les missions de surveillance de la CRE s'inscrivent dans un marché fortement dominé par les fournisseurs historiques de chacune des énergies. Cette caractéristique a eu pour effet d'orienter les travaux et les méthodes d'analyse utilisées.

L'ouverture du marché et l'extinction progressive des tarifs réglementés de vente pour certaines catégories de consommateurs appellent la CRE à développer de nouveaux axes de surveillance et porter son attention 1) sur le développement de nouveaux acteurs intermédiaires (comparateurs de prix, courtiers, centrales d'achat, etc.) qui occupent une place de plus en plus prépondérante dans la dynamique des marchés de détail et 2) sur de nouvelles pratiques commerciales pouvant altérer le bon fonctionnement des marchés. C'est pourquoi, la loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat prévoit que la CRE publie désormais des indicateurs de prix de fourniture payés par les consommateurs et de marge réalisés par les fournisseurs.

D'un autre côté, les marchés de détail se complexifient. Ils sont notamment impactés par le développement de marchés connexes tels que le marché des certificats d'économies d'énergie (CEE), le marché de capacité ou encore le marché des garanties d'origine d'électricité et de biométhane.

Enfin, la CRE constate à la fois l'apparition depuis quelques années d'offres de fourniture innovantes. Dès 2017, la CRE a enrichi ses publications sur la surveillance du marché de détail en mettant en place une collecte de nouvelles données auprès des fournisseurs afin de suivre notamment le type d'offres que souscrivent les consommateurs finals. Ces nouveaux indicateurs permettront d'apporter aux acteurs une information plus complète sur l'état de développement de la concurrence d'une part, et, d'autre part, de renforcer l'activité de surveillance de la CRE.

## 2. METHODOLOGIE DE LA SURVEILLANCE DES MARCHES DE DETAIL

### Les étapes du processus de surveillance des marchés de détail

Le marché de détail de l'électricité et du gaz naturel fait intervenir, directement ou indirectement, de nombreux acteurs et mécanismes. Les conditions d'approvisionnement en amont ont un rôle déterminant dans le prix des offres faites en aval par les fournisseurs aux clients. Ces offres vont à leur tour dynamiser le marché de détail en fonction de leur attractivité et des besoins des consommateurs. De ce constat découle un schéma de surveillance, décliné en trois étapes.

La première étape consiste en l'observation systématique du marché de détail, permettant ainsi de surveiller le développement de l'ouverture du marché par le suivi régulier de différents indicateurs établis à partir de données principalement fournies par les gestionnaires de réseau et les fournisseurs. Cette première étape est l'objet de l'état des lieux des marchés du présent rapport de surveillance. L'analyse porte sur les années 2016-2017.

La deuxième étape vise à établir un diagnostic des éventuels dysfonctionnements des marchés de détail. Elle se fonde, d'une part, sur l'analyse des offres proposées en aval (en particulier le prix de vente au client final dans le cadre du tarif réglementé de vente ou d'une offre de marché) au regard des conditions économiques des fournisseurs, notamment de leurs conditions d'approvisionnement et, d'autre part, sur une analyse qualitative du fonctionnement et de la transparence des marchés de détail.

Enfin, en application de l'article L. 131-2 du code de l'énergie, la CRE « peut formuler des avis et proposer toute mesure favorisant le bon fonctionnement et la transparence, notamment en matière de prix, du marché de détail ». La CRE est ainsi conduite à formuler des recommandations.

À l'appui de ces missions, la CRE dispose, en application des articles L. 135-1 et suivants du code de l'énergie, d'un droit d'accès à la comptabilité des entreprises ainsi que le pouvoir de demander des informations et la possibilité de faire vérifier ces informations aux frais des entreprises en application des dispositions de l'article L. 134-18 du code de l'énergie.

### Les sources utilisées par la CRE en matière de surveillance des marchés de détail

La déclinaison pratique du schéma de surveillance précédemment décrit nécessite la mise en œuvre d'actions de surveillance, qui consistent pour l'essentiel en :

#### ***La collecte et la vérification des données de marché***

La surveillance continue des divers indicateurs qui caractérisent un fonctionnement régulier et concurrentiel du marché requiert de disposer de données pertinentes et fiables. Les données sont recueillies auprès des gestionnaires de réseaux, des fournisseurs, des consommateurs et des acteurs du marché de gros. Cette collecte s'effectue de façon continue.

La fiabilité de ces données a fait l'objet, en préalable à l'élaboration du présent rapport, d'une vérification, qui a permis d'appréhender les limites de validité des indicateurs publiés et de garantir la robustesse des informations et des analyses.

#### ***La collecte et la surveillance de données sur les politiques commerciales des fournisseurs***

La CRE effectue un suivi des politiques commerciales des fournisseurs. Pour ce faire, elle leur demande de transmettre mensuellement l'ensemble des actions commerciales spécifiques mises en œuvre au cours du mois écoulé (encart de journaux, mailing, publicités, etc.) ainsi que les scripts utilisés par les opérateurs téléphoniques et les équipes commerciales.

Cette pratique, mise en place en 2016, permet de suivre l'élaboration, le lancement et la mise en œuvre des nouvelles offres. Elle a notamment vocation à s'assurer que la communication des fournisseurs n'est pas de nature à induire de la confusion pour le consommateur ou à entraver le développement de la concurrence. Elle permet enfin d'identifier et d'éclairer les évolutions des marchés de détail, mais aussi de mesurer l'efficacité d'une campagne de communication.

#### ***Les rencontres avec les acteurs du marché***

Dans le cadre de ses travaux relatifs à la surveillance des marchés de détail, la CRE a mené une campagne de consultation des principaux acteurs du marché de détail de mai à juillet 2019.

Cette consultation générale, qui s'inscrit dans le cadre des missions de surveillance confiées à la CRE par les articles L. 131-1 et L. 131-2 du code de l'énergie, fait suite aux campagnes menées en 2007, 2010, 2012, 2015, 2017 auprès des principaux fournisseurs d'électricité et de gaz naturel.

Ces consultations permettent aux acteurs de présenter leurs activités et d'exposer leur vision et leurs suggestions sur le fonctionnement et le développement de la concurrence des marchés de détail.



A l'occasion de cette nouvelle campagne, la CRE a rencontré non seulement les fournisseurs et les représentants des consommateurs, mais aussi les opérateurs d'effacement et les comparateurs de prix. Plusieurs thèmes généraux ont été abordés lors des entretiens : les offres privilégiées, les stratégies commerciales et marketing, le bilan de l'ouverture du marché et ses dysfonctionnements éventuels, l'impact des marchés de capacité et des certificats d'économies d'énergies. Le tableau ci-dessous recense les acteurs que la CRE a rencontrés lors de cette dernière campagne.

**Tableau 1 - Liste des acteurs rencontrés lors de la campagne d'entretiens menée par la CRE, en 2019**

Type d'acteurs	Liste des acteurs
Fournisseurs	Alpiq, Alterna, Axpo, EDF, EkWateur, Elecocité, Enercoop, Energies d'ici, Engie, ENI, ES Energies Strasbourg, Gaz de Bordeaux, Gaz Electricité de Grenoble, IleK, Energies E.Leclerc, Opéra Energie, Total Direct Energie, UEM, Uniper, Vattenfall
Associations de consommateurs	AMORCE, ARC, CLCV, CLEEE, FNCCR, Uniden
Opérateurs d'effacement	Axpo, EnergyPool, Eqinov, Restore, Voltalis
Comparateurs de prix	Capitaine Energie, HelloWatt, Hopénergie, Jéchange, LeLynx, Papernest, Selectra

Le contenu de ces entretiens est restitué dans le présent rapport au gré des différents sujets abordés.

#### Les actions de la CRE dans le cadre de la surveillance du marché de détail

La mission de surveillance du marché de détail donne lieu – outre l'élaboration du présent rapport – aux activités suivantes :

- le développement d'outils de modélisation du fonctionnement du marché ;
- l'élaboration des indicateurs et leur publication, notamment dans l'observatoire trimestriel des marchés de détail ;
- des recommandations ou communications de la CRE ;
- des échanges avec les autorités nationales et européennes. La CRE entretient ainsi des échanges réguliers avec les autres autorités administratives nationales telles l'Autorité de la concurrence (AdC), l'Autorité des marchés financiers (AMF) et l'Autorité de régulation des communications électroniques et des postes (ARCEP), la Commission nationale de l'informatique et des libertés (CNIL), le médiateur national de l'énergie (MNE) ainsi qu'avec la Direction générale de la concurrence, de la consommation et de la répression des fraudes (DGCCRF). En parallèle, la CRE contribue aux travaux relatifs au marché de détail menés par l'ACER et le Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER).

#### La CRE opère dans ce rapport un changement de méthodologie pour les données de parts de marché qu'elle publie

Afin de tenir compte de l'évolution du marché et d'en améliorer ses indicateurs, la CRE a souhaité faire évoluer la méthodologie de calcul des parts de marché des fournisseurs par rapport aux années antérieures :

- 1) Les activités commerciales d'un fournisseur historique seront maintenant distinguées selon qu'elles ont lieu sur sa zone de desserte historique ou non ;
- 2) Les parts de marché des filiales seront maintenant fusionnées avec celles de leur société mère (actionnariat supérieur à 50%). Par extension, les offres de marché d'une filiale d'un fournisseur historique seront distinguées selon qu'elles sont rattachées à la zone de desserte historique de sa maison-mère et hors de cette zone. La liste des filiales figure en partie 1.2 de la section 1 du présent rapport pour celles actives sur le segment résidentiel et en partie 1.1 de la section 2 pour celles actives sur le segment non résidentiel.

L'application d'une telle méthodologie permet de mieux caractériser les positions dominantes des fournisseurs en tenant compte de leur image de marque et de leurs stratégies commerciales.

A ce jour, ce changement de méthodologie n'a pas d'effet significatif sur les indicateurs publiés, mais la CRE estime propice de la faire évoluer dans un contexte de disparition des tarifs réglementés pour certaines catégories de clients.

Afin d'assurer une comparabilité des éléments qu'elle publie, la CRE fournira sur son *open data* les données correspondant à l'application de cette nouvelle méthodologie sur les années antérieures.

Ce changement de méthodologie sera intégré dans les prochaines publications de la CRE (observatoires trimestriels et rapports annuels).

### 3. LES MARCHES DE DETAIL DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ NATUREL

#### Typologie de la clientèle

En électricité, l'ensemble du marché représente, au 31 décembre 2019, **38,9 millions de sites**, pour une consommation annuelle d'électricité d'environ **436<sup>1</sup> TWh**.

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

Tableau 2 - Segments de clientèle en électricité

Segment de clientèle	Puissance souscrite $P_s$	Niveau de tension
Sites résidentiels	$P_s \leq 36$ kVA	Basse tension (BT)
Petits sites non résidentiels	$P_s \leq 36$ kVA	Basse tension (BT)
Moyens sites non résidentiels	$36$ kVA < $P_s$ < $250$ kW	Basse tension (BT) Haute tension A (HTA)
Grands sites non résidentiels	$P_s \geq 250$ kW	Haute tension A (HTA) Haute tension B (HTB)

Sources : GRT, GRD

**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).

**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).

**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 résidentiels** : sites de 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.

L'ensemble du marché du gaz naturel représente, au 31 décembre 2019, **11,5 millions de sites** pour une consommation annuelle de gaz d'environ **468 TWh<sup>2</sup>**.

Le marché se divise en trois segments :

**Sites non résidentiels transport** : grands sites industriels raccordés au réseau de transport, à l'exception des centrales de production d'électricité au gaz, qui fonctionnent dans une logique de marché de gros et non de marché de détail.

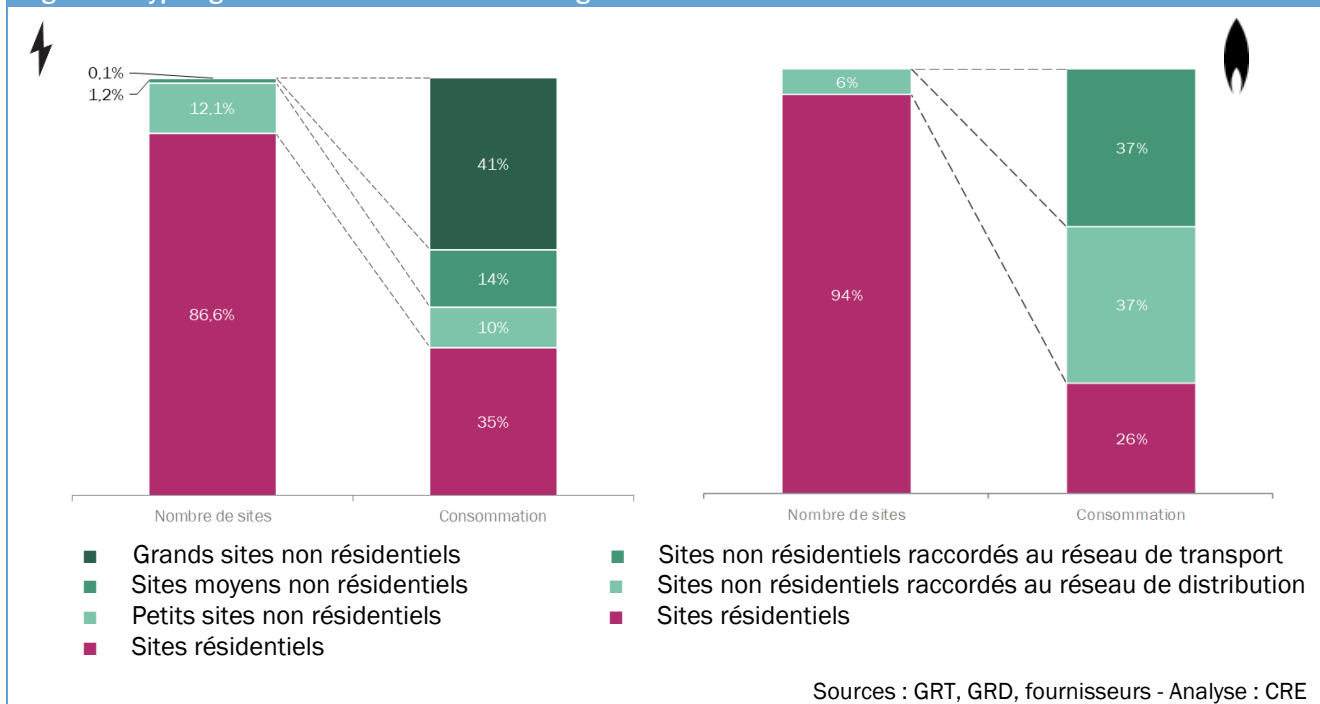
**Sites non résidentiels distribution** : sites non résidentiels, copropriétés et grands sites industriels raccordés au réseau de distribution.

**Sites résidentiels** : sites de consommation des clients particuliers.

<sup>1</sup> 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 429 TWh et un nombre de sites de 38,2 millions au 31 décembre 2019.

<sup>2</sup> 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 465 TWh et un nombre de sites de 11,4 millions au 31 décembre 2019.

Figure 1 - Typologie des sites en électricité et en gaz naturel au 31 décembre 2019



Deux types d’offres existent sur le marché de détail :

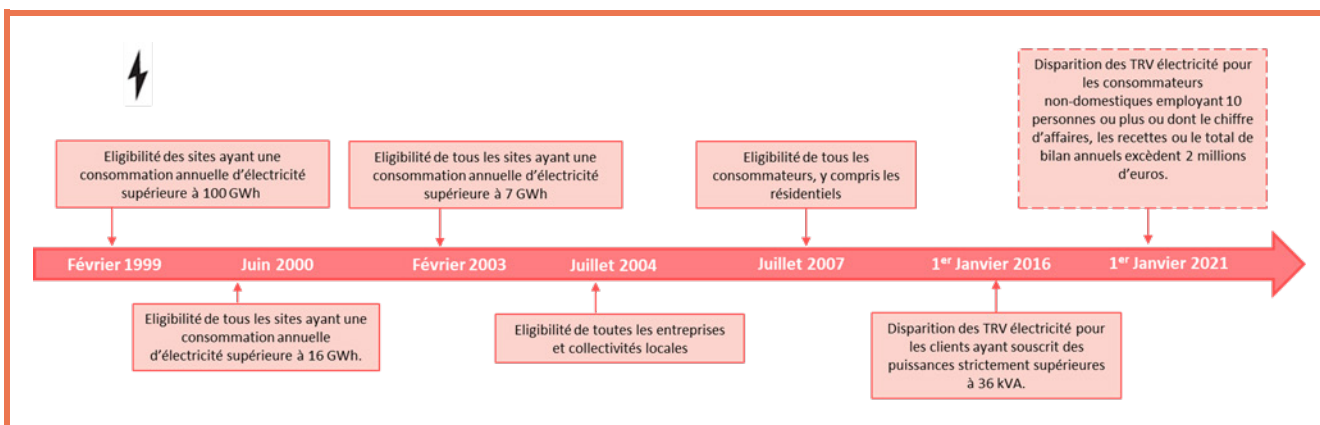
- les tarifs réglementés de vente (TRV), proposés exclusivement par les fournisseurs historiques, dont les évolutions sont fixées par les pouvoirs publics ;
- les offres de marché, dont les prix sont fixés librement par les fournisseurs.

Les clients résidentiels dont les ressources ouvrent droit au bénéfice de l’ACS (Assurance Complémentaire Santé), à la CMU-C (Couverture maladie universelle complémentaire) ou répondant au critère de revenu fiscal de référence établi par la loi n°2013-312 du 15 avril 2013, pouvaient bénéficier des tarifs sociaux jusqu’à la fin de l’année 2017. Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2018, ces tarifs sociaux ont été remplacés par le chèque énergie, institué par la loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte. Le chèque énergie permet aux consommateurs éligibles de régler leurs factures d’énergies (électricité, gaz naturel, fioul, bois...) ou de financer des travaux de rénovation énergétique. Son attribution est automatique et le montant du chèque est calculé sur la base du revenu fiscal de référence du foyer et de sa composition.

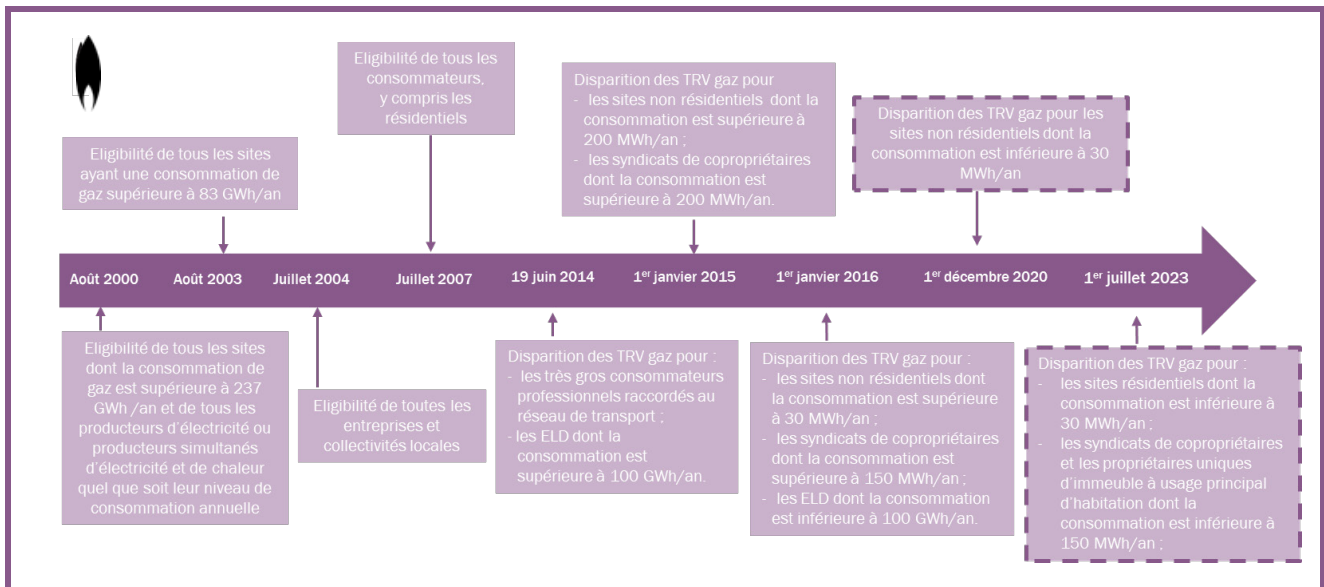
Le consommateur résidentiel, en gaz comme en électricité, peut à tout moment et sans frais résilier son contrat et changer d’offre ou de fournisseur pour une offre de marché. De plus, le consommateur résidentiel dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA en électricité peut revenir à un contrat au tarif réglementé auprès de son opérateur historique.

Étapes de l’ouverture des marchés

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).







Afin de mettre fin aux procédures d'infraction engagées par la Commission européenne relatives aux tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz naturel et au tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM), le gouvernement français s'est engagé à supprimer le bénéfice des tarifs réglementés de vente pour les grands consommateurs non résidentiels d'électricité et de gaz naturel.

En électricité, selon les dispositions de l'article L. 337-9 du code de l'énergie, les tarifs réglementés pour les clients ayant souscrit une puissance strictement supérieure à 36 kVA, sont supprimés depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2016. Cette catégorie de clients correspond principalement aux clients industriels, précédemment aux tarifs réglementés de vente « jaunes » et « verts ». Les consommateurs concernés ont dû souscrire un contrat en offre de marché auprès du fournisseur de leur choix avant le 31 décembre 2015.

En gaz naturel, la suppression des tarifs réglementés de vente de gaz naturel s'est réalisée en trois étapes, en application des dispositions de l'article L. 445-4 du code de l'énergie issues de la loi n° 2014-344 du 17 mars 2014 relative à la consommation :

- trois mois après la publication de la loi, soit le 19 juin 2014, pour les consommateurs raccordés au réseau de transport ;
- le 31 décembre 2014 au plus tard, pour les consommateurs non domestiques dont la consommation annuelle est supérieure à 200 000 kilowattheures de gaz par an ;
- le 31 décembre 2015 au plus tard, pour les consommateurs non domestiques dont la consommation annuelle est supérieure à 30 000 kilowattheures de gaz par an et pour les immeubles à usage principal d'habitation consommant plus de 150 000 kilowattheures par an.

Depuis, de nouvelles échéances ont été introduites par la loi Energie Climat du 8 novembre 2019 qui prévoit la fin des tarifs réglementés de vente de gaz en naturel (TRVG) pour l'ensemble des consommateurs et restreint les catégories de consommateurs éligibles aux tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE).

Les TRVG seront supprimés à compter :

- du 1<sup>er</sup> juillet 2023 pour les consommateurs finals domestiques et pour les propriétaires d'un immeuble consommant moins de 150 000 kWh par an ;
- du 1<sup>er</sup> décembre 2020 pour les consommateurs finals non domestiques consommant moins de 30 000 kWh par an.

Depuis le 8 décembre 2019, plus aucun contrat au TRVG ne peut être souscrit.

Les TRVE seront supprimés, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2021, pour les consommateurs finals non domestiques qui emploient dix personnes ou plus ou dont le chiffre d'affaires, les recettes ou le total de bilan annuels excèdent 2 millions d'euros. Ces consommateurs ne peuvent plus souscrire de contrat au TRVE depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2020, sauf s'ils attestent respecter les critères d'éligibilité au TRV, auprès du fournisseur historique.

A partir de cette date, les seuls consommateurs pouvant disposer de contrats aux TRVE sont :

- les consommateurs finals domestiques, y compris les propriétaires uniques et les syndicats de copropriétaires d'un immeuble unique à usage d'habitation ;
- les consommateurs professionnels dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA, qui emploient moins de 10 personnes et dont le chiffre d'affaires, les recettes ou le total de bilan annuels sont inférieurs à 2 millions d'euros.

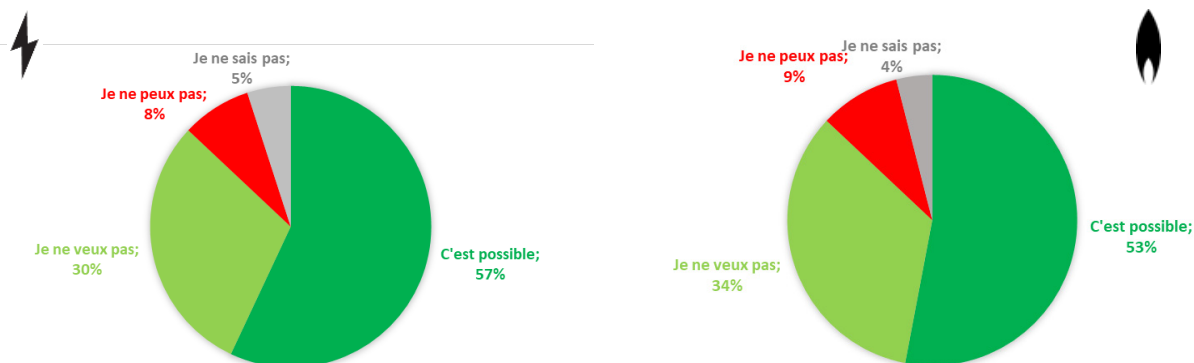
# SECTION 1 : LE MARCHÉ RÉSIDENTIEL

## 1. ETAT DES LIEUX DU MARCHÉ RESIDENTIEL AU 31 DECEMBRE 2019

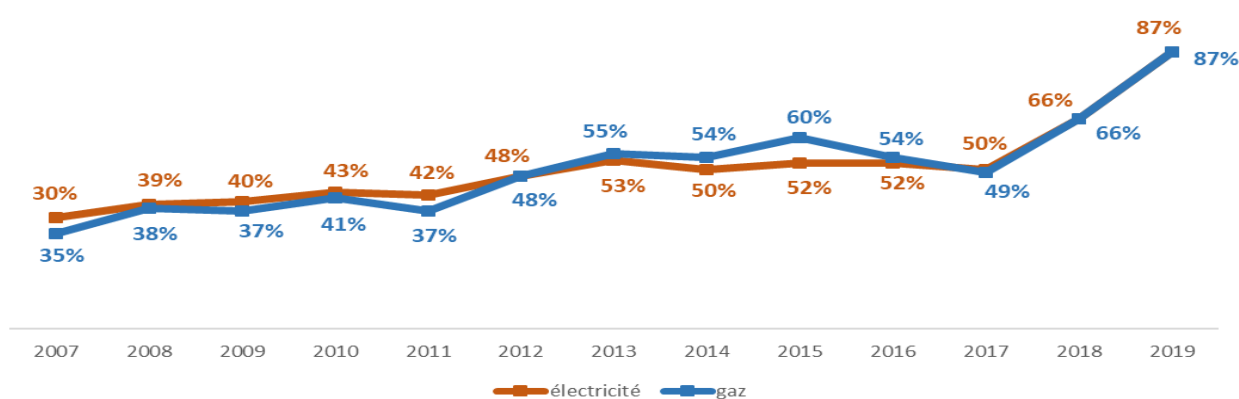
### 1.1 La connaissance de l'ouverture des marchés atteint des niveaux importants, toutefois certaines confusions persistent

Le 13<sup>ème</sup> baromètre annuel énergie-info sur la perception des marchés de l'électricité et du gaz naturel a été réalisé par le médiateur national de l'énergie (MNE) à partir d'une enquête téléphonique menée auprès de 1 300 foyers en France en septembre 2019. Les résultats ci-dessous laissent penser que la connaissance des consommateurs de leur droit au changement de fournisseur a nettement progressé depuis deux ans pour atteindre 87% en 2019, en électricité comme en gaz naturel.

Figure 2 - Connaissance du droit de changer de fournisseur d'énergie (en %)



Réponses à la question « Est-il possible de changer de fournisseur en électricité (gauche)/gaz naturel (droite) ? »



Evolution du taux de « connaissance du droit au changement de fournisseur »

Source : 13<sup>ème</sup> édition du baromètre énergie-info.fr – Analyse CRE

Le baromètre précise, par ailleurs, que 66% des français estiment mieux connaître la démarche pour changer de fournisseur, sentiment plus marqué chez les consommateurs ayant déjà été démarchés par des fournisseurs.

La confiance des consommateurs dans les vertus de l'ouverture des marchés semble cependant se dégrader selon les indicateurs du baromètre. Les consommateurs y sont moins favorables que les années précédentes, 60% d'entre eux jugeant qu'elle constitue « une bonne chose » contre 65% en 2018 et 75% en 2015. Ils sont également plus sceptiques quant à l'intérêt financier de cette ouverture. Pour la première fois en 13 ans, autant de consommateurs pensent que l'ouverture des marchés conduit à une hausse des prix que d'autres à leur baisse (22%).

Les résultats des 12<sup>e</sup> et 13<sup>e</sup> baromètres soulignent le développement important du démarchage au cours des deux dernières années. Ainsi, 61% des consommateurs déclarent avoir été démarchés en 2019 par un fournisseur pour souscrire une offre de fourniture d'électricité ou de gaz naturel (contre 56% en 2018 et 36% en 2017). Il est vraisemblable que ce démarchage a contribué à faire réaliser aux consommateurs qu'ils peuvent changer de

3 Pour son 13<sup>ème</sup> baromètre, le MNE a modifié sa méthodologie de sondage des consommateurs sur cette question spécifique. Ce résultat inclut les consommateurs ayant répondu « Je ne veux pas » qui sont ainsi considérés comme connaissant leur droit, mais refusant d'en faire usage. L'analyse comparative des résultats avec ceux des années précédentes doit donc être réalisée avec prudence.

fournisseur. Toutefois, au travers de quelques pratiques commerciales contestables de la part de certains fournisseurs ou de leurs prestataires, il a peut-être aussi contribué à l'augmentation de la méfiance des consommateurs.

En 2019, les répondants sont plus nombreux à connaître au moins un autre fournisseur d'électricité que leur fournisseur actuel (74% contre 66% en 2018).

Les résultats montrent aussi que les français sont plus nombreux à avoir changé de fournisseur d'énergie : 24% des ménages disent avoir changé de fournisseur d'électricité et 29% déclarent avoir changé de fournisseur de gaz depuis l'ouverture des marchés. Le prix reste la principale motivation pour 70% d'entre eux et 20% ont utilisé un comparateur.

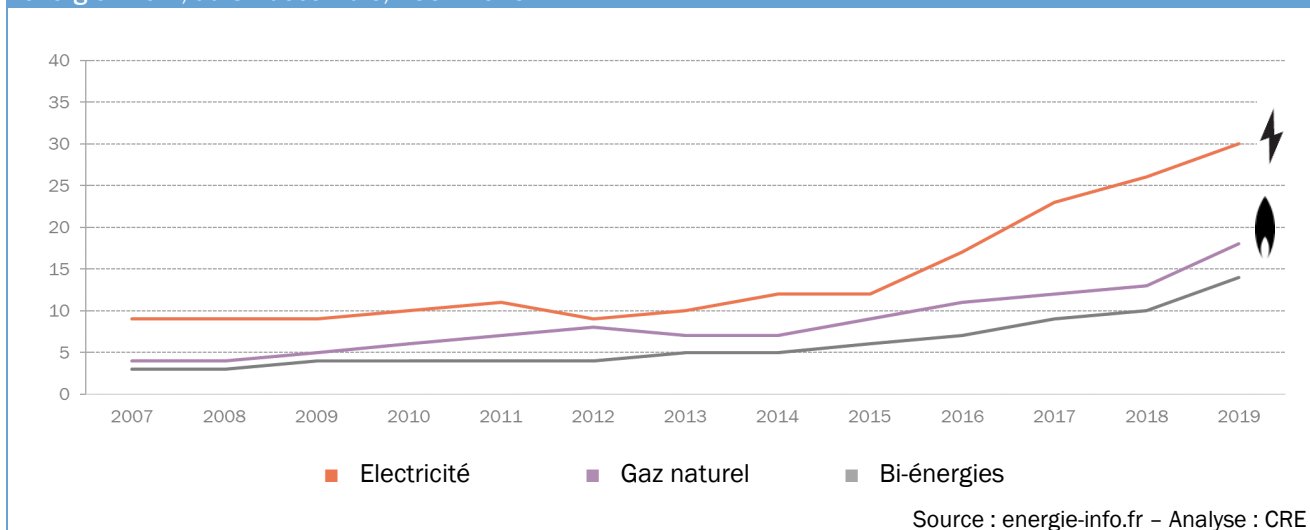
Environ 90% des répondants connaissent les compteurs communicants (contre 83% en 2018), y compris parmi des foyers non équipés à date. La connaissance de la possibilité de relève à distance et de la gratuité de la pose, progresse, elle aussi (respectivement 94% et 83% des répondants contre 89% et 79% en 2018). Il en va de même de la compréhension de l'apport des compteurs en termes de suivi de la consommation d'énergie : 62% pensent que ce suivi sera meilleur (contre 55% en 2018) avec un taux de 66% parmi les foyers déjà équipés.

Enfin, concernant les offres de marchés, 61% des français se disent intéressés par les offres vertes (chiffre stable par rapport à 2018) et 12% des français sont prêts à en souscrire une plus chère que les autres offres. En revanche, 49% se disent prêts à souscrire seulement si elle est moins chère que l'offre non verte.

## 1.2 Le nombre de fournisseurs présents sur le marché résidentiel est toujours en hausse

Au 31 décembre 2019, sur le marché résidentiel, 34 fournisseurs nationaux<sup>4</sup> actifs<sup>5</sup> sont inscrits sur le site du MNE, [www.energie-info.fr](http://www.energie-info.fr). Sur le marché de l'électricité, 30 fournisseurs proposent des offres aux consommateurs et 18 sur le marché du gaz. Parmi ces fournisseurs, 14 sont présents sur les deux marchés. Le nombre de fournisseurs est en hausse par rapport au 31 décembre 2018 sur le segment résidentiel, avec cinq nouveaux fournisseurs sur le marché du gaz et quatre sur le marché de l'électricité.

Figure 3 - Evolution du nombre de fournisseurs nationaux, actifs sur le segment résidentiel et inscrits sur le site énergie-info.fr, au 31 décembre, 2007-2019



Les fournisseurs historiques<sup>6</sup> actifs se répartissent en deux catégories :

- Les fournisseurs historiques nationaux : EDF en électricité et Engie en gaz naturel ;
- Les entreprises locales de distribution (ELD), un peu plus d'une centaine en électricité et de 22 ELD en gaz naturel. Au 31 décembre 2019, seules les ELD Gaz de Bordeaux et Gédia ont développé une activité nationale sur le segment résidentiel en gaz naturel. Seules les ELD Gédia et EDSB l'agence ont développé

<sup>4</sup> 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](http://www.energie-info.fr).

<sup>5</sup> Un fournisseur est dit actif sur un marché et un segment donné s'il remplit au moins l'une des conditions suivantes :

- il fournit au moins un site en électricité ou en gaz naturel ;
- il est responsable d'équilibre d'au moins un site en CARD/CART en électricité ou en CAT en gaz ;
- il est responsable d'équilibre et a livré une partie de la consommation d'un site au cours de l'année précédente.

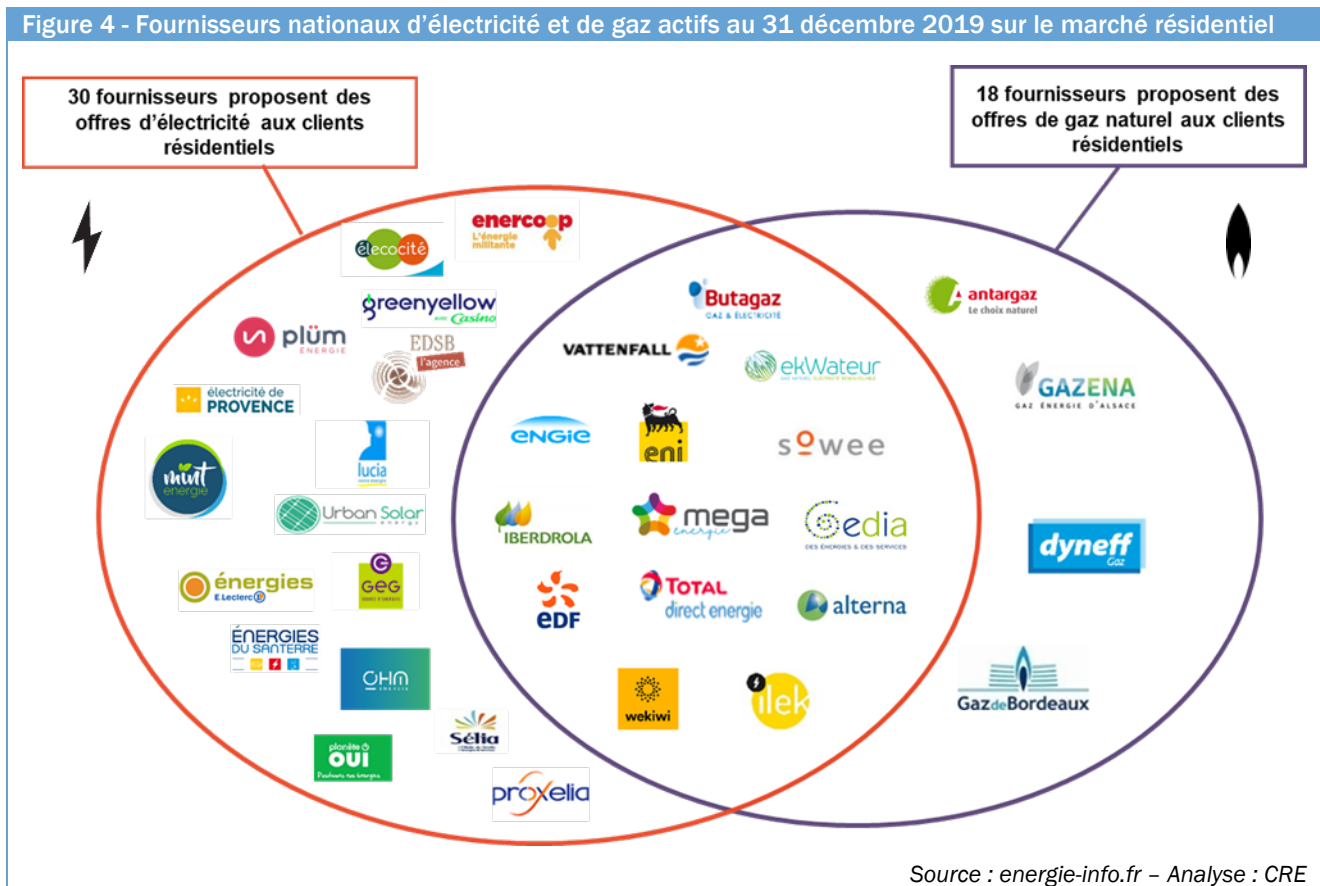
<sup>6</sup> Un fournisseur est considéré comme historique dans une énergie, s'il commercialise ou a commercialisé des tarifs réglementés de vente dans cette énergie.



une activité nationale sur le segment résidentiel en électricité en leur propre nom. D'autres ELD ont plutôt choisi de créer des filiales dédiées à cette activité (cf. infra).

Les fournisseurs alternatifs actifs sur le segment résidentiel sont les suivants (en gras, les fournisseurs apparus en 2018-2019) :

- **Électricité** : Alterna, Butagaz, EkWateur, **Eleccité**, Electricité de Provence, Enercoop, Energies du Santerre, **E.Leclerc**, Engie, ENI, GEG Source d'Énergies, Greenyellow, **Iberdrola**, Ilek, Lucia, **MEGA Energie**, Mint Energie, **Ohm Energie**, Planète Oui, Piùm Energie, Proxelia, Sélia, Sowee, Total Direct Energie<sup>7</sup>, **Urban Solar Energy**, **Vattenfall** et **Wekiwi** ;
- **Gaz naturel** : Alterna, Antargaz, Butagaz, Dyneff Gaz, EDF, EkWateur, ENI, **Gazena**, **Iberdrola**, Ilek, **MEGA Energie**, Sowee, Total Direct Energie<sup>7</sup>, **Vattenfall** et **Wekiwi**.



Les données utilisées dans cette section concernent les sites fournis au 31 décembre 2019 sur les réseaux d'Enedis et des six plus grandes ELD<sup>8</sup> en électricité et sur les réseaux de GRDF et des trois plus grandes ELD<sup>9</sup>, en gaz naturel<sup>10</sup>. Ces sites sont fournis soit par un fournisseur historique<sup>11</sup> soit par un fournisseur alternatif.

Dans le cadre du changement de méthodologie, explicité dans la préface du présent rapport, les données présentées distinguent pour les sites en offres de marché :

- Ceux détenus par un fournisseur historique, y compris par ses filiales éventuelles sur sa zone de desserte historique et en dehors de cette zone. Par exemple, une offre de marché d'EDF sur le territoire historique de GEG<sup>12</sup> sera considérée comme une offre de marché d'un fournisseur alternatif. De même, une offre de

<sup>7</sup> Total Direct Energie est le fournisseur issu de la fusion de Direct Energie et de Total Spring.

<sup>8</sup> Strasbourg Electricité Réseaux (SER), GreenAlp, Gérédis Deux-Sèvres, SICAE de l'Oise, SRD et URM.

<sup>9</sup> Réseau-GDS à Strasbourg, Régaz à Bordeaux et GreenAlp en Savoie et en Isère.

<sup>10</sup> Globalement, le périmètre d'étude retenu dans cette partie représente plus de 99 % des volumes fournis sur l'ensemble du territoire métropolitain tous gestionnaires de réseaux confondus.

<sup>11</sup> En électricité, les fournisseurs historiques sur les territoires des ELD sont ES Énergies Strasbourg (territoire d'ESR), Gaz Électricité de Grenoble (territoire de GreenAlp), UEM (territoire d'URM), SICAE de l'Oise, Séolis (territoire de Gérédis Deux-Sèvres) et Sorégies (territoire de SRD). En gaz, les fournisseurs historiques sur les territoires des ELD sont Gaz de Bordeaux (territoire de Régaz), ES Énergies (territoire de Réseau GDS) et Gaz Électricité de Grenoble.

<sup>12</sup> Soit GreenAlp.

marché de GEG Source d'Énergies (filiale à 100% de GEG) sera considérée comme une offre de marché d'un fournisseur historique.

Les filiales des fournisseurs historiques, actifs sur le segment résidentiel au 31 décembre 2019, sont :

- Pour l'électricité : Sowee, filiale d'EDF ; GEG Source d'Énergies, filiale de Gaz Electricité de Grenoble (GEG) ; 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 ;

ES Energies Strasbourg est un cas particulier : il s'agit à la fois d'une filiale à 100 % d'EDF et d'une ELD. Dans le présent rapport, les données relatives à ce fournisseur seront considérées distinctement de celles d'EDF.

- Pour le gaz naturel : GEG Source d'Énergie filiale de GEG.

### **1.3 Le développement des offres de marché se poursuit, avec une part toujours largement plus importante en gaz qu'en électricité**

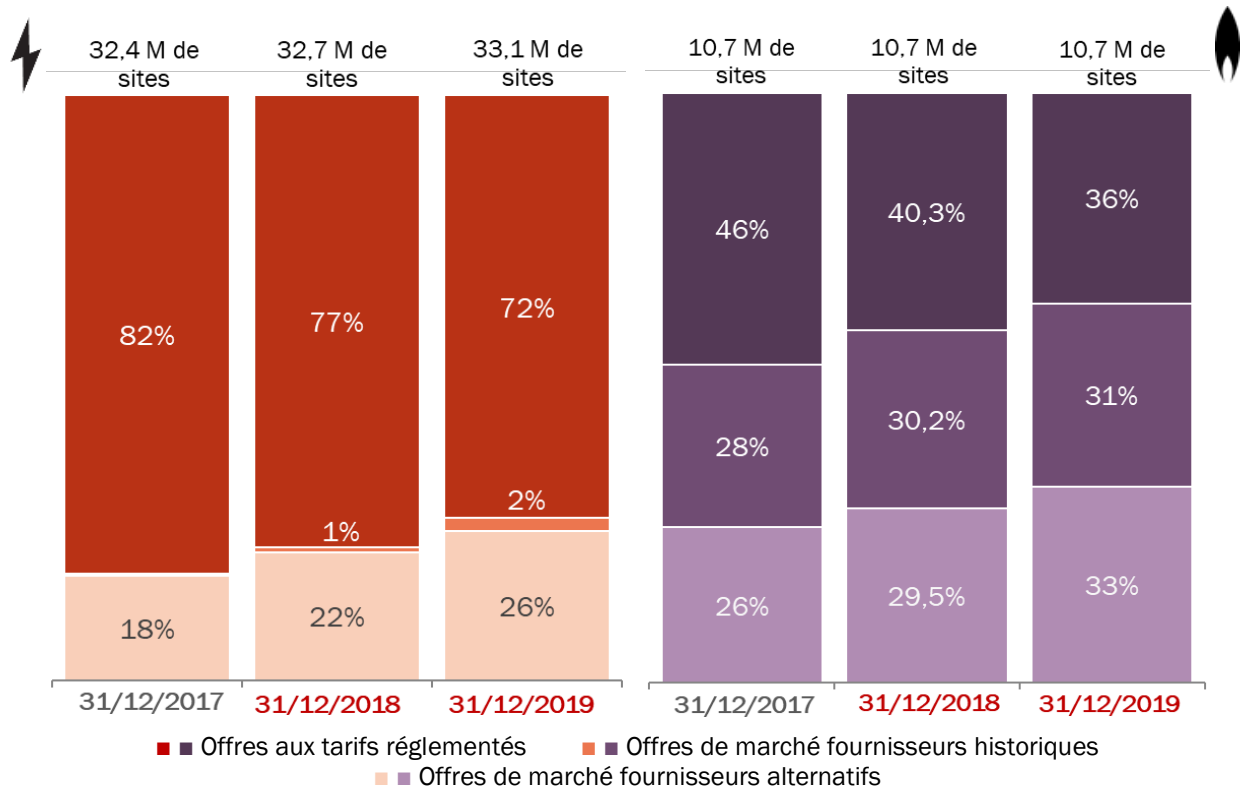
Le nombre de consommateurs résidentiels au TRV est en nette décroissance dans les deux énergies. Au 31 décembre 2019, 72% des sites en électricité et 36% des sites en gaz naturel bénéficiaient d'un tarif réglementé (soit respectivement - 5 et - 6 points par rapport à décembre 2018).

En électricité, si les TRV restent dominants, les offres de marché continuent de se développer à un rythme plus important qu'au cours des dernières années avec 1 729 000 sites supplémentaires (contre + 1 547 000 en 2018 et + 1 323 000 en 2017). Le nombre de sites en offre de marché a augmenté en moyenne de 144 000 sites par mois, pour s'établir à la fin de l'année 2019 à 9 159 000 sites, sur un total de 33,1 millions. Cette progression est la conséquence du rythme de développement relativement stable des fournisseurs alternatifs (+ 1 292 000 en 2019 et + 1 350 000 en 2018), auquel s'ajoute la progression importante des offres de marché des fournisseurs historiques. En effet, 437 000 clients ont souscrit une offre de marché chez un fournisseur historique en 2019, contre 141 000 en 2018 et 72 000 en 2017. Au 31 décembre 2019, près de 92 % des clients résidentiels ayant souscrit une offre de marché l'ont fait chez un fournisseur alternatif.

En gaz naturel, le nombre de clients résidentiels en offre de marché continue de progresser à un rythme soutenu, mais plus faible par rapport aux années précédentes, avec 511 000 sites supplémentaires en 2019 contre 634 000 en 2018 et 709 000 en 2017. Le nombre de sites en offre de marché a augmenté en moyenne de 43 000 sites par mois en 2019 pour s'établir à la fin de l'année à 6 903 000 sur 10,7 millions. Au 31 décembre 2019, près de 51 % des clients résidentiels ayant souscrit une offre de marché l'ont fait chez un fournisseur alternatif.

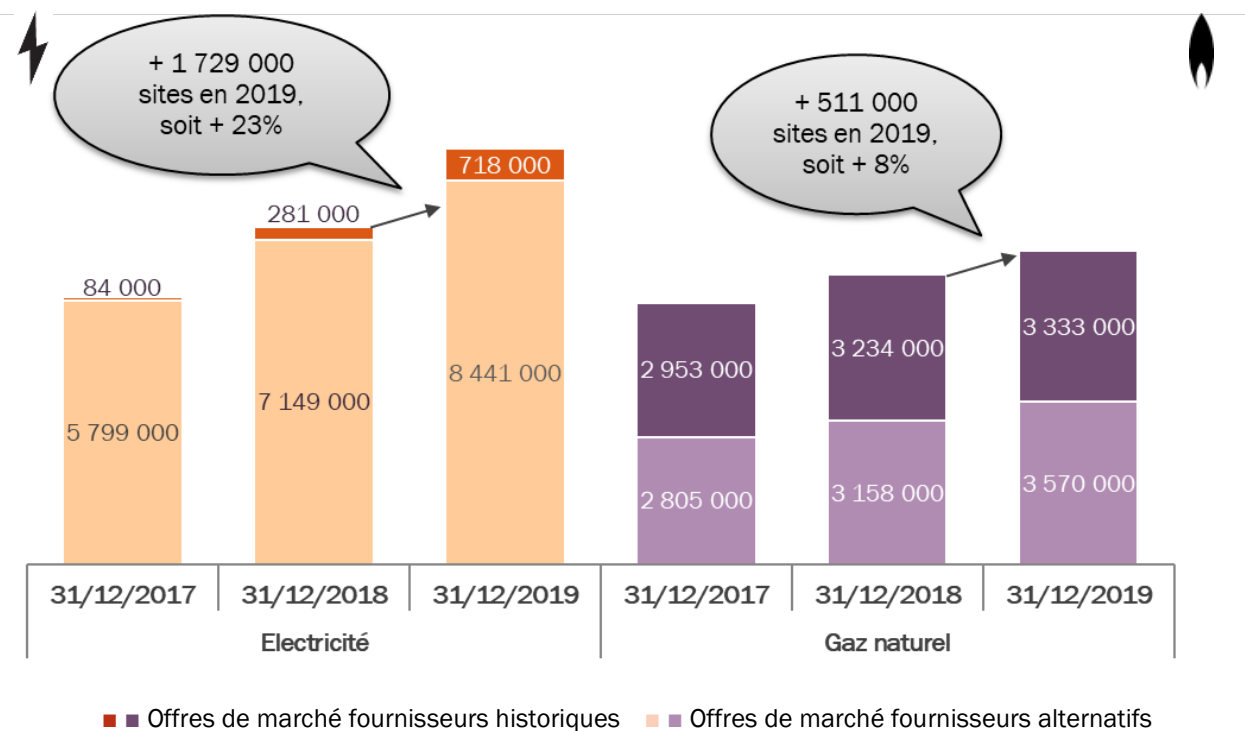
En consommation annualisée, 75 % des sites sont au TRV en électricité, en baisse de 5 points par rapport à 2018, et 36 % en gaz naturel, en baisse de 4 points par rapport à 2018.

Figure 5 - Répartition des offres d'électricité et de gaz sur le segment résidentiel, en nombre de sites



Sources : GRD - Analyse : CRE

Figure 6 - Répartition des offres d'électricité et de gaz sur le segment résidentiel, en nombre de sites



Source : GRD - Analyse : CRE

## 1.4 Mesure de l'intensité concurrentielle

### 1.4.1 Parts de marché individualisées sur le segment des offres de marché (i.e. hors TRV)

Les parts de marché présentées ci-après ont été calculées en se fondant sur les données transmises par les gestionnaires de réseau, qui ne connaissent pas l'identité du fournisseur qui alimente un site, mais celle du responsable d'équilibre (RE) au périmètre duquel ce site est rattaché en électricité et de l'expéditeur final du site en gaz naturel.

Le RE est l'opérateur engagé contractuellement, auprès de RTE, à financer le coût des écarts constatés *a posteriori* entre électricité injectée et électricité soutirée, au sein d'un périmètre d'équilibre contractuel. Un fournisseur d'électricité choisit entre devenir son propre RE ou contractualiser avec un RE existant.

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 (dans la majorité des cas) ou un tiers mandaté pour prendre en charge la partie acheminement seule<sup>13</sup>.

Les parts de marché des fournisseurs peuvent différer légèrement de celles des RE et des expéditeurs.

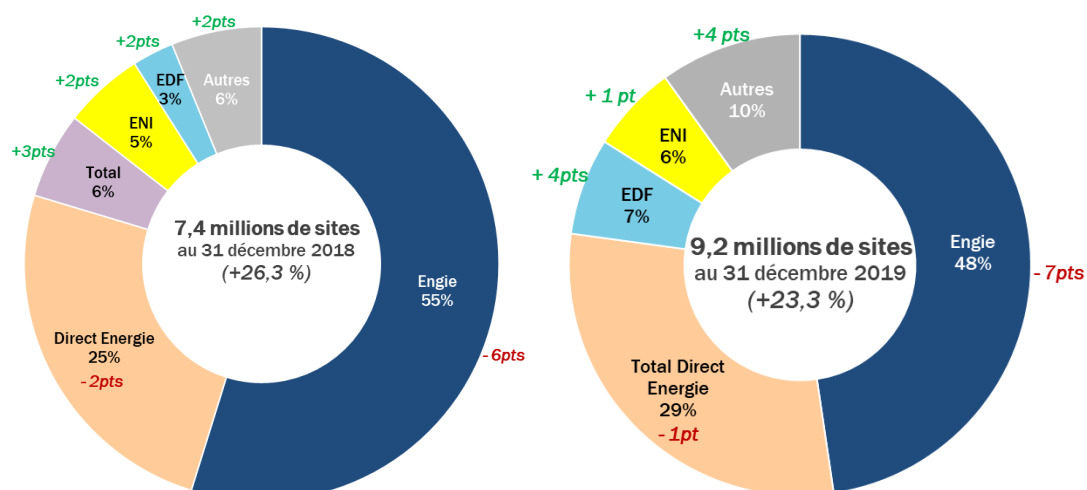
Les parts de marché des filiales sont fusionnées avec celles de leurs sociétés mères.

Les figures ci-après présentent les parts de marché à la fin de l'année 2018 et 2019 des RE et des expéditeurs finals de gaz pour leurs sites en offres de marché seulement, en consommation et en nombre de sites. Les RE ou les expéditeurs finals qui ont une part de marché inférieure à 2 % sont regroupés dans la catégorie « Autres ».

En électricité, les offres de marché sur le segment résidentiel connaissent une croissance forte (+ 26 % en nombre de sites en 2018 et + 23 % en 2019). Ce segment est fortement concentré puisqu'Engie et Total Direct Energie continuent de détenir environ trois quarts des parts de marché. Le développement des offres de marché en 2019 profite majoritairement à l'opérateur historique EDF, aux fournisseurs ENI, EkWateur et Leclerc qui est entré sur le marché en 2018 et dans une moindre mesure, aux plus petits fournisseurs comme GreenYellow, Mint Energie et Butagaz.

Sur le marché du gaz, la hausse du nombre de consommateurs en offres de marché (+ 511 000 sites en offres de marché entre décembre 2018 et décembre 2019) est majoritairement captée par des fournisseurs en deçà du seuil de 2% de parts de marché, au détriment d'Engie (- 4 points entre décembre 2017 et décembre 2019). Il s'agit notamment d'EkWateur et Iberdrola. Par ailleurs, le fournisseur historique Gaz de Bordeaux développe fortement ses offres de marché sur sa zone historique Régaz.

Figure 7 - Répartition des offres de marché d'électricité des responsables d'équilibre à fin 2018 et 2019 sur le segment résidentiel, en nombre de sites

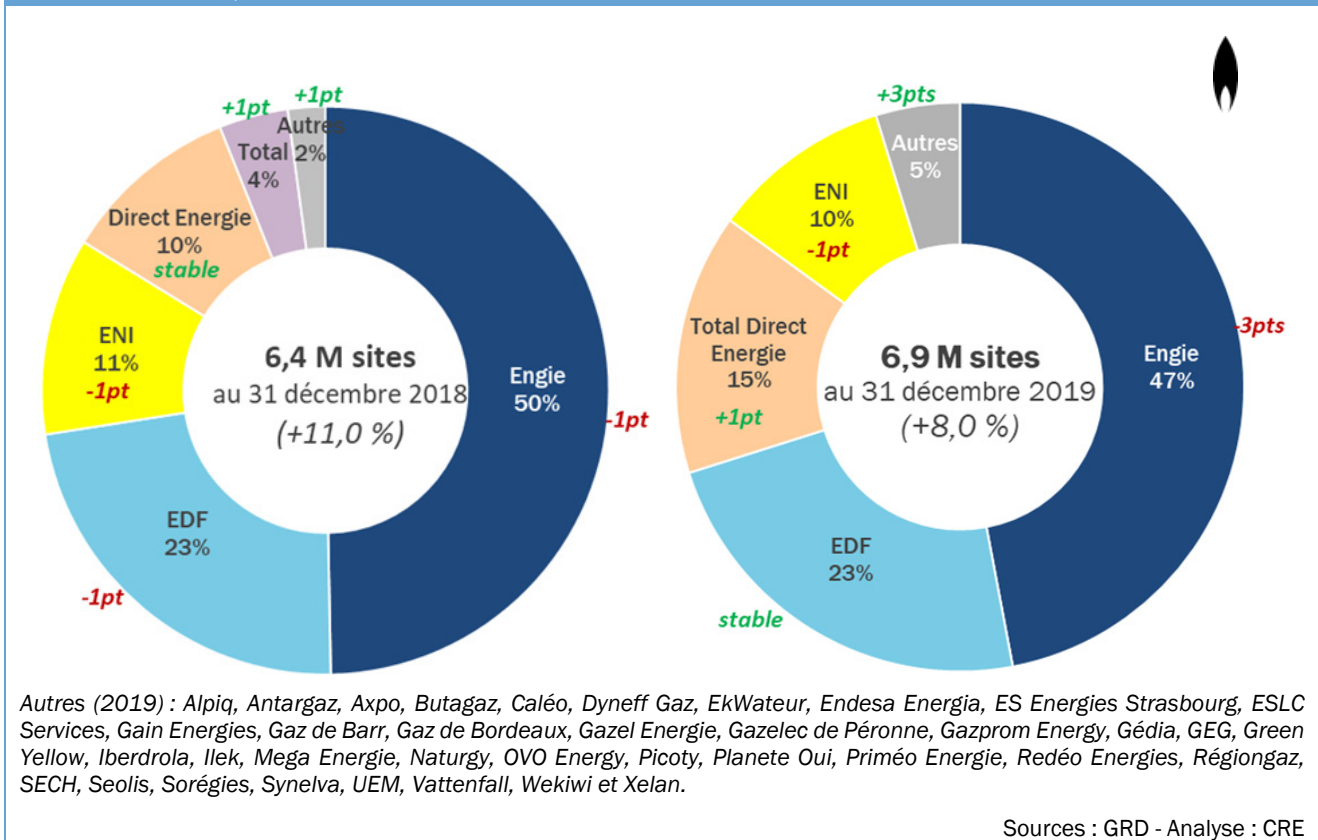


Autres (2019) : Alsen, Alterna, BCM Energie, Butagaz, EDSB L'Agence, EkWateur, E.Leclerc, Elecocité, Enalp, Enargia, Enercoop, Energies d'ici, Energies du Santerre, ES Energies Strasbourg, Gaz de Bordeaux, Gazena, Gédia, GEG, Green Yellow, Hydroption, Iberdrola, Ilek, Lucia, MEGA Energie, Mint Energie, NextEarth, Séolis, SICAE Oise, Sorégies, Sowatt, Synelva, UEM, Urban Solar Energy, Vattenfall, Wekiwi, Xélan.

Sources : GRD - Analyse : CRE

<sup>13</sup> Cas de clients gros consommateurs de gaz naturel.

Figure 8 - Répartition des offres de marché de gaz des expéditeurs finals à fin 2018 et 2019 sur le segment des clients résidentiels, en nombre de sites



### 1.4.2 Ventes brutes 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 d'EDF en gaz sont étudiées séparément de celle des autres fournisseurs alternatifs, pour permettre de comparer leur développement dans leur énergie non historique par rapport à l'ensemble des autres fournisseurs alternatifs<sup>14</sup>.

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

Ces données ne permettent pas de distinguer le comportement des consommateurs selon qu'ils sont au 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.

#### Mises en service

Au cours de l'année 2019, 4 656 000 mises en service ont été enregistrées en électricité contre 4 394 000 en 2018. Sur ce total, 56 % en moyenne ont été effectuées chez les fournisseurs historiques (- 6 points par rapport à 2018 et - 8 points par rapport à 2017), 18 % chez Engie (+ 2 points par rapport à 2018) et 26 % chez les fournisseurs alternatifs autres qu'Engie (+ 4 points par rapport à 2018). Les fournisseurs historiques (EDF et les ELD) continuent d'être contactés préférentiellement par les clients lors des mises en service. Cette préférence s'atténue cependant depuis 2017.

En gaz naturel, 1 512 000 mises en service ont été enregistrées sur l'année 2019, contre 1 444 000 en 2018. Les fournisseurs historiques sont également contactés préférentiellement (avec 42 % des mises en service effectuées en 2018, contre 44 % en 2018 et 45 % en 2017). Le poids d'EDF est significatif, avec 32 % des mises en service en 2019, en baisse de 3 points depuis 2017. Les fournisseurs alternatifs autres qu'EDF ont quant à eux réalisé 27 % des mises en service en 2019, soit 5 points de plus qu'en 2018 et 7 points de plus qu'en 2017.

Ces résultats pourraient s'expliquer par le fait que les clients, en appelant le fournisseur historique pour bénéficier, par exemple, des tarifs réglementés sur une énergie optent pour une offre de marché chez le même opérateur dans l'autre énergie. Sans remettre en question ce choix du consommateur, la CRE souhaite rappeler que, au regard du

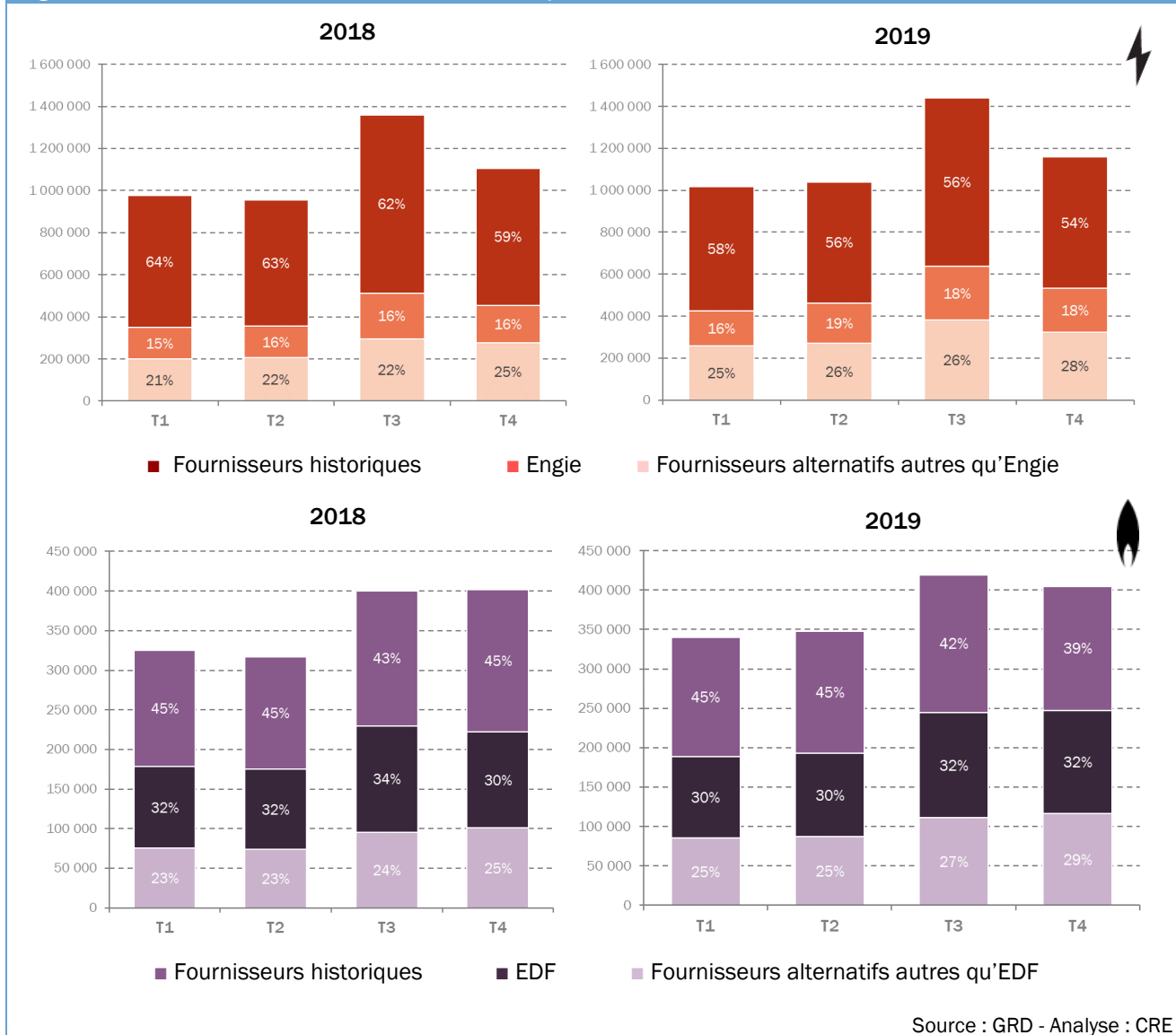
<sup>14</sup> Le changement de méthodologie précisé dans la préface s'applique dans cette partie.



droit de la concurrence l'utilisation croisée de ressources entre des activités de fourniture régulée et concurrentielle est proscrite. En cas d'identification de telles pratiques nuisant au bon fonctionnement du marché et au développement de la concurrence la CRE alerterait l'Autorité de la concurrence.

Même si EDF et Engie captent encore une large majorité des nouveaux clients lors des mises en service, les parts des fournisseurs alternatifs sont croissantes.

Figure 9 - Évolution du nombre de mises en service par trimestre au cours des années 2018 et 2019



### Changements de fournisseur

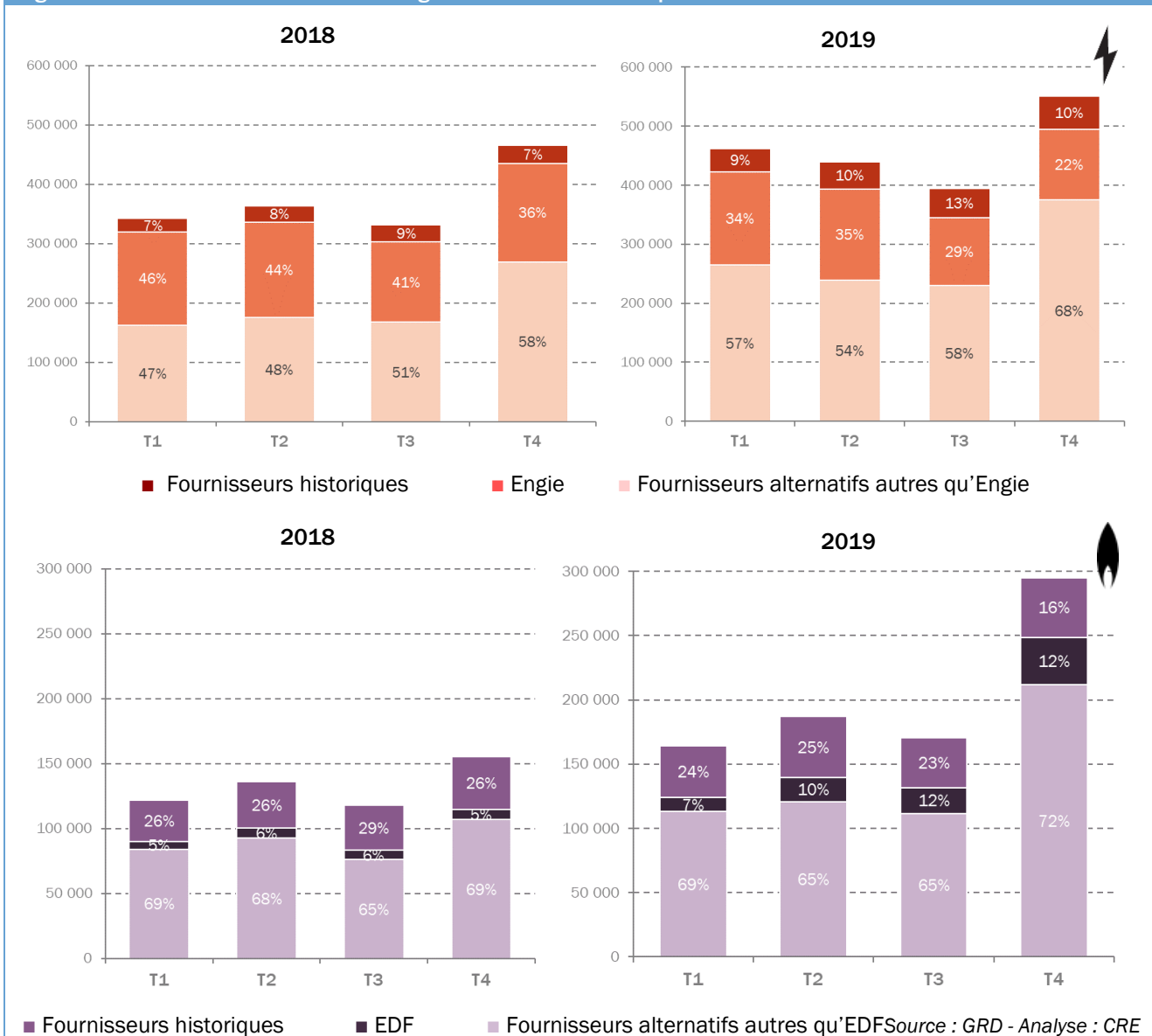
En électricité comme en gaz naturel, les changements de fournisseur se font principalement au bénéfice des fournisseurs alternatifs. Sur ces dernières années, leur nombre a fortement augmenté dans les deux énergies.

En électricité, parmi les 1 847 000 clients ayant changé de fournisseur au cours de l'année 2019, 10% ont souscrit une offre chez un fournisseur historique, chiffre en légère augmentation par rapport à 2018, qui correspond notamment au développement récent des offres de marché d'EDF. Les ventes des fournisseurs alternatifs, autres qu'Engie, augmentent fortement et représentent 60 % des changements de fournisseurs en 2019 (contre 52 % en 2018 et 43 % en 2017). Engie ne capte plus que 30 % de ce type de ventes, contre 41% en 2018 et 48% en 2017.

En gaz naturel, 816 000 clients ont changé de fournisseur au cours de l'année 2019, contre 531 000 en 2018 : 68 % ont souscrit une offre chez un fournisseur alternatif autre qu'EDF, chiffre stable par rapport à 2018. Les fournisseurs historiques reculent légèrement au bénéfice d'EDF, qui en réalise 11% au 2019, chiffre en légèrement augmentation par rapport à 2018.

L'augmentation du nombre de changements de fournisseurs en 2019 est particulièrement visible sur le 4e trimestre, avec 300 000 clients résidentiels qui ont changé de fournisseur pour le gaz naturel et 500 000 pour l'électricité. Ces chiffres atteignent des niveaux records depuis l'ouverture des marchés sur le segment résidentiel. Les changements de fournisseur au cours du dernier trimestre de l'année ont notamment pu être favorisés par le lancement de plusieurs initiatives d'achats groupés<sup>15</sup>, notamment : « Energies moins chères » de UFC Que choisir ; « Achat groupé d'énergie renouvelable de l'automne 2019 » de Selectra (47 000 préinscrits) ou encore « Achat groupé » de Hellowatt (10 000 préinscrits). La dernière campagne « énergie moins chère ensemble » d'UFC Que choisir a enregistré un nombre record de préinscrits (256 000 au total) et 120 000 consommateurs qui ont exprimé le souhait de souscrire une des offres lauréates. Par ailleurs, la fin des TRV prévue par la Loi énergie-climat, promulguée le 8 novembre 2019, a contribué à faire évoluer la communication des fournisseurs ce qui a pu avoir un effet sur la mobilité des consommateurs résidentiels de gaz naturel.

Figure 10 - Évolution du nombre de changements de fournisseur par trimestre au cours des années 2018 et 2019



**Changements de fournisseur nets (anciennement qualifié de « Démarchage<sup>16</sup> net »)**

Anciennement qualifiés de « démarchage net », les changements de fournisseur nets présentés à la Figure 11, reflètent l'évolution réelle du portefeuille d'un fournisseur pour les seuls clients qu'il a acquis ou perdus à la suite d'un changement de fournisseur. Les chiffres correspondant aux « fournisseurs alternatifs autres qu'EDF ou Engie »

<sup>15</sup> Source de données : sites internet des comparateurs d'offres privés (Selectra, Hellowatt, et UFC Que Choisir).

<sup>16</sup> Cette notion utilisée usuellement dans les publications de la CRE n'a rien à voir avec le démarchage commercial des opérateurs. Pour éviter toute confusion, la CRE propose, dorénavant, d'adopter la formulation « Changements de fournisseur nets »

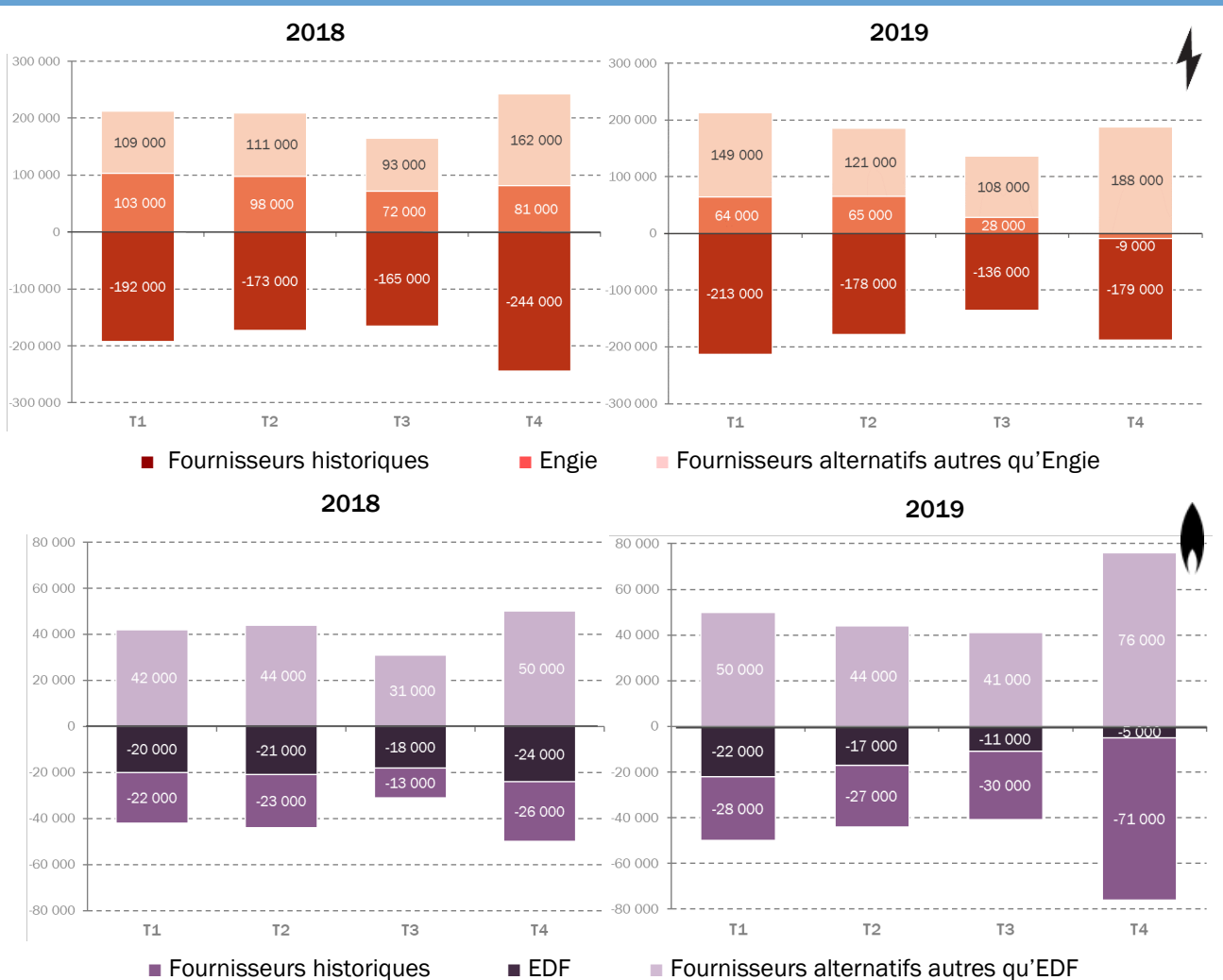


représentent une vision globale à ce périmètre et ne donnent pas d'indication sur les situations individuelles de chacun d'entre eux.

En électricité, les flux de clients dus aux changements de fournisseur nets sont positifs pour la catégorie des fournisseurs alternatifs autres qu'Engie, avec +567 000 clients sur 2019 et +476 000 sur 2018. Pour sa part, Engie gagne, 148 000 clients en 2019, contre 354 000 en 2018 et 438 000 en 2017. Ainsi, la perte de clients résidentiels des fournisseurs historiques due aux changements de fournisseur nets, devenue significative à partir de 2016 se poursuit sur un rythme relativement stable. Engie, qui, depuis plusieurs années, s'est développé fortement sur cet indicateur, a vu un déclin progressif des chiffres associés en 2019, alors que leur croissance a continué pour les autres fournisseurs alternatifs.

En gaz naturel, les flux de clients dus aux changements de fournisseur nets sont positifs pour la catégorie des fournisseurs alternatifs autres qu'EDF, avec +211 000 clients sur 2019 et +167 000 sur 2018. EDF perd 54 000 clients en mobilité concurrentielle en 2019, contre 82 000 en 2018 et 68 000 en 2017. Les fournisseurs historiques perdent 157 000 clients en 2019, contre 85 000 en 2018. La perte de clients résidentiels des fournisseurs historiques due aux changements de fournisseur nets connaît un rebond en 2019 après un creux sur la période 2017-2018. Les niveaux d'EDF sur le marché du gaz naturel sont historiquement bas et semblent déterminés par une stratégie de vente essentiellement fondée sur les mises en service.

Figure 11 - Évolution des changements de fournisseur nets pour la vente d'électricité et de gaz au cours des années 2018 et 2019



N.B. : sur certains trimestres, les flux cumulés d'entrée et sortie des consommateurs ne sont pas parfaitement compensés.

Source : GRD - Analyse : CRE

**Entrées en portefeuille**

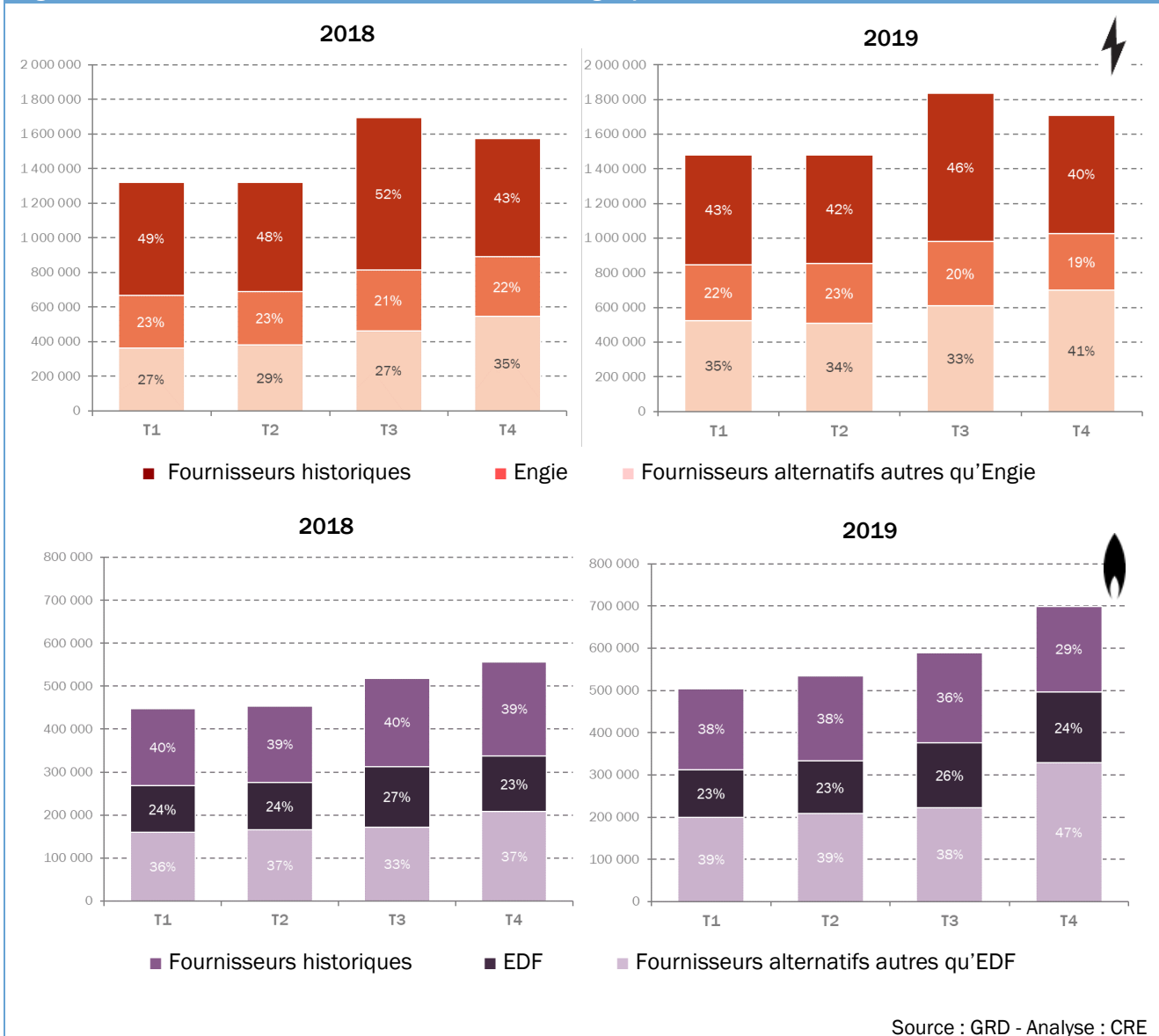
Ventes brutes

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, 43% des nouveaux contrats conclus en 2019 l'ont été par des fournisseurs historiques, contre 48% en 2018. Cette baisse bénéficie essentiellement aux fournisseurs alternatifs autres qu'Engie, réalisant 36% des ventes brutes en 2019 contre 30% en 2018.

En gaz naturel, les ventes brutes réalisées au cours de l'année 2019 se répartissent de la manière suivante : 35 % par les fournisseurs historiques (contre 40% en 2018), 41 % par les fournisseurs alternatifs autres qu'EDF (contre 36% en 2018) et 24 % par EDF (contre 25% en 2018).

Figure 12 - Évolution des ventes brutes d'électricité et de gaz par trimestre au cours des années 2018 et 2019



Ventes nettes

Les ventes nettes représentent le nombre de clients que le fournisseur a réellement acquis ou perdu au cours de la période considérée.

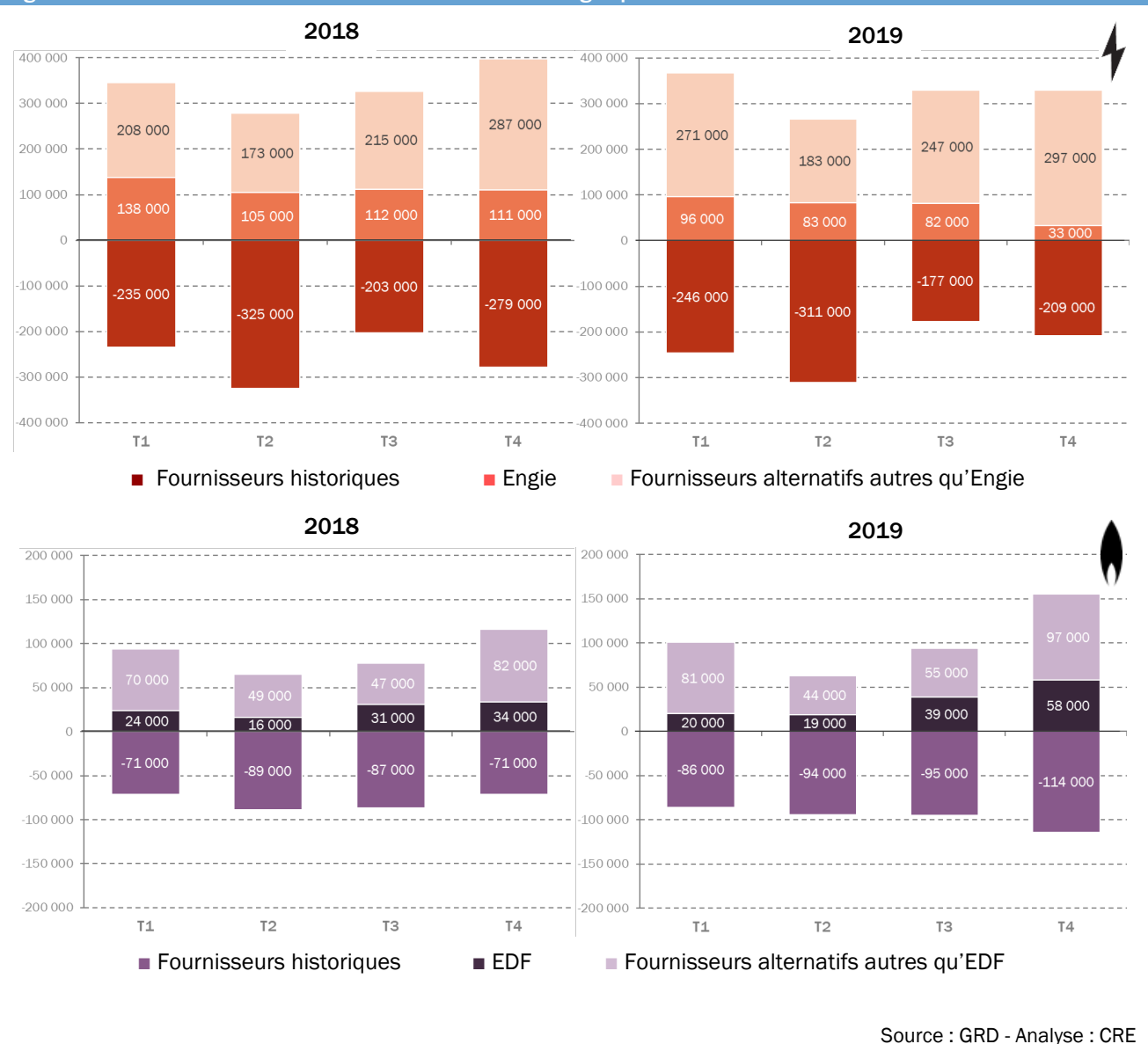


En 2018 et 2019, dans les deux énergies, les fournisseurs historiques ont perdu des sites au profit des fournisseurs alternatifs. Cet effet est légèrement contrebalancé en électricité par la hausse du nombre de clients résidentiels : + 350 000 en 2019.

En électricité, les pertes des fournisseurs historiques sont moins importantes en 2019, avec 942 000 clients en moins contre 1 042 000 en 2018. Les fournisseurs alternatifs autres qu'Engie ont gagné 997 000 clients en 2018 (contre 883 000 en 2018). Engie a gagné 294 000 clients supplémentaires en 2019, contre 467 000 en 2018.

En gaz naturel, les pertes des fournisseurs historiques sont plus importantes en 2019, avec 389 000 clients en moins contre 318 000 en 2018. Cette évolution bénéficie tant aux fournisseurs alternatifs autres qu'EDF, avec 277 000 ventes nettes contre 248 000 en 2018, qu'à EDF, avec 135 000 clients supplémentaires contre 105 000 en 2018.

Figure 13 - Évolution des ventes nettes d'électricité et de gaz par trimestre au cours des années 2018 et 2019



**Taux de rotation**

Le taux de rotation (ou taux de switch) est le ratio 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 progresse depuis 2013 dans les deux énergies. Il est sensiblement plus élevé sur le marché du gaz naturel.



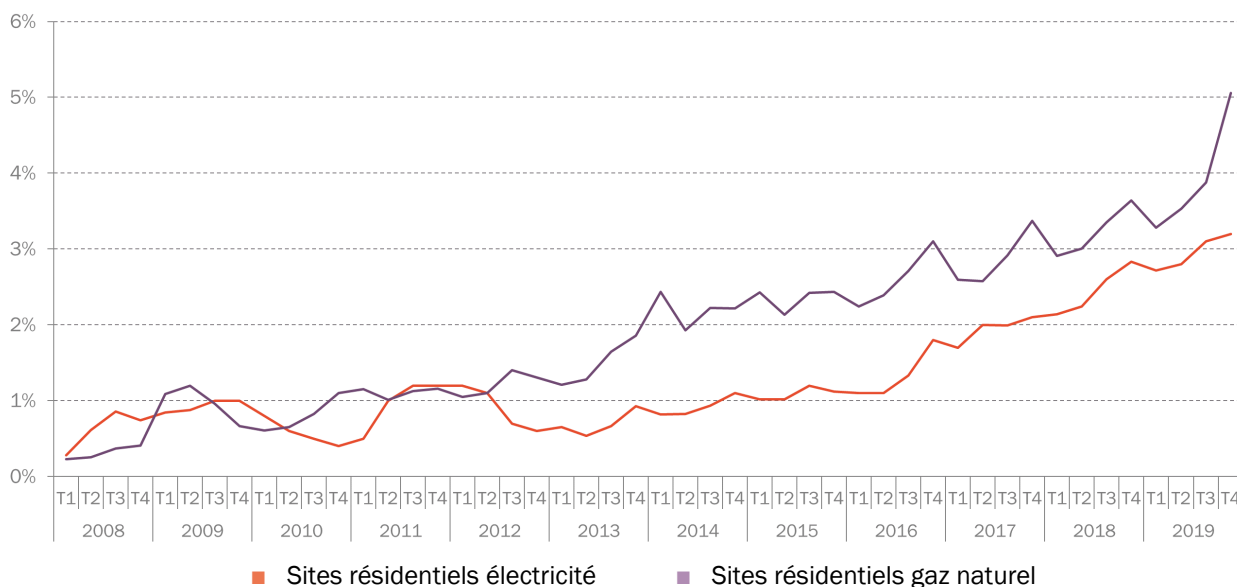


En 2019, le taux de rotation annuel s'élève à 15,8% en gaz naturel contre 12,9% en 2018 et 11,1% en 2017. Cette progression témoigne d'une mobilité de plus en plus importante des consommateurs résidentiels de gaz naturel.

Concernant l'électricité, il est également en progression : 11,9 % en 2019 contre 9,8% en 2018 et 8,1% en 2017.

Ces différences traduisent une mobilité plus importante des consommateurs résidentiels dans le gaz naturel. En électricité, même si ce taux progresse au fil des ans, une part plus importante de clients est encore aux TRV.

Figure 14 - Taux de rotation entre 2008 et 2019 sur le segment résidentiel (en nombre de sites)



Clé de lecture : sur 100 consommateurs résidentiels de gaz naturel, 5 ont soit changé de fournisseurs, soit signé un contrat avec un fournisseur alternatif pour une mise en service au cours du 4<sup>e</sup> trimestre 2019

Source : GRD - Analyse : CRE

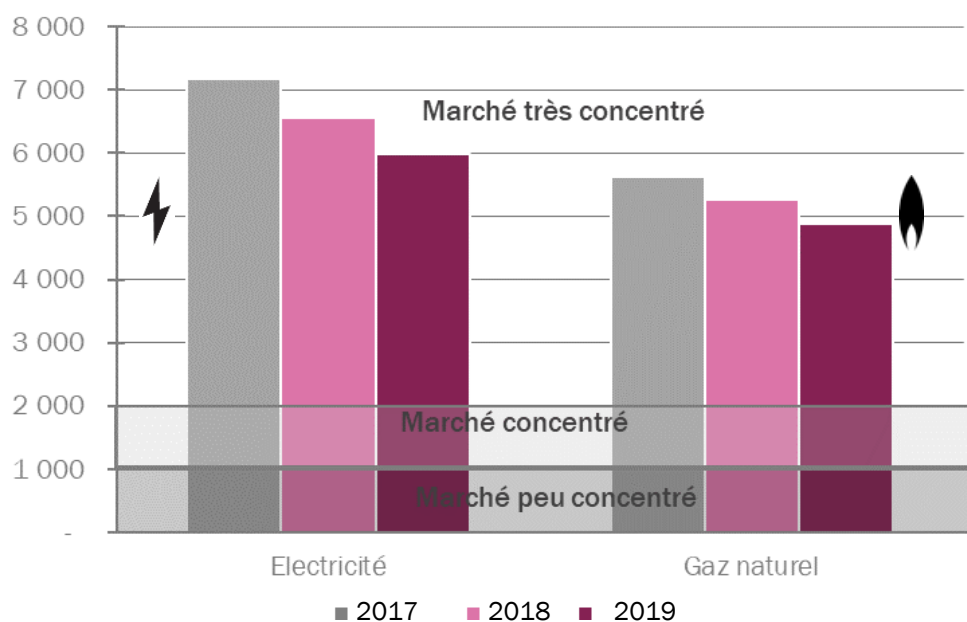
### 1.4.3 L'indice d'Herfindahl-Hirschman sur le segment résidentiel

La Figure 15 présente les valeurs de l'indice de Herfindahl-Hirschman<sup>17</sup> (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. En application du changement de méthodologie opéré dans ce rapport, les parts de marché des filiales ont été fusionnées avec celles de leur société mère respective.

Entre 2017 et 2019, la concentration du marché a diminué sur le segment résidentiel dans les deux énergies, mais reste à des niveaux importants.

<sup>17</sup> 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 15 - Indice d'Herfindahl-Hirschmann par énergie sur le segment résidentiel, entre 2017 et 2019, au 31 décembre, en nombre de sites



Source : Enedis, GRDF - Analyse : CRE

Le marché de la fourniture d'électricité et de gaz aux consommateurs résidentiels reste très concentré en France. La concentration est un peu moins forte en gaz qu'en électricité, et elle diminue régulièrement dans les deux énergies.

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.

Un indicateur statistique tel que le HHI doit être complété par des analyses qualitatives notamment sur les liens de causalité éventuels entre concentration et pouvoir de marché sont explicités.

La partie 2.1 de la section 3 traite de manière plus détaillée les liens entre le contexte de marché (et notamment la concentration des acteurs) et les comportements des fournisseurs (en termes de pouvoir de marché).

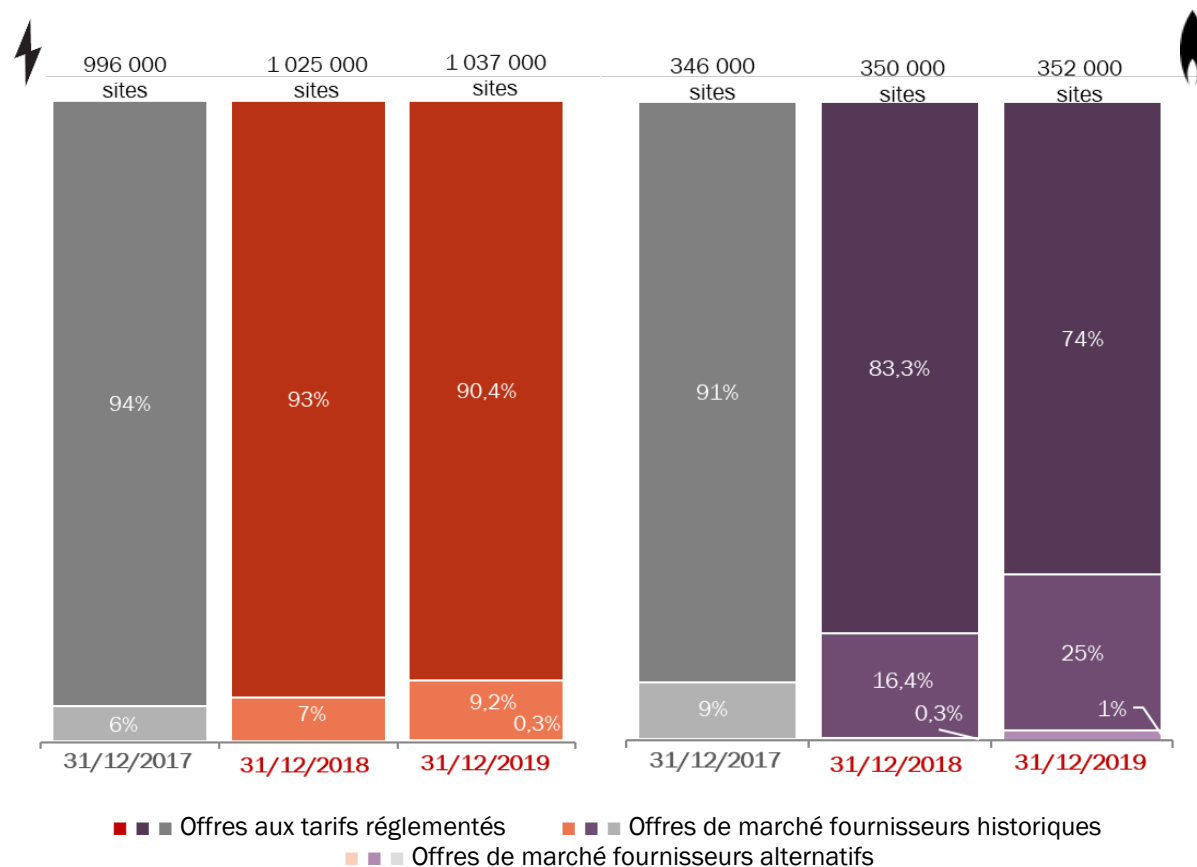
### 1.5 La concurrence sur le territoire des ELD

Ce paragraphe présente l'état de l'ouverture à la concurrence dans les zones historiques des principaux gestionnaires de réseaux de distribution non nationaux, aussi appelés Entreprises Locales de Distribution (ELD).

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, URM autour de Metz, Gérédis dans les Deux-Sèvres, la SICAE 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 350 000 consommateurs résidentiels, en cumulé, sont rattachés.

Figure 16 - Répartition en nombre de sites des offres d'électricité et de gaz sur le segment résidentiel sur le territoire des ELD



Source : GRD - Analyse : CRE

Sur le territoire des ELD, la concurrence est au 31 décembre 2019 quasi inexistante sur le segment résidentiel. En 2019, les fournisseurs historiques détiennent 99,7% des sites résidentiels en électricité et 98,5 % en gaz naturel (au TRV ou en offre de marché).

Les sites aux TRV restent dominants en 2019 dans les deux énergies avec 90% des sites en électricité et 74 % en gaz naturel. Mais leur proportion est en diminution surtout pour le gaz (-4 points en électricité et -15 points en gaz naturel, depuis 2017). Le nombre de sites en offres de marché progresse significativement dans les deux énergies et atteint 99 500 sites en électricité et 92 000 en gaz naturel, au 31 décembre 2019. Il s'agit, pour 93% et 88% d'entre eux, d'offres de marché d'un fournisseur historique respectivement en électricité et en gaz naturel.

En électricité, entre 2018 et 2019, 26 000 clients supplémentaires sont passés en offre de marché chez un fournisseur historique. Ce chiffre correspond principalement au développement des offres de marché d'ES Energies Strasbourg et Sorégies Vienne sur leurs territoires historiques respectifs.

En gaz naturel, entre 2018 et 2019, 29 000 clients supplémentaires sont en offre de marché chez un fournisseur historique. GEG, Gaz de Bordeaux et ES Energies Strasbourg développent chacun sur leur territoire historique leurs offres de marché.

Ces données témoignent de pratiques dites de « conversion » d'un consommateur au TRV en offre de marché par l'ELD, alors que la concurrence sur ce segment est à peu près inexistante.

La CRE est particulièrement attentive à ce type de pratiques, qui, sans être nécessairement répréhensibles, peuvent constituer des barrières supplémentaires à l'entrée de concurrents sur ces territoires<sup>18</sup>.

Une conversion massive de clients de l'ELD, avant l'entrée effective de fournisseurs alternatifs, permet au fournisseur historique de préempter cette clientèle. Or, pour diverses raisons (différences d'images de marque, nombre trop faible de clients, systèmes d'information à adapter aux spécificités du GRD, etc.), il est bien plus difficile pour un fournisseur concurrent de se développer sur ces territoires. Même si, sur le court terme, ce type de pratiques peut conduire à diminuer la facture des consommateurs si les offres proposées sont inférieures aux TRV, sur le long

<sup>18</sup> En termes concurrentiels, chaque territoire d'ELD peut être considéré comme un marché à part entière.

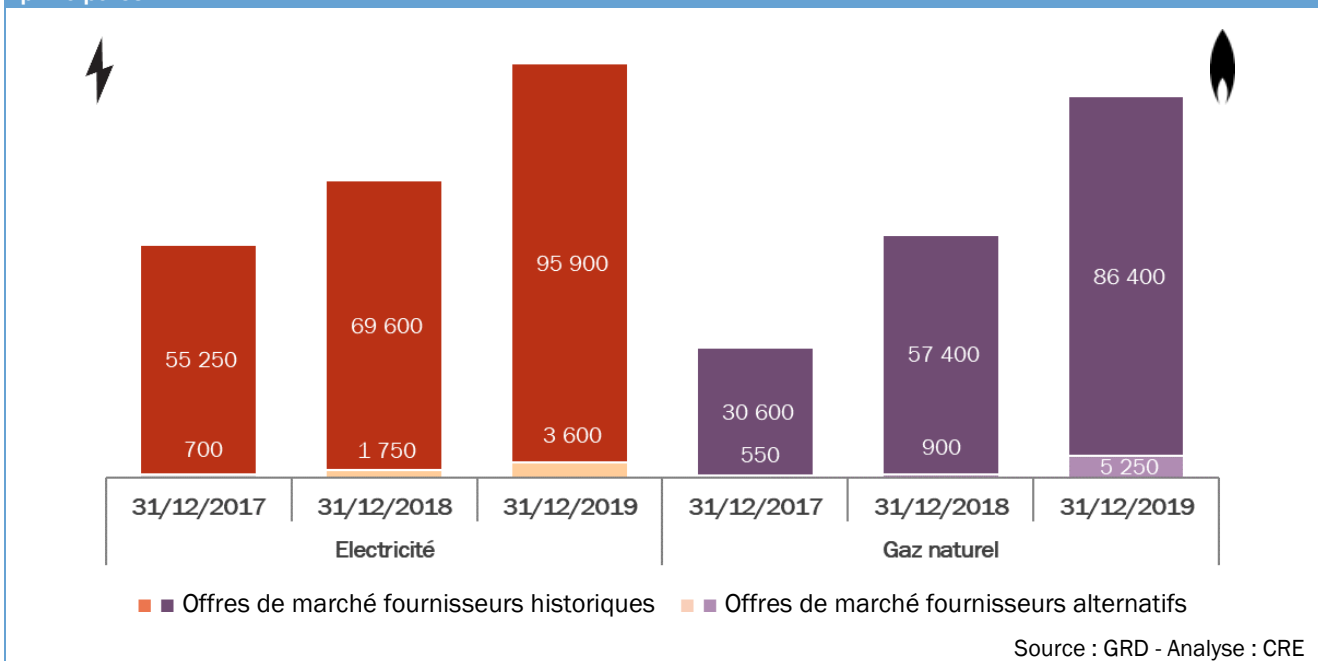
terme, elles risquent de verrouiller le marché et permettent à un fournisseur en position dominante de fixer ses prix, en ne subissant aucune pression concurrentielle.

De surcroît, d'un point de vue concurrentiel, la CRE rappelle que pour développer leurs offres de marchés, les fournisseurs historiques ne doivent pas utiliser des ressources (financières, commerciales, images de marque, etc.) issues de l'activité de service public de fourniture au TRV. Cette interdiction a été soulignée par l'Autorité de la Concurrence dans sa décision n° 14-MC-02 relative à des pratiques abusives de la part d'Engie : « l'utilisation de l'infrastructure commerciale et des fichiers clients apparaît [...] étrangère à une concurrence par les mérites dans la mesure où une partie significative de cette infrastructure commerciale a été développée lorsque GDF Suez (future Engie) détenait un monopole de la fourniture de gaz naturel. [...] la confusion des moyens commerciaux entre les offres aux TRV et les offres en concurrence, ainsi que l'utilisation des bases de clientèle des clients aux TRV pour prospecter les clients en offres de marché de gaz et d'électricité, sont susceptibles de constituer des pratiques contraires aux articles L. 420-2 du code de commerce et 102 du TFUE ».

La CRE sera particulièrement attentive à cette problématique dans le cadre de la fin des TRV de gaz instaurée par la LEC. Cette loi prévoit un égal accès par les fournisseurs historiques aux données des clients concernés à l'ensemble des fournisseurs le désirant, de permettre une concurrence équitable entre fournisseurs historiques et alternatifs.

Côté fournisseurs alternatifs, le développement des offres de marché en électricité est notamment porté, en fin 2019, par : EkWateur sur SER et GreenAlp et Total Direct Energie sur SER. En gaz naturel, le développement des offres de marché est porté par les fournisseurs : ENI sur Régaz et Antargaz sur R-GDS. Ces offres sont publiées sur le site energie-info.fr.

Figure 17 - Évolution du nombre de sites résidentiels en offre de marché en électricité et en gaz naturel chez les principales ELD



## 1.6 Information et médiation auprès des consommateurs

Autorité publique indépendante, le MNE a pour missions de proposer des solutions amiables aux litiges avec les entreprises du secteur de l'énergie et d'informer les consommateurs d'énergie sur leurs droits. Le champ de compétences du MNE est encadré par l'article L. 122-1 du code de l'énergie.

En cas de litige avec son fournisseur ou son distributeur d'énergie, le consommateur ou son représentant peut saisir gratuitement le MNE pour l'aider à régler le différend. Le MNE peut être saisi dans un délai compris entre 2 mois et un an après une réclamation écrite auprès de l'opérateur. Si le dossier est recevable, après examen du dossier et consultation des parties, le MNE propose une solution de médiation permettant de résoudre le litige.

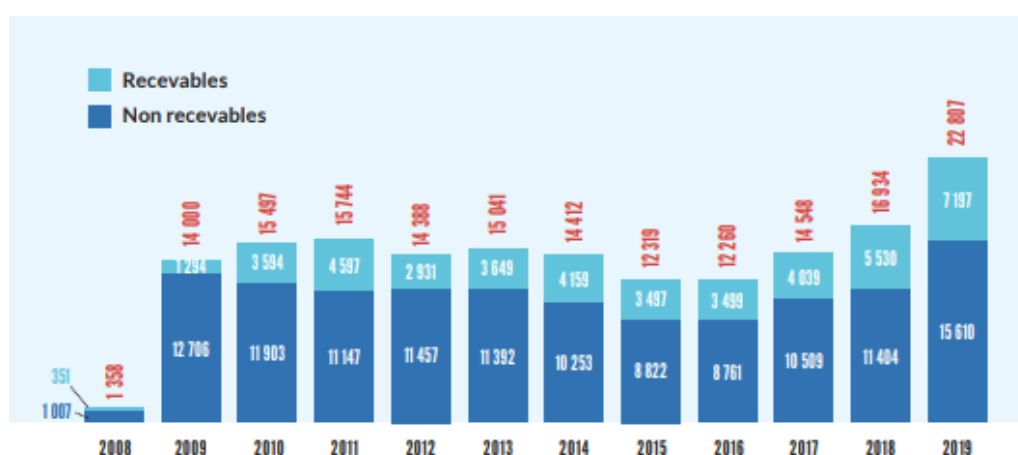
Le service Énergie-Info, joignable par téléphone (n° vert gratuit) ou sur Internet ([www.energie-info.fr](http://www.energie-info.fr)), a été créé en 2007 au moment de l'ouverture du marché de l'énergie aux particuliers ; il constitue un des piliers de l'accompagnement des consommateurs. Il propose des conseils pratiques à des questions traitées par le centre d'appels

concernant principalement les offres des fournisseurs, les factures, les contrats et le raccordement et/ou le compteur, y compris Linky. Les demandes plus complexes, gérées par une cellule d'expertise du MNE, concernent davantage les réclamations.

En 2018, le service médiation du MNE a enregistré 16 934 litiges, chiffre en hausse par rapport aux années précédentes, dont 5 344 demandes de médiation, via le *Sollen*, le service de règlement en ligne des litiges. Parmi ces litiges, 5 530 ont été déclarés recevables et 92% concernent les clients résidentiels.

En 2019, le nombre de litiges est en forte hausse, avec 22 807 litiges reçus, soit + 35% par rapport à 2018. Le nombre de litiges recevables est de 7 197, soit 30% de plus qu'en 2018. Les trois quarts des 15 610 litiges « *non recevables en médiation* » n'étaient pas des saisines formelles, mais des sollicitations par téléphone ou courriels nécessitant essentiellement d'orienter les consommateurs dans leurs démarches. Le quart restant était constitué de saisines ne respectant pas les trois conditions fixées par la loi pour être recevables : avoir fait l'objet d'une réclamation écrite préalable au fournisseur ou au gestionnaire de réseau, attendre l'expiration d'un délai de 2 mois après cette réclamation avant de saisir le médiateur national de l'énergie, et fournir les pièces justificatives nécessaires (factures, etc.).

Figure 18 - Evolution du nombre de litiges reçus par le médiateur national de l'énergie



Source : Médiateur national de l'énergie

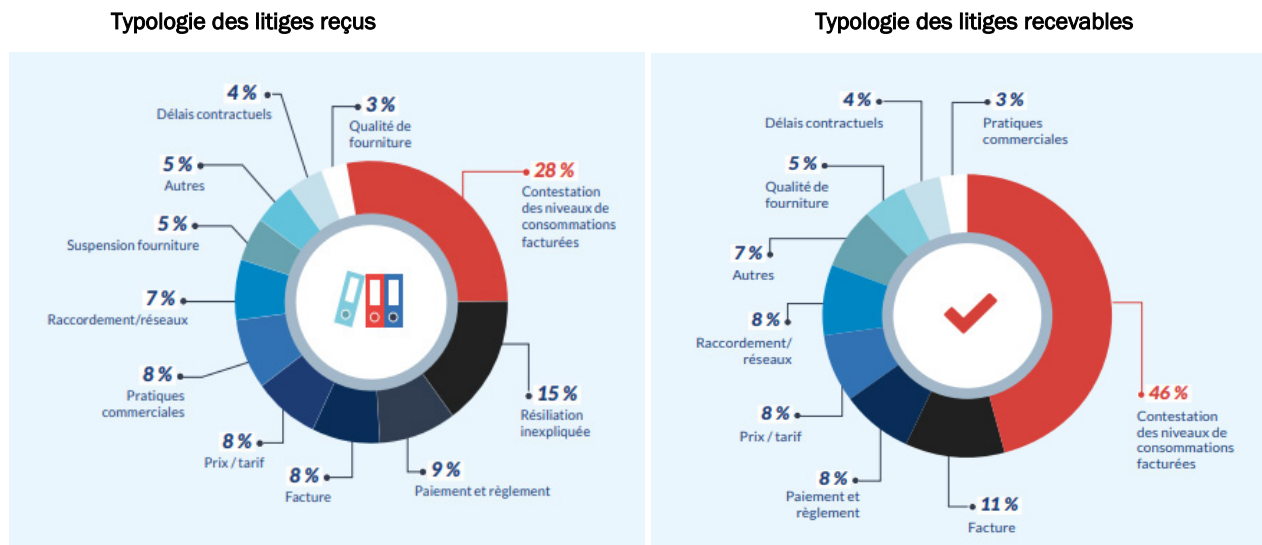
Les problèmes de facturation constituent la majorité des dossiers traités, avec 65 % de litiges recevables en 2019 (61% en 2018), dont 46% liés à une contestation des niveaux de consommations facturées, 11% liés à la facture et 8% liés au paiement ou au règlement des factures (voir Figure 19). Ces litiges sont souvent associés à des estimations de consommation sur de longues périodes, qui donnent lieu ensuite à des rattrapages de facturation importants, qu'elles soient dues à une absence de relevé de compteur, à son dysfonctionnement ou à une non-prise en compte des index réels. Ils peuvent aussi être associés aux difficultés relatives aux échéanciers de paiement non accordés, au manque d'information lors d'une suspension de la fourniture d'énergie, aux trop-perçus non remboursés, aux règlements non pris en compte, etc.

Arrivent ensuite les autres dossiers liés à des problèmes de prix, à la qualité de fourniture et aux questions de réseaux, aux délais contractuels ou encore au sujet des pratiques commerciales représentent au total 28% du total des litiges recevables.

Enfin, les litiges atypiques, regroupés dans la catégorie « Autres », représentent 7 % des litiges recevables. On y trouve les erreurs sur le point de livraison, les problèmes de signaux tarifaires (passages heures pleines / heures creuses), les différends sur les tarifications spéciales comme les ventes de gaz répartis ou les forfaits cuisson, ou les services annexes proposés par les fournisseurs d'énergie.



Figure 19 - Typologie des litiges en 2019



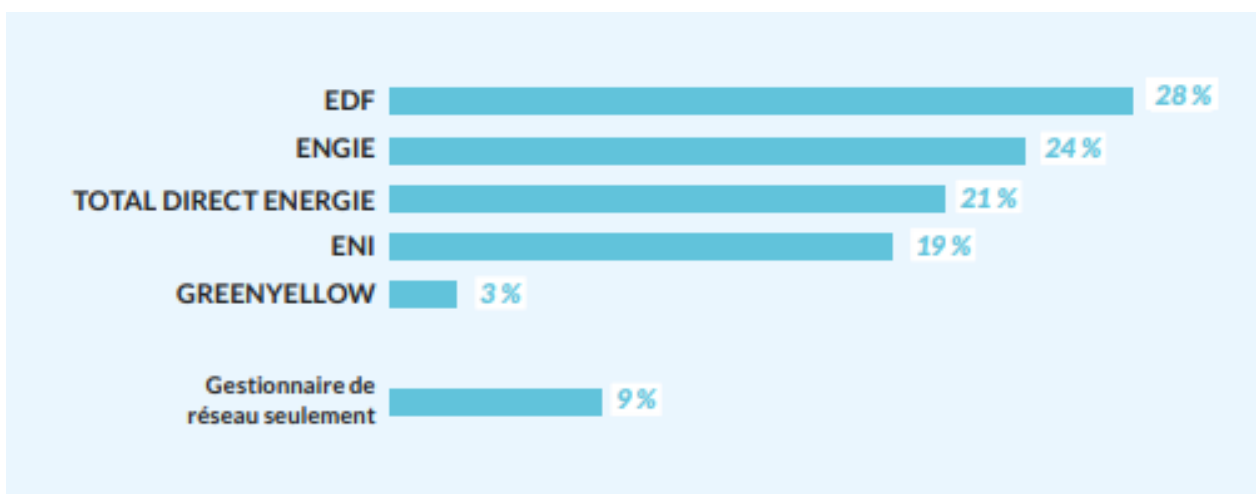
Source : Médiateur national de l'énergie

Comme les années précédentes, le nombre de litiges est, dans l'absolu, plus important chez les fournisseurs historiques, mais ramené au nombre de clients, plus important chez certains fournisseurs alternatifs. La répartition des litiges recevables entre les opérateurs en 2019 reste similaire à l'année précédente.

Au-delà des pratiques des différents fournisseurs, cette différence peut s'expliquer notamment par le fait que les consommateurs ayant changé de fournisseurs sont plus avertis et attentifs à leurs factures ainsi qu'à l'application de leur contrat.

Pour la même raison, la hausse du nombre de saisines du MNE ne reflète pas forcément une dégradation des pratiques commerciales ou de la qualité de service des fournisseurs. Cette hausse pourrait être directement liée à la hausse du nombre de clients en offres de marché qui s'intéressent de plus près à leurs factures.

Figure 20 - Répartition des litiges recevables par fournisseur en 2019 (en %)



N.B. : certains litiges recensés par le MNE portent sur plusieurs fournisseurs à la fois.

Source : Médiateur National de l'énergie

### 1.7 Indicateurs européens

Dans la présente partie, la CRE s'intéresse à la situation des marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel de quelques pays européens voisins en comparaison avec la France. Cette analyse s'appuie sur les rapports du Conseil

des régulateurs européens de l'énergie (CEER)<sup>19</sup> publiés en 2019 pour l'année 2018<sup>20</sup>. Les pays concernés sont : l'Autriche, la Belgique, la France, l'Espagne, l'Italie, le Luxembourg, le Portugal, le Royaume-Uni et quand les données le permettent, l'Allemagne.

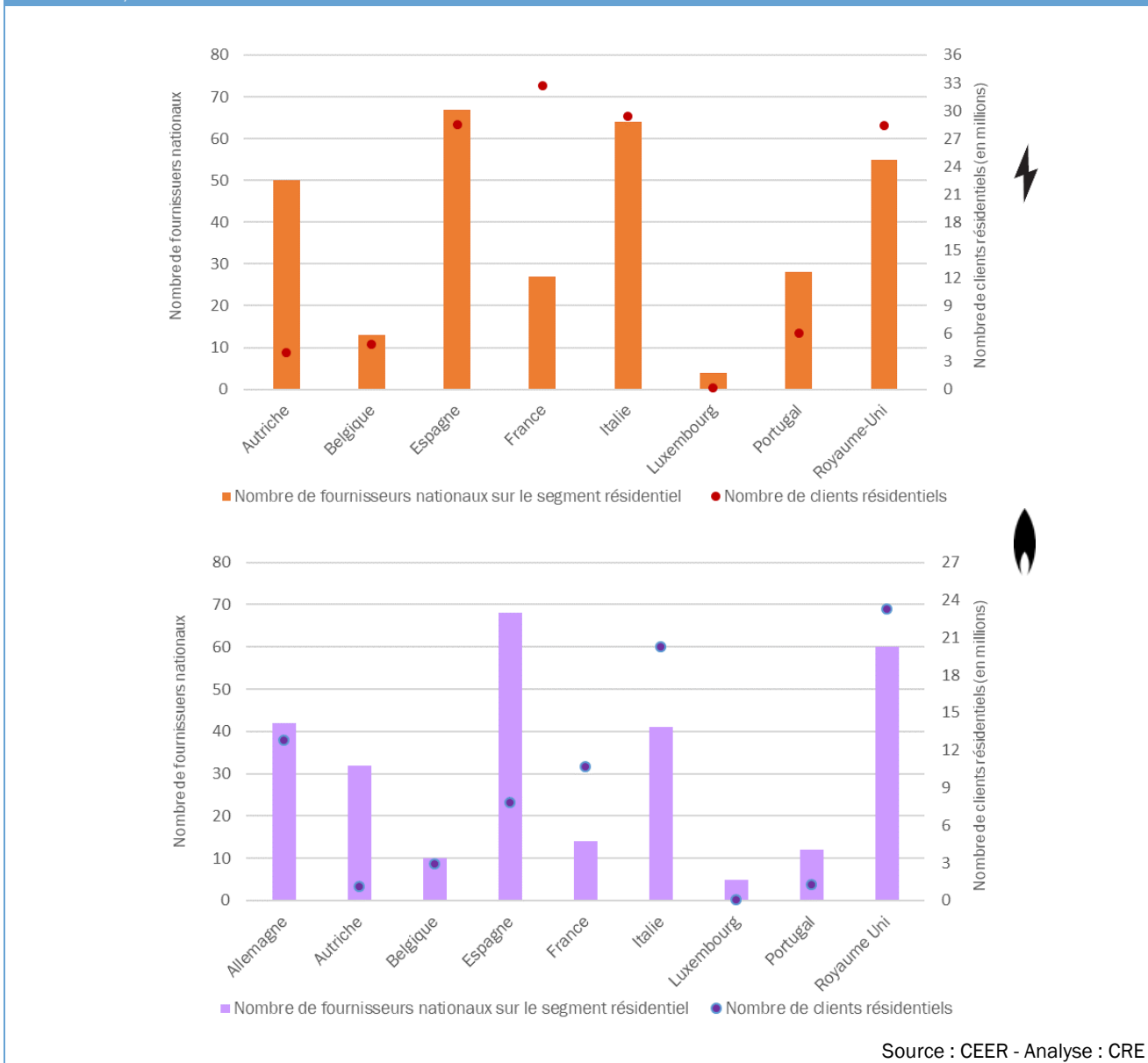
Les spécificités de fonctionnement des marchés propres à chaque pays doivent conduire à regarder avec prudence les comparaisons qui sont faites dans cette section.

Le nombre de fournisseurs est l'un des indicateurs qui permettent de comprendre les structures du marché et la dynamique de la concurrence dans les pays membres de l'UE. Comparé à 2017, en 2018, il y a eu une augmentation globale du nombre de fournisseurs en Europe.

Le nombre de fournisseurs nationaux est le plus élevé en Espagne et en Italie, et le moins élevé au Luxembourg. Mais, ramené au nombre de consommateurs résidentiels, c'est la France qui a le nombre le plus bas de fournisseurs par client.

Sur le marché du gaz naturel, c'est encore l'Espagne qui affiche le plus grand nombre de fournisseurs nationaux, suivi par le Royaume-Uni. Compte tenu du nombre de consommateurs résidentiels dans les pays, c'est l'Autriche et le Luxembourg qui ont le plus grand nombre de fournisseurs, et la France et l'Italie le plus bas.

Figure 21 - Nombre de fournisseurs nationaux et le nombre total de consommateurs par pays, segment résidentiel, au 31 décembre 2018



Source : CEER - Analyse : CRE

<sup>19</sup> Ces mêmes données sont utilisées dans le cadre du rapport annuel de surveillance des marchés de détail en Europe du CEER

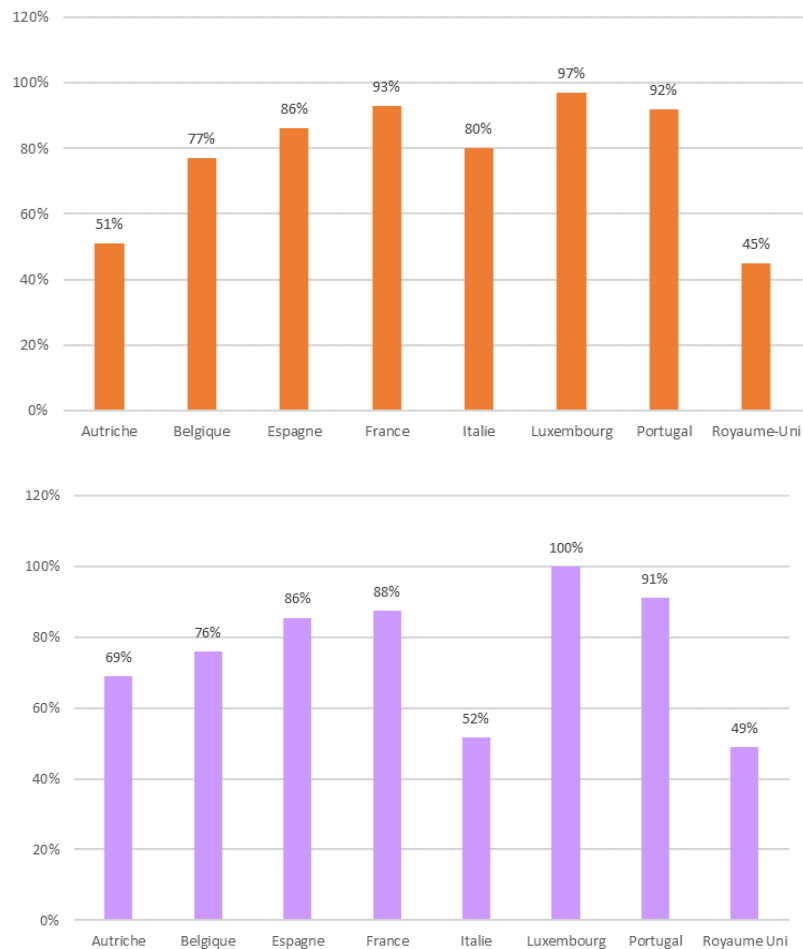
<sup>20</sup> <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/5c492f87-c88f-6c78-5852-43f1f13c89e4>



Le CEER publie, par ailleurs, l'indicateur de concentration « CR3 », qui indique les parts des marchés des 3 acteurs les plus significatifs, comparées à l'ensemble du segment résidentiel. Ce dernier fait ressortir que, dans la majorité des pays, les marchés de détail de l'électricité sont dominés par quelques fournisseurs.

Il est important de noter que même si le nombre de fournisseurs augmente en général en Europe, il y a un grand nombre de pays où le nombre de fournisseurs avec une part de marché autour de 1% est très élevé. Selon le rapport du CEER sur la surveillance des marchés de détail en Europe, le nombre élevé de fournisseurs avec de faibles parts de marché s'explique par l'apparition de nouveaux fournisseurs à l'échelle nationale, mais aussi par l'existence de nombreux fournisseurs actifs exclusivement au niveau local.

Figure 22 - Part de marché des 3 plus grands fournisseurs sur le segment résidentiel par pays (en nombre de sites), au 31 décembre 2018



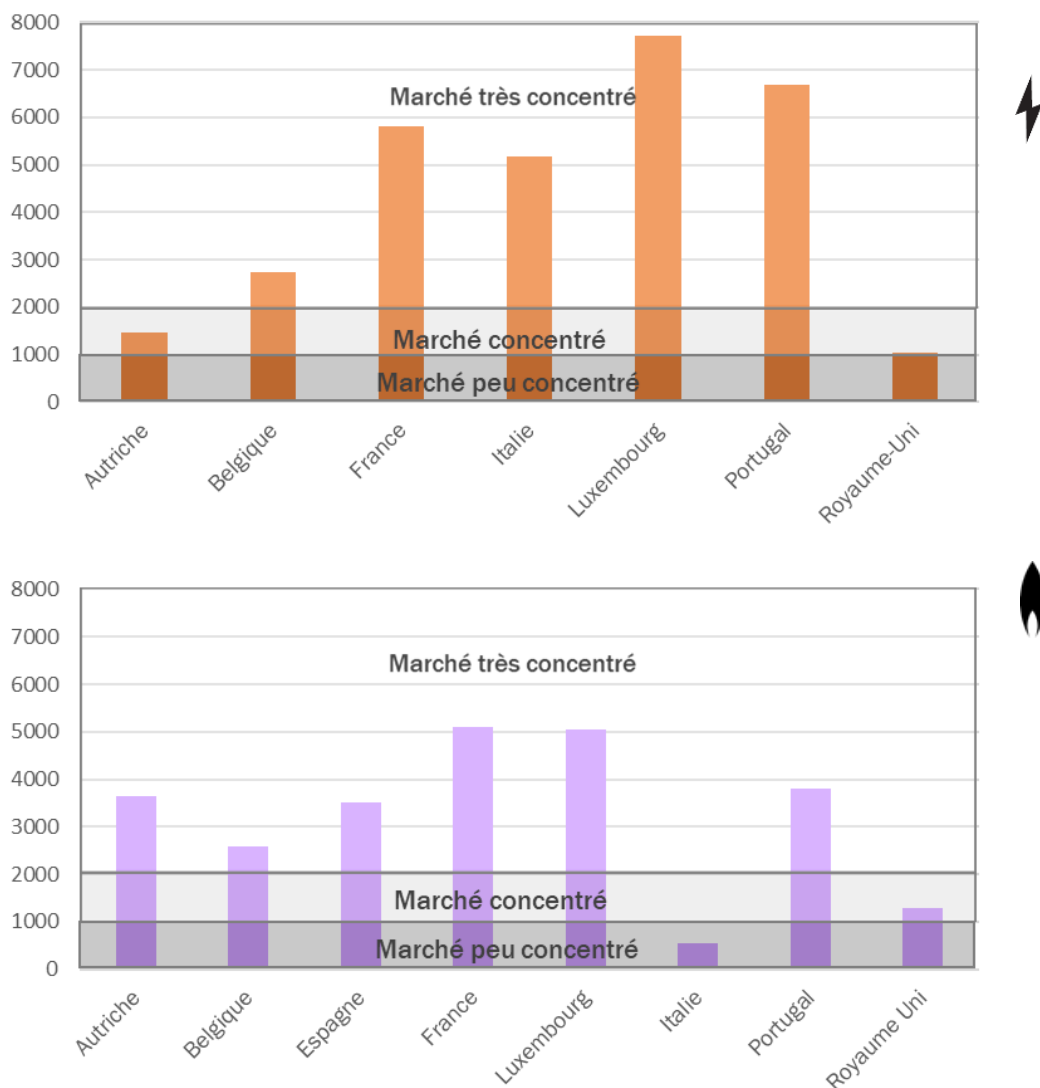
Source : CEER - Analyse : CRE

Comme expliqué dans le paragraphe 1.4.3, l'indice HHI mesure le degré de concentration sur un marché.

Selon la définition de la Commission européenne, un HHI supérieur à 2000 signifie un marché très concentré. Comme montré dans la Figure 23, en électricité, seuls l'Autriche et le Royaume-Uni ont un HHI inférieur à 2000. En gaz, c'est l'Italie qui affiche un HHI très bas, suivi par le Royaume-Uni.

En moyenne, les marchés du gaz naturel dans les pays analysés sont moins concentrés que les marchés de l'électricité.

Figure 23 – Indice d'Herfindahl-Hirschmann par pays sur le segment résidentiel en électricité et en gaz, en nombre de sites, au 31 décembre 2018



Source : CEER - Analyse : CRE

Il convient de noter que les structures variées des marchés de détail des états membres sont des facteurs qui, par nature, influent 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 qu'*contrario* l'examen des taux de rotation (ci-dessous) reflète une dynamique de marché limitée sur ces multiples zones.

Le taux de rotation est considéré par le CEER comme l'un des indicateurs clés du développement concurrentiel.

Ce sont le Royaume-Uni et la Belgique qui possèdent les taux les plus élevés en électricité et en gaz sur l'année 2018, 19,1 % et 18,9 % respectivement. Le taux le plus bas est noté au Luxembourg avec 0,12% en électricité, suivi par l'Autriche avec 4,2% en électricité et 6,3% en gaz naturel.

Comme pour le HHI, pour plusieurs pays, comme la Belgique, la France ou le Royaume-Uni, les performances sont plus élevées sur le marché du gaz naturel que sur celui de l'électricité.

Figure 24 – Taux de rotation sur le segment résidentiel en électricité, par pays (en nombre de sites)



Source : CEER - Analyse : CRE

Le rapport de surveillance du CEER analyse aussi la diversité des offres qui existent sur les marchés de détail en Europe et observe une tendance croissante. La majorité des pays proposent plus de 5 types d'offres similaires à celles rencontrées en France : offres à prix variable, offres à prix fixe, offres à prix variable spot, offres vertes, offres online, etc.

En synthèse, le marché français se singularise en Europe par un point de départ de l'ouverture du marché résidentiel en 2007 avec un monopole national quasi intégral pour chaque énergie. Cela explique en grande partie des résultats moins bons en France qu'ailleurs en Europe sur des indicateurs statiques tels que le part des 3 plus gros fournisseurs ou l'indice HHI.

En revanche, la France se classe dans la moyenne sur le taux de switch, qui reflète le dynamisme concurrentiel du marché et l'appétence des clients à exercer leur faculté de choix de leur offre de fourniture. D'autres pays (Allemagne, Autriche, Espagne, Italie) ont des indices de concentration meilleurs, reflétant une structure industrielle historique plus éclatée avec des ex-monopoles locaux, mais des indicateurs de dynamisme concurrentiel moins bons ou équivalents à ceux de la France.

## 1.8 Synthèse

Le développement des offres de marché sur le segment résidentiel s'est accéléré en 2018 et 2019 avec, en moyenne, respectivement 144 000 nouveaux sites en électricité et 43 000 nouveaux sites en gaz naturel **par mois**, ce qui est considérable.

Les tarifs réglementés de vente (TRV) restent prédominants en électricité, avec 72% des sites au 31 décembre 2019, alors que leur part en gaz naturel n'est plus que de 36%.

Les parts de marché des fournisseurs historiques, tous types d'offres confondus, sont toutefois élevées dans les deux énergies : 74 % en électricité et 67 % en gaz naturel. Le marché des clients résidentiels reste donc très concentré, avec des indicateurs de concentration (notamment l'indice HHI) élevés.

Toutefois, le nombre de fournisseurs est en augmentation, avec l'apparition, respectivement, de 7 et 6 nouveaux fournisseurs en électricité et en gaz naturel entre 2017 et 2019. De même, les indicateurs de mobilité (notamment le taux de rotation) traduisent une évolution concurrentielle croissante sur le segment résidentiel en 2018 et 2019, qui se situe dans une bonne moyenne européenne. De plus en plus de fournisseurs de taille plus petite contribuent au jeu concurrentiel en mettant à disposition des consommateurs des offres innovantes et des services répondant à leurs besoins parfois plus ciblés. Le maintien de cette dynamique d'élaboration d'offres innovantes et services adaptés au besoin des consommateurs est l'enjeu principal de l'ouverture à la concurrence.

Sur le territoire des ELD, la concurrence est quasi inexistante sur le segment résidentiel, les fournisseurs historiques détenant plus de 99 % des sites en électricité et en gaz naturel. Ce contexte est préoccupant, notamment dans la perspective de la fin des TRV gaz, au 1<sup>er</sup> juillet 2023, et la CRE ne se satisfait pas de cette situation.



## 2. LES OFFRES PROPOSÉES AUX CLIENTS RÉSIDENTIELS AU 31 DÉCEMBRE 2019 : DES OFFRES PLUS DIVERSIFIÉES MAIS PLUS COMPLEXES

### 2.1 Analyse des prix et des offres sur le marché de l'électricité et du gaz

Les analyses qui suivent se focalisent en électricité comme en gaz sur deux types de clients résidentiels situés à Paris<sup>21</sup>.

En électricité, les clients-type étudiés sont les suivants<sup>22</sup> :

- **Client 1** : option Base avec une puissance souscrite de 6 kVA et une consommation de 2 400 kWh/an ;
- **Client 2** : option Heures Pleines/Heures Creuses avec une puissance souscrite de 9 kVA et une consommation de 8 500 kWh/an (répartie en 54 % en heures pleines et 46 % en heures creuses).

En gaz naturel il s'agit des clients-type suivants :

- **Client 1** : client-type « Cuisine » avec une consommation de 750 kWh/an ;
- **Client 2** : client-type « Chauffage » avec une consommation de 17 000 kWh/an.

Les factures sont présentées TTC et hors promotion éventuelle. Les données utilisées sont issues du comparateur d'offres [www.energie-info.fr](http://www.energie-info.fr) et correspondent à l'état des offres proposées à chaque fin de trimestre. Les factures annuelles issues du site [energie-info.fr](http://energie-info.fr) sont calculées à partir des grilles tarifaires et des contributions diverses (CTA, TVA, CSPE et TCFE en électricité, CTA, TVA et TICGN en gaz) à date ; elles ne peuvent dès lors tenir compte des évolutions de prix à venir. Le montant de la facture annuelle est une estimation qui ne correspond pas à la facture réelle payée *in fine* par le client ; elle fournit cependant une indication pertinente sur le niveau des offres proposées et le choix qui s'offre aux consommateurs.

Les graphiques suivants distinguent les offres dites à prix fixe, de celles à prix variable. Ces termes génériques englobent en fait une diversité de modalités contractuelles :

- Parmi les offres à prix fixe, se trouvent :
  - Des offres à prix dits « semi-fixes », pour lesquelles seule la composante énergie du prix, hors taxes, est inchangée pendant la durée contractuelle ;
  - Des offres à prix dits « 100% fixes », pour lesquelles les prix du kWh et de l'abonnement hors taxes sont inchangés pendant la durée contractuelle ;
  - Des offres à prix fixe révisable à la baisse, pour lesquelles, le prix du kWh HT d'énergie n'augmente pas pendant la durée de l'offre et est révisé à la baisse à chaque date anniversaire de signature du contrat sous certaines conditions (généralement, sous la condition que le tarif réglementé de vente pour le même type de consommateur a baissé pendant l'année écoulée) ;
  - Dans tous les cas, les prix TTC répercutent l'évolution des taxes et contributions, le cas échéant.
- Parmi les offres à prix variable, se trouvent :
  - Des offres dont le prix du kWh HT est indexé, soit sur celui des tarifs réglementés de vente, soit sur un autre indice (par exemple, une offre de gaz naturel indexée sur les indices mensuels du marché de gros français PEG) ;
  - Des offres dont le prix peut être révisé, une ou plusieurs fois par an, à la discrétion du fournisseur.

Par ailleurs, les analyses qui suivent ne prennent pas en compte les services annexes, qui peuvent concerner : les canaux d'accès proposés par le fournisseur (téléphone, e-mail, courrier), les horaires et le coût du service clientèle, le type de facturation (par courrier ou par e-mail), les moyens de paiement proposés, la périodicité des paiements, les relevés, les services d'accompagnement pour réaliser des économies d'énergies, etc.

Le périmètre des offres présentées n'est pas constant d'un trimestre à l'autre. Il peut évoluer en raison de l'arrivée de nouveaux fournisseurs, de la publication de nouvelles offres ou de la suppression de certaines offres.

Jusqu'à fin 2019, les offres présentées sur le site [energie-info.fr](http://energie-info.fr) étaient enregistrées sur une base volontaire par les fournisseurs eux-mêmes, la liste n'était donc pas nécessairement exhaustive. L'arrêté du 12 décembre 2019, pris en application de la loi relative à l'énergie et au climat du 8 novembre 2019, impose dorénavant aux fournisseurs de communiquer au MNE les informations relatives à la création ou la modification de leurs offres commerciales. En revanche, les offres dédiées des fournisseurs proposées dans le cadre d'achats groupés ne sont pas prises en compte.

<sup>21</sup> En électricité, les taxes locales dépendent du lieu d'habitation. En gaz naturel, la facture des clients finals dépend de leur lieu de livraison.

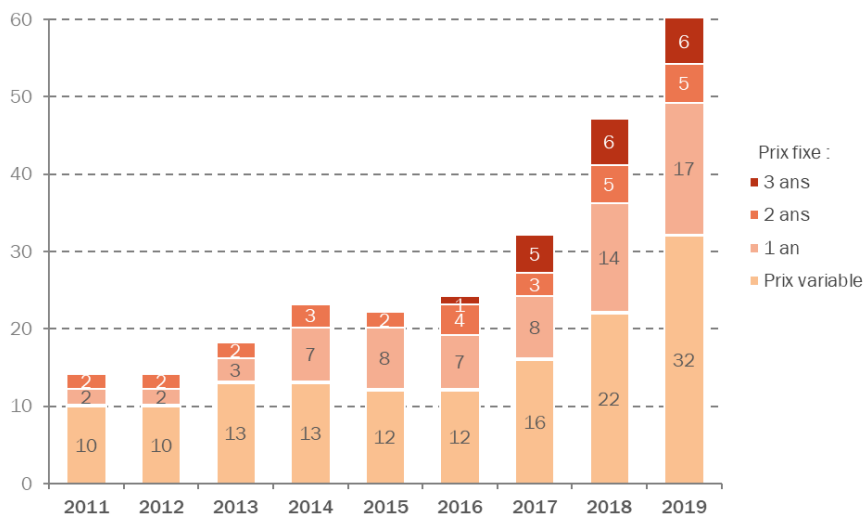
<sup>22</sup> L'usage qui est fait de la consommation d'électricité de ces clients n'est pas clairement identifiable. Des clients utilisant le chauffage électrique se retrouvent par exemple à la fois en option base et en option Heures Pleines/Heures Creuses.

2.1.1 Le nombre d'offres de marché proposées aux consommateurs résidentiels continue d'augmenter en électricité comme en gaz naturel

Les figures ci-après présentent l'évolution du nombre et du type d'offres proposées à un consommateur d'électricité et de gaz naturel depuis 2011. Elles comptabilisent les offres présentes dans le comparateur d'offres du site [www.energie.info.fr](http://www.energie.info.fr), à la fin du premier trimestre de chaque année.

Le nombre d'offres d'électricité proposées par les fournisseurs aux consommateurs résidentiels a fortement augmenté entre le 1<sup>er</sup> trimestre 2017 et 2019 (27 offres supplémentaires). Ce phénomène est dû à la fois à l'entrée sur le marché de nouveaux fournisseurs (6 fournisseurs supplémentaires) et à l'augmentation du nombre moyen d'offres proposées par chaque fournisseur.

Figure 25 - Évolution du nombre d'offres de marché proposées à un consommateur de type « Base » situé à Paris, en électricité

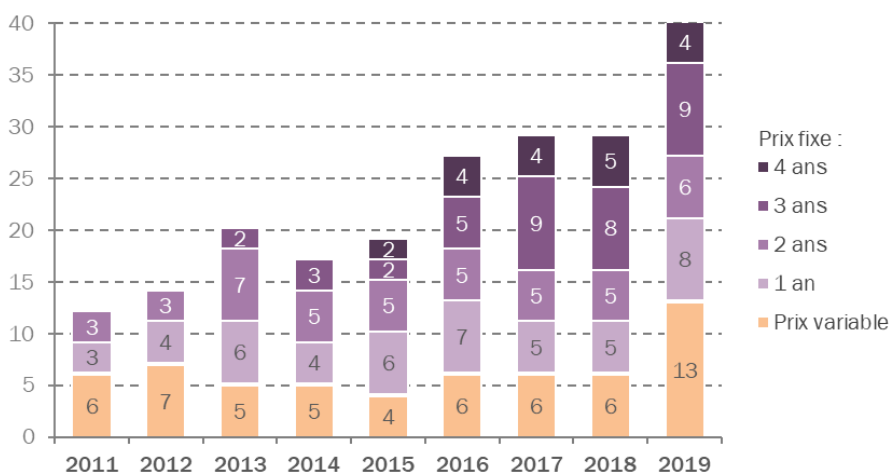


Source : énergie-info.fr - Analyse : CRE

Le nombre d'offres de gaz naturel proposées augmente fortement entre 2018 et 2019, avec 7 offres à prix variable et 4 offres à prix fixe supplémentaires. Les offres à prix fixe se sont développées à partir de 2013 et sont progressivement devenues dominantes.

Les offres à prix fixe sont nombreuses dans le secteur du gaz, ce qui peut être rapproché du fait que les TRV évoluent mensuellement depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2013. Ceci constitue vraisemblablement un argument de vente pour les fournisseurs de telles offres.

Figure 26 - Évolution du nombre d'offres de marché proposées à un consommateur de type « Chauffage » situé à Paris, en gaz naturel



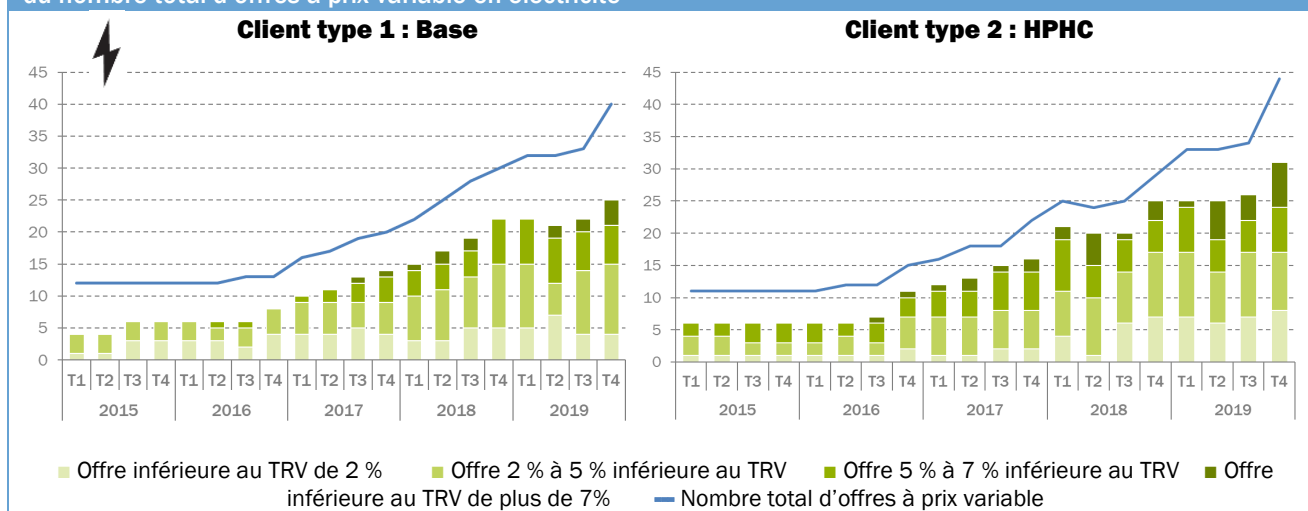
Source : énergie-info.fr - Analyse : CRE

### 2.1.2 Classement des offres de marché par rapport au TRV

Les figures suivantes représentent les évolutions, par trimestre, depuis 2015, du nombre d'offres à prix variable moins chères que le tarif réglementé de vente, comparées respectivement à l'évolution du nombre total d'offres à prix variable pour chacune des énergies. Cette analyse précise par ailleurs les réductions prévisionnelles sur le montant total TTC de la facture associée à chacune des offres par rapport au tarif réglementé de vente.

En électricité, les offres de marché à prix variable se sont fortement multipliées en 2018 et 2019, notamment pour les clients « HP/HC ». Au 31 décembre 2019, 80% d'entre elles sont inférieures au TRV. Les gains annuels sur la facture électricité TTC restent inférieurs à 5% pour la moitié de ces offres. Les meilleures offres représentent un gain sur la facture TTC de plus de 11 %. En 2018 et 2019, 100% des offres à prix variables plus chères que le TRV sont des offres vertes. Cependant, la majorité des offres vertes affichent des gains annuels TTC par rapport au TRV.

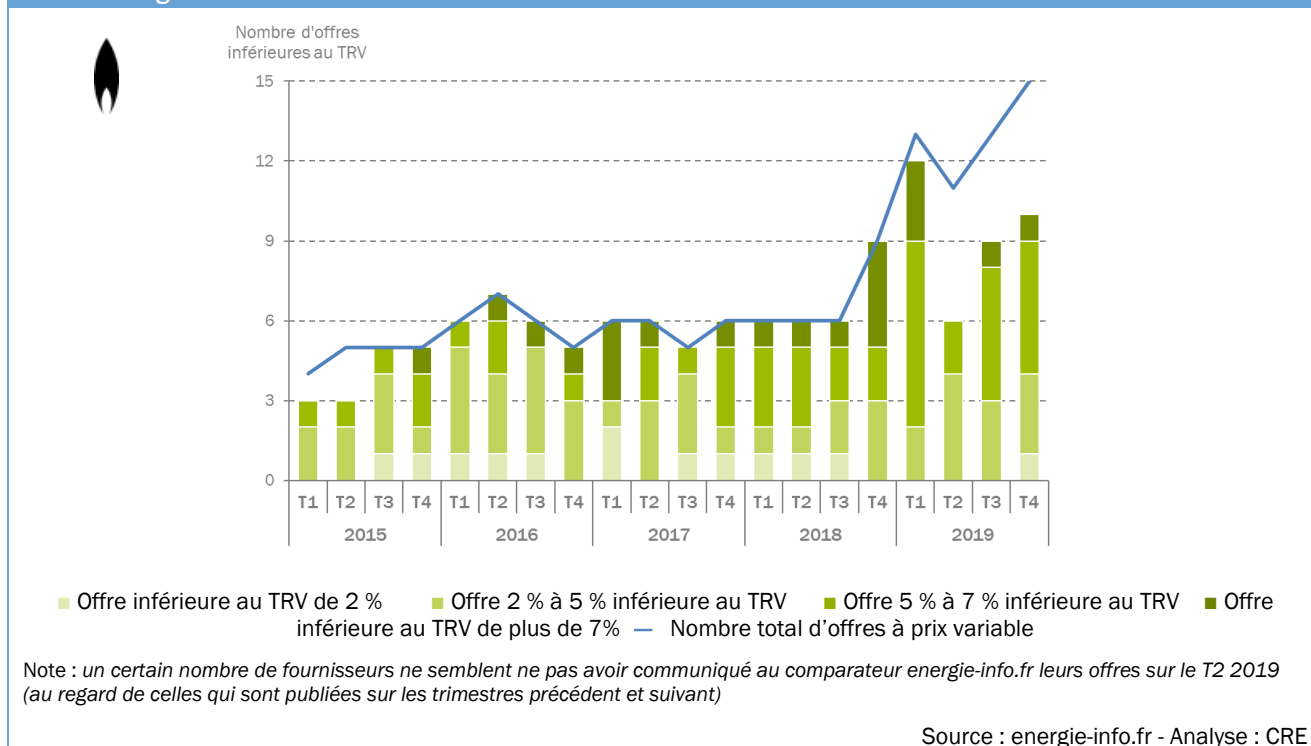
Figure 27 - Évolution trimestrielle du nombre d'offres de marché à prix variable moins chères que le tarif réglementé de vente, proposées à un client type 1 « Base » et un client type 2 « HPHC » situés à Paris, et évolution du nombre total d'offres à prix variable en électricité



Comme illustré par la Figure 28, le nombre total d'offres de gaz naturel à prix variable a fortement augmenté en 2019 après avoir peu évolué entre 2015 et 2018. La totalité de ces offres proposait une réduction de prix TTC par rapport au TRV jusqu'au 31 décembre 2018. A partir du premier trimestre 2019, les fournisseurs ont commencé à commercialiser des offres à prix variable plus chères que le TRV. Il s'agit principalement d'offres de biométhane, la certification « biogaz » renchérissant fortement le prix de fourniture (ce point est détaillé dans la partie 2.2.2 de la section 1).

Par ailleurs, les réductions de prix proposées dans ces offres ont augmenté entre le T4 2017 et le T4 2018, une majorité d'entre elles proposant désormais une réduction du prix supérieure à 5 % TTC par rapport au TRV d'Engie.

Figure 28 - Évolution du nombre d'offres de marché à prix variable moins chères que le tarif réglementé de vente, proposées à un client type 2 « Chauffage » de gaz naturel situé à Paris, et évolution du nombre total d'offres à prix variable en gaz



## 2.2 Influence de la transition énergétique sur le développement de nouvelles offres de fourniture

### 2.2.1 Les offres vertes d'électricité

Au vu des développements actuels significatifs des offres vertes sur le marché de détail de l'électricité et des enjeux qu'elles suscitent, le présent rapport y consacre un dossier complet dédié à la section 4.

### 2.2.2 Les offres vertes de gaz naturel

#### 2.2.2.1 Les offres vertes biométhane

Le biométhane est un gaz obtenu après épuration du biogaz, lui-même issu de la dégradation de matières organiques animales ou végétales. Le biogaz est produit de manière contrôlée dans des installations telles que les décharges ou les stations d'épuration des eaux usées<sup>23</sup> ou grâce à des installations de méthanisation à partir de déchets agricoles, ménagers ou industriels. Le biogaz peut ensuite être valorisé (i) en produisant directement de la chaleur, de l'électricité ou les deux, par cogénération ou (ii) une fois transformé en biométhane, en étant injecté dans les réseaux de gaz naturel ou utilisé en tant que carburant (bio GNV).

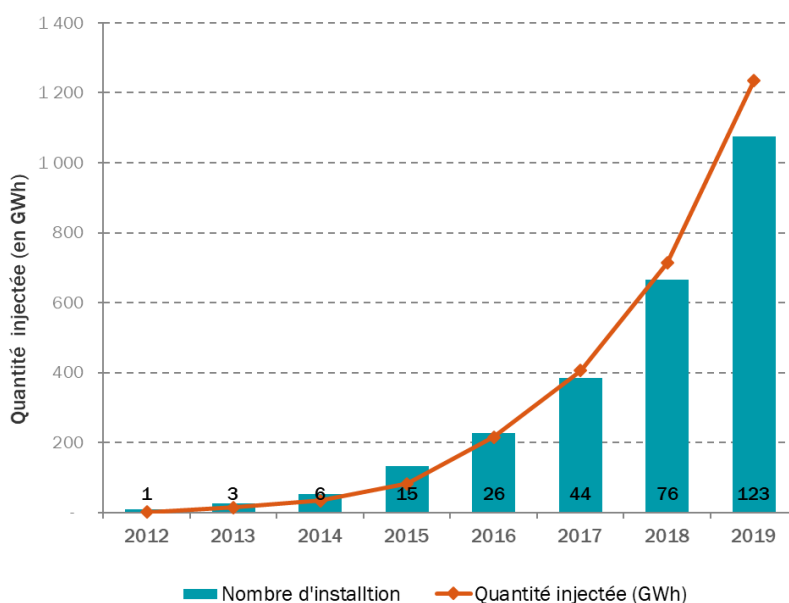
Le biométhane est un gaz renouvelable, considéré comme non-émetteur de CO<sub>2</sub> sur l'ensemble de son cycle de vie.

Le biométhane est une filière émergente en France. La loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte fixe un objectif de 10 % d'énergies renouvelables dans la consommation de gaz à l'horizon 2030. La Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE) instaure un objectif d'injection de 8 TWh de biométhane dans les réseaux de gaz à horizon 2023. La révision de la PPE, dont le projet pour consultation a été rendu public le 25 janvier 2019, prévoit de baisser cet objectif à 6 TWh, mais ajoute un objectif de 14 à 22 TWh de biométhane injecté à l'horizon 2028.

La figure ci-dessous représente l'évolution du nombre d'installations et de la quantité de biométhane injectée sur la période 2012 - 2019.

<sup>23</sup> Les stations d'épuration doivent être équipées de digesteurs pour produire du biogaz.

Figure 29 - Evolution du nombre d'installations bénéficiant de l'obligation d'achat et de la quantité de biométhane injectée dans les réseaux, depuis 2012



Source : Service des données et études statistiques du Ministère de l'Environnement

Au 31 décembre 2019, 123 installations ont produit du biométhane au cours de l'année, représentant 1,2 TWh de gaz injecté dans les réseaux (contre 0,7 TWh en 2018<sup>24</sup>). La production de biométhane injecté dans les réseaux représente 0,3 % de la consommation finale de gaz naturel en France en 2019.

L'injection de biométhane dans les réseaux, bien qu'encore marginale, connaît une forte croissance depuis 2015.

#### Mécanisme de soutien et valorisation des garanties d'origine

L'obligation d'achat du biométhane injecté a été mise en place par l'article L. 446-2 du code de l'énergie. Le tarif d'achat est défini dans l'arrêté du 23 novembre 2011 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel. Un producteur de biométhane en bénéficie pour une durée de 15 ans.

Il peut conclure un contrat de vente avec le fournisseur de gaz naturel de son choix. Ce contrat permet au fournisseur d'émettre des garanties d'origine (GO) associées à cette production de biométhane. Si le producteur ne trouve pas d'acheteur, il peut s'adresser à un des acheteurs de biométhane de dernier recours : le décret du 25 juin 2020 précise les critères de désignation des acheteurs de derniers recours du biométhane<sup>25</sup> et remplace ainsi la liste des acteurs auparavant désignés par l'arrêté du 4 juin 2012. L'Etat verse aux fournisseurs un montant de compensation liée au surcoût de l'achat de biométhane. Cette dépense publique est directement affectée au budget du compte d'affectation spéciale « Transition énergétique ».

De la même façon qu'en électricité, une GO peut être émise pour chaque mégawattheure de biométhane produit. Le registre des garanties d'origine gaz est tenu par le gestionnaire de réseau GRDF, désigné par l'arrêté du 26 mars 2018, pour une mission de délégation d'une durée de 5 ans à compter du 1<sup>er</sup> avril 2018.

Seuls les fournisseurs de gaz, acheteurs de biométhane, peuvent demander la création d'une GO au gestionnaire du registre. Cette demande doit intervenir dans un délai de 90 jours à compter de la date de fin d'injection de la production physique. Une fois créées sur le registre, ces dernières ont une durée de validité de 24 mois, et permettent de réaliser deux types de transactions :

- Utiliser des GO pour certifier la consommation « verte » d'un consommateur final dans le cadre d'un contrat de fourniture. Les fournisseurs spécifient le type d'usage de consommation pour lequel une GO est utilisée : usage industriel, usage carburant, collectivités ou résidentiels. De la même manière que les offres vertes d'électricité, les offres vertes de biométhane s'appuient, par définition des GO, sur une dissociation de la couverture en énergie et de la couverture en GO. Cette dissociation est liée à l'impossibilité de tracer le gaz naturel dans le réseau ;

<sup>24</sup> Source : Tableaux de bord : biométhane injecté dans les réseaux de gaz

<sup>25</sup> Les fournisseurs de gaz naturel, filiales incluses, détenant une part de marché supérieure à 10 % sont désignés d'office.

- Transférer des GO entre acteurs titulaires d'un compte sur le registre. A ce jour, seuls les fournisseurs de gaz actifs sur le territoire français peuvent y participer. L'inscription est soumise à une autorisation préalable de l'administration.

Les charges de service public du fournisseur sont diminuées d'un montant égal à 75 % de la valorisation financière des garanties d'origine, incluse dans son offre de fourniture aux consommateurs. Si le fournisseur valorise les GO sous forme de carburant pour véhicule, il peut conserver 100 % de la valorisation financière des GO. Cette différence de traitement constitue une incitation forte à la valorisation du biométhane sous forme de carburant.

Enfin, le client final est exonéré de la taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel (TICGN)<sup>26</sup> pour la part de biométhane qu'il a consommé. Le projet de loi de finances 2020 prévoit de supprimer l'exonération de TICGN pour le volume de consommation certifiée par des garanties d'origine, à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2021.

Du fait du faible volume de garanties d'origine de biométhane en circulation, les fournisseurs peuvent accorder un « *premium* » aux producteurs, qui s'apparente à un prix de la GO. Ce surcoût pour les fournisseurs n'est pas compensé par les charges de service public.

La possibilité pour un producteur de percevoir cette rémunération supplémentaire pour une GO n'est pas illégale, mais est contraire à l'esprit des dispositifs de soutien en vigueur. Ces derniers ont vocation à représenter les revenus nécessaires et suffisants pour la rémunération de l'activité de production de biométhane.

En 2019, le montant issu des garanties d'origine de biométhane venant en déduction des charges de service public a été de 2,5 M€, soit une diminution de 2,3% des charges de service public dues aux contrats d'achat de biométhane. Les fournisseurs ont émis 1,1 TWh de GO en 2016 sur le registre. Au final, 0,6 TWh ont été utilisés pour certifier la consommation de clients finals, soit 50 % de l'injection totale de biométhane, contre 49 % en 2018 et 33% en 2017. En 2019, 41 % des 0,6 TWh de GO utilisées ont été valorisées en carburant GNV, contre 46% en 2018 et 70 % en 2017.

La loi énergie-climat (LEC), promulguée le 8 novembre 2019, prévoit de restructurer le marché français des garanties d'origine de biométhane. Celles-ci auront désormais une durée de validité de 12 mois, pourront être échangées au niveau européen et ne seront plus valorisables en cumul d'un tarif d'achat ou d'un complément de rémunération. Comme en électricité, l'État valorisera les GO biométhane pour les installations qui bénéficient d'un tarif d'achat, via des enchères.

#### Les offres de fourniture biométhane en France

En 2018, 13 fournisseurs ont déclaré à la CRE avoir supporté des charges liées à l'achat de biométhane, 10 d'entre eux ont émis des GO sur le registre (Alsen, Dalkia, Endesa Energia, Engie, ES Energies Strasbourg, GEG Source d'Energies, S.A.V.E, SEGE, Terreal, Total Energie Gaz). Dans la délibération du 11 juillet 2019 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2020, et sur la base des déclarations des fournisseurs, 17 fournisseurs prévoient d'acheter du biométhane en 2019 auprès d'un producteur.

Un fournisseur qui n'achète pas de biométhane auprès d'un producteur par l'intermédiaire d'un tarif d'achat peut se procurer des GO sur le marché français s'il souhaite proposer des offres vertes à ses clients.

Si les offres vertes en électricité ont connu un fort développement au cours de ces dernières années, les offres de biométhane restent marginales. Au 13 janvier 2020, 4 fournisseurs nationaux proposaient une offre biométhane auprès des consommateurs résidentiels, enregistrée sur le site energie-info.fr :

- Total Direct Energie avec « Offre verte gaz », certifiant une couverture de 10 % de la consommation par des GO ;
- Engie avec « Mon gaz vert », certifiant une couverture de 10 % de la consommation par des GO ;
- EkWateur avec deux offres vertes, certifiant une couverture respective de 5% et 100% de la consommation par des GO ;
- IleK avec trois offres vertes, certifiant une couverture de 100% de la consommation par des GO, dont le prix de fourniture est identique, mais la provenance géographique est différente.

Au 31 décembre 2018, 90 000 consommateurs résidentiels ont souscrit une offre biométhane (soit 1,4 % des clients en offre de marché), contre 40 000 au 31 décembre 2017<sup>27</sup>. Le faible développement des offres vertes de biométhane peut s'expliquer par leur surcoût, mais surtout l'offre est limitée par les faibles quantités de biométhane en France (en 2018, il s'agit de 714 GWh, soit entre 0,5 % et 1 % de la consommation annuelle résidentielle).

<sup>26</sup> Egale à 8,45 €/MWh depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2018

<sup>27</sup> Source : Indicateurs de portefeuille des fournisseurs, transmis à la CRE par les principaux fournisseurs : Direct Energie, EDF, Engie, ENI et Total Spring.



Le paragraphe suivant compare le prix des offres vertes de gaz naturel proposées par les fournisseurs aux consommateurs résidentiels, par rapport aux tarifs réglementés de vente d'une part, et par rapport aux offres classiques des fournisseurs d'autre part. Les comparaisons sont basées sur le client-type « Chauffage » avec une consommation de 17 000 kWh situé à Paris.

L'analyse porte sur une comparaison de factures annualisées à un instant donné et ne prend pas en compte, par conséquent, les éventuelles évolutions tarifaires sur l'année considérée.

Le tableau ci-dessous compare les offres biométhane de ces trois fournisseurs au TRV, disponibles sur énergie-info.fr le 13 janvier 2020.

**Tableau 3 - Comparaison entre les offres biométhane de 5 fournisseurs et le TRV, disponibles le 13 janvier 2020 sur énergie-info.fr**

Fournisseur	Nom de l'offre	Type d'offre	% de GO	Abonnement (€TTC/an)	Prix du MWh en €TTC	Facture annuelle (€TTC/an)	Ecart au TRV
Engie	<b>Tarif réglementé de vente</b>		-	<b>249</b>	<b>55,7</b>	<b>1 197</b>	-
EkWateur	Gaz 5% renouvelable	Prix indexé TRV	5%	357	48,6	1 183	- 1,1 %
EkWateur	Gaz 100% renouvelable	Prix indexé TRV	100%	357	62,1	1 413	+ 18,0 %
Ilek	Gaz bio (de Brest, Strasbourg ou Perpignan)	Prix indexé TRV	100%	249	56,0	1 202	+ 0,3 %
Total Direct Energie	Offre verte	Prix indexé TRV	10%	248	53,8	1 162	- 2,9 %
Engie	Mon Gaz Vert	Prix fixe 1 an	10%	249	55,7	1 197	0 %

Seules les offres d'EkWateur (avec une couverture à 100% de GO) et d'Engie sont significativement plus chères que le TRV. Toutefois, l'offre d'Engie est à prix fixe et n'est donc pas directement comparable au TRV.

Il est possible d'estimer le surcoût moyen des offres biométhane de ces fournisseurs en comparant le prix de l'offre verte avec celui de l'offre classique équivalente<sup>28</sup> du même fournisseur. Cette estimation peut être faite pour les offres des fournisseurs Engie, Total Direct Energie et EkWateur. Le surcoût estimé inclut sans distinction le prix d'achat de la GO et les coûts de commercialisation (y compris une éventuelle marge) spécifique à l'offre verte.

L'analyse se concentre sur le prix du kWh HT, du fait de l'exemption de TICGN pour les consommateurs de biométhane (en supposant que le fournisseur répercute bien à 100% cette exonération dans le prix de fourniture).

**Tableau 4 - Comparaison entre les offres biométhane et les offres « classiques », disponibles le 13 janvier 2020 sur énergie-info.fr**

Fournisseur	Nom de l'offre	Type d'offre	% de GO	Prix du MWh HT	Surcoût pour le consommateur en €HT/MWh	Surcoût pour le fournisseur €HT/MWh certifié par des GO
Engie	Mon Gaz Vert	Prix fixe 1 an	10 %	38,8	- 1,0	- 9,9
	Energie garantie	Prix fixe 1 an	-	39,8		
Total Direct Energie	Offre verte	Prix indexé TRV	10%	37,2	+ 1,1	+ 11,0
	Offre classique	Prix indexé TRV	-	36,1		
EkWateur	Gaz naturel 100 % biométhane	Prix indexé TRV	5%	32,5	+ 19,3	+ 20,3
	Gaz naturel 5 % biométhane	Prix indexé TRV	100%	51,8		

<sup>28</sup> L'offre classique équivalente correspond à l'offre ayant les mêmes caractéristiques que l'offre verte en termes de mécanisme d'évolution des prix, de durée de contrat et de périodicité de révision des prix, de modalité de souscription ou de services associés.

L'analyse de l'écart de prix du kilowattheure HT permet d'estimer que le surcoût pour approvisionner un consommateur avec du biométhane s'élève à 20,3 €/MWh pour ekWateur et à 11,0 €/MWh pour Total Direct Energie. La stratégie d'Engie dénote d'une volonté affirmée de mettre en avant son offre biométhane sur ce segment de marché puisqu'elle est proposée à un niveau de prix plus bas qu'une offre similaire sans gaz vert.

Ces surcoûts sont globalement élevés et pourraient être liés au niveau des prix d'acquisition des GO par les fournisseurs. L'équilibre du marché des GO semble en effet favorable aux offreurs, principalement en raison du développement encore faible de la production de biométhane qui conduit les fournisseurs à sécuriser leur couverture de GO sur le long terme en espérant que la propension à payer des consommateurs sera élevée.

Ces surcoûts sont par ailleurs très disparates entre chaque fournisseur. Cette hétérogénéité pourrait s'expliquer par l'existence de contrats de long terme et par le faible développement du marché des GO de biométhane, pour lequel aucune référence publique de prix n'existe.

Le marché des offres vertes de biométhane, s'il répond à une véritable appétence du public, semble connaître les mêmes écueils que celui des offres vertes d'électricité. L'articulation entre les dispositifs de soutien public et les offres vertes (d'électricité et de biométhane) est complexe et ne permet pas forcément aux consommateurs de comprendre la portée de leur engagement lorsqu'ils les souscrivent.

#### Evolution du cadre réglementaire et harmonisation au niveau européen

L'article 50 de la loi relative à l'énergie et au climat, promulguée le 8 novembre 2019, prévoit de restructurer le marché français des GO de biométhane.

- les GO issues d'installations de production de biométhane étrangères sont reconnues et traitées de manière indifférenciée par l'organisme en charge du registre des GO ;
- à l'instar des GO en électricité, les GO issues d'installations françaises de production de biométhane sous obligation d'achat sont transférées à l'Etat. Ces dernières sont mises aux enchères par le ministre chargé de l'énergie. Pour chaque mise aux enchères, il est préalablement fixé un prix minimal de vente de la garantie d'origine. Un allotissement par filière et par zone géographique peut être prévu. Ces revenus abonderont le CAS TE puis le budget de l'Etat à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2021. Ces mesures s'inscrivent dans le cadre de l'article 19 de la directive européenne 2018/2001 : « *Les États membres veillent à ce que, lorsqu'un producteur bénéficie du soutien financier d'un régime d'aide, la valeur de marché de la garantie d'origine pour cette même production soit prise en compte de façon appropriée dans le régime d'aide concerné* » ;
- la durée de vie des GO après émission sur le registre est diminuée à 12 mois.

Ces mesures auront vraisemblablement des effets positifs sur le marché des GO. Les importations de GO provenant d'Etats membres de l'UE permettront d'apporter de la liquidité au marché <sup>29</sup>.

#### 2.2.2.2 Les offres de gaz compensées carbone

Les offres de gaz compensées carbone permettent à un fournisseur de garantir à son client que l'équivalent carbone des consommations de gaz naturel du client sont compensées par le financement de projets environnementaux. En général, les fournisseurs achètent des crédits carbone à des associations pour financer les projets de réduction de CO2 dans le monde.

La CRE ne réalise pas de suivi spécifique de ce type d'offres, mais envisage de la faire à l'avenir.

### 2.3 Offres à effacement

L'article R. 271-1 du code de l'énergie définit la notion d'effacement de consommation électrique et les acteurs pouvant proposer des offres associées : « *L'effacement de consommation d'électricité n'inclut pas les variations de consommation résultant du comportement naturel ou récurrent du consommateur final. Il est obtenu par l'opérateur d'effacement ou par le fournisseur pour ses offres d'effacement indissociables de l'offre de fourniture au moyen de divers procédés tels que l'utilisation d'un boîtier ou de tout autre procédé technique équivalent installé chez le consommateur final ou l'envoi à celui-ci d'un signal électronique, téléphonique ou sous toute autre forme. L'effacement peut avoir pour effet de modifier la consommation du site de consommation effacé avant et après la période d'effacement.* »

Selon l'article R.271-2 du code de l'énergie, « *Un effacement indissociable de l'offre de fourniture est obtenu dans le cadre d'une offre contractualisée entre un consommateur final d'électricité et son fournisseur d'électricité. Cette*

<sup>29</sup> En 2018, les principaux pays membres de l'Union Européenne qui injectent du biométhane dans le réseau sont: l'Allemagne (10 TWh), le Royaume-Uni (4,1 TWh), le Danemark (1,8 TWh), les Pays-Bas (1,1 TWh), la France (0,7 TWh) et la Suède (0,5 TWh).

offre se caractérise par des périodes mobiles signalées avec un préavis défini au consommateur, au cours desquelles la part variable du prix de fourniture est significativement plus élevée que le reste de l'année et pour lesquelles une comptabilisation distincte des quantités d'électricité consommées est effectuée.

Un opérateur d'effacement est une personne morale, pouvant être un fournisseur d'électricité, qui propose une offre d'effacement dissociable d'une offre de fourniture permettant de valoriser des effacements de consommation d'électricité sur les marchés de l'électricité ou sur le mécanisme d'ajustement (...) ».

Un consommateur résidentiel peut ainsi valoriser sa capacité de moduler son soutirage du réseau électrique de deux manières : l'effacement explicite et l'effacement implicite.

### Encadré : Valorisation de l'effacement résidentiel

#### Effacement "explicite"

L'effacement est dit explicite s'il est dissociable de l'offre de fourniture. Au regard du potentiel d'effacement d'un consommateur résidentiel (de l'ordre du kW), l'agrégation par un opérateur d'effacement diffus est nécessaire.

Cet effacement diffus, qui fait appel à l'agrégation d'un grand nombre de capacités d'effacements éparses, en particulier sur des sites situés sur les réseaux de distribution, nécessite des modalités de valorisation technico-économiques spécifiques en ce que cette catégorie d'effacements soulève des problématiques opérationnelles propres. Ce type d'effacement concerne à l'heure actuelle des consommations à usage thermique (radiateurs et ballons d'eau chaude électriques). Il est cependant assez peu répandu, avec Voltalis comme seul acteur notable.

Les effacements diffus sont valorisables sur le mécanisme d'ajustement<sup>30</sup>, sur le mécanisme NEBEF<sup>31</sup> et sur le mécanisme de capacité<sup>32</sup>.

Dans le cas où les effacements de consommation sont valorisés sur les marchés de l'électricité, un régime de versement<sup>33</sup> vers les fournisseurs des sites effacés est défini sur la base d'un prix de référence et des volumes d'effacement comptabilisés comme des soutirages dans le périmètre des responsables d'équilibre des fournisseurs des sites effacés.

#### Effacement « implicite »

L'effacement est dit implicite s'il est indissociable de l'offre de fourniture (EIF). Il s'agit des effacements de type tarifaire, le consommateur diminue sa consommation dans le cadre de son contrat de fourniture lorsque celui-ci se caractérise par des périodes mobiles signalées avec un préavis fixé, au cours desquelles la part variable du prix de fourniture est significativement plus élevée que le reste de l'année et pour lesquelles une comptabilisation distincte des quantités d'électricité consommées est effectuée. Cet effacement peut se superposer à un effacement dissociable de l'offre de fourniture.

Les effacements tarifaires, indissociables de la fourniture ne sont valorisables qu'implicitement aujourd'hui. Ils pourront être certifiés dans le cadre du mécanisme de capacité moyennant des dispositifs *ad hoc* concernant le contrôle du réalisé et les conditions de réalisation du test d'activation, comme le prévoient les dispositions du paragraphe 7.9.2.3.2.2 des règles arrêtées au 21 décembre 2018 : « RTE étudiera d'éventuelles modalités pour valoriser explicitement la participation des effacements indissociables de la fourniture au marché de la capacité, notamment le processus de déclaration de ces effacements, le contrôle du réalisé et les modalités de contrôle associées. Si des modalités satisfaisantes peuvent être définies, RTE proposera d'introduire ces nouvelles modalités dans les Règles ».

## 2.3.1 Tarifs réglementés de vente à effacement

### Contexte

Les fournisseurs d'électricité historiques proposent des tarifs réglementés de vente d'électricité comportant des options à effacement : les options tarifaires « EJP » et « Tempo ». Ces offres se caractérisent par des périodes,

<sup>30</sup> RTE dispose de réserves de puissance mobilisables pour contribuer à maintenir l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité : notamment les services système (réserves primaire et secondaire) et le mécanisme d'ajustement (réserve tertiaire), auxquels participent la plupart des grandes installations de production, et, de plus en plus, certaines installations de consommation.

Les réserves primaire et secondaire sont activées automatiquement avec un délai qui va de quelques secondes à quelques minutes. L'activation de la réserve tertiaire se fait manuellement par appel aux producteurs et aux consommateurs connectés au réseau pour qu'ils modifient très rapidement leur programme de fonctionnement prévu.

<sup>31</sup> Notification d'Échange de Blocs d'Effacement ou NEBEF : Mécanisme permettant à tout site de soutirage établi en France métropolitaine continentale, soit directement en acquérant en propre la qualité d'opérateur d'effacement, soit indirectement via une tierce personne disposant de la qualité d'opérateur d'effacement, de valoriser ses effacements de consommation d'électricité sur les marchés de l'énergie.

<sup>32</sup> Le consommateur a la possibilité de valoriser de manière implicite son effacement sur le mécanisme de capacité sans le certifier. En effet, lorsque l'effacement n'est pas certifié, la baisse de consommation est entièrement prise en compte dans le calcul de l'obligation du client et réduit en conséquence l'impact financier du mécanisme pour le consommateur.

<sup>33</sup> Défini à l'article L. 271-3 du code de l'énergie

signalées à l'avance au consommateur, durant lesquelles celui-ci est incité à limiter sa consommation par un prix de l'électricité significativement plus élevé que le reste de l'année.

**L'option tarifaire « EJP »**, actuellement en extinction pour les clients basse tension dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA, se caractérise par une pointe mobile d'une durée de 18h, allant de 7h du matin à 1h du matin le lendemain et qui est déclenchée 22 jours par an, entre le 1<sup>er</sup> novembre et le 31 mars. La grille tarifaire « EJP » pour les clients basse tension se caractérise par deux prix de l'énergie : l'un pour les heures normales (réduit par rapport à celui de l'option tarifaire « BASE ») et un pour les heures de pointe mobile (près de 2 fois plus cher que le prix des heures normales).

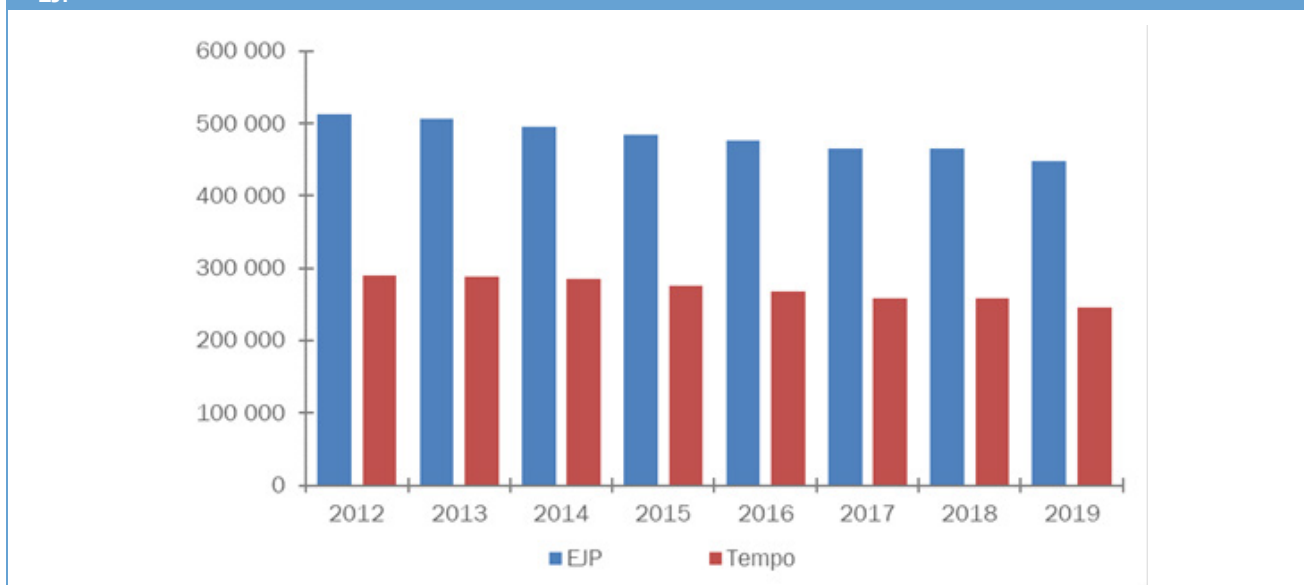
**Le tarif « Tempo »** est la combinaison d'un tarif horosaisonnier et d'un tarif pointe mobile pour les clients résidentiels de 9 à 36 kVA (option en extinction pour le tarif bleu pro). Ce tarif distingue 3 types de jours : 22 jours rouges, 43 jours blancs et 300 jours bleus, le prix de l'électricité étant maximal pour les jours rouges et minimal pour les jours bleus. Au sein de chaque jour on distingue deux périodes tarifaires : 8 heures creuses (22h-6h) et 16 heures pleines.

Afin de permettre à l'ensemble des fournisseurs de proposer des offres équivalentes à l'option « Tempo » des TRV, la délibération de la CRE du 30 octobre 2014 a confié la gouvernance du signal Tempo à RTE. La délibération de la CRE du 16 juillet 2015 a étendu cette gouvernance aux clients du segment non résidentiel.

#### Bilan des offres Tempo et EJP

Une baisse lente, mais régulière des sites résidentiels bénéficiant de l'offre « Tempo » ou « EJP » est observée au cours du temps. En 2016, 268 000 sites disposaient d'une offre Tempo et 476 000 d'une offre EJP. En 2019 ce chiffre passe à 245 209 en Tempo et 448 338 en EJP, soit respectivement une baisse de 7,5 % et 5,8 %.

Figure 30 - Nombre de sites bleus résidentiels ayant souscrit une offre tarifaire réglementée option « Tempo » ou « EJP »



Source : Fournisseurs historiques - Analyse : CRE

Cette diminution s'explique en partie par le fait que le tarif « EJP » est en extinction et par une baisse de l'intérêt de l'offre Tempo. Un client « Tempo » moyen (possédant la répartition moyenne France de consommation entre les différents postes) ayant souscrit une puissance de 12 kVA et consommant en moyenne 8,6 MWh annuel, a subi une hausse du tarif HT en euros courants de 30,1 % entre 2012 et 2019. Cette évolution s'explique par une remise à niveau de ce tarif, qui ne couvrait historiquement pas ses coûts. Dans le même temps, le tarif moyen des offres bleues résidentielles a augmenté de 18 %.

### 2.3.2 Absence de développement de nouvelles offres tarifaire à effacement

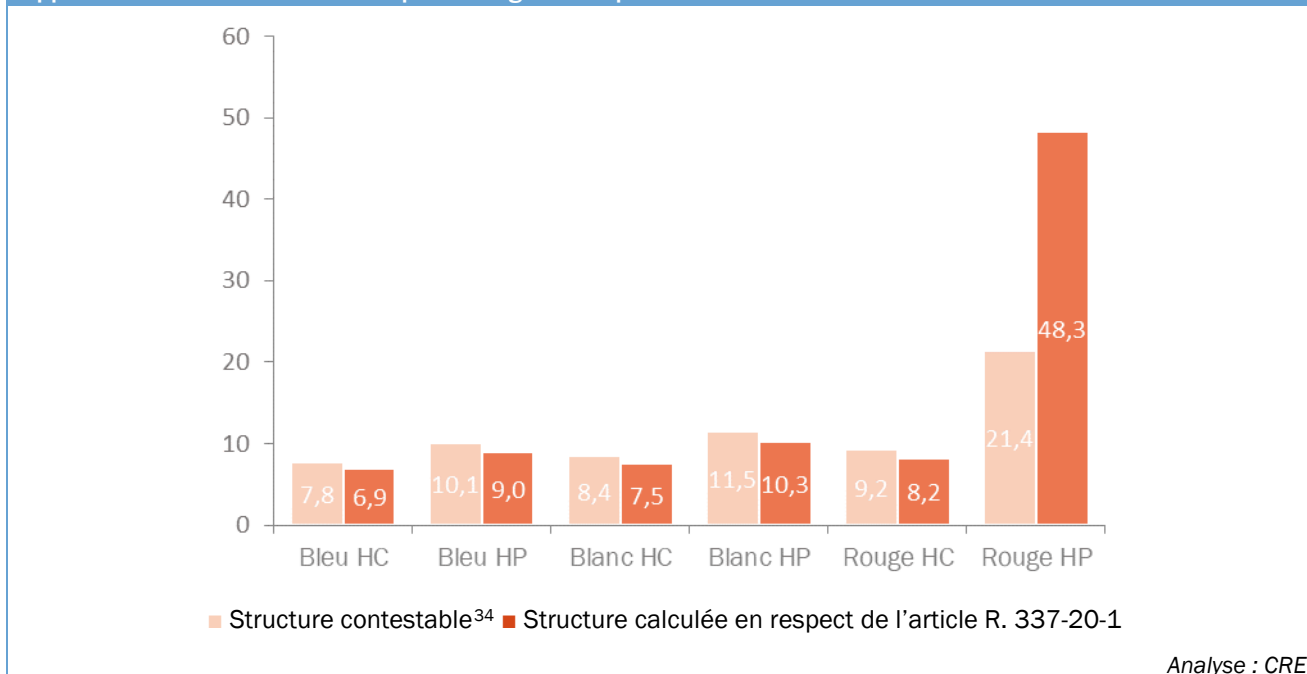
Le transfert à RTE de la gouvernance du signal « Tempo » n'a pas donné lieu à la création d'offres de marché associées de la part des fournisseurs alternatifs. La déformation du tarif Tempo peut expliquer cette absence de développement.

La structure du tarif option Tempo est construite en application des dispositions de l'article R. 337-20-1 du code de l'énergie, qui prévoit « le niveau minimal du rapport entre le prix de la période tarifaire le plus élevé et le prix de

la période tarifaire le plus faible que doit respecter au moins une option du " tarif bleu " accessible aux consommateurs résidentiels ». L'arrêté du 24 juin 2019 pris en application de l'article R. 337-20-1 du code de l'énergie fixe à 7 le niveau minimal du ratio susmentionné.

La figure ci-dessous illustre l'impact du ratio sur la structure de prix des tarifs réglementés de vente.

Figure 31 - Comparaison de la composante énergie HT (c€/kWh) au 1<sup>er</sup> août 2019 du tarif Tempo avec ou sans application du ratio de 7 entre le poste rouge heure pleine et bleu heure creuse



Les structures de prix actuelles sur le marché de gros n'encouragent pas l'apparition de tarifs à effacement, la différence de prix entre les périodes de pointe et les périodes creuses n'étant pas suffisante pour inciter les consommateurs résidentiels à s'effacer ou reporter leur consommation.

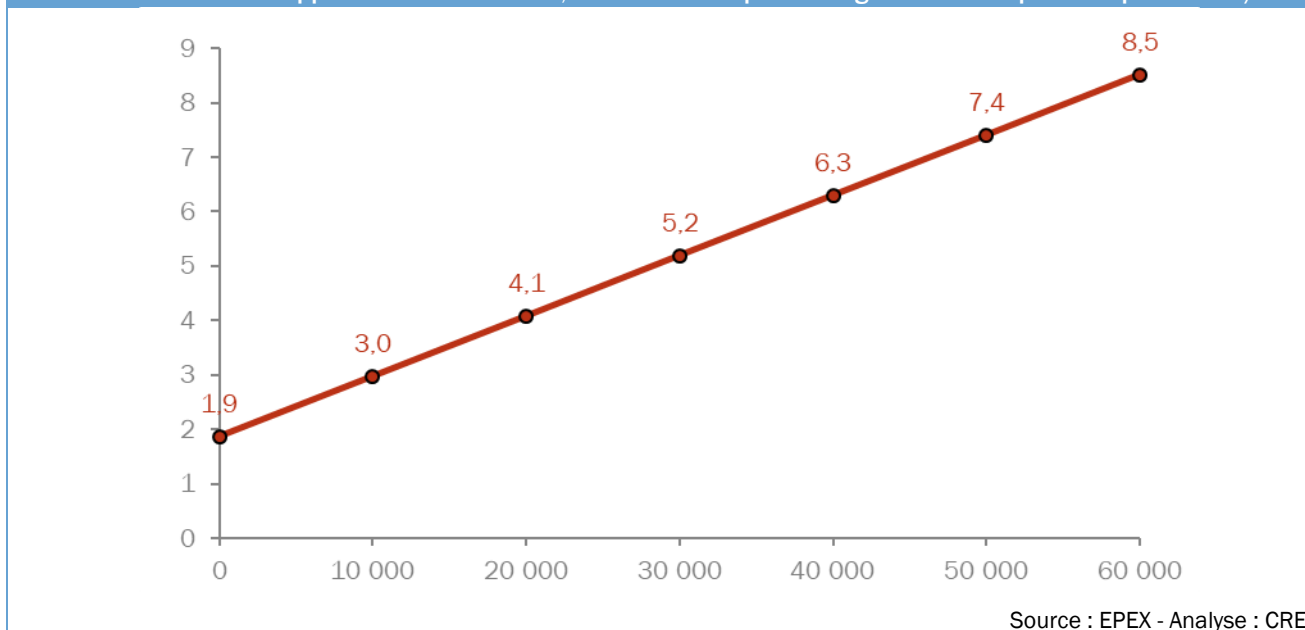
En considérant la grille tarifaire contestable en structure de la Figure 31, qui reflète les niveaux de prix sur les marchés de gros, la facture annuelle moyenne HT d'un consommateur résidentiel<sup>35</sup> serait réduite de 4 % uniquement dans le cas d'un report intégral de consommation des postes rouges vers les postes bleus. Les gains seraient alors faibles pour un consommateur résidentiel eu égard à un report qui peut s'accompagner de désagréments en termes de confort.

La mise en place du mécanisme de capacité a accentué la différenciation entre les postes de pointe et de base en faisant peser l'obligation de capacité sur la pointe hivernale. A titre d'exemple, la figure suivante illustre le ratio du prix de l'énergie HT entre le poste rouge heure pleine et bleu heure creuse tel qu'il aurait été construit dans les tarifs réglementés de vente au 1<sup>er</sup> août 2019 en fonction du coût de la capacité et sans appliquer le ratio de 7.

<sup>34</sup> La contestabilité est définie comme la faculté pour un opérateur présent ou entrant sur le marché de la fourniture de proposer, sur ce marché, des offres à prix égaux ou inférieurs aux tarifs réglementés de vente d'électricité ou de gaz naturel.

<sup>35</sup> Consommant 8 600 kWh par an pour une puissance souscrite de 12 kVA et possédant le même profil de consommation qu'un client au tarif réglementé option « Tempo ».

Figure 32 - Ratio de la composante énergie HT entre les périodes Rouges Heures Pleines et Bleues Heures Creuses, tel qu'il ressortirait des tarifs réglementés de vente d'électricité pour un client résidentiel option Tempo au 1<sup>er</sup> août 2019 sans application du ratio de 7, en fonction du prix de la garantie de capacité exprimé en €/MW



Le mécanisme de capacité contribue à la différenciation du prix des offres des fournisseurs entre les périodes de pointe et de base. Néanmoins, à moins que les garanties de capacité n'atteignent des niveaux de prix très élevés, cette différenciation restera limitée et ne peut permettre d'atteindre le niveau de celle introduite dans le tarif Tempo.

### 2.3.3 De rares offres d'effacement résidentiel explicites

Les acteurs de l'effacement considèrent que la rentabilité n'est pas encore atteinte sur le segment résidentiel. L'accès aux clients résidentiels est coûteux et il existe des incertitudes à moyen terme sur la pérennité de la filière. Deux mécanismes organisés par RTE ont été mis en place pour soutenir le développement de cette filière : l'appel d'offres effacement, d'une part, dont le plafond a été augmenté à 60 k€/MW pour l'année 2021 (contre 35 k€/MW précédemment) afin de répondre au besoin de rentabilité exprimé par les acteurs et l'appel d'offres long terme, d'autre part, favorisant le développement de nouvelles capacités garantissant leur rémunération capacitaire pour les 7 prochaines années.

Les rares offres d'effacement résidentiel explicites sur le marché permettent aux opérateurs de piloter les installations de chauffage et chauffe-eau électrique et de les interrompre temporairement. D'après les acteurs, les clients souscrivent à ce type d'offre au nom de la transition écologique. Le consommateur n'est en effet pas rémunéré pour les effacements auxquels il participe, mais bénéficie simplement de la réduction de facture liée à la baisse éventuelle de la consommation engendrée par ces effacements.

Cette baisse de consommation ne correspond pas à l'énergie effacée, mais au différentiel entre l'énergie effacée et l'effet de report de consommation. En effet, les effacements sont généralement suivis d'une période de surconsommation par exemple, dans le cas du pilotage d'une installation de chauffage, pour rattraper la baisse de la température du logement ayant eu lieu lors de l'effacement. Les primes liées à la revente d'énergie effacée sur des mécanismes tels que le NEBEF ou le mécanisme d'ajustement sont, quant à elle, conservées par l'opérateur d'effacement.

En conclusion, bien que l'ensemble du cadre français ait été adapté pour permettre le développement des effacements sur le segment résidentiel, ils ne se développent pas, ou très peu. C'est la conséquence directe du fait que les signaux de marché sont peu différenciés.

## 2.4 Le développement de l'intermédiation sur le segment résidentiel : une nouvelle dynamique

La CRE constate le développement important depuis plusieurs années d'acteurs de l'intermédiation présents sur le segment résidentiel, en électricité et en gaz naturel. Leur activité de base consiste à faciliter la mise en relation d'un consommateur et d'un fournisseur. Ils sont actifs à plusieurs niveaux :

- lorsqu'un consommateur souhaite changer de fournisseurs ;
- lorsqu'un consommateur souhaite souscrire une offre de fourniture lors d'un emménagement ;
- lorsqu'un fournisseur souhaite gagner en visibilité auprès des consommateurs.



Sur le segment résidentiel, ces acteurs sont, pour la plupart, des comparateurs d'offres (ex : Capitaine-Energie, HelloWatt, Hopénergie, Jechange, LeLynx, Lesfurets.com, Papernest et Selectra). Ils apportent aux consommateurs, de manière simultanée, une information sur les opportunités de marché existantes et des canaux<sup>36</sup> de mise en relation avec le fournisseur dont l'offre de fourniture sera éventuellement choisie.

A la connaissance de la CRE, ces acteurs fournissent leurs prestations exclusivement sur des plateformes digitales.

La CRE ne dispose pas à ce jour d'indicateurs permettant de mesurer l'impact de l'intermédiation sur la mobilité des consommateurs résidentiels. Toutefois, les fournisseurs semblent de plus en plus privilégier des partenariats avec ces acteurs intermédiaires comme canal d'acquisition de nouveaux clients.

Un dossier de la section 4 du présent rapport est consacré aux comparateurs d'offres.

Les achats groupés mis en place sur le segment résidentiel correspondent à des opérations spécifiques d'intermédiation des marchés de détail. Elles permettent à un nombre important de consommateurs de se regrouper sur une période donnée afin qu'un tiers de confiance négocie auprès des fournisseurs d'électricité et de gaz naturel des offres comportant des prix compétitifs. Ces réductions des prix de fourniture sont permises par l'existence d'une concurrence effective qui s'exerce entre les fournisseurs intéressés et par le potentiel de réduction des coûts associé à la taille conséquente du marché à adresser.

Les achats groupés sont pour la plupart organisés par des comparateurs d'offres privés, qui jouent ainsi le rôle de tiers de confiance. En règle générale, ils constituent des partenariats avec des acteurs privés ou publics qui ont une forte visibilité médiatique.

La mise en place d'un achat groupé est réalisée en quatre étapes :

1. les organisateurs fixent le cahier des charges de l'achat groupé auquel devront répondre les fournisseurs intéressés. Ils déterminent notamment les types d'offres que les fournisseurs devront proposer, le périmètre de la clientèle visée (quota de clients pouvant se préinscrire) et s'il y a des critères requis à la préinscription (le cas échéant, on parle de vente privée) ;
2. l'achat groupé est rendu public. Les consommateurs peuvent se préinscrire sans engagement pendant une période déterminée. Cette phase permet aux consommateurs de connaître le détail des types d'offres qui seront négociées pendant la phase de mise en concurrence des fournisseurs. D'autre part, elle permet de préciser aux fournisseurs la taille du marché à adresser, paramètre essentiel pour adapter le niveau des prix de l'offre de fourniture ;
3. les fournisseurs sont mis en concurrence sur la base des différents critères déterminés dans la première étape et sur la compétitivité du prix proposé ;
4. les offres lauréates sont proposées aux consommateurs préinscrits qui ont la liberté d'y souscrire ou non. Dans certains cas, ces offres peuvent être finalement souscrites par des consommateurs non préinscrits.

Le Tableau 5 liste les achats groupés en vente publique dont la CRE a eu connaissance entre le 1<sup>er</sup> janvier 2018 et le 31 décembre 2019. Le nombre de consommateurs préinscrits est généralement médiatisé par l'organisateur. Cette information est reportée dans le tableau ci-dessous, lorsqu'elle est disponible.

**Tableau 5 – Liste non exhaustive des achats groupés en vente publique recensés par la CRE entre le 1<sup>er</sup> janvier 2018 et le 31 décembre 2019**

Dates d'inscription	Organisateurs	Nombre de préinscriptions
Avril-juin 2018	Capital et Bemove	25 000 préinscrits
Mai 2018	Valeurs actuelles, Mieux vivre votre argent et Selectra	7 700 préinscrits
Septembre 2018	Familles de France et Selectra	65 000 préinscrits
Février 2019	Capital et Bemove	Non disponible
Mai-Juillet 2019	HelloWatt	10 000 préinscrits
Août-Septembre 2019	WWF France et Selectra	47 200 préinscrits
Août 2019	Energiemoinschere.com	1 400 préinscrits
Septembre 2019	UFC-Que Choisir	256 000 préinscrits
Automne 2019	Selectra	Plusieurs milliers de préinscrits

Sources : Presse, sites internet des comparateurs privés

<sup>36</sup> Par exemple, le comparateur publie généralement sur sa plateforme web les numéros de téléphone ou le lien du site web du fournisseur.

Les organisateurs d'achats groupés ne communiquent généralement pas sur le nombre effectif de clients ayant souscrit l'offre proposée.

Tous les achats groupés recensés ici portent à la fois sur la fourniture d'électricité et de gaz naturel. Sur la base des données récoltées par la CRE sur les sites web des comparateurs d'offres privés ou de leurs partenaires, au moins 410 000 préinscriptions ont été effectuées lors d'achats groupés réalisés entre le 1<sup>er</sup> janvier 2018 et le 31 décembre 2019. Les achats groupés constituent donc un facteur important d'animation et de dynamisme du marché de détail.

Les offres obtenues par les consommateurs résidentiels semblent afficher systématiquement des réductions de prix par rapport aux tarifs réglementés de vente, mais aussi par rapport aux offres de marché déjà publiées sur le comparateur public energie-info.fr (pour les mêmes types d'offres).

La majorité des offres obtenues lors d'un achat groupé proposent un prix fixe sur un an et sont renouvelables par tacite reconduction. Puisque les potentielles réductions s'appliquent, généralement, seulement sur la première année du contrat, la CRE invite les consommateurs à rester attentifs à l'évolution des prix des offres auxquelles ils ont souscrit dans le cadre d'achats groupés.

## 2.5 Offres innovantes

Le dernier rapport de la CRE sur le fonctionnement du marché de détail, publié en février 2019, dressait un panorama des offres innovantes sur le marché résidentiel.

Trois types d'innovation avaient été identifiés dans le secteur de l'électricité :

- l'innovation de produit correspond à l'introduction d'un bien ou d'un service nouveau ou sensiblement amélioré sur le plan de ses caractéristiques ou de l'usage auquel il est destiné. Cette définition inclut les améliorations sensibles des spécifications techniques, des composants et des matières, du logiciel intégré, de la convivialité ou autres caractéristiques fonctionnelles ;
- l'innovation de procédé est la mise en œuvre d'une méthode de production ou de distribution nouvelle ou sensiblement améliorée. Cette notion implique des changements significatifs dans les techniques, le matériel et/ou le logiciel ;
- l'innovation de commercialisation est la mise en œuvre d'une nouvelle méthode de commercialisation impliquant des changements significatifs de la conception ou du conditionnement, du placement, de la promotion ou de la tarification d'un produit. Ex : vente des offres uniquement en ligne (via des applications ou le site Internet des fournisseurs), le développement de nouveaux outils (notamment les chatbots) ou encore la présence forte sur les réseaux sociaux.

### Innovation de procédé

S'agissant des innovations de procédé, les fournisseurs poursuivent leurs actions de digitalisation des parcours clients et continuent de développer des services digitaux. A titre d'illustration :

Butagaz a fait le choix d'un parcours de souscription e-commerce avec deux canaux associés, le téléphone et le mobile, pour ses offres d'électricité et de gaz naturel. Pour une relation client digitale, Butagaz a choisi de déployer un *chatbot* avec une logique de *machine learning*. Butagaz a aussi eu recours au « cookie vocal » sur les communications téléphoniques, qui analyse et catégorise automatiquement les appels clients et permet d'optimiser les relations ultérieures (notamment les campagnes marketing). Par ailleurs, Butagaz a mis en place une souscription sur mobile, avec la possibilité de prendre en photo une facture de son fournisseur actuel et d'ainsi de reconnaître le numéro de PDL.

EDF prépare de nouvelles applications pour les assistants vocaux, en développant deux applications vocales pour la plateforme Alexa d'Amazon. EDF étudie les cas d'usage des assistants personnels et prépare des applications vocales sur la consommation d'électricité et le pilotage de la maison.

Le fournisseur Eni a lancé un « Club Eni » pour ses clients résidentiels disposant de compteurs communicants Linky et Gazpar. Ils auront accès à un service d'analyse de leur consommation, complété par un contenu pédagogique leur suggérant des actions d'économies d'énergie et par un système de récompense pour leur engagement au service de la maîtrise de la consommation. L'adhésion sera proposée gratuitement pour une durée d'un an.

Les fournisseurs d'électricité poursuivent le développement d'offres liées à l'autoconsommation avec des kits d'installation de panneaux photovoltaïques. Mint Énergie, par exemple, propose l'offre « Mint Solaire » avec une promotion sur l'abonnement pour les clients Mint Énergie. Le fournisseur ekWateur a également lancé en 2019 son kit d'installation de panneaux photovoltaïques.

### Innovation de commercialisation

S'agissant des innovations de commercialisation, ekWateur a lancé un bon d'achat d'énergie renouvelable qui offre la possibilité de réaliser des économies pour toute nouvelle souscription d'électricité et/ou de gaz naturel.

Les fournisseurs développent des partenariats avec des acteurs extérieurs au secteur de l'énergie. EDF proposait, par exemple, une réduction de 20 % sur l'achat d'une télévision Samsung pour toute souscription d'un contrat d'énergie. Total Direct Energie offrait pour toute personne souscrivant un contrat d'électricité ou de gaz naturel une carte de réduction valable un an et donnant droit à une remise d'un centime par litre de carburant acheté dans une station Total. Cette offre était limitée et plafonnée à un nombre limité de clients et à une consommation d'essence. Des fournisseurs réalisent également des partenariats avec soit des constructeurs automobiles, soit des constructeurs de bornes pour développer l'emploi des véhicules électriques.

### Innovation de produit

S'agissant des innovations de produit, les fournisseurs ont continué de développer des offres de marché réservées ou adaptées au compteur Linky :

- Total Direct Energie propose des offres « super heures creuses » aux consommateurs leur permettant de bénéficier de prix bas sur des plages temporelles plus réduites que celles utilisées pour les compteurs traditionnels
- EDF a lancé deux offres réservées au compteur Linky « Mes Jours Zen » et « Mes Jours Zen Plus ». L'offre « Mes Jours Zen » propose un prix HT de l'électricité 30 % moins cher tous les week-ends et les jours fériés nationaux (option « Week-End » ou option « Heures Creuses + Week-End »), tandis que l'offre « Mes Jours Zen Plus » propose un prix HT de l'électricité 30 % moins cher tous les week-ends, les jours fériés nationaux, ainsi qu'un jour en plus au choix dans la semaine : lundi, mercredi ou vendredi (option « Week-End + 1 jour dans la semaine » ou option « Heures Creuses + Week-End + 1 jour dans la semaine »).

Le fournisseur, Planète OUI, propose une offre verte « Temps réel » dans laquelle l'équivalent en électricité verte de l'électricité consommée sera injecté à un pas de temps de 30 minutes sur le réseau. Cette offre n'est disponible que pour un nombre limité de clients.

Urban Solar Energy a lancé une offre de « stockage virtuel » pour les autoconsommateurs. L'énergie produite en surplus par rapport à la consommation d'un client disposant de panneaux photovoltaïques est utilisée pour alimenter d'autres clients d'Urban Solar Energy. Ce volume est virtuellement stocké sur le compte de ce premier client, qui pourra l'utiliser à un moment où il ne produira pas ou pas suffisamment. Le complément sera approvisionné auprès de producteurs indépendants, notamment hydroélectriques, uniquement renouvelables.

Les offres à tarification dynamique, en cours de développement sur le marché de détail, sont des offres à innovation de produit, dans lesquelles le prix payé par le consommateur reflète les variations temporelles du marché de gros. Ces offres sont décrites plus en détail dans l'encadré ci-dessous.

### Focus sur les offres à tarification dynamique

Les offres à tarification dynamique sont des offres innovantes en cours de développement sur le marché de détail de l'électricité. Leur développement est requis par la directive 2019/944 du 5 juin 2019, qui impose aux Etats membres de donner le droit à tout consommateur équipé d'un compteur intelligent de souscrire un contrat d'électricité à tarification dite « dynamique ». Les fournisseurs de plus de 200 000 clients seront, en outre, obligés de proposer un tel tarif aux consommateurs le désirant.

La directive définit un « *contrat d'électricité à tarification dynamique* » comme « *un contrat de fourniture d'électricité conclu entre un fournisseur et un client final qui reflète les variations de prix sur les marchés au comptant, y compris les marchés journaliers et infra journaliers, à des intervalles équivalant au moins à la fréquence du règlement du marché* ». Il ressort de cette définition que ces offres devront refléter, pour les consommateurs dont les compteurs permettent des relevés sur des pas de temps compatibles, les variations temporelles observées sur les prix de marché. Le pas le plus fin qui devra être utilisé dans ces offres est la fréquence de règlement des écarts du marché, soit une heure.

Les offres à tarification dynamique transmettent au consommateur final des signaux de marché reflétant l'équilibre offre-demande de court terme. Actuellement, les consommateurs ne sont pas soumis à ces signaux de marché dans les offres de fourniture existantes sur le marché de détail : les offres à plages horosaisonnnières existantes ne reflètent pas avec la même granularité temporelle les conditions d'équilibre offre-demande du système électrique.

En reflétant les variations du marché en temps quasiment réel, les offres à tarification dynamique mobilisent les flexibilités des consommateurs au service du système électrique : les consommateurs sont incités économiquement à reporter leur consommation hors des pics de prix, synonymes de tension lorsque la demande est forte. A l'inverse, les épisodes de prix bas, caractéristiques entre autres d'une surproduction des énergies renouvelables, incitent les consommateurs à reporter leur consommation sur ces périodes.

Ce besoin de flexibilité de la demande est accru par la transformation qui s'opère actuellement dans le système électrique européen : la pénétration des énergies renouvelables non pilotables et la disparition progressive de moyens de production flexibles tels que les centrales à charbon augmentent le besoin de flexibilité du système électrique. La flexibilité valorisée par les offres à tarification dynamique a vocation à jouer un rôle important au fur et à mesure que la transition énergétique avance en Europe. A titre d'illustration, les consommateurs flexibles pourront réduire leur consommation sur les heures de prix élevés sur le marché de gros, limitant l'utilisation des moyens de production de pointe souvent thermiques et émetteurs de CO<sub>2</sub>.

Outre le soutien à la transition énergétique, les offres à tarification dynamiques se révèlent avantageuses pour les consommateurs disposant de flexibilité : ceux-ci peuvent moduler leur consommation et réaliser des économies de facture en consommant lors des périodes de prix bas. En transférant le risque de volatilité des prix de l'électricité du fournisseur vers le consommateur, ces offres présentent également l'avantage de ne pas inclure le coût des risques d'évolution des prix dans la marge commerciale du fournisseur. Dans les offres actuelles pour lesquelles le prix de l'électricité est fixé à l'avance, les fournisseurs sont contraints d'intégrer un *mark-up* pour faire face au risque d'évolution des prix.

A ce jour, les offres associées à ce type de contrats n'existent pas encore sur le marché de détail de l'électricité en France.

Enfin, l'article 11 de la directive 2019/944 souligne l'importance de l'information des consommateurs quant aux risques associés à de telles offres. À cet égard, la directive évoque explicitement un recueil *ad hoc* du consentement des consommateurs. La CRE partage la préoccupation de la Commission européenne quant à la bonne information des consommateurs. Il est indispensable que les consommateurs optant pour ce type d'offres soient conscients des risques associés et des potentielles incertitudes qui existeront sur le montant de leur facture d'électricité.

Dans la perspective de la transposition en droit français de la directive, la CRE a lancé une consultation publique au cours de l'été 2020 sur les modalités de mise en œuvre de la tarification dynamique en France.

## 2.6 Synthèse

Sur le segment résidentiel, le nombre et la diversité des offres de marché continuent à croître, en électricité comme en gaz naturel, la majorité d'entre elles permettant aux consommateurs de réduire leurs factures par rapport aux tarifs réglementés de vente.

Les offres vertes, qui reflètent la volonté croissante des consommateurs de participer à la transition énergétique, sont un des principaux facteurs de dynamisme du marché de détail. Leur contenu et rôle dans la transition énergétique soulèvent cependant des questions qui sont abordées dans la section 4 du présent rapport.

Grâce au déploiement en voie d'achèvement des compteurs intelligents, de plus en plus d'offres innovantes apparaissent notamment dans le domaine électrique. Toutefois, le potentiel d'innovation et de services aux consommateurs offert par les compteurs évolués reste encore largement inexploité.

La multiplication des offres peut complexifier le choix des consommateurs. Les comparateurs d'offres jouent un rôle important dans l'information des consommateurs et contribuent à la dynamique concurrentielle du marché de détail. Une partie de la section 4 du présent rapport est consacrée à ces nouveaux acteurs.

## 3. LES OFFRES SOUSCRITES PAR LES CLIENTS RESIDENTIELS AUX 31 DECEMBRE 2018 ET 2019

Dans le cadre de son activité de surveillance des marchés de détail, la CRE a souhaité introduire de nouveaux indicateurs permettant d'apporter une information plus complète sur l'état de développement de la concurrence. Ainsi, la CRE souhaite analyser les préférences des consommateurs quant au type d'offres et des services proposés par les fournisseurs.

La CRE collecte des données depuis le troisième trimestre 2017 auprès des fournisseurs dont les parts de marché sont les plus importantes (EDF, Engie, Total Direct Energie et ENI) sur tous les segments de clientèle en électricité et en gaz naturel. Ces données portent sur les portefeuilles clients des fournisseurs, et détaillent notamment les types d'offres, les durées contractuelles et les services annexes souscrits. La CRE a l'intention d'étendre cette collecte des données à l'ensemble des fournisseurs ayant plus de 50 000 clients résidentiels en portefeuille.

Les données présentées ci-après reflètent au 31 décembre 2019 les préférences de 94 % de l'ensemble des consommateurs résidentiels français en électricité et 94 % en gaz naturel.

### Les différentes offres à prix fixe

Il existe différents types d'offres à prix fixe, selon les composantes de la facture qui restent fixes au cours du contrat. Plusieurs catégories sont aujourd'hui proposées par les fournisseurs :

- des offres entièrement fixes (« 100% fixe ») (hors évolutions des taxes et contributions), dont le prix hors taxe du kWh et de l'abonnement est fixe sur la durée du contrat.

- des offres semi-fixes : il s'agit d'offres dont le prix peut varier afin de prendre en compte les évolutions des composantes de coûts de la facture H.T. hors énergie : tarifs d'acheminement, prix de la capacité en électricité, obligations de certificats d'économie d'énergie (CEE) ou toutes autres évolutions réglementaires. Les modalités de révision de ces offres sont définies dans les conditions générales de vente (CGV) et précisées dans les grilles de prix. En fonction des offres observées, seule la part abonnement peut être concernée par une évolution ou l'ensemble du tarif (abonnement + prix du kWh). Dans ce dernier cas, seul le prix de l'électron peut être *in fine* considéré comme fixe.

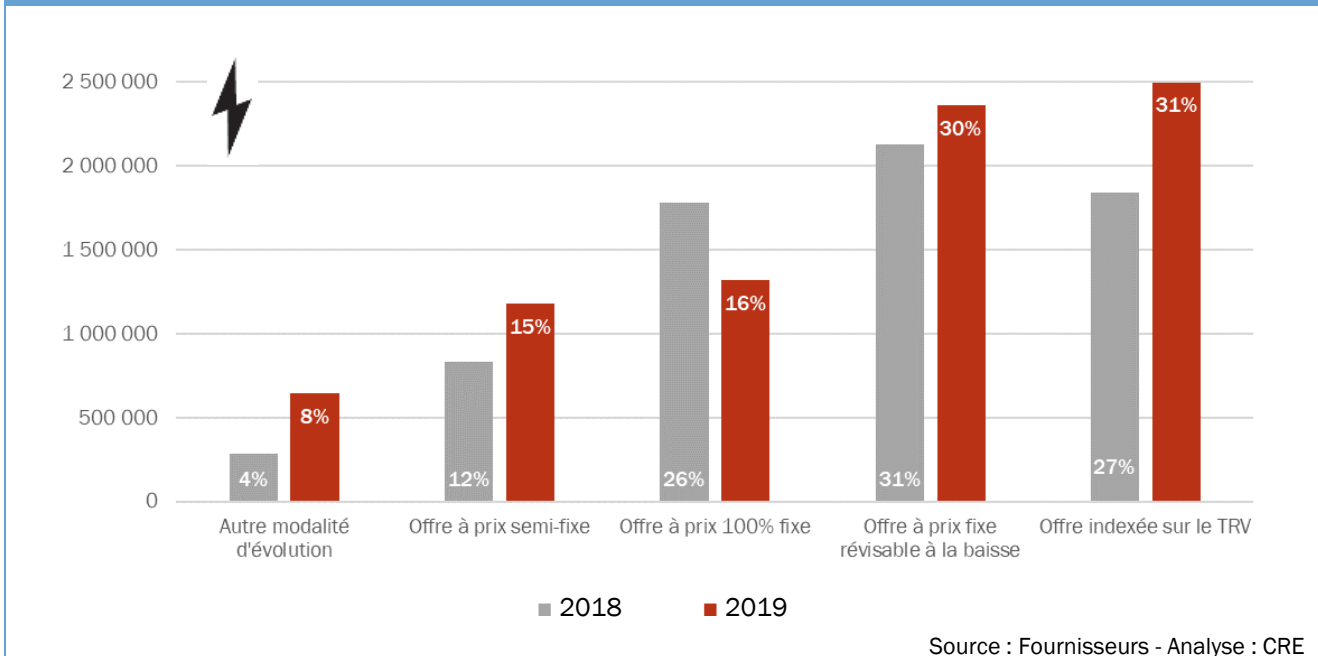
- des offres à prix fixe révisables à la baisse : le prix du kWh HT d'énergie n'augmente pas pendant la durée de l'offre. Il est révisable à la baisse à chaque date anniversaire de signature du contrat. Si les tarifs réglementés de l'électricité ou de gaz naturel ont baissé pendant l'année écoulée, le consommateur bénéficiera de cette baisse pour l'année suivante.

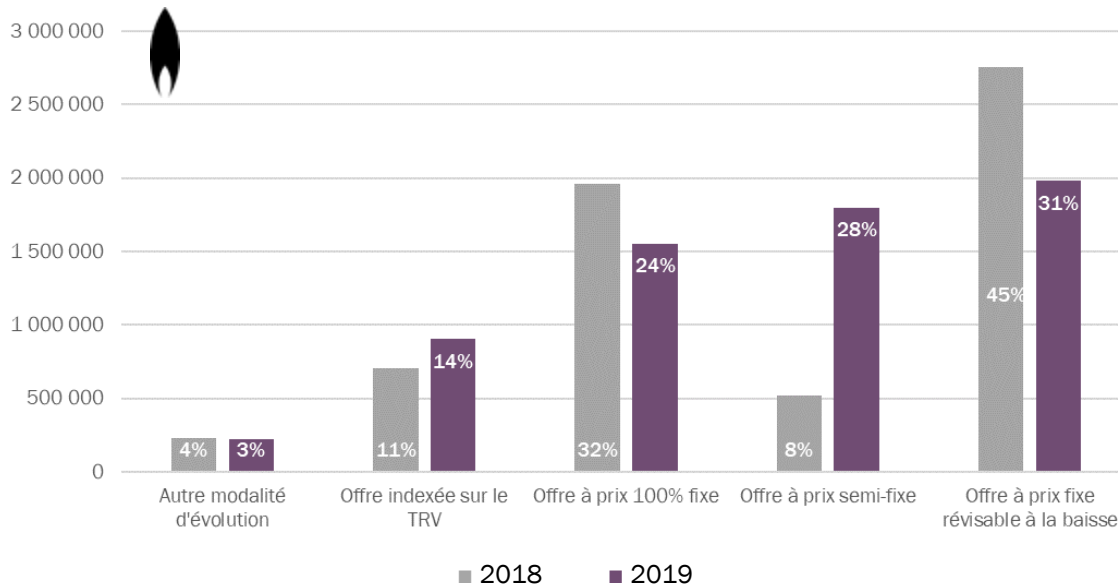
### 3.1 Les consommateurs résidentiels privilégient la stabilité des prix dans les deux énergies

Un focus sur la répartition des offres de marché souscrites est proposé dans les deux figures ci-dessous. Dans les deux énergies, les consommateurs résidentiels ont souscrit majoritairement, au 31 décembre 2019, des offres à prix fixe (bien que ce terme puisse désigner différents types d'offres : voir l'encadré ci-dessus) : 61% en électricité (contre 69% en 2018), soit 4,9 millions de sites, et 83 % en gaz naturel (contre 85 % en 2018), soit 5,3 millions de sites.

La comparaison des taux de souscription à une offre indexée sur le TRV révèle une différence notable entre les deux marchés, avec 31% des offres de marché d'électricité et 14 % pour le gaz naturel. Pour rappel, les modalités d'évolution des tarifs réglementés de vente sont différentes entre les deux énergies : les TRV de gaz évoluent tous les mois alors que les TRV d'électricité ne sont généralement modifiés que deux fois par an.

Figure 33 - Portefeuille des quatre principaux fournisseurs d'électricité, en nombre de sites résidentiels par type d'offres souscrites aux 31 décembre 2018 et 2019



**Figure 34 - Portefeuille des quatre principaux fournisseurs de gaz naturel, en nombre de sites résidentiels par type d'offres souscrites aux 31 décembre 2018 et 2019**

Source : Fournisseurs - Analyse : CRE

Les Figure 35 et Figure 36 présentent la répartition des durées des offres à prix fixe souscrites par les clients résidentiels. La quasi-totalité de ces offres fait apparaître une durée supérieure ou égale à 2 ans. Seulement 8 % en électricité et 5 % en gaz naturel des offres à prix fixe souscrites portent sur un engagement d'un an.



Figure 35 - Portefeuille des quatre principaux fournisseurs d'électricité, en nombre de sites résidentiels par type d'offres de marché à prix fixe souscrites et leur durée d'engagement au 31 décembre 2019

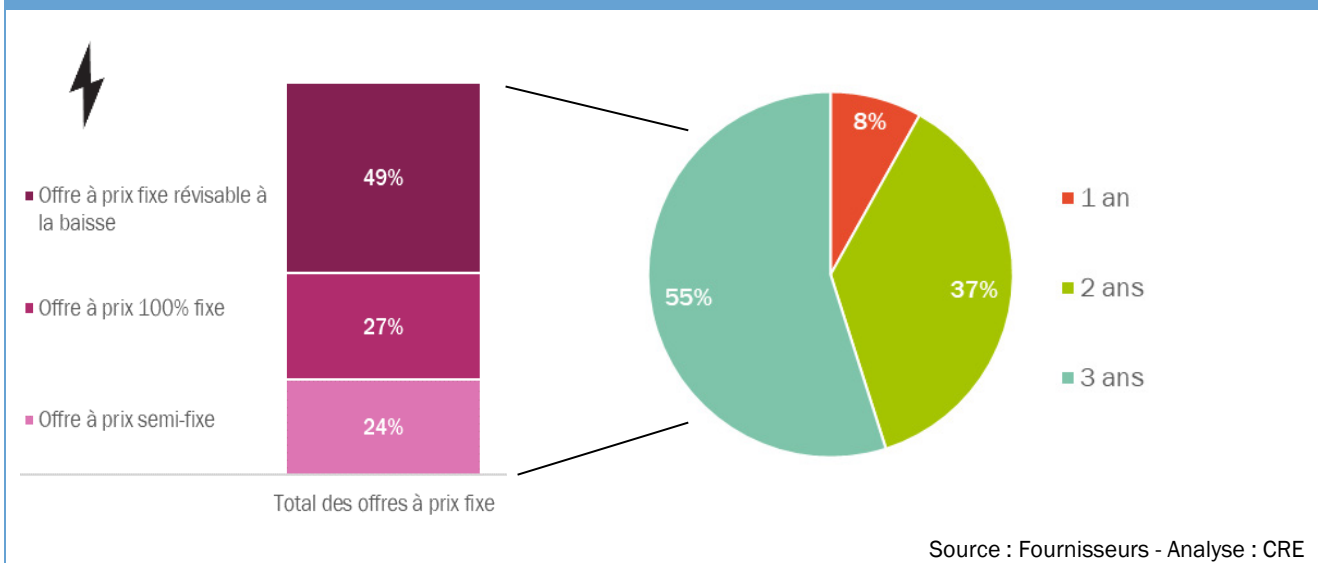
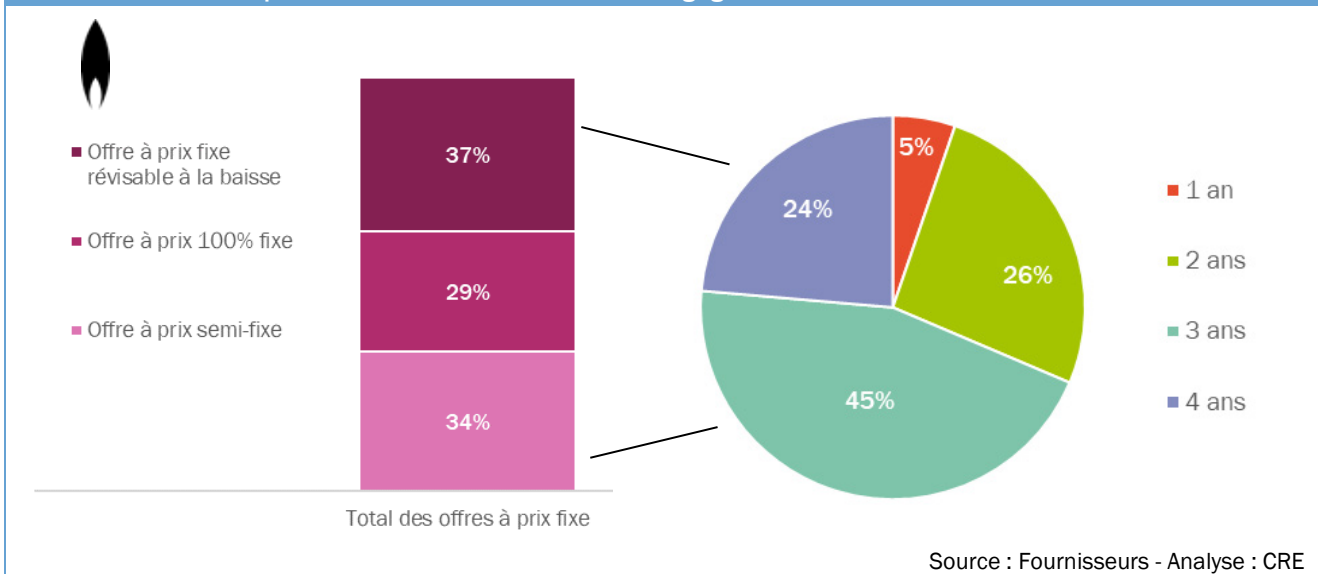


Figure 36 - Portefeuille des quatre principaux fournisseurs de gaz naturel, en nombre de sites résidentiels par type d'offres de marché à prix fixe souscrites et leur durée d'engagement au 31 décembre 2019



Les offres à prix fixe ne conduisent pas nécessairement à une stabilité totale des prix en raison des conditions potentielles de révision des prix (évolution réglementaire, évolution du TURPE, etc.). En outre, l'absence d'assurance quant au niveau du prix lors de leur reconduction peut être pénalisante pour certains consommateurs qui n'y prêteraient pas attention.

Par ailleurs, le choix des consommateurs pourrait être structurellement influencé par l'éventail des offres de marché disponibles, en particulier celles d'Engie et d'EDF qui proposent majoritairement en 2018 et 2019, en plus des TRV, des offres à prix fixe d'électricité et de gaz naturel.

Néanmoins, certaines indications tendent à confirmer l'appétence des consommateurs pour la stabilité tarifaire. En effet, les consommateurs privilégient très majoritairement, en gaz comme en électricité, les offres à prix fixe comportant des engagements d'une durée supérieure à 1 an.

En ce qui concerne le marché de l'électricité, il est à noter que l'atteinte du plafond ARENH lors des guichets de novembre 2018 et novembre 2019 ne semble pas avoir eu d'effets significatifs sur les souscriptions aux offres à prix fixe pluriannuel.

Il convient enfin de noter qu'aucune offre comportant une « tarification dynamique » au sens de la directive n° 2019/944 précitée, c'est-à-dire dont le prix reflète celui observé sur le marché de gros à court terme, n'est proposée, pour le moment, par les fournisseurs présents dans cette section.

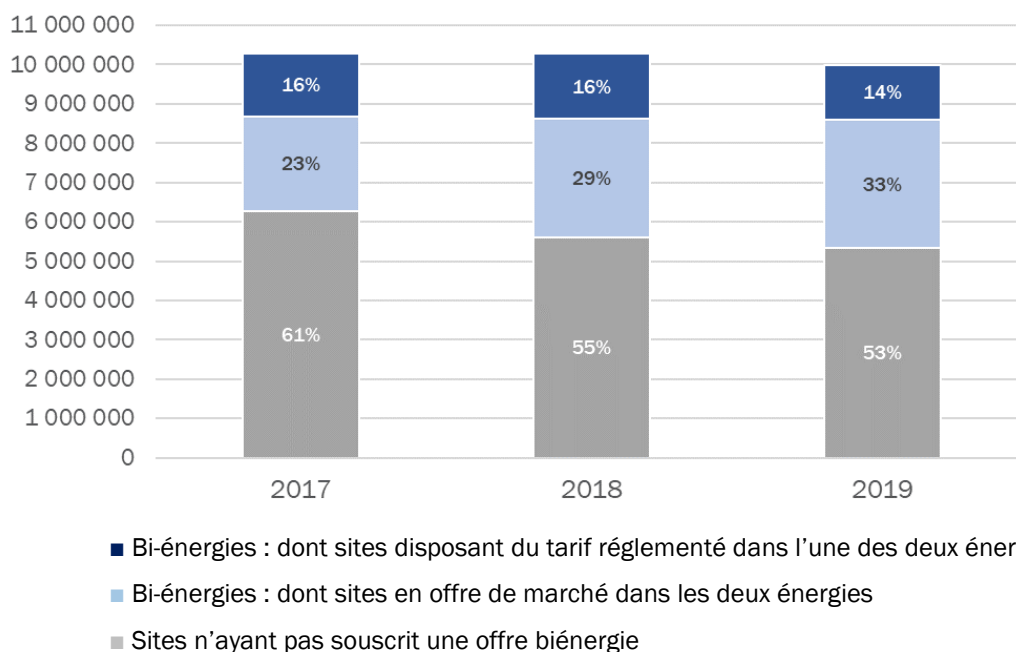
### 3.2 Les offres biénergies

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 biénergies, c'est-à-dire une offre en électricité et en gaz chez le même fournisseur, qu'il s'agisse d'une offre duale<sup>37</sup> ou non. Le périmètre d'étude se limite aux clients disposant du gaz naturel à leur domicile : au 31 décembre 2019<sup>38</sup>, 32,7% des consommateurs résidentiels d'électricité consomment aussi du gaz naturel.

Au 31 décembre 2018, 45 % des clients résidentiels disposant à la fois de l'électricité et du gaz naturel dans leur logement ont souscrit des offres biénergies, contre 39% fin 2017, soit 640 000 consommateurs supplémentaires. Parmi eux, 64% sont en offre de marché pour les deux énergies et 36 %, dont 83% pour EDF et 17% pour Engie, sont au tarif réglementé de vente pour l'une des deux énergies et en offre de marché pour l'autre.

Les offres biénergies constituent une simplification de la relation entre le fournisseur et le consommateur avec, par exemple, la mise en commun de l'espace client, voire, lorsqu'il y a une offre de marché pour les deux énergies, la mise en place d'une facturation unique. Par ailleurs, les offres biénergies permettent aux fournisseurs de proposer un rabais sur les prix en mutualisant les coûts communs à la fourniture d'électricité et de gaz naturel.

Figure 37 – Répartition des clients résidentiels des quatre principaux fournisseurs, ayant souscrit une offre biénergies, parmi ceux disposant des deux énergies dans leur foyer, au 31 décembre 2017, 2018 et 2019



Clés de lecture : au 31 décembre 2018, sur 100 clients résidentiels disposant des deux énergies, 29 ont souscrit une offre de marché gaz et une offre de marché électricité chez le même fournisseur.

Les offres biénergies dont la partie gaz est aux TRVG ne sont plus communiquées par Engie à partir de 2019<sup>38</sup>.

Source : Fournisseurs - Analyse : CRE

La Figure 38 distingue les portefeuilles des fournisseurs historiques (EDF et Engie) de ceux des fournisseurs alternatifs. Au 31 décembre 2018, 59% des clients résidentiels des principaux fournisseurs alternatifs ont souscrit une offre biénergies contre 43% chez les fournisseurs historiques.

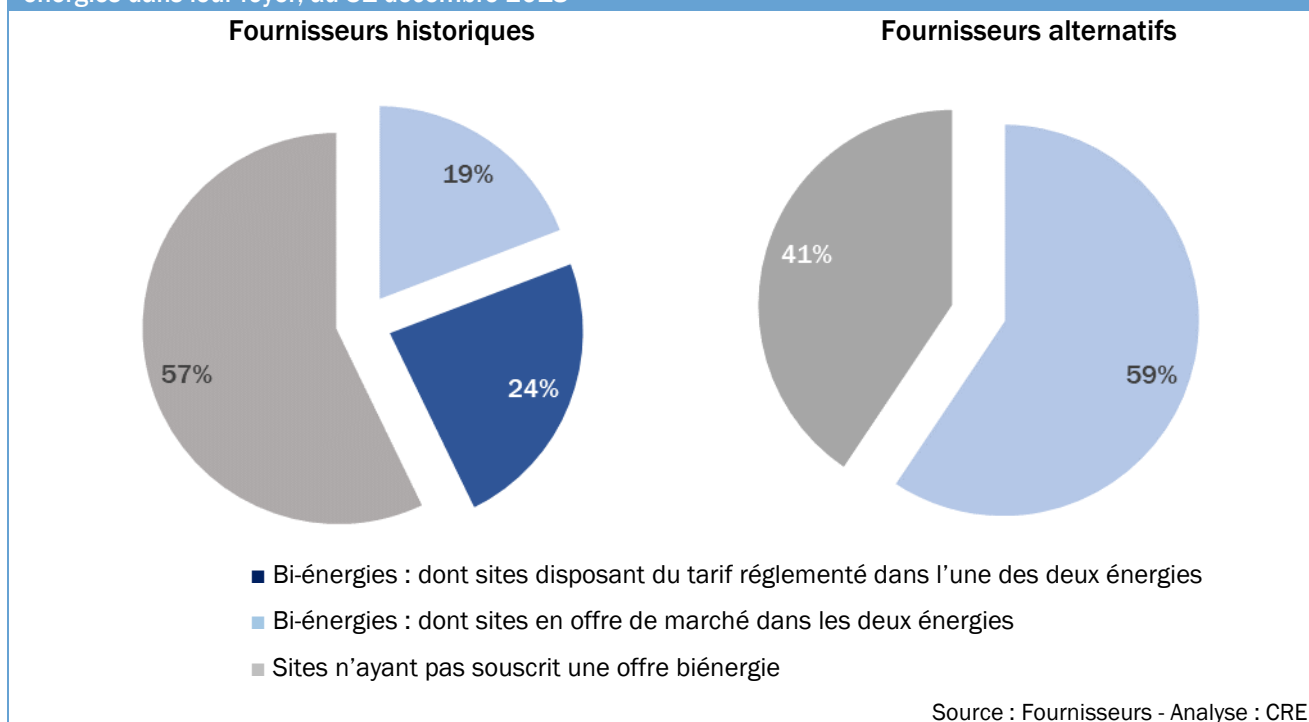
<sup>37</sup> Offre pour laquelle la fourniture d'électricité et la fourniture de gaz sont indissociablement liées dans un contrat unique.

<sup>38</sup> A partir de 2019, Engie affirme n'être plus en mesure de transmettre à la CRE l'information sur les offres biénergies dont le contrat gaz est aux TRV en raison de la séparation de leurs activités commerciales dans l'organisation du groupe. L'ensemble des clients aux TRVG ont donc disparu du graphique en 2019 (biénergie ou non)

Cette différence peut s'expliquer par l'interdiction, pour des raisons de droit de la concurrence, des fournisseurs historiques de proposer une offre biénergies comprenant à la fois un tarif réglementé de vente et une offre de marché.

Au vu des données en date du 31 décembre 2018, l'essor des offres biénergies est un levier important du développement de la concurrence sur les marchés de détail.

Figure 38 - Part des clients résidentiels, ayant souscrit une offre biénergies, parmi ceux disposant des deux énergies dans leur foyer, au 31 décembre 2018



### 3.3 Les offres vertes

Le développement des offres vertes, depuis plusieurs années déjà, représente un facteur majeur dans le dynamisme du marché de détail de l'électricité. Ainsi, au 31 décembre 2019, 3,9 millions de clients résidentiels ont souscrit une offre 100% verte en électricité (contre 2,9 millions au 31 décembre 2018), ce qui représente 12 % de l'ensemble des sites et 47 % des sites en offre de marché. Cela représente une augmentation de 152 % depuis le 31 décembre 2017, tandis que le nombre de souscriptions d'une offre qui n'est pas 100% verte est resté stable.

Au vu des développements actuels significatifs des offres vertes sur le marché de détail de l'électricité et des enjeux qu'elles suscitent, le présent rapport y consacre un dossier complet dédié à la section 4.

### 3.4 Les services annexes payants en électricité et en gaz naturel

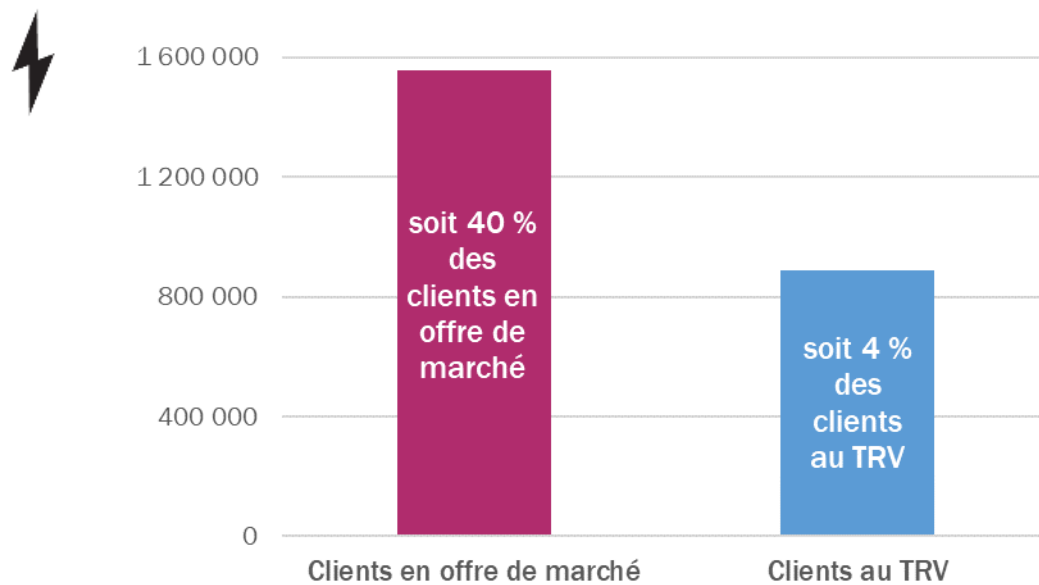
Les Figure 39 et Figure 40 représentent le nombre de clients résidentiels ayant souscrit des services payants au 31 décembre 2019 : respectivement 2,4 millions en électricité et 900 000 en gaz naturel services payants ont été conclus sur le segment résidentiel. A noter, le fournisseur Engie n'a pas transmis à la CRE ses données de portefeuille relatives aux services annexes. Bien qu'il soit encore complexe à ce stade d'évaluer les revenus supplémentaires liés à ces activités, il apparaît clairement que l'offre de services annexes est de plus en plus liée à l'activité de fourniture.

En électricité, les services de dépannage<sup>39</sup> (80 %) et d'assurance<sup>40</sup> (11 %) sont les principaux services annexes souscrits par les clients.

<sup>39</sup> Services de dépannage des installations électriques et gaz, mais aussi de serrurerie, de canalisation d'eau, etc.

<sup>40</sup> Assurance en cas d'imprévus (perte d'emplois, invalidité, etc.) de remboursement de la facture d'électricité

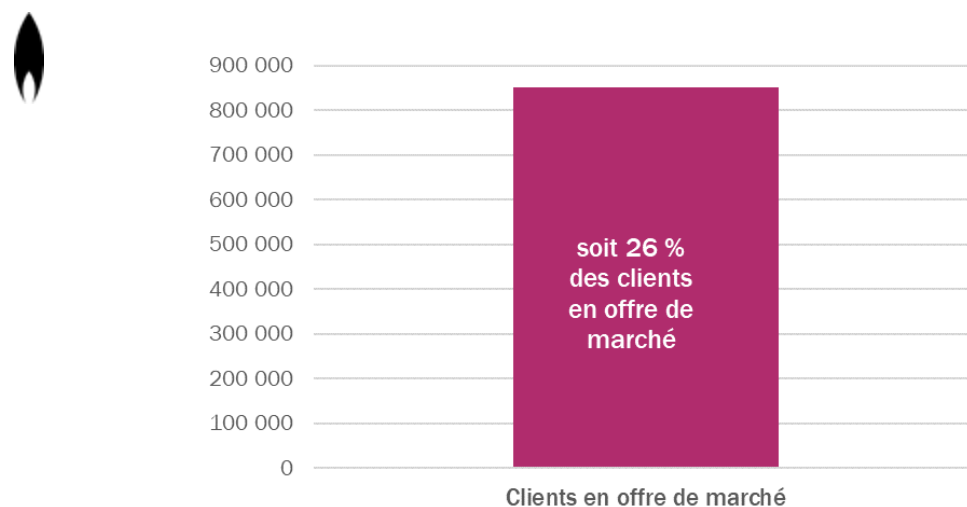
Figure 39 - Nombre de clients résidentiels souscrivant un service payant en offre de marché et au tarif réglementé de vente, chez les quatre principaux fournisseurs d'électricité, au 31 décembre 2019



N.B. : le fournisseur Engie n'a pas transmis à la CRE le nombre de clients résidentiel ayant souscrit chez lui un service annexe

Source : Fournisseurs - Analyse : CRE

Figure 40 - Nombre de clients résidentiels souscrivant un service payant en offre de marché, chez les quatre principaux fournisseurs de gaz naturel, au 31 décembre 2019



N.B. : le fournisseur Engie n'a pas transmis à la CRE le nombre de clients résidentiel ayant souscrit chez lui un service annexe

Source : Fournisseurs - Analyse : CRE

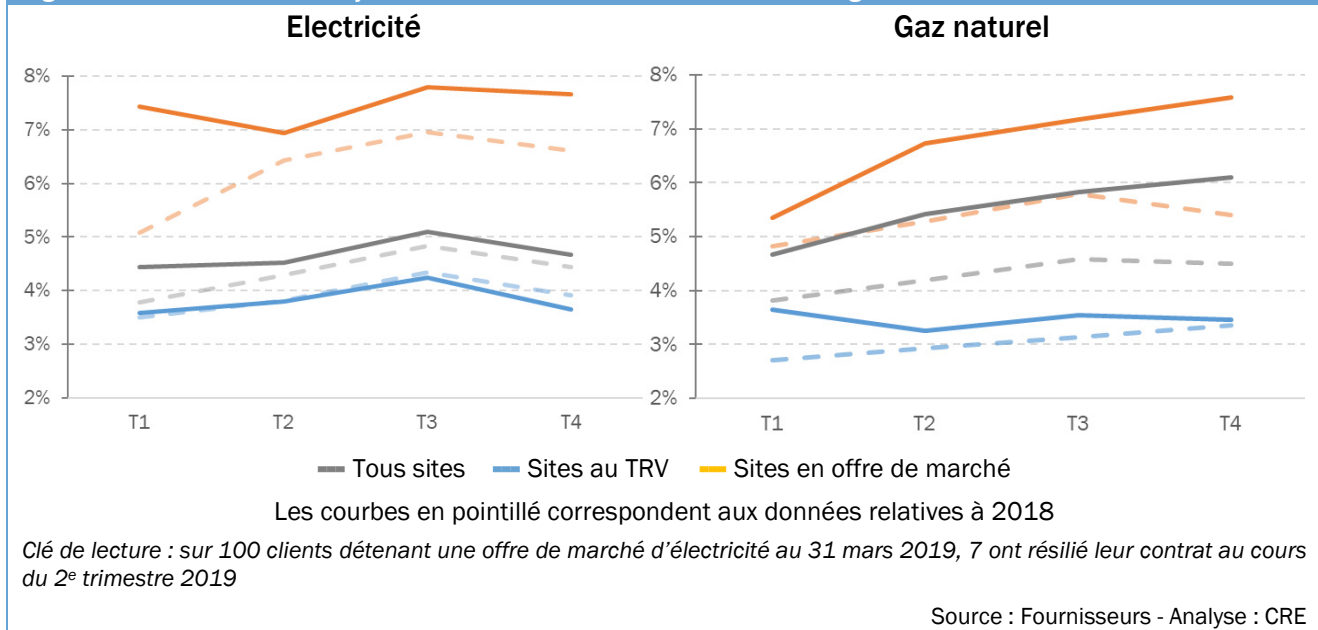
### 3.5 Les fournisseurs font face à des taux d'attrition en augmentation

La CRE publie dans cette partie les taux d'attrition (ou taux de *churn*) des principaux fournisseurs sur le segment résidentiel. Ce taux correspond au ratio du nombre de clients perdus sur le nombre de clients total, mesuré sur une période donnée. Ce taux est à distinguer du taux de rotation présentée dans la 1.4.2 qui mesure l'intensité avec laquelle les consommateurs font jouer la concurrence pour leur offre de fourniture d'énergie.

Le taux d'attrition est un indicateur pertinent pour un fournisseur pour quantifier la volatilité de son portefeuille de clients et ainsi le développement de ses infrastructures commerciales et de son approvisionnement en énergie.

Dans la figure ci-dessous, la CRE distingue pour cet indicateur les consommateurs au tarif réglementé de vente, des consommateurs en offre de marché.

Figure 41 - Taux de churn moyens trimestriels en 2018 et 2019 sur le segment résidentiel



Entre 2018 et 2019, les taux d'attrition trimestriels augmentent dans les deux énergies et pour tous les consommateurs, à l'exception de ceux qui souscrivent le tarif réglementé de vente d'électricité.

Les taux d'attrition moyens observés pour les sites en offre de marché sont largement supérieurs à ceux relatifs aux consommateurs au TRV : ils sont égaux en 2019 à 32,1 % contre 18,7 % et 27,7 % contre 21,8 %, respectivement en électricité et en gaz naturel.

L'augmentation des taux d'attrition confirme le dynamisme commercial du marché français de la fourniture d'électricité et de gaz.

### 3.6 Synthèse

Les données que la CRE collecte auprès des quatre principaux fournisseurs depuis le 4<sup>e</sup> trimestre 2017 permettent de décrire les préférences des consommateurs résidentiels et viennent compléter les informations plus macroscopiques communiquées par les gestionnaires de réseaux de distribution.

Au 31 décembre 2019, parmi les offres de marché, les consommateurs résidentiels ont souscrit, pour 61 % en électricité et pour 83 % en gaz naturel une offre à prix fixe, pour la très grande majorité portant sur des durées d'engagement supérieures ou égales à deux ans. Les consommateurs privilégient plus fortement en électricité les offres de marché dont le prix est indexé sur le TRV, qu'en gaz naturel, soit respectivement 31 % contre 14 % des souscriptions.

Ces éléments suggèrent que les consommateurs résidentiels expriment un besoin de stabilité et de visibilité sur leurs factures, quitte à payer des factures d'énergies légèrement plus élevées.

Enfin, les offres biénergies jouent un rôle important dans le développement de la concurrence du segment résidentiel, notamment en raison de la simplification qu'elles apportent en termes contractuels.

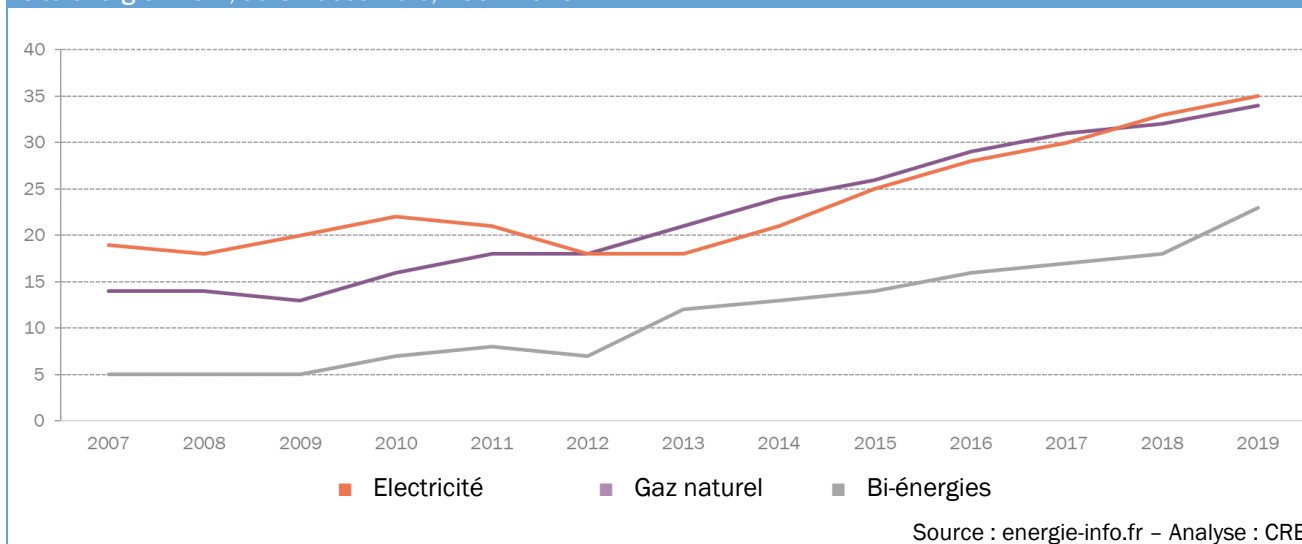
## **SECTION 2 : LE MARCHÉ NON RÉSIDENTIEL**

## 1. ETAT DES LIEUX DU MARCHÉ NON RESIDENTIEL AU 31 DÉCEMBRE 2019

### 1.1 Le nombre de fournisseurs est stable sur le segment professionnel

Au 31 décembre 2019, sur le marché non résidentiel, 46 fournisseurs nationaux<sup>41</sup> actifs<sup>42</sup> sont inscrits sur le site du MNE, [www.energie-info.fr](http://www.energie-info.fr). Sur le marché de l'électricité, 35 fournisseurs proposent des offres sur le marché de l'électricité et 34 sur le marché du gaz naturel. Parmi ces fournisseurs, 23 sont présents sur les deux marchés. Le nombre de fournisseurs est relativement stable en 2019 sur le segment professionnel, avec seulement deux fournisseurs supplémentaires en électricité et deux en gaz naturel.

Figure 42 - Evolution du nombre de fournisseurs nationaux, actifs sur le segment non résidentiel et inscrits sur le site [energie-info.fr](http://energie-info.fr), au 31 décembre, 2007-2019



Les fournisseurs historiques<sup>43</sup> actifs sur le segment non résidentiel se répartissent en deux catégories :

- Les fournisseurs historiques nationaux : EDF en électricité et Engie en gaz naturel ;
- Les entreprises locales de distribution (ELD), plus d'une centaine en électricité et 22 en gaz naturel. Au 31 décembre 2019, les ELD Gaz de Bordeaux, ES Energies Strasbourg et Gedia ont développé des activités nationales sur le marché non résidentiel du gaz naturel et les ELD EDSB l'agence et Gédia ont développé des activités nationales sur le marché non résidentiel de l'électricité en leur propre nom. D'autres ELD ont plutôt choisi de créer des filiales dédiées à cette activité (cf. infra).

Les fournisseurs alternatifs<sup>44</sup> actifs sur le segment non résidentiel en 2019 sont les suivants (en gras, les fournisseurs apparus en 2018 et 2019) :

- **Électricité** : Alpiq, Alterna, **Antargaz**, Axpo, EkWateur, **Eleccocité**, Electricité de Savoie, Enercoop, Energem, Energies d'ici, Energies du Santerre, Engie, ENI, Enovos, Gazel Energie (ex - Uniper), **Gazena**, GEG Source d'Energies, Hydronext, Hydroption, Iberdrola, Lucia, **MEGA Energie**, **Mint Energie**, Planète UI, Primeo Energie<sup>45</sup>, Proxelia, Sélia, Solvay Energy Services, Total Direct Energie<sup>46</sup>, **Urban Solar Energy**, Vattenfall et **Wekiwi** ;
- **Gaz naturel** : Alpiq, Alterna, Antargaz, Axpo, Dyneff Gaz, EDF, EkWateur, **Energem**, Endesa Energia, Energies du Santerre, ENI, Enovos, Gazel Energie (ex - Uniper), **Gazena**, Gaz Européen, Gazprom Energy, GEG Source d'Energies, Iberdrola, **MEGA Energie**, Natgas, Naturgy, Picoty, Primeo Energie<sup>45</sup>, Redéo Energies, Sélia, Solvay Energy Services, S.A.V.E, Total Direct Energie<sup>47</sup>, Vattenfall et **Wekiwi**.

<sup>41</sup> 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](http://www.energie-info.fr).

<sup>42</sup> Un fournisseur est dit actif sur un marché et un segment donné s'il remplit au moins l'une des conditions suivantes :

- il fournit au moins un site en électricité ou en gaz naturel ;
- il est responsable d'équilibre d'au moins un site en CARD/CART en électricité ou en CAT en gaz ;
- il est responsable d'équilibre et a livré une partie de la consommation d'un site au cours de l'année précédente.

<sup>43</sup> Un fournisseur est considéré comme historique dans une énergie, s'il commercialise ou a commercialisé des tarifs réglementés de vente dans cette énergie. Un fournisseur historique n'est pas considéré comme un fournisseur alternatif en dehors de sa zone de desserte historique.

<sup>44</sup> Les fournisseurs alternatifs regroupent les fournisseurs qui ne sont pas des fournisseurs historiques.

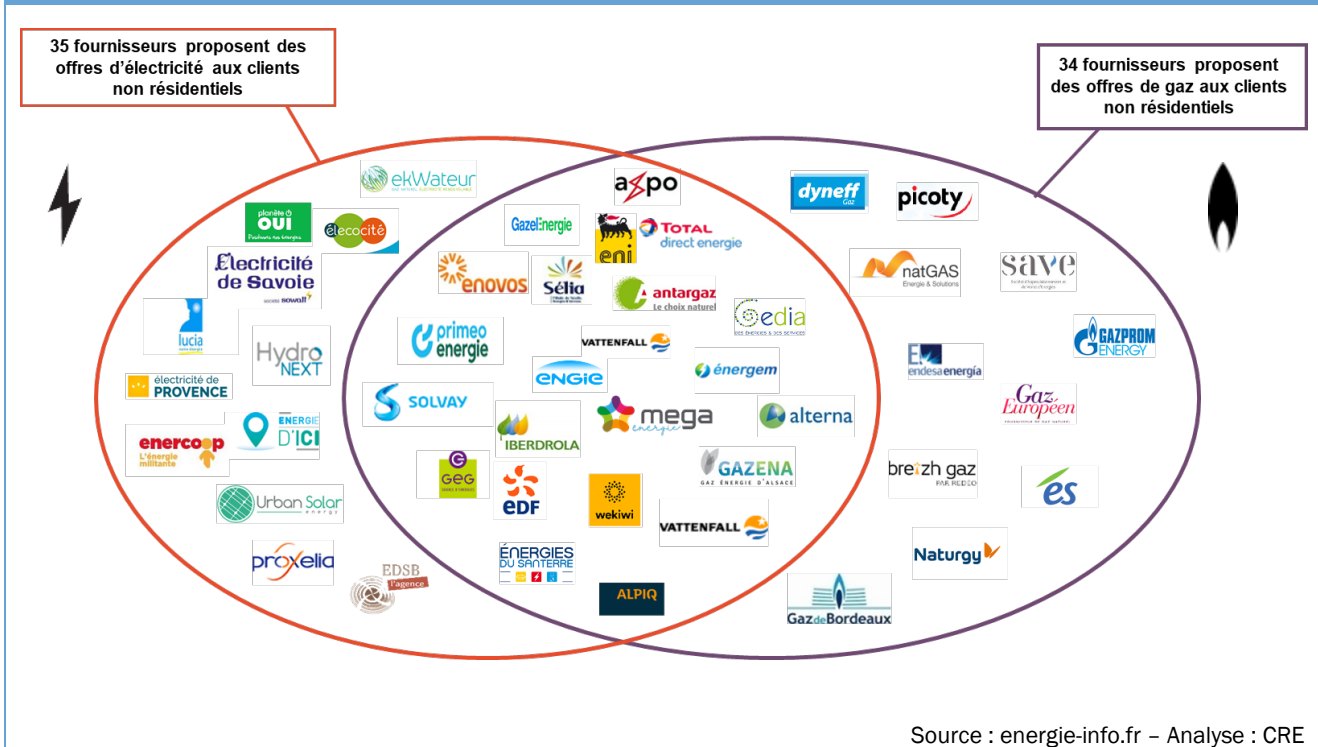
<sup>45</sup> Priméo Energies est le fournisseur issu de la fusion de EBM Energie et Energies Libres.

<sup>46</sup> Total Direct Energie est le fournisseur issu de la fusion de Direct Energie et de Total Spring. Les activités de Total Energie Gaz, fournisseur historique sur le réseau de transport Téréga, ont par ailleurs été intégrées à cette nouvelle entité commerciale.

<sup>47</sup>



Figure 43 - Fournisseurs nationaux d'électricité et de gaz actifs au 31 décembre 2019 sur le marché non résidentiel



Les données utilisées dans cette section concernent les sites fournis au 31 décembre 2019 sur les réseaux d'Enedis, des six plus grandes ELD<sup>48</sup> et de RTE en électricité et sur les réseaux de GRDF, des trois plus grandes ELD<sup>49</sup> et des réseaux de transport GRTgaz et Téréga, en gaz naturel.

Les données relatives aux centrales thermiques fonctionnant au gaz naturel sont traitées spécifiquement à part. Ces « consommateurs » de gaz sont sensibles uniquement aux signaux de marché de gros et son très différents des autres profils rencontrés sur le marché de détail<sup>50</sup>.

Enfin, le changement de méthodologie explicité dans la préface et dans la section 1 s'applique aussi au segment professionnel. Ci-dessous, la liste au 31 décembre 2019 des filiales des fournisseurs historiques, actifs sur le segment non résidentiel :

- Pour l'électricité : GEG Source d'Energies, filiale de GEG ; Sélia, filiale de Ségolis ; Alterna, filiale de Sorégies Vienne ; Energem, filiale d'UEM ; Proxelia, filiale de SICAE Oise ;
- Pour le gaz naturel : GEG Source d'Energie, filiale de GEG.

## 1.2 Le développement des offres de marché

Le développement de la concurrence en électricité se poursuit en 2018-2019, mais de manière assez différenciée suivant les segments de consommateurs. Le marché du gaz naturel est lui très concurrentiel depuis plusieurs années. Les offres de marché sont désormais très répandues sur le segment non résidentiel avec toutefois des différences notables entre l'électricité et le gaz et selon que l'on raisonne en nombre de sites ou en volume de consommation annualisée.

En électricité, au 31 décembre 2019, les offres de marché représentent 40 % des sites non résidentiels (contre 37 % des sites en 2018 et 34% en 2017). En termes de volumes, les offres de marché représentaient 91% à la fin de l'année 2019, soit +1 point par rapport à 2018 et +3 points par rapport à 2017. Au cours de l'année 2019, 188 000 sites supplémentaires ont souscrit une offre de marché (+164 000 en 2018). Les fournisseurs alternatifs connaissent un développement important avec +153 000 clients supplémentaires chez eux, alors que les fournisseurs historiques n'ont gagné que 36 000 sites en offre de marché en 2019, après en avoir perdu 5 000 en 2018.

Sur le segment des grands et moyens sites non résidentiels, non éligibles aux TRV depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2016, la part de marché en nombre de sites des fournisseurs alternatifs s'est développée fortement entre décembre 2017

<sup>48</sup> Strasbourg Electricité Réseaux (SER), GreenAlp, Gérédis Deux-Sèvres, SICAE de l'Oise, SRD et URM.

<sup>49</sup> Réseau-GDS (R-GDS), Régaz et GreenAlp.

<sup>50</sup> A noter, les données collectées comprennent d'autres sites qui sont actifs sur le secteur énergétique, par exemple : des raffineries, des auxiliaires de production, etc.

et décembre 2019, progressant de + 13 points, atteignant 41 %. Au 31 décembre 2019, les fournisseurs historiques restent néanmoins dominants, en nombre de sites, sur ces deux segments. En volume de consommation, les parts de marché des fournisseurs alternatifs sont plus importantes (49 %), les clients ayant des consommations annuelles plus élevées ayant plus d'intérêt à faire jouer la concurrence.

Sur le segment des petits sites non résidentiels, au 31 décembre 2019, les tarifs réglementés de vente demeurent prépondérants et représentent 66 % des sites (70% en 2018) et 61% des volumes (66% en 2018). Cette légère diminution bénéficie essentiellement aux offres de marché des fournisseurs alternatifs, avec 25 % de parts de marché, en nombre de sites, en 2019 contre 22% en 2018.

Au total sur le marché non résidentiel de l'électricité, la part de marché au 31 décembre 2019 des fournisseurs alternatifs en volume consommé est de 40 %, au lieu de 37 % fin 2018 et 34 % fin 2017.

Figure 44 - Répartition des offres d'électricité par segment de clientèle sur le marché non résidentiel, en nombre de sites

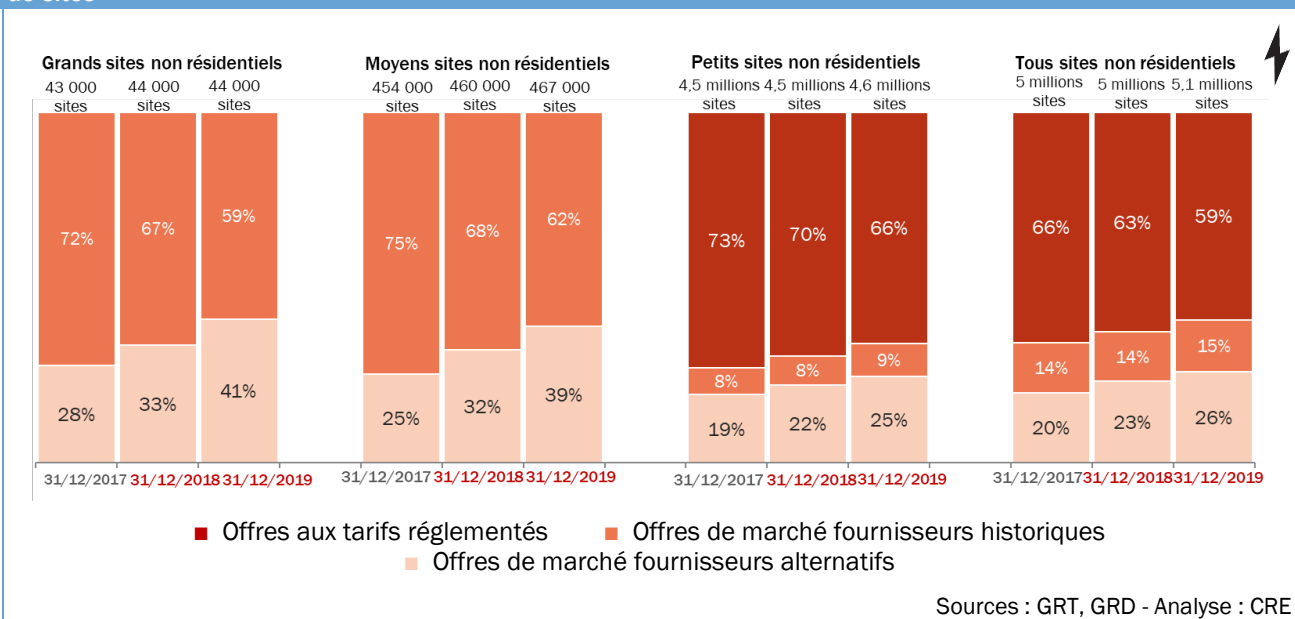
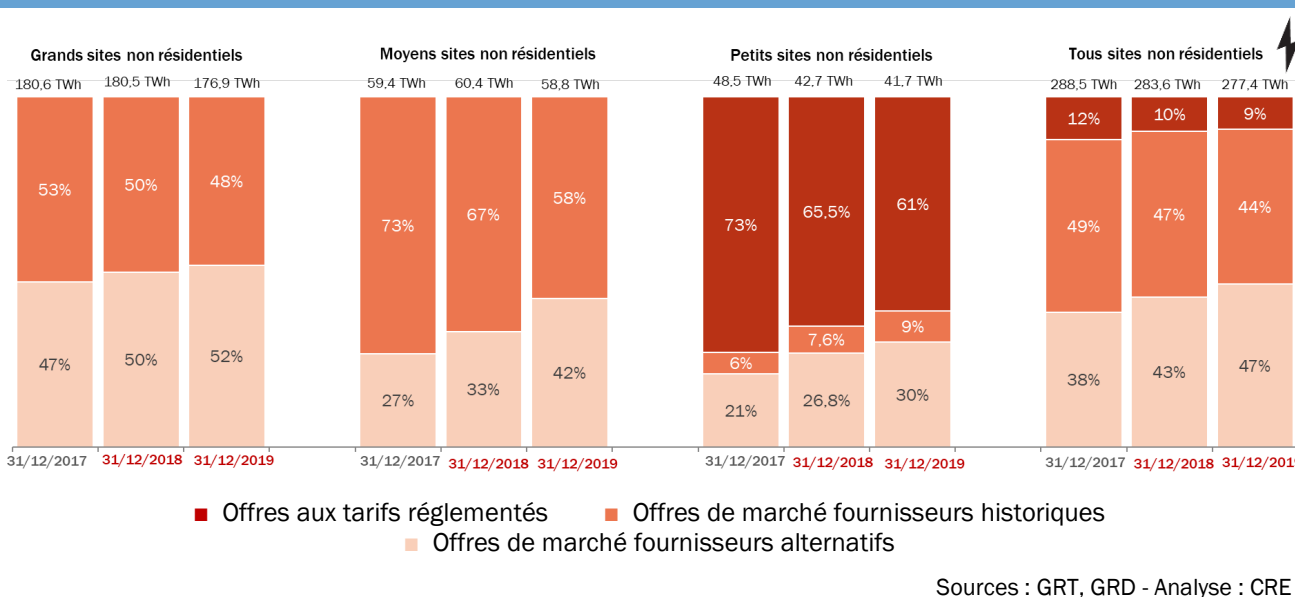


Figure 45 - Répartition des offres d'électricité par segment de clientèle sur le marché non résidentiel, en consommations annualisées



En gaz naturel, les tarifs réglementés ne représentent plus que 8 % des sites professionnels (10% en 2018) et moins de 1 % des volumes sur le segment non résidentiel au 31 décembre 2019. Depuis le 1<sup>er</sup> 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 peuvent encore bénéficier des TRV de gaz naturel. Les fournisseurs alternatifs gagnent aussi des parts de marché sur ce segment, mais dans une moindre mesure à 57 % (+ 2 points par rapport à 2018 et + 5 points par rapport à 2017).

Sur le réseau de transport, une augmentation notable des parts de marché des fournisseurs historiques, en consommation annualisée, est constatée, avec +10 points de pourcentage par rapport à 2018. Certains contrats représentent plusieurs TWh de consommation annualisée. La mobilité de ces consommateurs peut créer de fortes discontinuités dans l'évolution des parts de marché de ce segment. La répartition des parts de marché des fournisseurs en nombre de sites est relativement stable entre 2018 et 2019.

Sur le réseau de distribution, la part de marché des fournisseurs alternatifs augmente légèrement, à partir d'un niveau déjà élevé. Les offres de marché des fournisseurs alternatifs représentent 57 % de sites (+2 points par rapport à 2018) et 76 % de la consommation annualisée (-1 point par rapport à 2018).

Au total, sur l'ensemble du segment, 15 000 clients ont choisi une offre de marché chez un fournisseur alternatif en 2019 (contre 23 000 sites en 2018), alors que les fournisseurs historiques ont perdu 4 000 sites en 2019 (contre 18 000 sites en 2018).

Au total sur le marché non résidentiel du gaz, la part de marché au 31 décembre 2019 des fournisseurs alternatifs en volume consommé est de 74 %, au lieu de 76 % fin 2018 et 72 % fin 2017.

Figure 46 - Répartition des offres de gaz naturel par segment de clientèle sur le marché non résidentiel, en nombre de sites

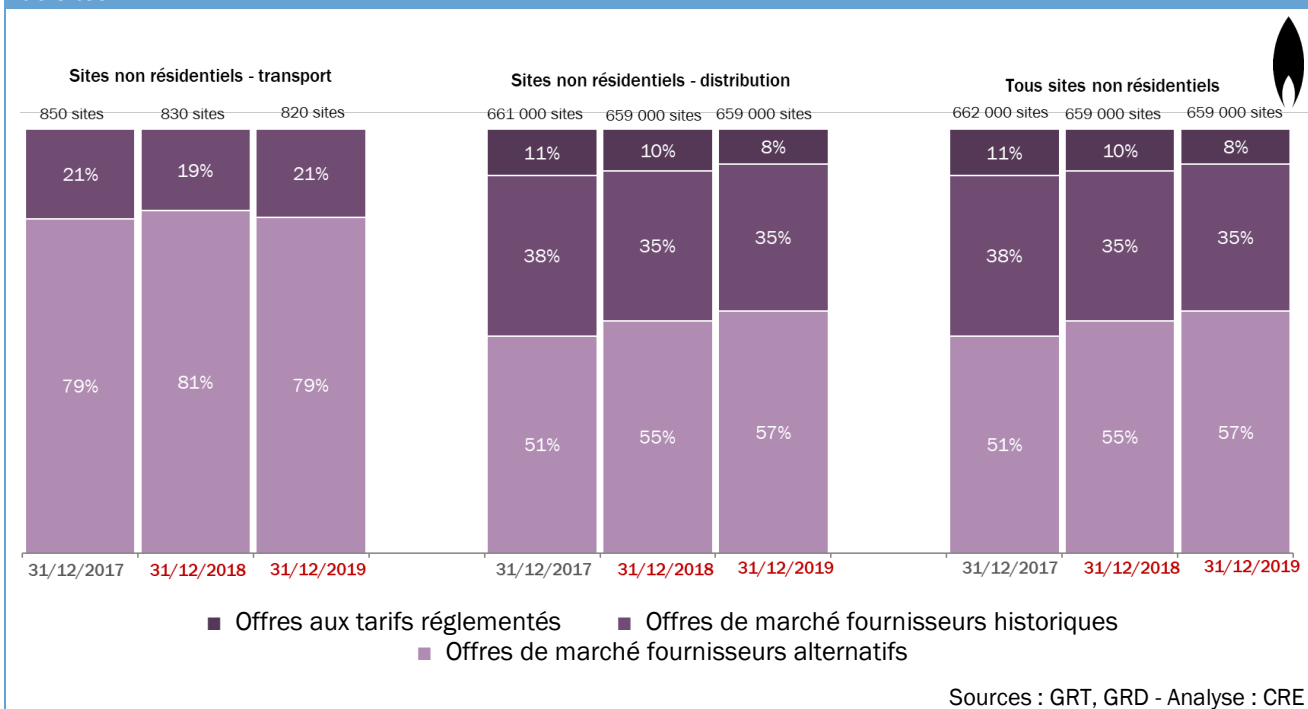


Figure 47 - Répartition des offres de gaz naturel par segment de clientèle sur le marché non résidentiel, en consommations annualisées

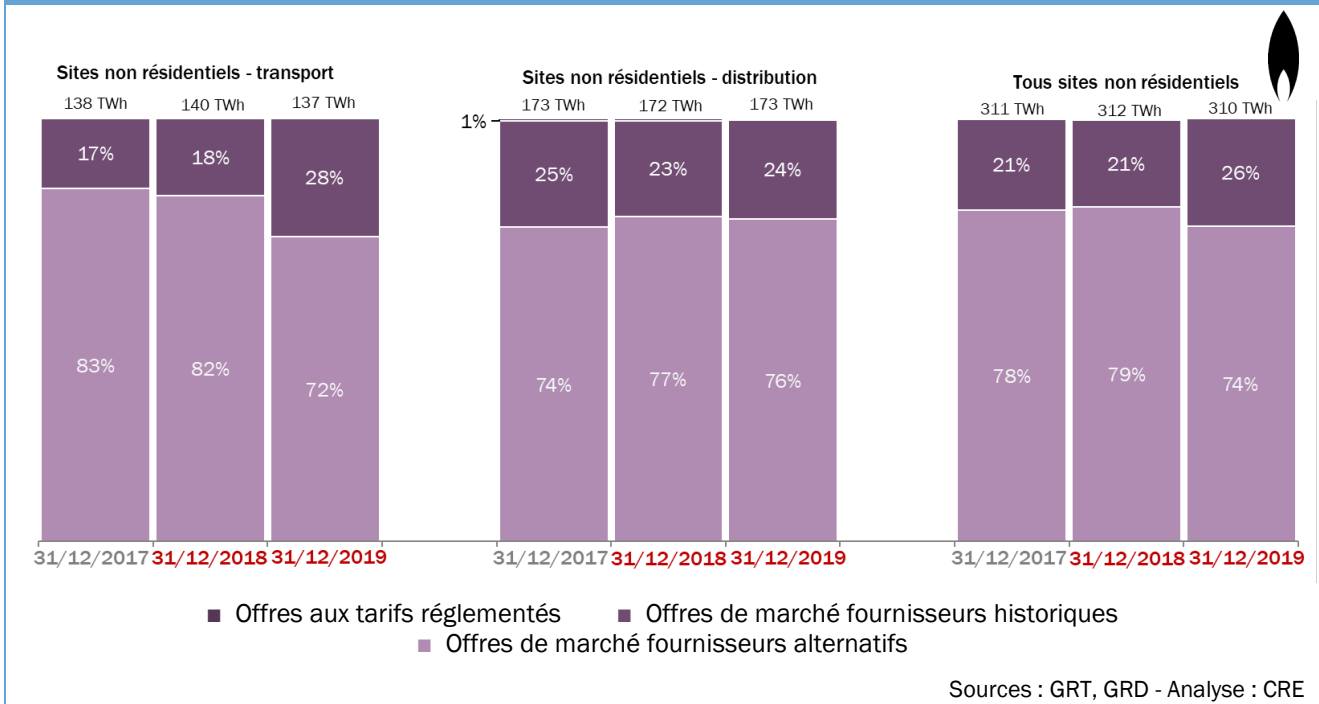


Figure 48 - Évolution du nombre de sites en offre de marché en électricité et en gaz naturel

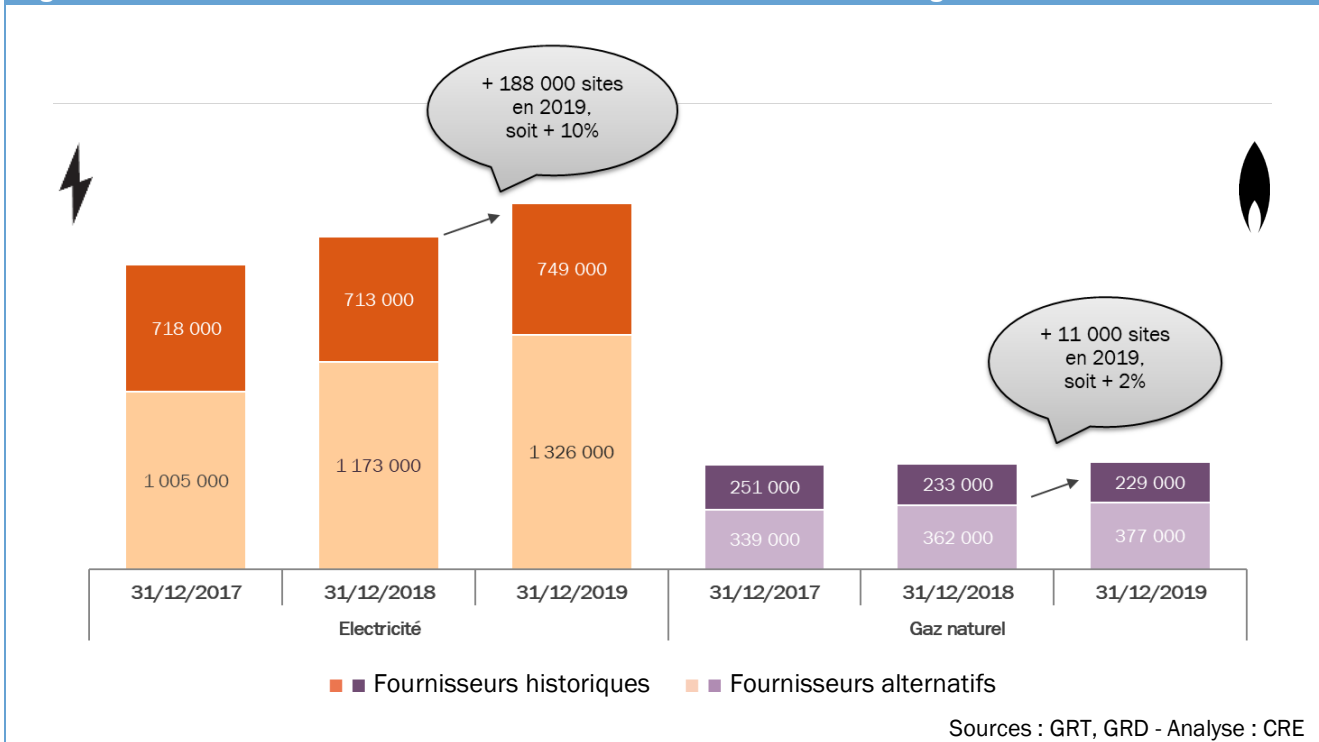
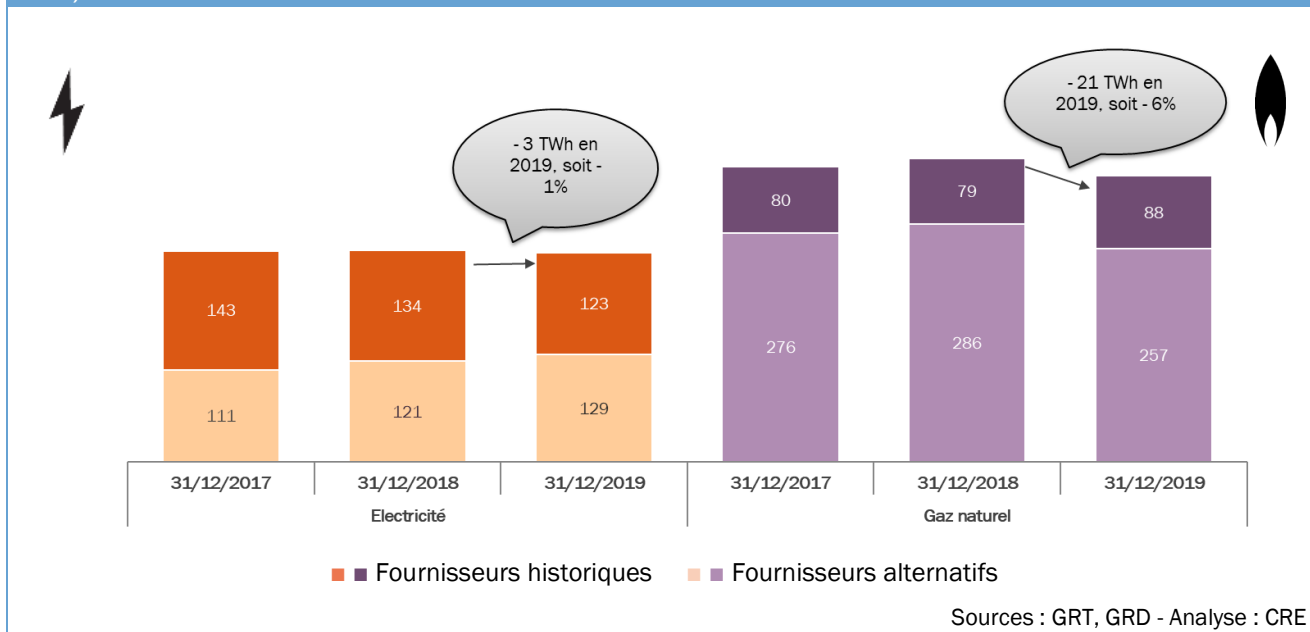


Figure 49 - Évolution de la consommation annualisée des sites en offre de marché en électricité et en gaz (en TWh)

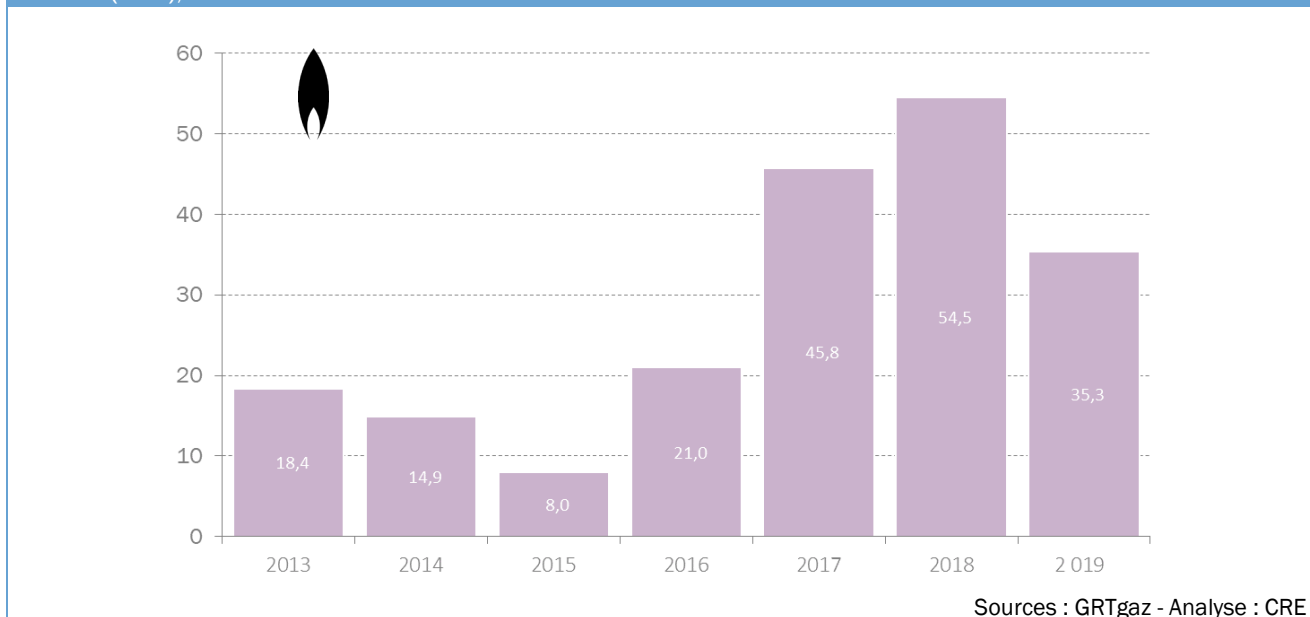


**Focus sur la consommation des centrales thermiques fonctionnant au gaz naturel**

La Figure 50 présente l'évolution de la consommation annualisée de référence (CAR) des principales centrales électriques fonctionnant au gaz naturel en France. Les données de consommation, présentées ici, sont actualisées une fois par an au 1<sup>er</sup> janvier sur la base des consommations constatées de chaque centrale durant l'année précédente. Entre 2017 et 2018, la consommation de gaz naturel des principales centrales électriques françaises a baissé de 19,2 TWh.

Au 31 décembre 2019, 74% de la CAR cumulée de ces centrales sont approvisionnés par les fournisseurs alternatifs.

Figure 50 - Évolution de la consommation annualisée de référence des principales centrales électriques au gaz naturel (TWh), au 31 décembre



### 1.3 Mesure de l'intensité concurrentielle

#### 1.3.1 Parts de marché individualisées

##### Marché de l'électricité

Les parts de marché présentées ci-après ont été calculées en se fondant sur les données transmises par les gestionnaires de réseau, qui ne connaissent pas toujours l'identité du fournisseur qui alimente un site, 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.

Par ailleurs, les parts de marché des filiales sont fusionnées avec celles de leurs sociétés mères.

Les trois graphiques ci-après font apparaître les parts de marché par RE pour les sites fournis en offre de marché. Les RE qui ont une part de marché inférieure à 2% sont rassemblés dans la catégorie « Autres ». Ces parts de marché sont présentées à fin 2018 et 2019, ainsi qu'en évolution par rapport à fin 2017, 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.

Pour rappel, à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2016, seuls les petits sites non résidentiels peuvent encore bénéficier et souscrire au tarif réglementé de vente d'électricité.

Au 1<sup>er</sup> janvier 2021, les sites de puissance souscrite inférieure à 36 kVA, dont le chiffre d'affaires est supérieur à 2 M€ ou qui emploie plus de 10 personnes, ne pourront plus bénéficier du TRV électricité.

Sur le segment des **grands sites non résidentiels** (Figure 51), en 2019, EDF détient 47 % des volumes et 54 % des sites. La taille de son portefeuille a fortement diminué depuis 2017 (respectivement -5 points et -13 points en volume et en nombre de sites), au profit, principalement, d'Engie et des fournisseurs faisant partie de la catégorie « Autres ». Près de 80 % du marché en volume est détenu par 4 fournisseurs (EDF, Engie, Alpiq et Gazel Énergie) en 2019, situation qui est stable depuis 2017.

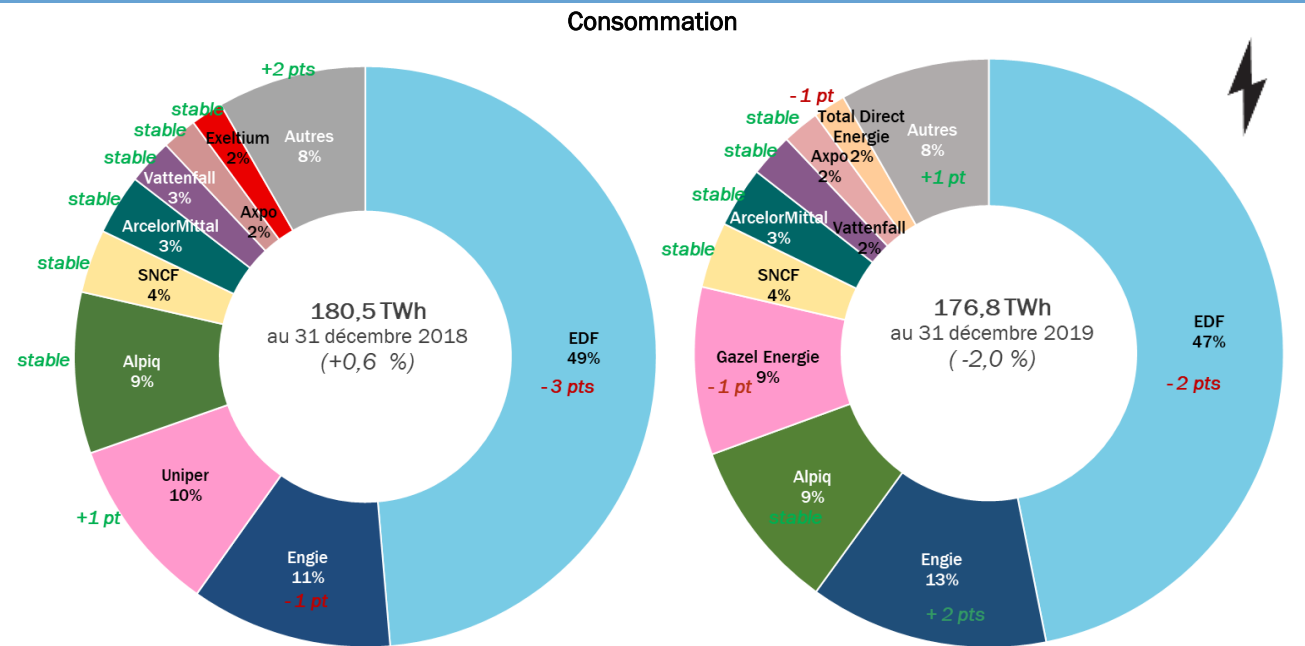
Sur le segment des **moyens sites non résidentiels** (Figure 52), EDF détient 56 % des volumes et 59 % des sites, soit une baisse respective de 15 et 13 points par rapport à 2017. Engie et Total Direct Énergie détiennent ensemble 30 % en volume et 28 % en nombre de sites. Ces trois fournisseurs détiennent ensemble 86 % des parts de marché en volume et 87 % en nombre de sites ;

Sur le segment des **petits sites non résidentiels** (Figure 53), les TRV représentent encore 61 % des volumes et 66 % du nombre de clients, soit 3 millions de clients au 31 décembre 2019. Sur le segment des offres de marché, Total Direct Énergie est le leader, avec 40 % en consommation et 37 % en nombre de sites, contre 36 % en 2018<sup>51</sup>. Engie est en deuxième position, mais en baisse de 4 points de pourcentage entre 2018 et 2019, en nombre de sites. EDF est le troisième fournisseur le plus important, avec 27 % de parts de marché en nombre de sites (contre 26 % en 2018). Ces trois fournisseurs représentent 93 % du marché en volume et 93 % en nombre de sites, contre 95 % en 2018.

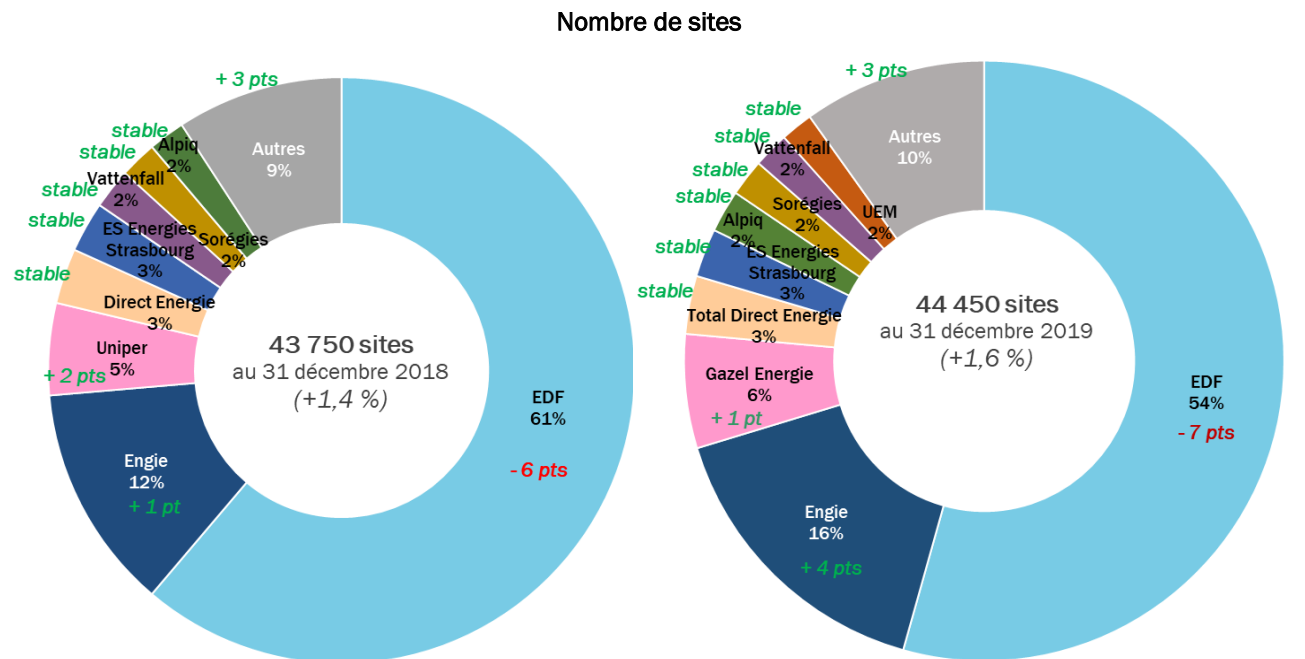
<sup>51</sup> Pour la comparaison, les parts de marché de Total et Direct Énergie sont fusionnés en 2018, même si la fusion n'a été réalisée qu'en 2019.



Figure 51 - Répartition des parts de marché en électricité des responsables d'équilibre, à fin 2018 et 2019, sur le segment des grands sites non résidentiels



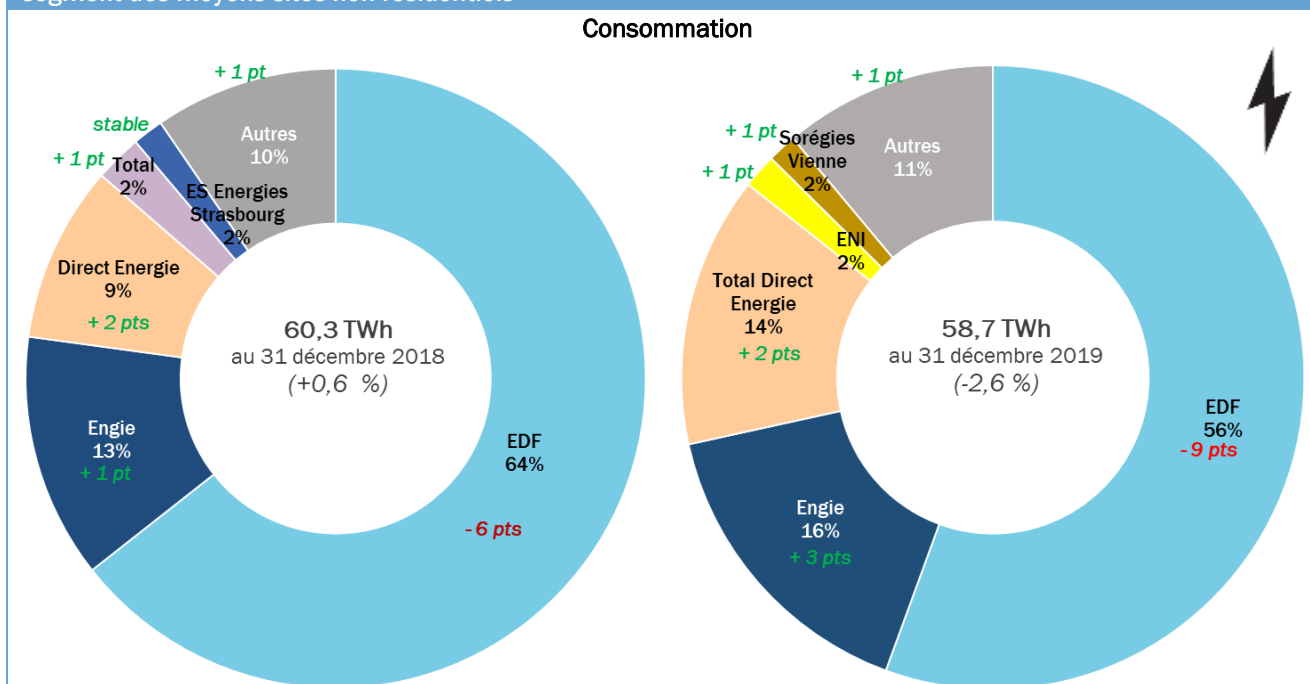
Autres (2019) : Alsen, BCM Energie, EBM, EDSB l'Agence, E.Leclerc, Enalp, Enel, Enercoop, Energie d'ici, Energies du Santerre, ENI, Enovos, E-Pango, ES Energies Strasbourg, Exeltium, Gaselys, Gaz Européen, Gédia, GEG, Hydronext, Hydroption, Iberdrola, Lucia, NextEarth, SAVE, Séolis, SICAE Oise, Solvay Energy Services, Sowatt, Synelva, UEM, Urban Solar Energy, Sorégies Vienne, Verbund et Wekiwi.



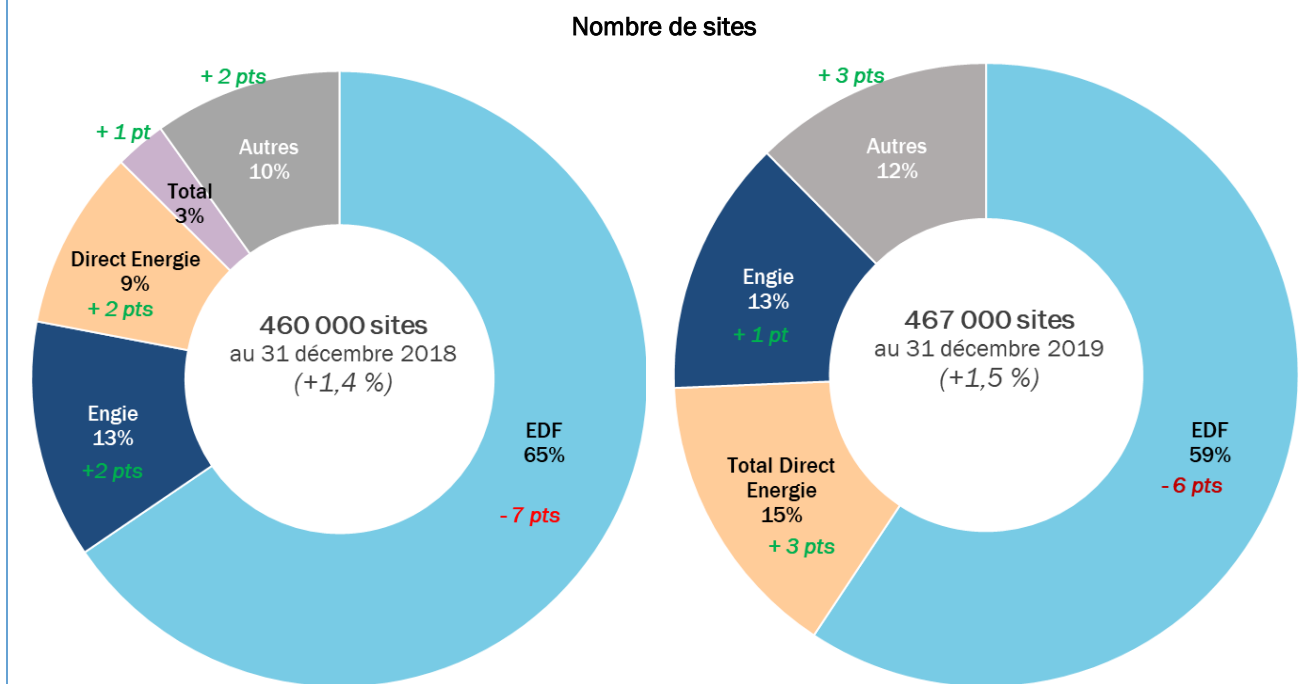
Autres (2019) : Alsen, ArcelorMittal Energy, Axpo, BCM Energie, EBM, EDSB l'Agence, E.Leclerc, Enalp, Enel, Enercoop, Energie d'ici, Energies du Santerre, ENI, Enovos, E-Pango, Exeltium, Gaselys, Gaz Européen, Gédia, GEG, Hydronext, Hydroption, Iberdrola, Lucia, NextEarth, SAVE, Séolis, SICAE Oise, SNCF, Solvay Energy Services, Sowatt, Synelva, Urban Solar Energy, Verbund et Wekiwi.

Sources : GRT, GRD - Analyse : CRE

Figure 52 - Répartition des parts de marché en électricité des responsables d'équilibre, à fin 2018 et 2019, sur le segment des moyens sites non résidentiels



Autres (2019) : Alpiq, Alsen, Antargaz, ArcelorMittal Energy, Axpo, BCM Energie, EBM, EDSB l'Agence, ekWateur, Enalp, Enargia, Enel, Enercoop, Energie d'ici, Energies du Santerre, Enovos, E-Pango, ES Energies Strasbourg, Gazel Energie, Gazena, Gaz Européen, Gédia, GEG, Green Yellow, Hydronext, Hydroption, Iberdrola, Lucia, NextEarth, S.A.V.E, Séolis, SICAE Oise, Solvay, Sowatt, Synelva, UEM, Urban Solar Energy, Vattenfall, Volterres, Wekiwi et You Energy.

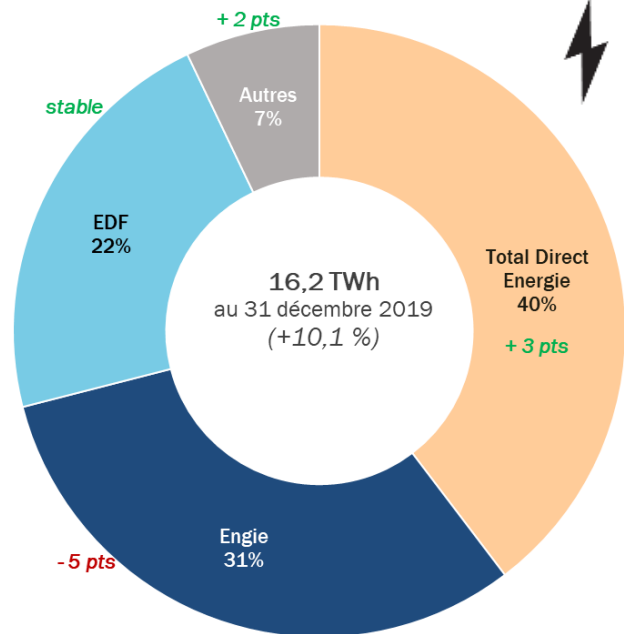
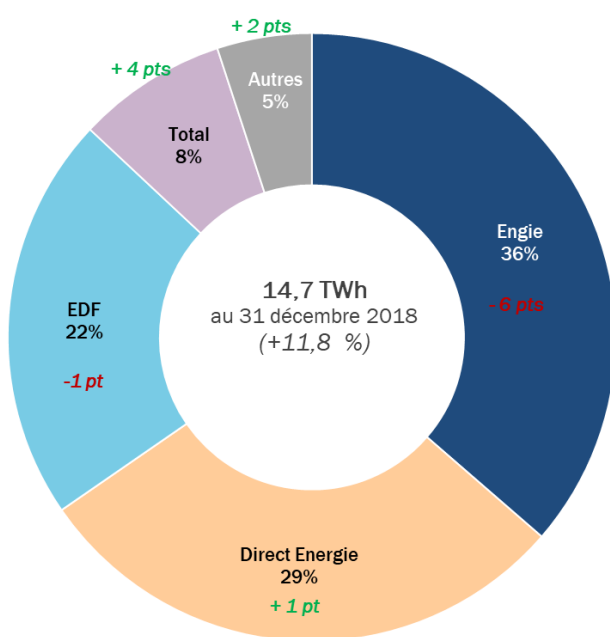


Autres (2019) : Alpiq, Alsen, Antargaz, ArcelorMittal Energy, Axpo, BCM Energie, EBM, EDSB l'Agence, ekWateur, Enalp, Enargia, Enel, Enercoop, Energie d'ici, Energies du Santerre, ENI, Enovos, E-Pango, ES Energies Strasbourg, Gazel Energie, Gazena, Gaz Européen, Gédia, GEG, Green Yellow, Hydronext, Hydroption, Iberdrola, Lucia, NextEarth, S.A.V.E, Séolis, SICAE Oise, Solvay, Sorégies Vienne, Sowatt, Synelva, UEM, Urban Solar Energy, Vattenfall, Volterres, Wekiwi et You Energy.

Sources : GRT, GRD - Analyse : CRE

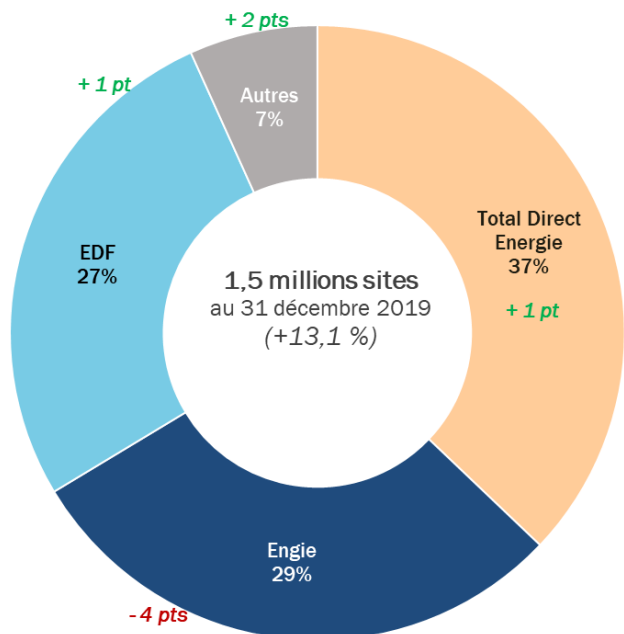
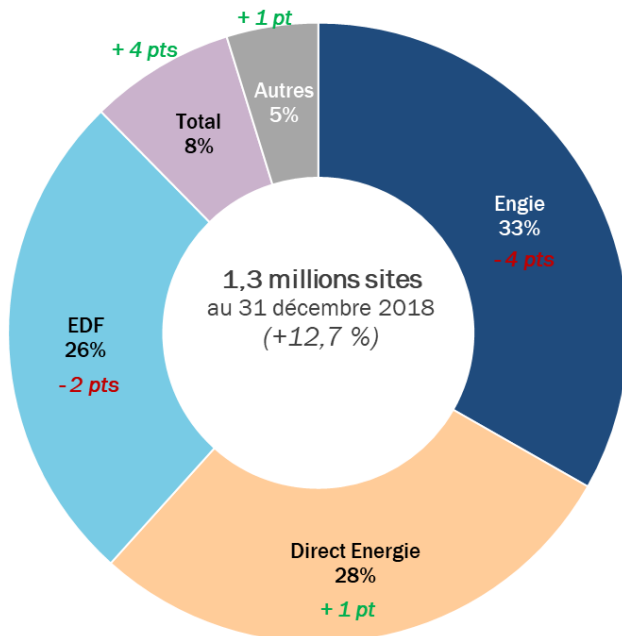
Figure 53 - Répartition des offres de marché d'électricité des responsables d'équilibre, à fin 2018 et 2019, sur le segment des petits sites non résidentiels

Consommation



Autres (2019) : ALA Energy, Alpiq, Alsen, Antargaz, Axpo, BCM Energie, Budget Telecom, EBM, EDSB l'Agence, ekWateur, E.Leclerc, Elecocite, Enalp, Enargia, Enercoop, Energie d'ici, Energies du Santerre, ENI, Enovos, E-Pango, ES Energies Strasbourg, Gaz de Bordeaux, Gazel Energie, Gazena, Gaz Européen, Gédia, GEG, Green Yellow, Hydronext, Hydroption, Iberdrola, Ilek, Lucia, MEGA Energie, NextEarth, Opéra Energie, S.A.V.E, Séolis, SICAE Oise, Solvay, Sorégies Vienne, Sowatt, Synelva, UEM, Urban Solar Energy, Vattenfall, Volterres, Wekiwi et Xelan.

Nombre de sites



Autres (2019) : ALA Energy, Alpiq, Alsen, Antargaz, Axpo, BCM Energie, Budget Telecom, EBM, EDSB l'Agence, ekWateur, E.Leclerc, Elecocite, Enalp, Enargia, Enercoop, Energie d'ici, Energies du Santerre, ENI, Enovos, E-Pango, ES Energies Strasbourg, Gaz de Bordeaux, Gazel Energie, Gazena, Gaz Européen, Gédia, GEG, Green Yellow, Hydronext, Hydroption, Iberdrola, Ilek, Lucia, MEGA Energie, NextEarth, Opéra Energie, S.A.V.E, Séolis, SICAE Oise, Solvay, Sorégies Vienne, Sowatt, Synelva, UEM, Urban Solar Energy, Vattenfall, Volterres, Wekiwi et Xelan.

Sources : GRT, GRD - Analyse : CRE

### Marché du gaz naturel

La figure ci-après présente les parts de marché à la fin des années 2018 et 2019 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.

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 seule<sup>52</sup>.

Par ailleurs, les parts de marché des filiales sont fusionnées avec celles de leurs sociétés mères.

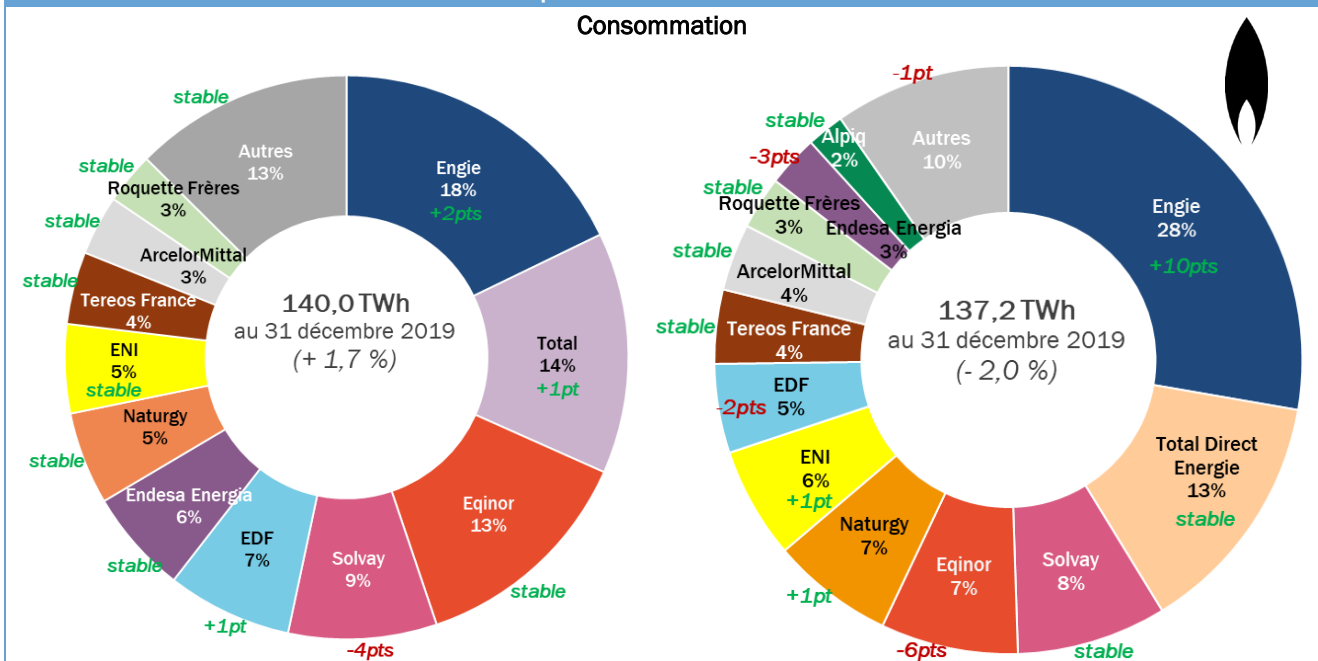
Les expéditeurs finals qui ont une part de marché inférieure à 2 % sont regroupés dans la catégorie « Autres ».

Sur le **segment des clients non résidentiels rattachés aux réseaux de transport** (Figure 54), l'ouverture à la concurrence est pleinement réalisée, puisqu'au 31 décembre 2017, les fournisseurs alternatifs détenaient 80 % de parts de marché en volume. Il reste légèrement concentré puisque seulement trois fournisseurs possèdent entre 2017 et 2019 près de la moitié des parts de marché. Engie gagne, en 2019, 10 points de parts de marché.

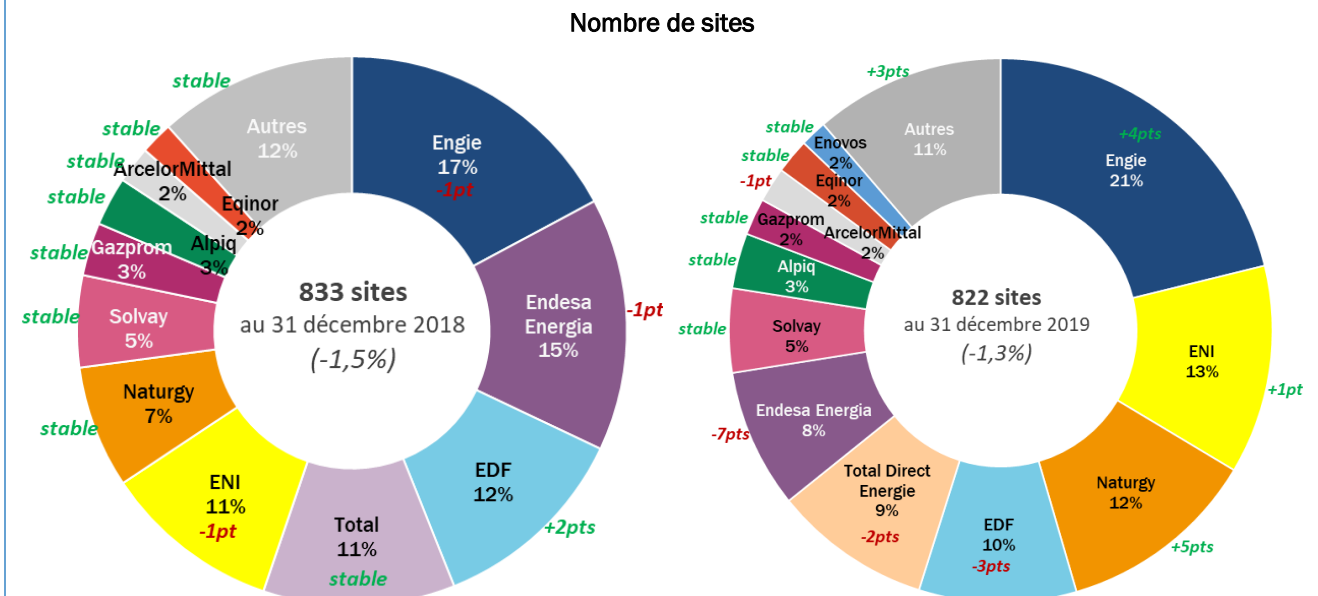
Concernant les **sites raccordés au réseau de distribution** (Figure 55), la dispersion des parts de marché reste relativement stable depuis 2017, avec encore 11 expéditeurs livrant plus de 2 % des volumes et 3 qui détiennent à eux seuls plus de 50% des volumes de consommation. La dynamique concurrentielle est, sur ce segment aussi, importante.

<sup>52</sup> Cas de clients gros consommateurs de gaz naturel.

Figure 54 - Répartition des offres de marché de gaz des expéditeurs finals à fin 2018 et 2019, pour les clients non résidentiels raccordés au réseau de transport



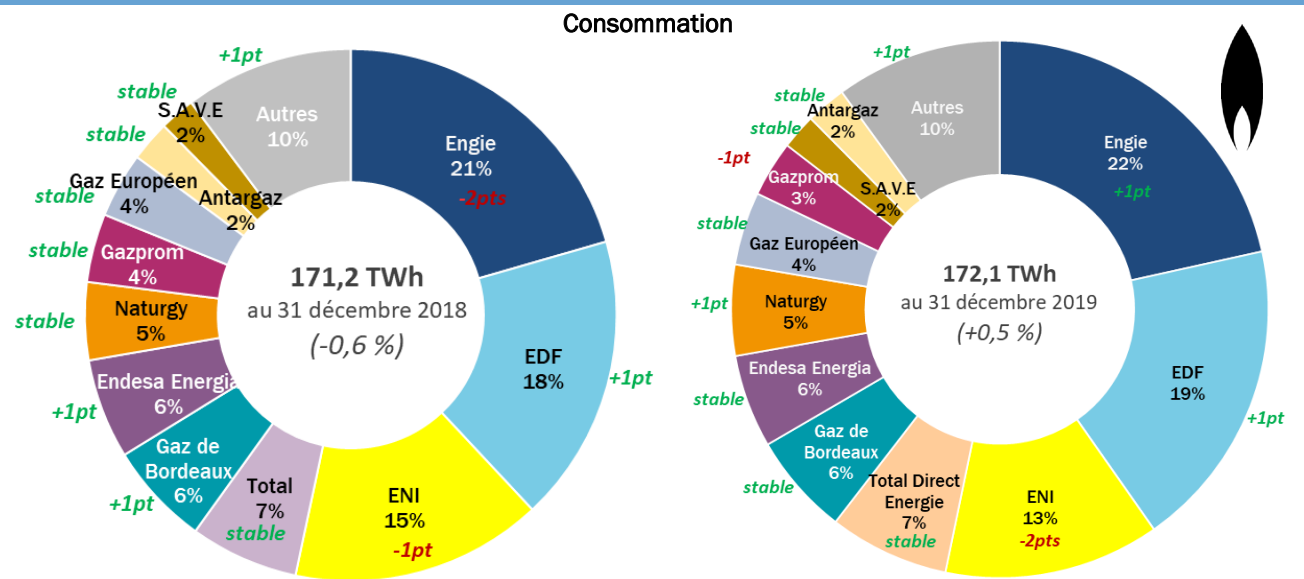
Autres (2019) : Air Liquide, Alpiq, Antargaz, Axpo, Enovos, ES Energies Strasbourg, Gain Energies, Gasela, Gaz de Bordeaux, Gaz de Paris, GEG, Gazprom Energy, Iberdrola, INEOS, Lavéra Energies, MET International, Natgas, Oxochimie, Redéo Energies, Toray Film Europe et Vattenfall.



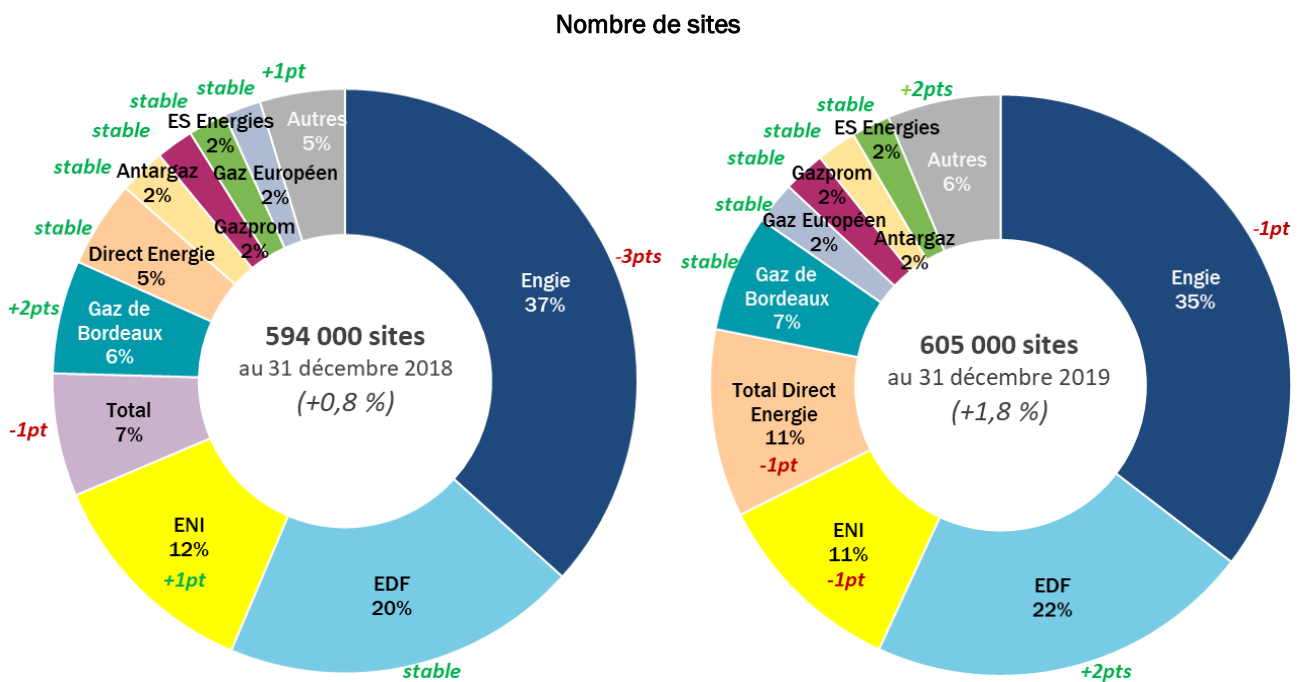
Autres (2019) : Air Liquide, Antargaz, Axpo, Enovos, ES Energies Strasbourg, Gain Energies, Gasela, Gaz de Bordeaux, GEG, Gazel Energie, Gaz Européen, Iberdrola, INEOS, Lavéra Energies, MET International AG, Natgas, Oxochimie, Redéo Energies, Roquette Frères, TEREOS France, Toray Film Europe.

Sources : GRT- Analyse : CRE

Figure 55 - Répartition des offres de marché de gaz des expéditeurs finals à fin 2018 et 2019, pour les clients non résidentiels raccordés au réseau de distribution



Autres (2019) : Alpiq, ArcelorMittal Energy, Axpo, Caléo, Casino, Dyneff, EBM Energie, EkWateur, Enovos, Equinor, ES Energies Strasbourg, ESLC Services, Gasela, Gaz de Barr, Gazel Energie, Gazelec de Péronne, Gédia, GEG, Iberdrola, Ilek, Mega Energie, MET International, NatGas, Picoty, Proviridis, Redéo Energies, Régiongaz, Rhodia Energy, Synelva, SECH, SEGE, Séolis, Solvay Energy Services, Sorégies, UEM, Vattenfall et Wekiwi.



Autres (2019) : Alpiq, ArcelorMittal Energy, Axpo, Caléo, Casino, Dyneff, EBM Energie, ekWateur, Endesa Energía, Enovos, Equinor, ESLC Services, Gain Energies, Gasela, Gaz de Barr, Gazel Energie, Gazelec de Péronne, Gédia, GEG, Iberdrola, Ilek, Mega Energie, MET International, Natgas, Naturgy, Picoty, Proviridis, Redéo Energies, Regiongaz, Rhodia Energy, SECH, SEGE, Seolis, Solvay Energy Services, Sorégies, Synelva, UEM, Vattenfall et Wekiwi

Sources : GRD - Analyse : CRE



### 1.3.2 Ventes brutes et taux de switch

Cette section décrit le segment non résidentiel d'un point de vue dynamique, en se focalisant sur les données de flux d'entrée et de sortie des consommateurs dans le portefeuille des fournisseurs. L'activité concurrentielle d'Engie en électricité et d'EDF en gaz est étudiée séparément de celle des autres fournisseurs alternatifs, pour permettre de comparer leur développement dans leur énergie non historique par rapport à l'ensemble des autres fournisseurs alternatifs<sup>53</sup>.

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

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

#### Mises en service

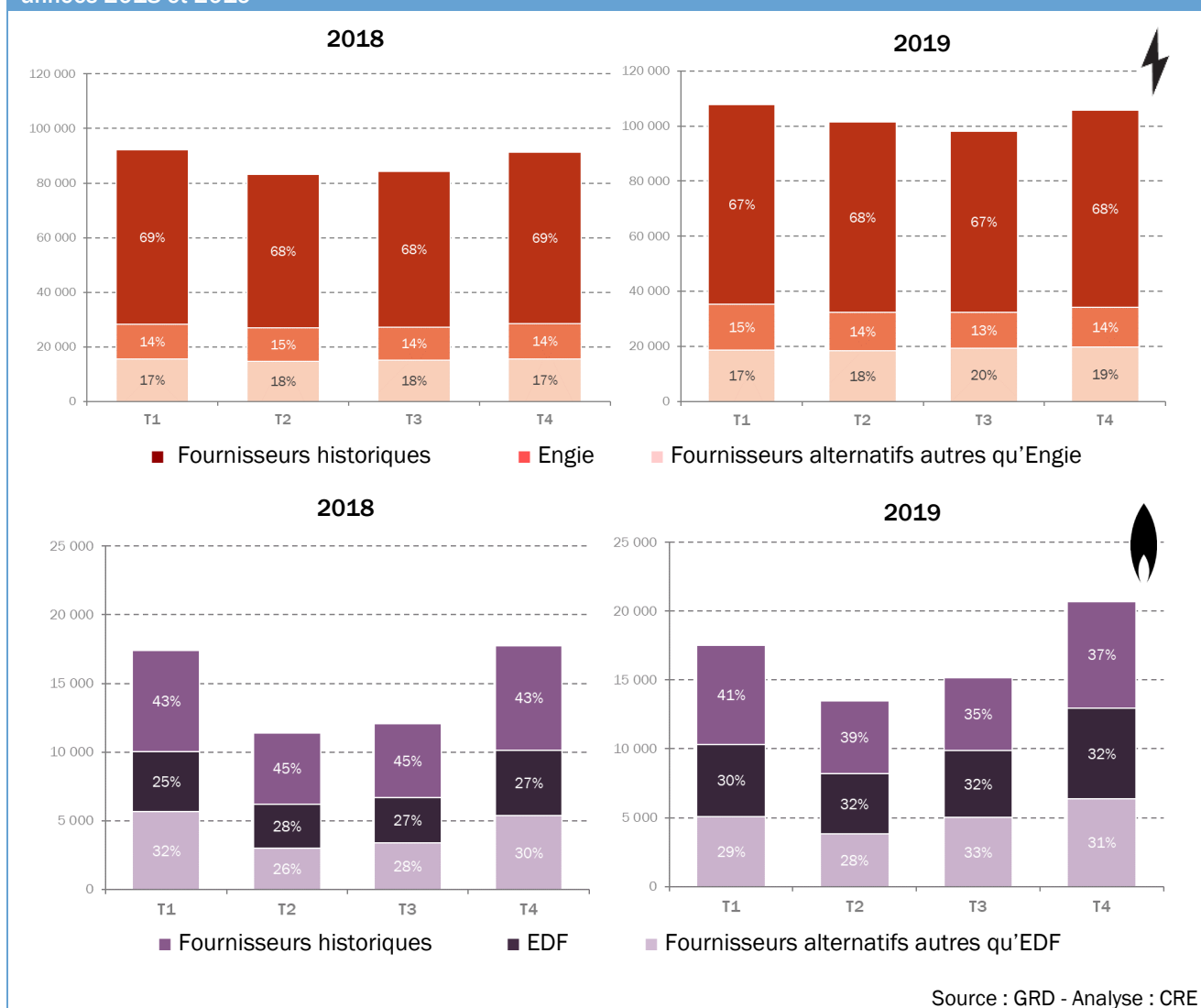
Au cours de l'année 2019, 413 000 mises en service ont été enregistrées en électricité contre 351 000 en 2018. En 2019, 68 % ont été effectuées par un fournisseur historique, 14 % chez Engie et 18 % chez les fournisseurs alternatifs autres qu'Engie. Cette répartition est stable par rapport à 2018 et à la défaveur des fournisseurs historiques par rapport à 2017, qui en réalisaient alors 74%. Les fournisseurs historiques continuent ainsi d'être contactés préférentiellement par les clients non résidentiels pour les mises en service.

En gaz naturel, 66 900 mises en service ont été enregistrées sur l'année 2019, contre 58 600 en 2018. Depuis 2017, les fournisseurs alternatifs réalisent la majorité des mises en service sur le segment non résidentiel, au détriment des fournisseurs historiques qui n'en effectuent plus que 38% en 2019. EDF joue un rôle significatif avec 30 % des mises en service en 2019.

La CRE constate une différence importante entre les deux énergies. En gaz naturel, les consommateurs non résidentiels ne privilégient pas les fournisseurs historiques pour la mise en service de leur site. En électricité, la part des mises en service chez les fournisseurs historiques reste importante et équivalente à celle observée sur le marché résidentiel en ce qui concerne les petits sites (segment C5).

<sup>53</sup> Le changement de méthodologie précisé dans la préface s'applique dans cette partie.

Figure 56 - Évolution du nombre de mises en service sur le segment non résidentiel par trimestre au cours des années 2018 et 2019



### Changements de fournisseur

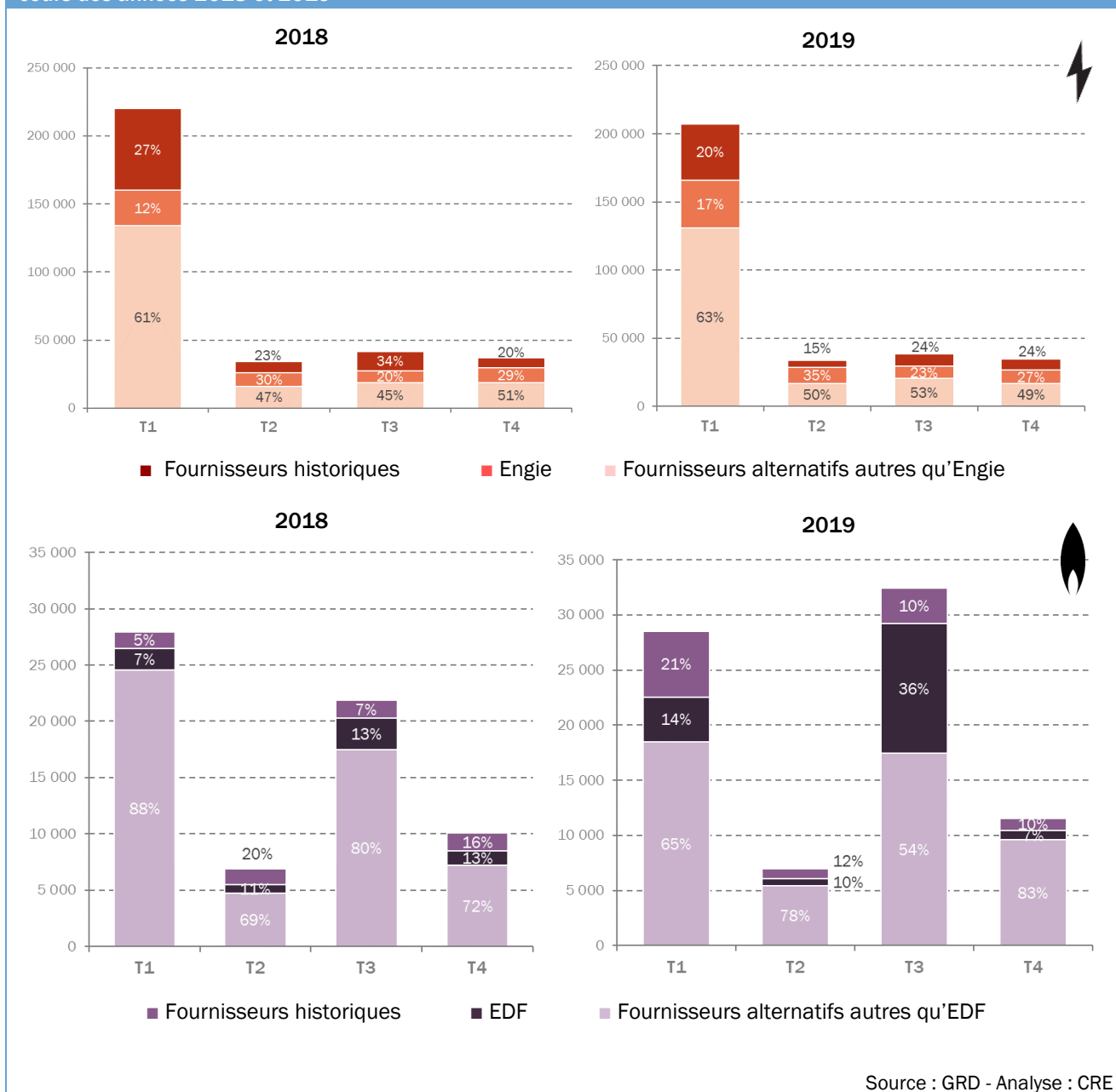
En électricité comme en gaz naturel, les changements de fournisseur se font principalement au bénéfice des fournisseurs alternatifs. Sur ces dernières années, leur nombre a fortement augmenté dans les deux énergies, passant de 304 000 à 319 000 consommateurs professionnels, qui ont en 2019, souscrit une offre chez un fournisseur alternatif dans l'une des deux énergies, lors d'un changement de fournisseur.

En électricité, parmi les 314 000 clients ayant changé de fournisseur au cours de l'année 2019 (en légère baisse par rapport à 333 000 en 2018), 20% ont souscrit une offre chez un fournisseur historique, contre 27% en 2018. Les ventes des fournisseurs alternatifs autres qu'Engie représentent 59 % des changements de fournisseurs en 2019, contre 56 % en 2018. Engie capte 21 % de ce type de ventes en 2019, contre 17% en 2018.

En gaz naturel, 79 500 clients ont changé de fournisseurs au cours de l'année 2019, contre 66 700 en 2018 : 64 % ont souscrit une offre chez un fournisseur alternatif autre qu'EDF, en baisse par rapport à 2018 (81%). EDF réalise 22% des changements de fournisseurs en 2019, contre 10% en 2018 et les fournisseurs historiques en effectuent 14% en 2019, contre 9% en 2018. La proportion de consommateurs de ce segment ayant souscrit un TRV est faible : 8% en 2019 et 10% en 2018.

La répartition au cours de l'année des changements de fournisseur est structurellement différente entre les deux énergies. En électricité, la majorité des ventes sur le segment professionnel ont lieu au cours du 1<sup>er</sup> trimestre. Elles en constituent les deux tiers pour les années 2018 et 2019. Ce résultat reste valable au regard des données de marché depuis 2013. En gaz naturel, la mobilité des consommateurs professionnels est répartie plus équitablement entre les différents trimestres. Notamment, les clients semblent privilégier les 1<sup>er</sup> et 3<sup>ème</sup> trimestres pour contractualiser leurs nouveaux contrats de fourniture de gaz naturel.

Figure 57 - Évolution du nombre de changements de fournisseur sur le segment non résidentiel par trimestre au cours des années 2018 et 2019



**Changements de fournisseur nets (anciennement qualifié de « Démarchage<sup>54</sup> net »)**

Anciennement qualifiés de « démarchage net », les changements de fournisseur nets, présentés à la Figure 58, reflètent l'évolution réelle du portefeuille d'un fournisseur pour les seuls clients qu'il a acquis ou perdu à la suite d'un changement de fournisseur.

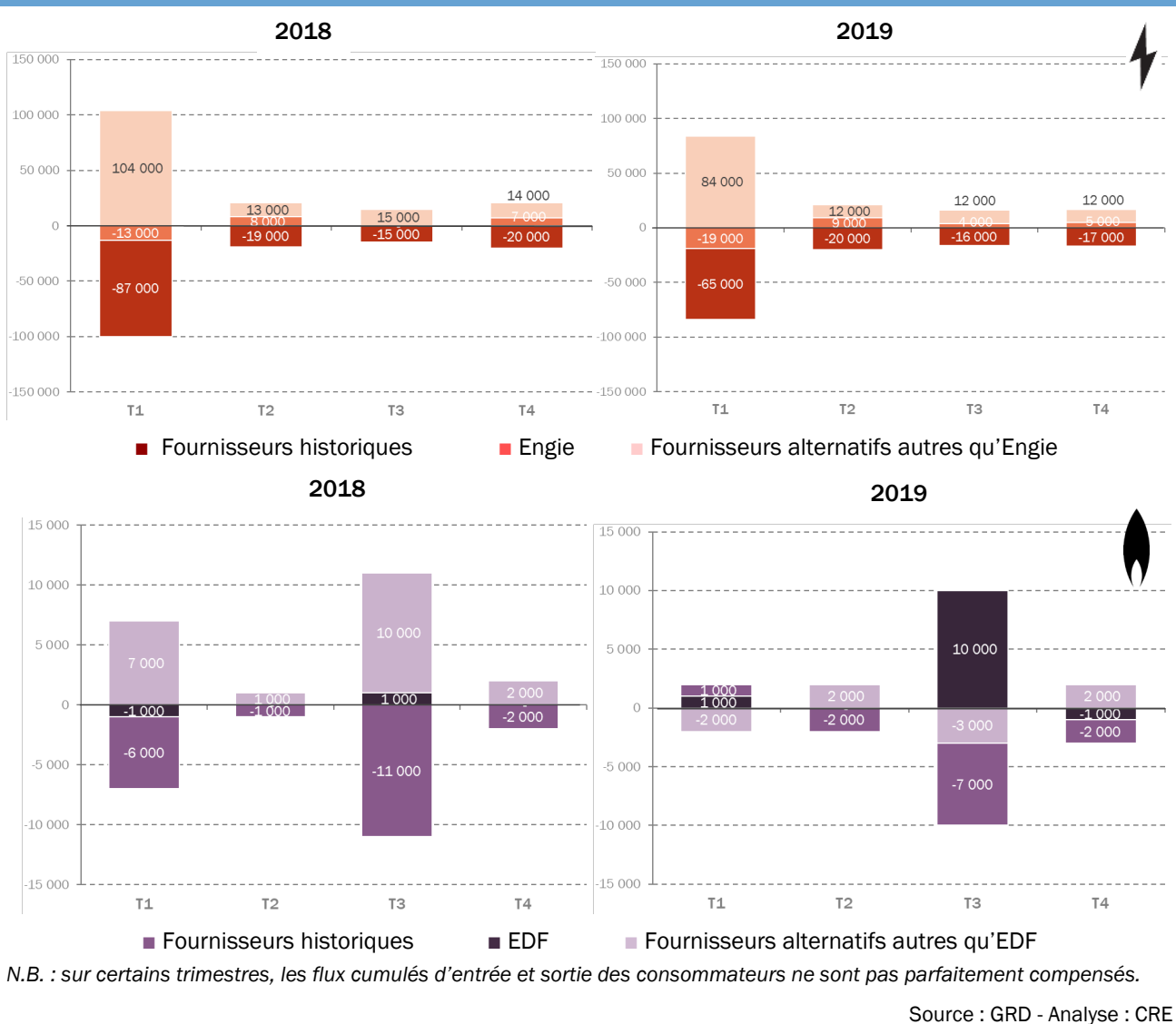
En électricité, les flux de changements de fournisseur nets bénéficient globalement aux fournisseurs alternatifs, autres qu'Engie, qui gagnent 121 000 clients professionnels en 2019, contre 145 000 en 2018.

En gaz naturel, on observe entre 2018 et 2019 un renversement des flux de clients professionnels entre d'une part les fournisseurs alternatifs autres qu'EDF et d'autre part les fournisseurs historiques et EDF. Les fournisseurs alternatifs autres qu'EDF ont perdu 2 000 clients dans les changements de fournisseur nets en 2019.

<sup>54</sup> Cette notion utilisée usuellement dans les publications de la CRE n'a rien à voir avec le démarchage commercial des opérateurs. Pour éviter toute confusion, la CRE propose, dorénavant, d'adopter la formulation « Changements de fournisseur nets »



Figure 58 – Évolution des changements de fournisseur nets pour la vente d'électricité et de gaz sur le segment non résidentiel au cours des années 2018 et 2019



## Entrées en portefeuille

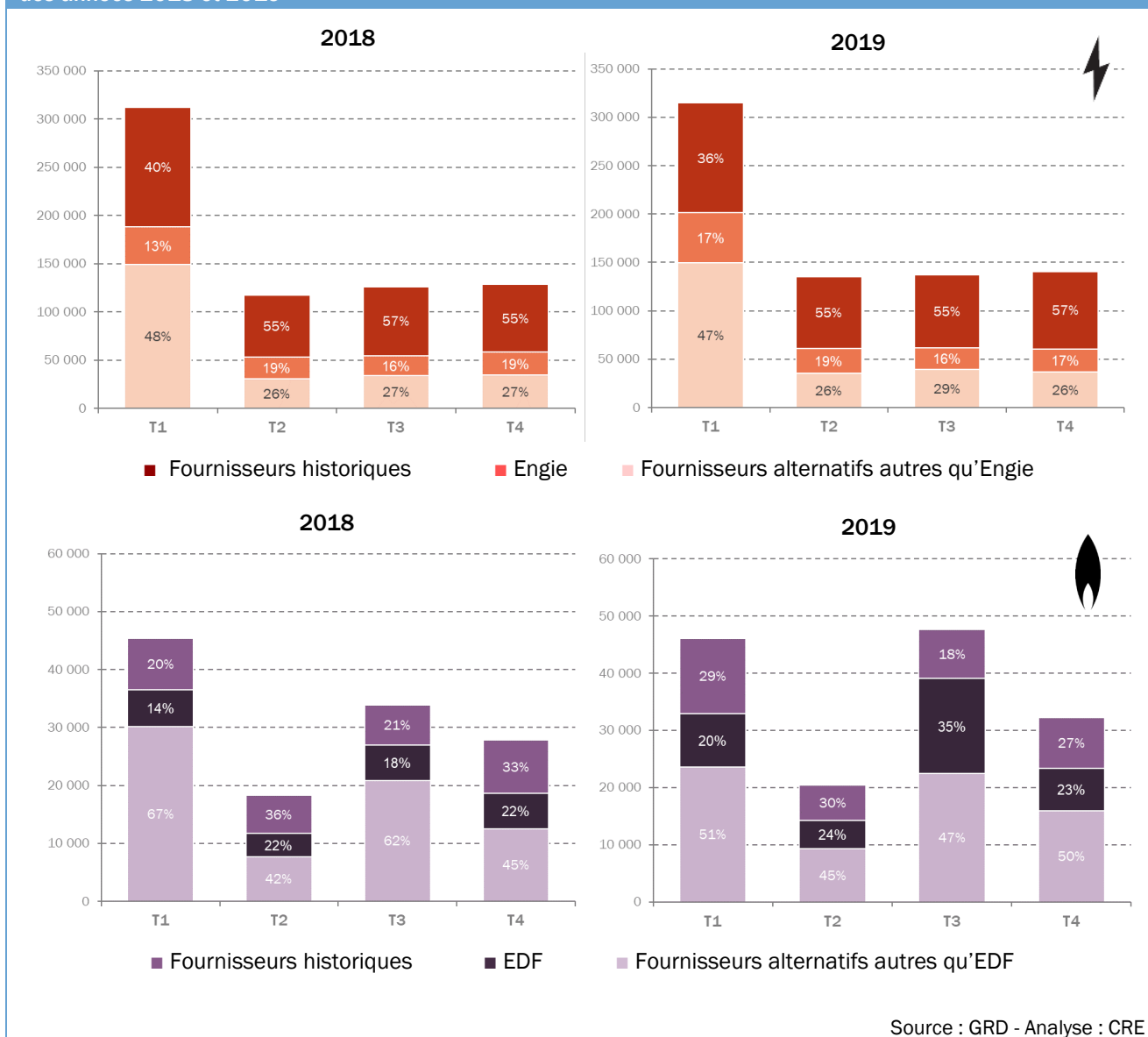
### Ventes brute

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 qu'ils peuvent perdre sur la période.

En électricité, en 2019, 47 % des ventes brutes ont été réalisées par les fournisseurs historiques sur le marché de l'électricité, 36% par les fournisseurs alternatifs et 17% par Engie. Cette répartition est stable par rapport à 2018.

En gaz naturel, 49 % des ventes brutes ont été réalisées par les fournisseurs alternatifs autres qu'EDF, contre 57 % en 2018. Cette baisse est en faveur d'EDF qui en effectue 26 % contre 18 % en 2018. La part des ventes brutes des fournisseurs historiques reste stable.

Figure 59 - Évolution des ventes brutes d'électricité et de gaz sur le segment non résidentiel par trimestre au cours des années 2018 et 2019



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 comme en gaz naturel, les fournisseurs alternatifs gagnent des sites au détriment des fournisseurs historiques principalement du fait des changements de fournisseurs sortants, en 2018 et 2019.

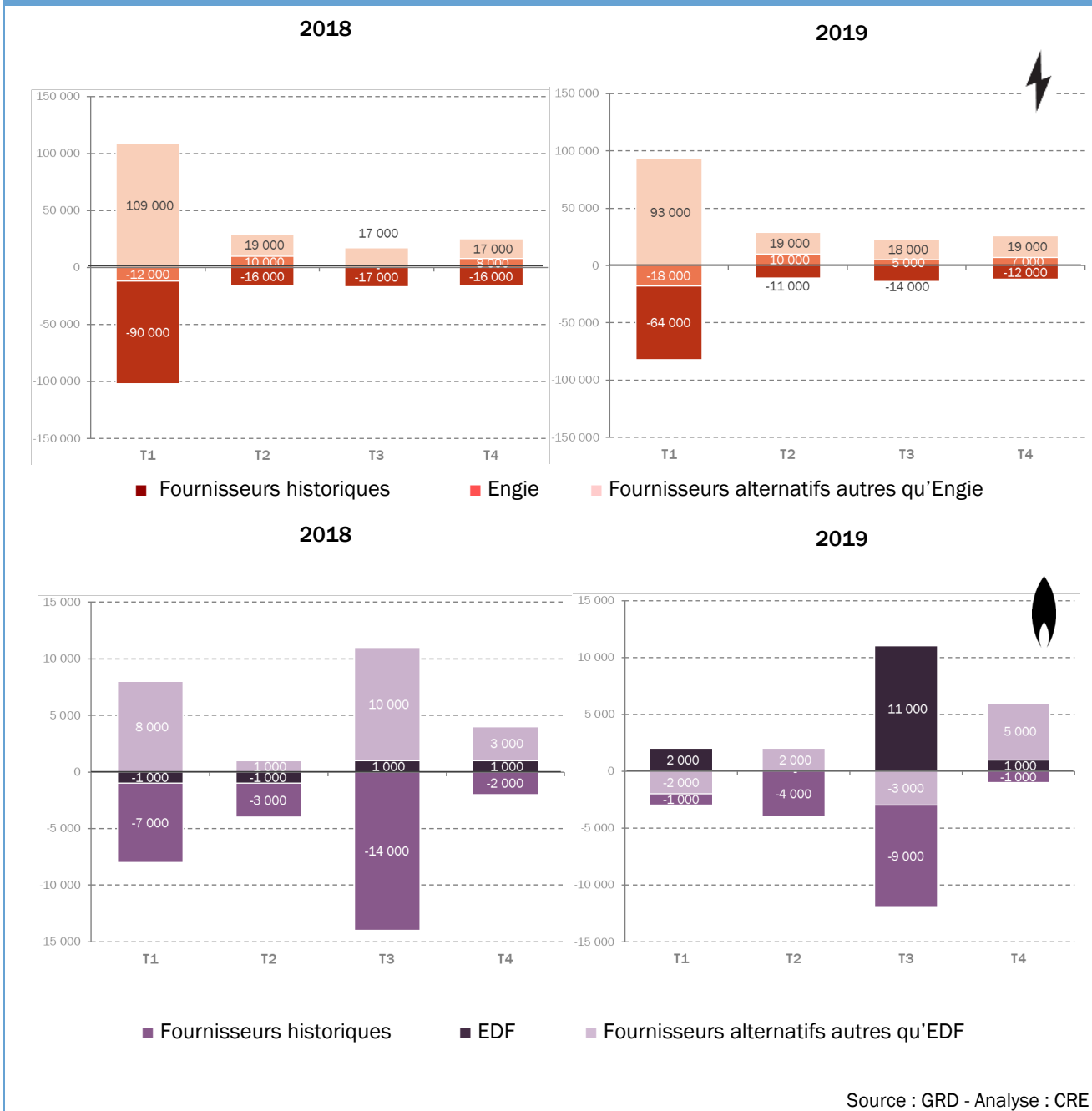
Tableau 6 – Synthèse des gains et pertes annuelles en 2018 et 2019 par fournisseur et par énergie, segment non résidentiel

	Electricité		Gaz naturel	
	2018	2019	2018	2019
Fournisseurs historiques	- 140 000	- 101 000	- 25 000	- 15 000
EDF	-	-	0	13 000
Engie	7 000	4 000	-	-
Fournisseurs alternatifs	162 000	149 000	22 000	2 000

Source : GRD – Analyse : CRE



Figure 60 - Évolution des ventes nettes d'électricité et de gaz sur le segment non résidentiel par trimestre au cours des années 2018 et 2019



**Taux de rotation**

Le taux de rotation (ou taux de switch) est le ratio de la somme du nombre de changements de fournisseur et de mises en service chez les fournisseurs alternatifs sur le 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 switch sur le segment non résidentiel a connu un pic au quatrième trimestre 2015 et au 1<sup>er</sup> trimestre 2016 du fait de la suppression des tarifs réglementés de vente au 1<sup>er</sup> janvier 2016. Après un recul dans la mobilité des consommateurs en 2017 avec un taux de switch égal à 5,4%, celui-ci a réaugmenté pour atteindre 8,8% en 2018 et 8,9% en 2019. Cette évolution s'explique en grande partie par le fait que les clients professionnels ont majoritairement souscrit, pour l'échéance de fin des TRV au 1<sup>er</sup> janvier 2016, des contrats dont la durée d'engagement est supérieure à un an. Ces éléments sont étayés ci-après à partir des données que les fournisseurs transmettent à la CRE depuis le 3<sup>e</sup> trimestre 2017.

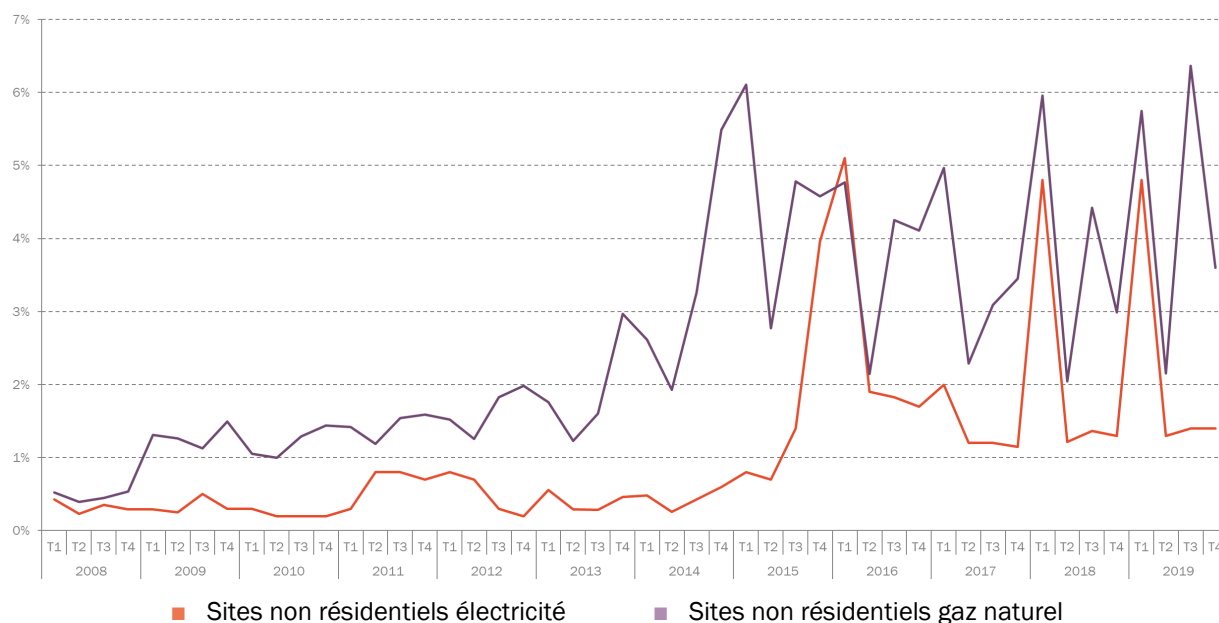




En gaz naturel, le taux de switch annuel est égal à 18,3% en 2019, ce qui traduit une mobilité bien plus forte des consommateurs non résidentiels de gaz que d'électricité. La progression chaque année du taux de switch (égal 15,1% en 2018 et 13,8% en 2017) traduit l'augmentation du nombre de changements de fournisseurs et des mises en service réalisées par les fournisseurs alternatifs.

Le taux de switch bas en électricité est le résultat mécanique de la masse importante de clients restés aux TRV (3,0 millions de sites sur un total de 4,6 millions à fin 2019), qui n'ont jamais exercé de changement de fournisseur. Il convient de noter qu'environ 1,3 million de ces clients perdront l'éligibilité aux TRVE fin 2020, augmentant le volume de clients en offres de marché.

Figure 61 - Taux de rotation entre 2008 et 2019 sur le segment non résidentiel (en nombre de sites)



Source : GRD - Analyse : CRE

### 1.3.3 L'indice d'Herfindahl-Hirschman sur le segment non résidentiel

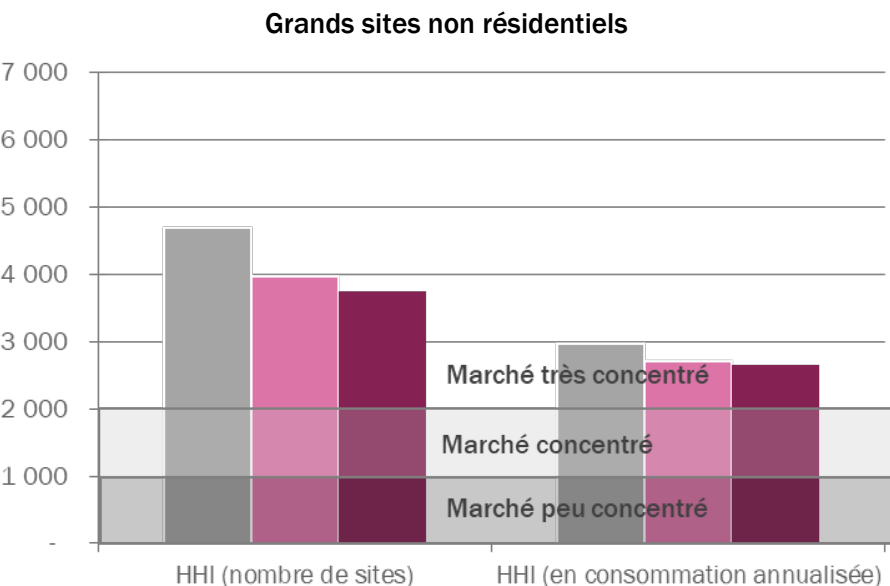
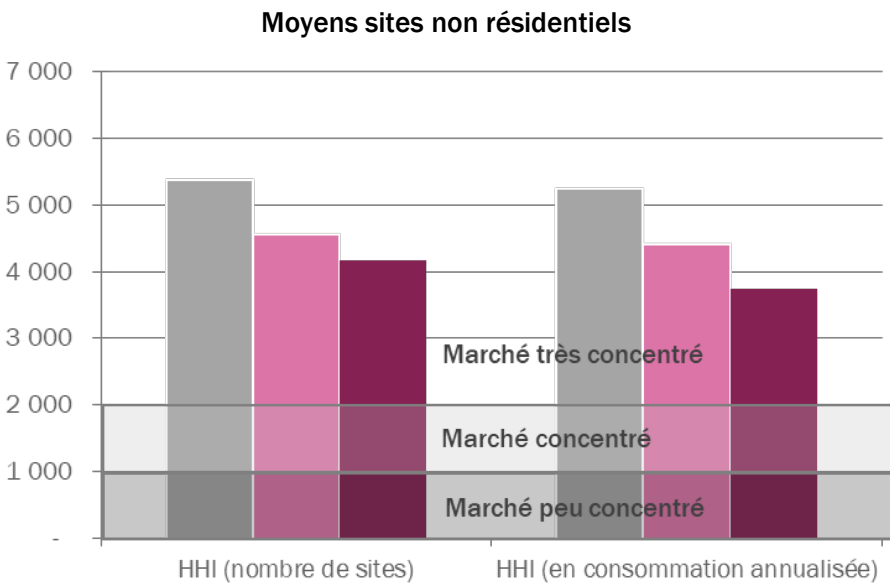
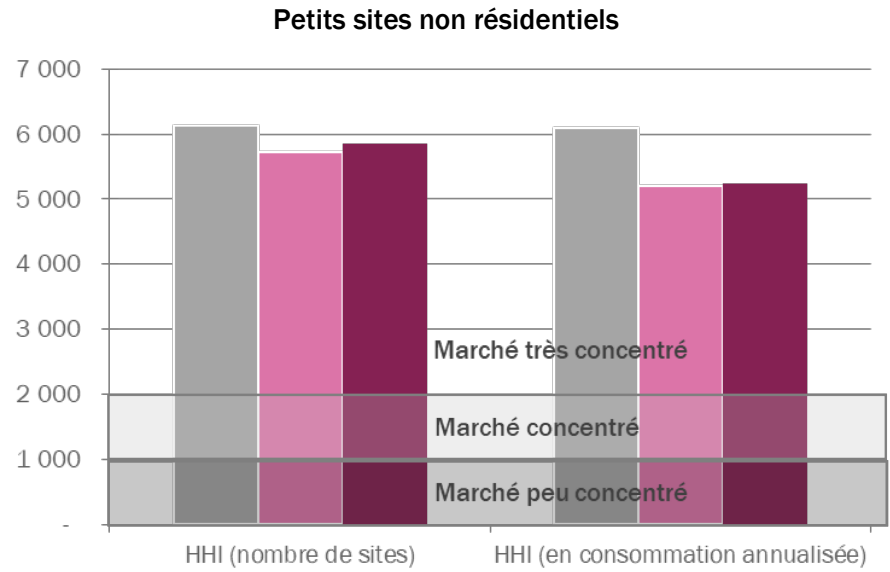
Les diagrammes suivants présentent l'indice de Herfindahl-Hirschman<sup>55</sup> (HHI) en nombre de sites et en consommation annualisée pour les différents segments non résidentiels en électricité et en gaz naturel. Cet indice permet de mesurer de manière synthétique la concentration du marché, en termes 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, même si la concentration diminue régulièrement, excepté pour les petits sites non résidentiels.

En gaz, le marché est proche du niveau « peu concentré » sur tous segments en volume. En nombre de consommateurs, il reste très concentré sur le segment de masse, ce qui traduit l'appétence à changer de fournisseur plus réduite pour les clients de petite taille.

<sup>55</sup> 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.

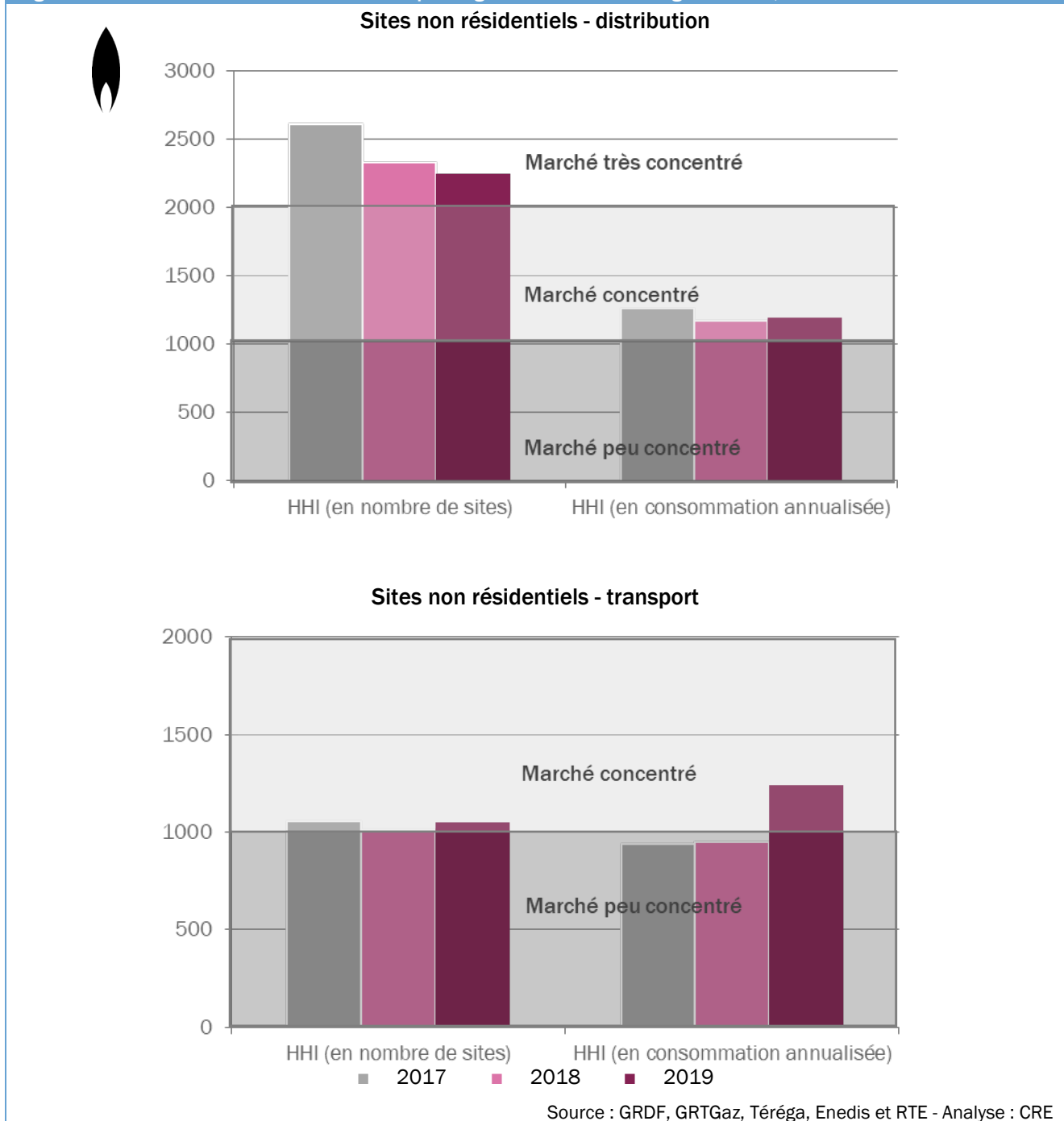
Figure 62 - Indice d'Herfindahl-Hirschmann par segment de marché d'électricité, entre 2017 et 2019



■ 2017 ■ 2018 ■ 2019

Source : GRDF, GRTgaz, Téréga, Enedis et RTE - Analyse : CRE

Figure 63 - Indice d'Herfindahl-Hirschmann par segment de marché de gaz naturel, entre 2017 et 2019



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.

Un indicateur statistique tel que le HHI doit être complété par des analyses qualitatives notamment sur les liens de causalité éventuels entre concentration et pouvoir de marché sont explicités.

La partie 2.1 de la section 3 traite de manière plus détaillée les liens entre le contexte de marché (et notamment la concentration des acteurs) et les comportements des fournisseurs (en termes de pouvoir de marché).

#### 1.4 La concurrence sur le territoire des ELD

Ce paragraphe présente l'état de l'ouverture à la concurrence pour les consommateurs non résidentiels dans les zones historiques des principaux gestionnaires de réseaux de distribution non nationaux, aussi appelés Entreprises Locales de Distribution (ELD).

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 (GEG), URM autour de Metz, Gérédis dans les Deux-Sèvres, la SICAE de l'Oise et SRD dans la Vienne, auxquels 176 000 consommateurs non résidentiels (correspondant à une consommation annualisée de 9,2 TWh) 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 23 000 consommateurs non résidentiels (correspondant à une consommation annualisée de 6,3 TWh) en cumulé, sont rattachés.

Sur le territoire des ELD, une part importante des sites non résidentiels en électricité est constituée de petits sites professionnels, encore éligibles aux TRV en 2018 et 2019. Ainsi, les tarifs réglementés de vente restent prépondérants en électricité : au 31 décembre 2019, 80 % des sites (82% en 2018) et 13 % de la consommation (14% en 2018) bénéficiaient d'un tarif réglementé. En revanche, les tarifs réglementés ne représentaient plus, en gaz naturel, que 16 % des sites (19% en 2018) et 1 % des volumes au 31 décembre 2019.

Au cours de l'année 2019, environ 2 000 sites ont souscrit une offre de marché en électricité (contre 3 300 sites en 2018), répartis de manière égale entre les fournisseurs alternatifs et les fournisseurs historiques. La part de marché des fournisseurs alternatifs progresse donc lentement à 4 % en nombre de sites, soit une hausse de 1 point par rapport à 2018 et de 2 points par rapport à 2017. En volume, les fournisseurs alternatifs représentent 39%, en hausse de 6% par rapport à 2018, contre 47 % au niveau national (Enedis et ELD comprises).

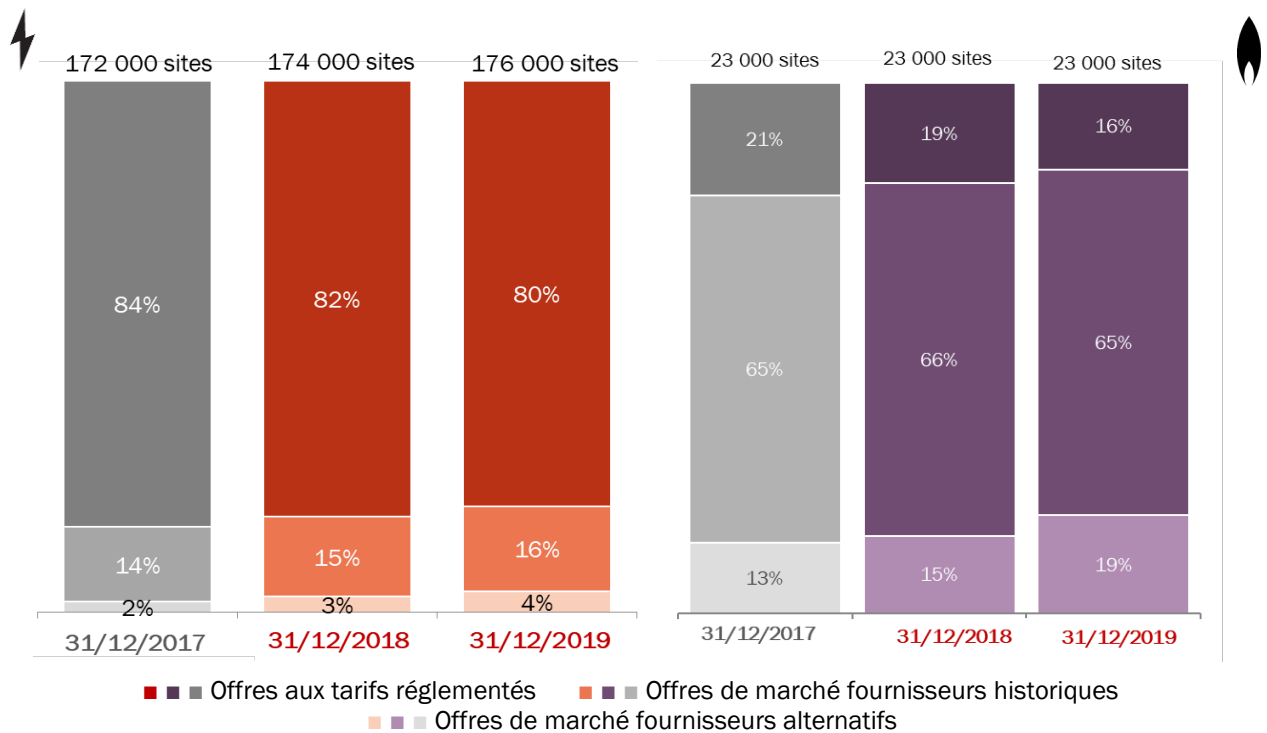
En gaz naturel, la concurrence progresse sur le territoire des ELD, mais reste en retard par rapport au reste du territoire. Au 31 décembre 2019, 19 % des sites avaient choisi un fournisseur alternatif, ce qui représente 42 % des volumes (respectivement +4 points et +5 points par rapport à 2018) contre 76% au niveau national (GRDF et ELD comprises). Les fournisseurs historiques représentent 65 % des sites en contre 66% en 2018, et 57 % des volumes contre 62% en 2018.

Sur les territoires des principales ELD, la concurrence semble réellement se développer, hormis sur le segment des petits sites professionnels en électricité, pour lequel la concurrence est quasi-inexistante comme sur le segment résidentiel. Cette différence d'ouverture entre le segment dit de « marché de masse » (résidentiel et petits professionnels) et le segment des consommateurs dit de « haut de portefeuille » est liée à la nature des difficultés que peuvent rencontrer les fournisseurs alternatifs pour entrer sur ces territoires.

Au cours des entretiens réalisés avec les acteurs, les fournisseurs ont notamment mis en avant l'hétérogénéité des systèmes d'information entre les différentes ELD, frein à l'automatisation de la chaîne de facturation des sites sur les territoires ELD car exigeant des investissements importants au regard des marchés adressables. Les fournisseurs ne sont ainsi pas en mesure de faire des offres de fourniture aux petits sites non résidentiels en électricité rattachés à une ELD, que s'ils sont intégrés dans un contrat d'approvisionnement multi-site avec un client « grand compte » présent sur le reste du territoire national.

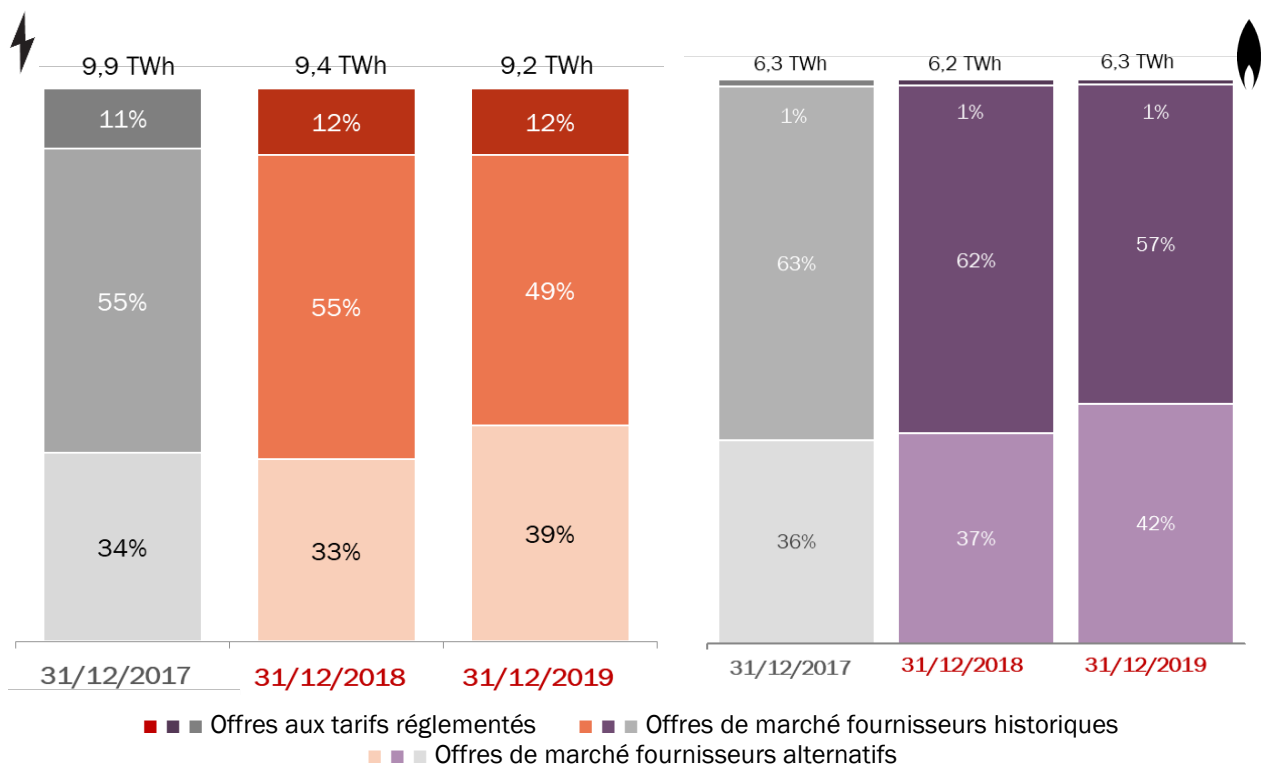
Le développement commercial des fournisseurs alternatifs sur le haut de portefeuille est favorisé par la moindre nécessité d'automatiser les flux de données avec l'ELD pour la gestion de la facture client, lorsqu'il s'agit d'un seul client ayant une consommation annualisée importante. Par ailleurs, l'AMORCE et la FNCCR, deux associations représentant les collectivités publiques, ont souligné la mise en place de plus en plus fréquente de lots dédiés « ELD » dans les achats groupés.

Figure 64 - Répartition, en nombre de sites, des offres d'électricité (à gauche) et de gaz naturel (à droite) sur le segment non résidentiel, sur le territoire des entreprises locales de distribution



Source : GRD - Analyse : CRE

Figure 65 - Répartition, en consommation annualisée, des offres d'électricité (à gauche) et de gaz naturel (à droite) sur le segment non résidentiel, sur le territoire des entreprises locales de distribution



Source : GRD - Analyse : CRE

Figure 66 - Évolution du nombre de sites non résidentiels en offre de marché en électricité et en gaz naturel, sur le territoire des entreprises locales de distribution

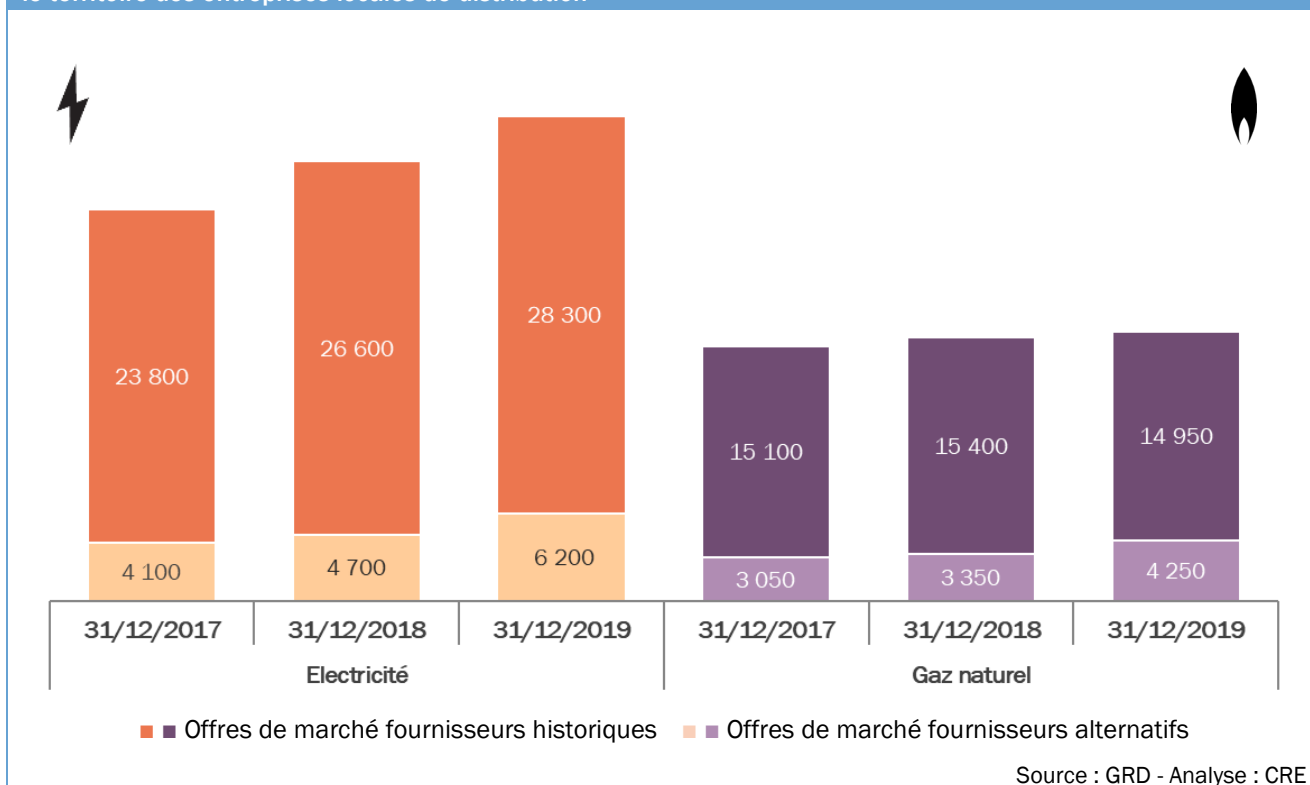
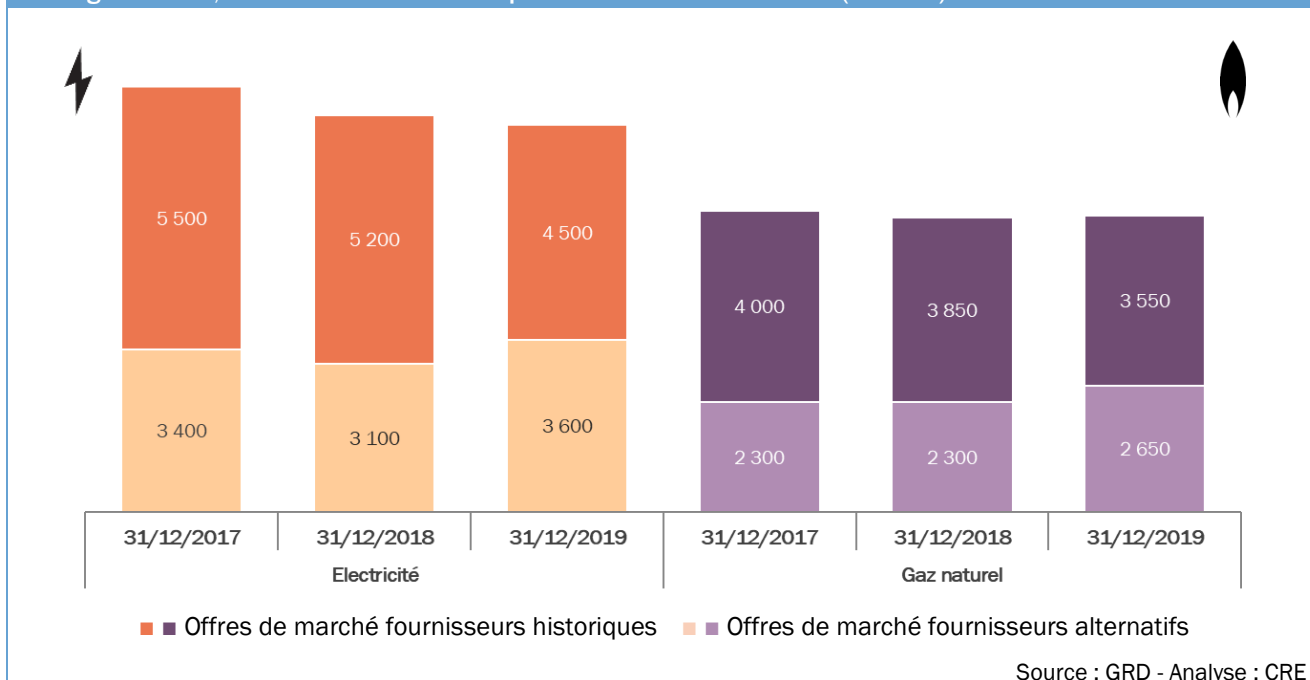


Figure 67 - Évolution de la consommation annualisée des sites non résidentiels en offre de marché en électricité et en gaz naturel, sur le territoire des entreprises locales de distribution (en GWh)



### 1.5 Situation concurrentielle des segments de clientèle concernés par la fin des TRVe et TRVg entre 2014 et le 1<sup>er</sup> janvier 2016

Dans son rapport de surveillance des marchés de détail 2016-2017, la CRE a dressé un bilan de la fin des tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE) et des tarifs réglementés de vente de gaz naturel, qui concernait certaines catégories de consommateurs professionnels, suivant différentes échéances entre le 19 juin 2014 et le 1<sup>er</sup> janvier

2016. La CRE s'était notamment appuyée sur les retours d'expérience des fournisseurs et des associations de consommateurs.

Le bilan dressé par la CRE de la fin des TRV était contrasté. Si la part de marché des fournisseurs alternatifs a logiquement progressé, une grande majorité des clients sont tout de même restés chez leur fournisseur historique, en électricité comme en gaz naturel. Ce constat traduit la position privilégiée dont bénéficient les fournisseurs historiques pour convertir leurs clients en offre de marché, mais aussi les difficultés opérationnelles rencontrées pendant cette période.

La CRE a souhaité analyser, 4 ans après, la situation concurrentielle des segments concernés

### 1.5.1 Bilan au 31 décembre 2019 de l'ouverture du marché pour les sites concernés par la fin des TRVE au 1<sup>er</sup> janvier 2016

Cette section dresse un bilan chiffré de l'ouverture à la concurrence des segments de clientèle concernés par la suppression des TRVE, quatre ans après la dernière échéance au 1<sup>er</sup> janvier 2016.

Le segment professionnel du gaz naturel étant parvenu à un bon niveau de concurrence global (74 % du volume total du segment professionnel est détenu par les fournisseurs alternatifs), seul le marché de l'électricité est analysé ci-après.

En électricité, selon les dispositions de l'article L. 337-9 du code de l'énergie la suppression des tarifs réglementés d'électricité pour les sites disposant d'une puissance souscrite supérieure à 36 kVA s'est effectuée en une seule étape le 1<sup>er</sup> janvier 2016. Entre le 1<sup>er</sup> janvier 2015 et le 1<sup>er</sup> janvier 2016, la part de marché des fournisseurs historiques est passée de 74 % à 67 %, diminuant de 7%.

Pour rappel, cette catégorie de consommateurs se décompose en deux segments distincts :

- les grands sites non résidentiels (C1-C2) : 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) ;
- les moyens sites non résidentiels (C3-C4) : 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).

La Figure 68 présente l'évolution des parts de marché des fournisseurs en consommation annualisée, entre le 1<sup>er</sup> janvier 2014 et le 31 décembre 2019, en distinguant pour les sites concernés par la fin des TRVE, le segment C3-C4 du segment C1-C2. A la sortie des TRV au 1<sup>er</sup> janvier 2016, les fournisseurs historiques détenaient 80 % et 58 % de parts de marché respectivement sur les segments C3-C4 et C1-C2, en volume de consommation.

Sur le segment des sites C3-C4, la part de marché en volume des fournisseurs alternatifs a augmenté de 22 %, de 20 % à 42%, entre le 1<sup>er</sup> janvier 2016 et le 31 décembre 2019. Cette évolution a réellement débuté au 1<sup>er</sup> janvier 2018, soit deux ans après l'échéance de fin des TRVE.

Sur le segment des sites C1-C2, la part de marché en volume des fournisseurs alternatifs a augmenté de 10 %, de 42 % à 52 % entre le 1<sup>er</sup> janvier 2016 et le 31 décembre 2019.

Sur ces deux segments, la majorité des ventes annuelles ont lieu au 1<sup>er</sup> janvier, date d'échéance de la plupart des contrats.

Les fournisseurs alternatifs se sont réellement développés à partir de 2018. Ce décalage de deux ans semble déterminé par :

- la précipitation avec laquelle l'échéance de fin des TRV a été menée : la loi a été publiée tardivement et, alors que la fin des TRV pour le gaz avait été réalisée en plusieurs étapes, une seule étape a été prévue pour l'électricité. Dans ce contexte, de nombreux clients ont attendu le dernier moment pour souscrire une offre de marché, ce qui a créé un engorgement auprès des fournisseurs, en incapacité de répondre aux sollicitations de tous les clients dans un intervalle de temps limité ;
- une durée contractuelle entre le fournisseur historique et ses clients généralement supérieure à un an, les contrats de fourniture d'électricité signés au 1<sup>er</sup> janvier 2016 prenant notamment fin le 1<sup>er</sup> janvier 2018 et 1<sup>er</sup> janvier 2019.



Figure 68 - Évolution de la consommation annualisée (TWh) des sites non résidentiels concernés par la suppression des tarifs réglementés de vente en électricité type d'offre depuis le 31 janvier 2014

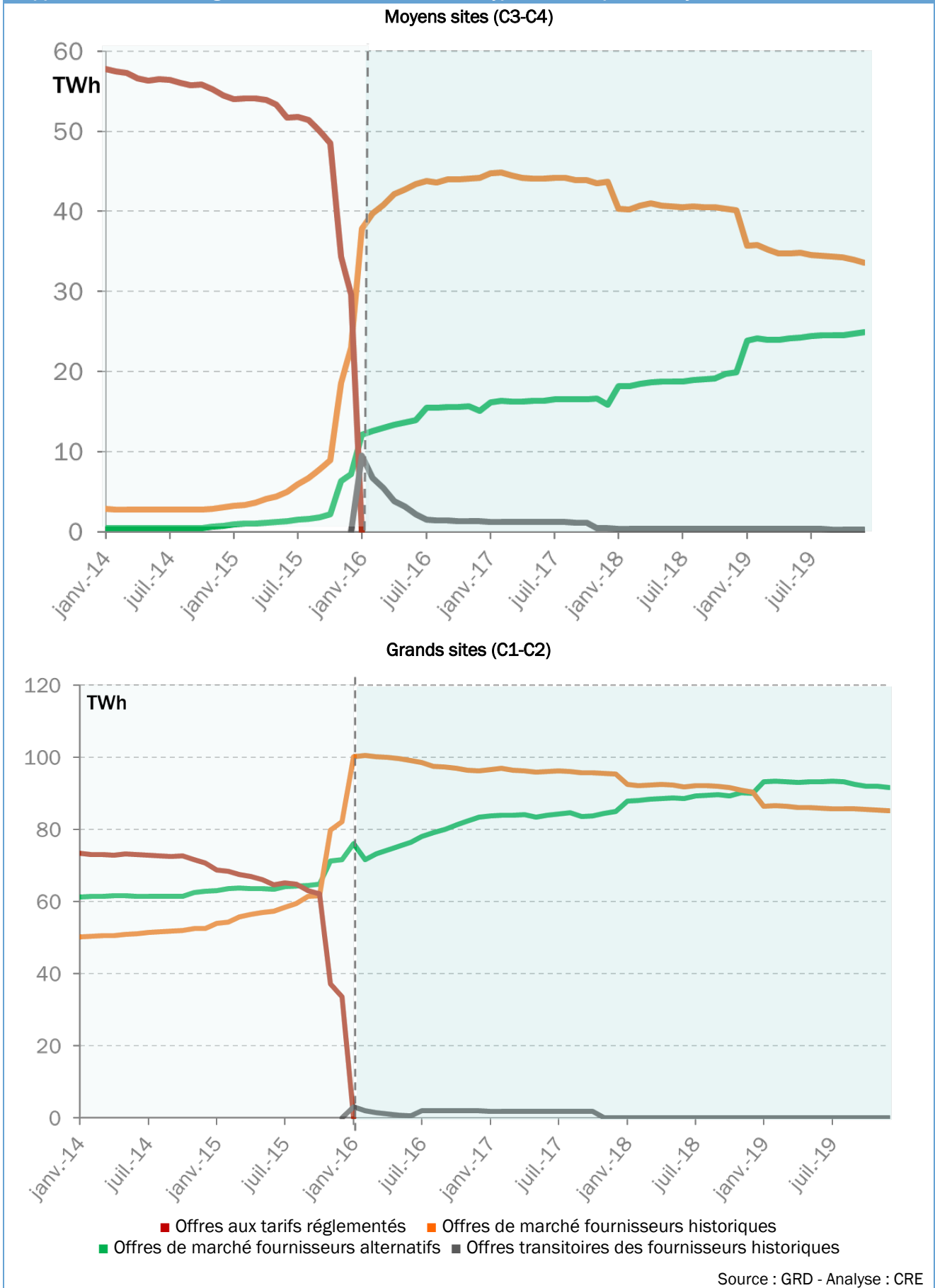
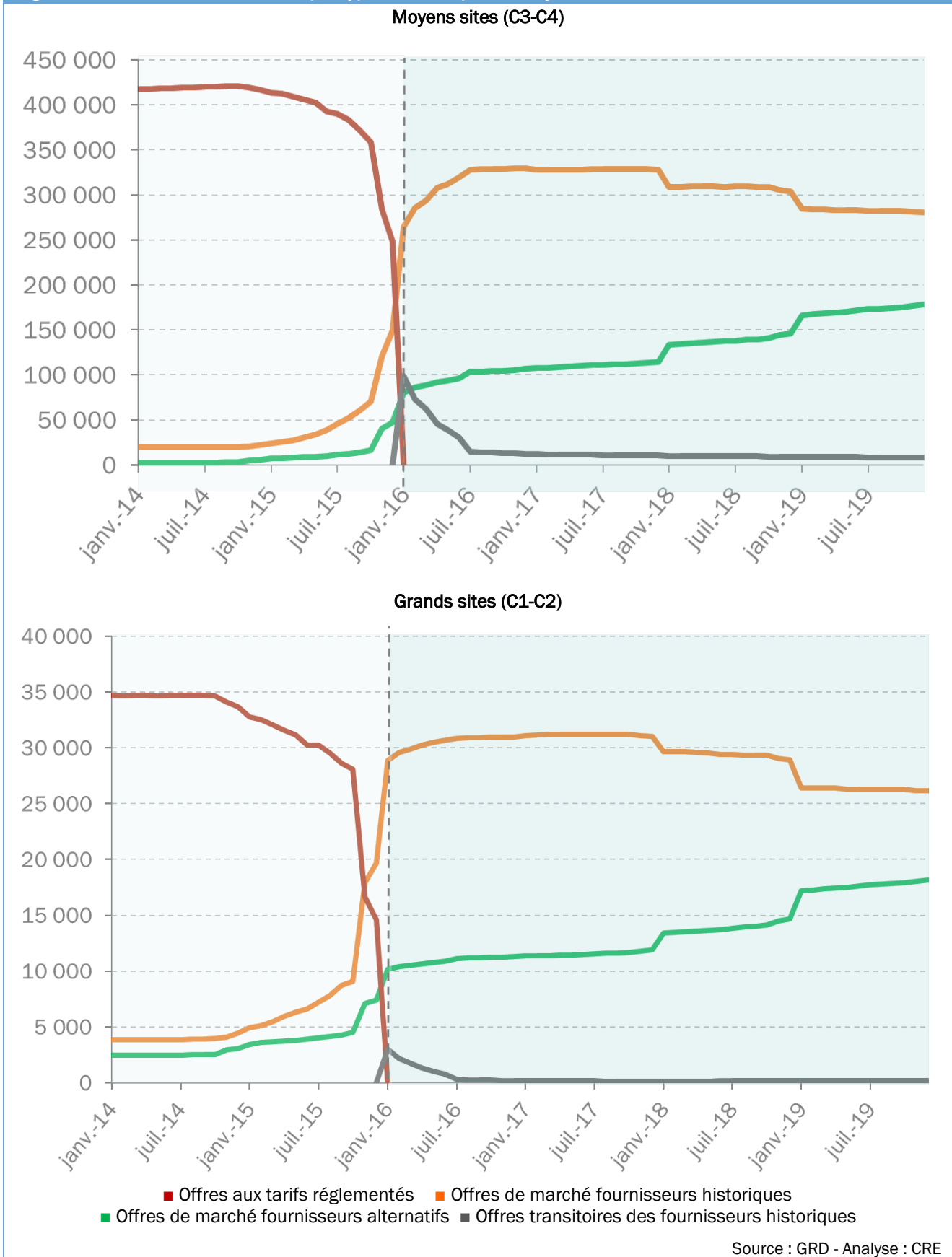


Figure 69 - Évolution mensuelle du nombre de sites non résidentiels concernés par la suppression des tarifs réglementés de vente en électricité par type d'offre depuis le 31 janvier 2014



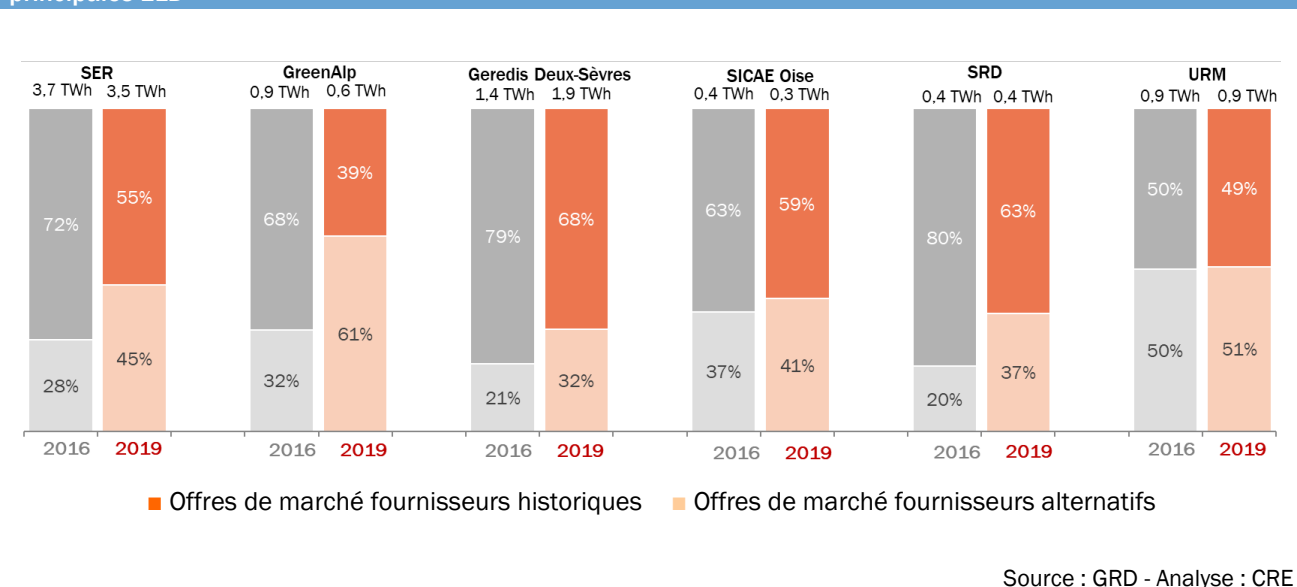
Sur le territoire des ELD, les fournisseurs ont indiqué à la CRE avoir rencontré des difficultés lors de la phase de contractualisation avec le gestionnaire de réseau de distribution, étape indispensable pour pouvoir contractualiser avec un consommateur, ou dans l'échange de données du fait de l'absence ou d'un manque d'harmonisation des systèmes d'information (SI), obligeant à gérer ces sites en mode manuel pour l'activation des contrats, la réception des données et la facturation de ces consommateurs.

Cette situation a constitué un frein à l'activité des fournisseurs alternatifs sur le territoire des ELD et a donc conduit à une pluralité d'offres d'électricité plus faibles pour les consommateurs concernés en 2016. La plupart des contrats conclus avec des fournisseurs alternatifs sur ces territoires faisaient suite à des appels d'offres multi-sites, privés ou publics, incluant des lots spécifiques sur les territoires des ELD.

La Figure 70 présente l'ouverture à la concurrence des sites concernés par la fin des TRVE sur le territoire des six principales ELD en électricité entre le 1<sup>er</sup> janvier 2016 et le 31 décembre 2019. On observe une nette progression des parts de marché des fournisseurs alternatifs sur chacune d'entre elles, passant de 30 % à 43 % au total.

Les filiales des fournisseurs historiques se développent fortement sur la zone de desserte historique de leurs sociétés mères. Elles comptent pour 41 % du portefeuille total des fournisseurs historiques au 31 décembre 2019 contre 27 % au 1<sup>er</sup> janvier 2016.

Figure 70 – Parts de marché sur le segment des sites non résidentiels concernés par la suppression des tarifs réglementés de vente en électricité entre le 31 janvier 2016 et le 31 décembre 2019, sur le territoire des 6 principales ELD



### 1.5.2 Retours d'expérience des acteurs sur les segments de clientèle concernés par la fin des TRVE et TRVG

Dans son rapport 2016-2017, la CRE a relevé un certain nombre d'aspects relatifs au fonctionnement des marchés, liés à la fin des TRVE et TRVG pour les segments de consommateurs concernés. 4 ans après, il est intéressant de faire le point sur ces questions.

#### 1.5.2.1 Les pratiques d'achats des consommateurs professionnels ont significativement évolué depuis la fin des TRV en 2016

La suppression des TRV au 1<sup>er</sup> janvier 2016 a permis l'émergence de nouvelles pratiques d'achat de consommateurs, pour certains confrontés pour la première fois à une opportunité de reconsidérer leur fourniture d'énergie. Les échanges que la CRE a eus avec cinq associations de consommateurs professionnels<sup>56</sup> permettent de faire le portrait de ces pratiques d'achat d'énergie. La CRE note par ailleurs que ces associations apportent une réelle plus-value au fonctionnement du marché en termes de transparence et de pédagogie, notamment à travers leurs publications (à titre d'illustration, l'*Observatoire des offres de marchés pour la fourniture d'énergie des acheteurs publics* publié par l'AMORCE, le Baromètre annuel « fournisseurs » de la FNCCR et du CLEEE).

<sup>56</sup> L'AMORCE, l'Association des responsables de copropriétés (ARC), le Comité de liaison des entreprises ayant exercé leur éligibilité sur le marché libre de l'électricité (CLEEE), la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR) et l'Union des industries utilisatrices d'énergie (UNIDEN).

### Les consommateurs professionnels privilégient les offres à prix fixe en électricité ...

Les consommateurs professionnels ont privilégié les offres à prix fixe lors de la suppression des TRVE et TRVG en 2016. Les données de portefeuille clients des fournisseurs, recueillies par la CRE, confirment cette tendance jusqu'à fin 2019, pour les consommateurs d'électricité, 71 % du volume des grands et moyens sites professionnels ayant souscrit une offre à prix fixe au 31 décembre 2019. À l'inverse, les consommateurs de gaz naturel tendent à privilégier les offres à prix variable, généralement indexées sur les prix de marché (PEG ou TTF).

La CRE avait noté par ailleurs l'essor en 2016 des achats fractionnés, dits « multiclic », de la part des grands consommateurs professionnels. Cette pratique consiste pour un consommateur à contractualiser un pourcentage de la fourniture d'énergie en amont de l'année de livraison au moment où les prix de marché l'intéressent. Elle permet de lisser les variations du prix de marché au cours du temps. Aux dires des acteurs, cette pratique qui était, en 2016, principalement l'apanage des grands consommateurs s'est progressivement développée chez les consommateurs de plus petite taille.

### ... et les fournisseurs apportant une réelle prévisibilité sur les factures d'énergies

Cette appétence pour le caractère fixe des prix semble provenir d'un besoin de transparence et de prévisibilité des factures d'énergies. Dès 2016, les représentants de consommateurs professionnels regrettaient les difficultés liées à l'incapacité de certains fournisseurs à facturer les consommateurs dans les temps, au manque de lisibilité et à l'absence d'harmonisation des contrats et des factures entre les fournisseurs.

La CRE a pu relever des témoignages similaires lors de ses entretiens en 2019 avec les acteurs. Ils ne permettent pas de conclure à une amélioration de cette situation pour les clients, mais parfois grâce à des tiers plutôt que leurs fournisseurs.

Les principales remarques des représentants des consommateurs professionnels (l'AMORCE, le FNCCR et l'ARC) concernent les difficultés rencontrées pour comprendre et choisir une offre adaptée à leurs besoins. Elles concernent :

- l'absence d'harmonisation dans la présentation des différentes composantes de coûts, constituant le prix de fourniture, notamment lorsqu'elles sont sujettes à évolution au cours du contrat (composantes d'acheminement, de CEE et de garanties capacité). Ce manque d'homogénéité rend complexe la comparaison des offres des différents fournisseurs ;
- l'absence de précision de l'inclusion, ou non, des taxes dans l'offre proposée (notamment si l'offre est HTT, HTVA ou TTC).

La CRE avait noté en 2016 que prévalait chez beaucoup des consommateurs professionnels concernés, une incompréhension générale du fonctionnement du marché de l'énergie. La clarté et la précision d'une offre sont ainsi rapidement devenues des critères de choix du fournisseur d'énergie.

Cette connaissance du fonctionnement des marchés de l'énergie semble s'être améliorée nettement en 4 ans. Cela se concrétise notamment :

- pour les collectivités publiques, par une mutualisation des compétences en achat d'énergies, généralement centralisée au sein de syndicats d'énergie ;
- par le recours plus fréquent à des sociétés d'expertise tierces (courtiers ou entreprises de conseil). Notamment, l'activité de conseil serait particulièrement utile lors de la conclusion de contrats avec des clients multi-sites. Ces acteurs peuvent par ailleurs se retrouver parfois en concurrence avec les fournisseurs, sur la prestation de services annexes (suivi et bilan de facture, maîtrise de la consommation, etc.).

En 2019, les associations de consommateurs professionnels ont souligné l'importance dans les cahiers de charges des appels d'offres, des critères de facturation et de transparence sur le prix de fourniture, parfois au détriment de la compétitivité du prix final. Par ailleurs, les consommateurs professionnels semblent intégrer de manière plus fréquente des clauses de pénalité dans leur contrat de fourniture, en cas d'erreurs de facturation, de dépassement de délais.

La CRE accueille favorablement cette tendance qui permet un alignement par le haut de la qualité des services proposés par les fournisseurs et traduit le jeu normal de la concurrence.

L'Uniden, représentant des consommateurs achetant de plus gros volumes d'énergie, a indiqué à la CRE que le sujet de la lisibilité des offres d'électricité et de gaz naturel ne constituait pas une difficulté pour les consommateurs appartenant à ce segment.

#### 1.5.2.2 Les difficultés rencontrées par les fournisseurs

Selon les fournisseurs, certains segments de clientèle sont plus complexes à adresser, du fait de spécificités dans leurs modes de gestion des contrats. C'est le cas notamment des acheteurs publics, en particulier des collectivités publiques, et des copropriétés, dont les processus de décision sont souvent longs et complexes.

### *Concernant les copropriétés*

Les copropriétés disposent d'une structure de décision particulière : la décision finale sur le choix du fournisseur est votée par l'assemblée générale tandis que les interlocuteurs des fournisseurs sont généralement les syndicats de copropriétés. Le processus de décision est souvent très long, les assemblées générales se réunissant parfois une seule fois par an. La gestion du contrat et de la facturation est également complexe, notamment en cas de changement de syndic en cours de contrat. Certains fournisseurs évoquent aussi des processus de paiement souvent longs qui engendrent un besoin en fonds de roulement important.

Les fournisseurs alternatifs estiment qu'il est particulièrement compliqué d'entrer sur ce marché car cela nécessite de se faire connaître auprès des décideurs, souvent mal informés sur le fonctionnement du marché. Certains affirment devoir assister aux assemblées générales pour se faire connaître et présenter leurs offres, ce qui est chronophage. Par ailleurs, les fournisseurs historiques sont très présents sur ces marchés, notamment en gaz naturel, et proposent souvent des services associés à la fourniture d'énergie.

La plupart des fournisseurs indiquent ne pas proposer d'offres spécifiques ou ne pas avoir mis en place une entité dédiée aux copropriétés. Ces dernières ne sont fréquemment pas un axe prioritaire de développement pour les fournisseurs du fait des difficultés précédemment évoquées.

Certains cas particuliers, comme les petites copropriétés<sup>57</sup> qui sont gérées par des syndicats bénévoles et non pas professionnels, posent également des problèmes aux fournisseurs. En effet, ces copropriétés ne disposant pas d'un numéro SIREN, certains fournisseurs sont dans l'incapacité de leur proposer des offres adaptées du fait des contraintes de leurs systèmes d'information, qui considèrent des consommateurs sans un tel numéro comme des clients particuliers.

Afin de pallier ces difficultés, l'ARC a mis en place une plateforme d'appels d'offres permettant de mettre en concurrence 5 et 12 fournisseurs référencés respectivement d'électricité et de gaz naturel. Pour les petites copropriétés, pour lesquelles la mise en place d'appels d'offres est moins pertinente, l'ARC a négocié un partenariat avec un courtier, qui fournit une plateforme de rencontre entre fournisseurs et petites copropriétés.

### *Concernant les acheteurs publics*

Les acheteurs publics, soumis aux règles strictes de la commande publique, peuvent soulever eux aussi certaines difficultés pour les fournisseurs.

Il s'agit la plupart du temps d'une sélection des fournisseurs par une procédure d'accord-cadre, avec une mise en concurrence sur les offres de ces derniers au stade de marchés subséquents. Pour le gaz comme pour l'électricité, on observe couramment un allotissement des marchés suivant la typologie des sites. Pour l'électricité, ces allotissements peuvent se faire suivant les puissances de raccordement, suivant la nature des sites profilés ou télérelevés, voire suivant les requêtes spécifiques des collectivités (électricité verte, branchements provisoires, ELD, etc.). Pour le gaz, on observe des allotissements selon les CAR (T4, T3, T1/T2) et le GRD de raccordement.

Les procédures des marchés publics peuvent impliquer des durées de validations très longues (entre 90 et 180 jours entre la réception de l'offre et le choix de l'attributaire) qui ne correspondent pas aux durées de validité des offres sur les marchés de l'énergie (quelques minutes à quelques jours selon les segments de clientèle). Cela pose problème à certains fournisseurs, dont la politique d'approvisionnement n'est pas compatible avec ces délais, et aux acheteurs publics, qui subissent des prix plus élevés car intégrant un surcoût lié au risque de couverture.

Les fournisseurs évoquent aussi des difficultés liées aux délais de paiement, parfois très longs, et aux pénalités en cas de retard de facturation introduites dans certains appels d'offres, jugées trop contraignantes par certains fournisseurs.

## **1.6 Les effacements explicites se développent au détriment des offres tarifaires d'effacement**

A l'instar des consommateurs sur le marché résidentiel de l'électricité (voir section 1), les clients non résidentiels peuvent valoriser leur flexibilité de consommation de manière implicite au moyen d'offres de fourniture à effacement ou de manière explicite avec l'aide d'un opérateur d'effacement (ou d'un fournisseur), en réduisant temporairement le soutirage physique de leur site, via une baisse de la consommation (arrêt de *process*, du chauffage électrique, etc.) ou par une bascule sur un mode autoconsommation généralement lié au démarrage de groupes électrogènes installés sur le site. On parle dans ce cas d'effacements « gris » puisque ce type d'effacement participe à l'équilibrage du réseau, mais ne permet pas de dé-carboner la production électrique. Depuis 2019, les effacements gris sont exclus des mécanismes de soutien aux effacements.

Les acteurs tertiaires/industriels disposent d'une large palette de mécanismes pour exploiter leur gisement d'effacement : échange sur le marché de gros (NEBEF), mécanisme d'ajustement, appel d'offres « réserves rapides (RR)

<sup>57</sup> En gaz naturel, copropriétés dont la CAR est inférieure à 150 MWh ; en électricité, copropriétés dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA.

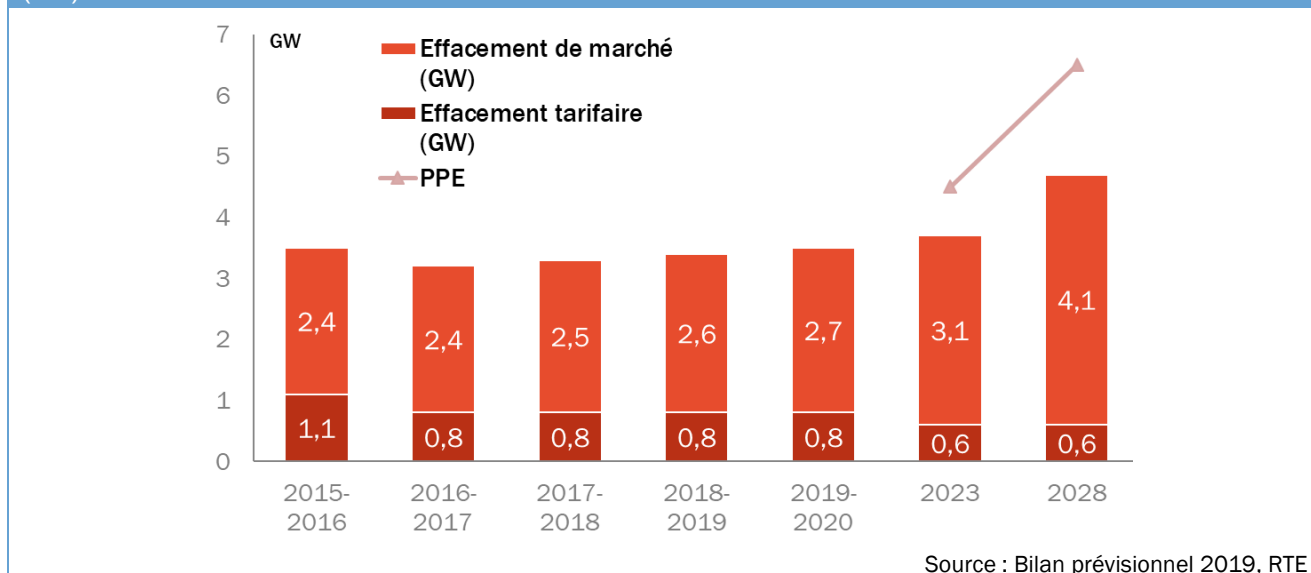
/ réserves complémentaires (RC)<sup>58</sup>,» participation aux services systèmes, mécanisme de capacité. Afin de soutenir le développement de la filière, les effacements participant à ces marchés (hors services systèmes et interruptibilité) peuvent recevoir une subvention de la forme complément de rémunération, via l'appel d'offres effacement de RTE. La majorité des capacités d'effacements provient actuellement de sites industriels. Ainsi, en 2019, RTE a retenu 2000 MW d'effacement industriel pour seulement 500 MW d'effacement diffus.

De manière générale, le consommateur professionnel disposant de capacité d'effacement arbitre entre la valorisation de cet effacement de manière implicite, c'est-à-dire dans le cadre d'un contrat de fourniture, ou de manière explicite en participant aux différents mécanismes mis à disposition par l'intermédiaire ou non d'un opérateur d'effacement. Les clients professionnels semblent à l'heure actuelle privilégier la solution explicite.

De nombreux acteurs proposent leur service d'opérateur d'effacement aux industriels. 5 opérateurs spécialisés dans l'effacement industriel, hors fournisseurs, ont été retenus lors de l'appel d'offres effacement organisé par RTE en 2019 : Activity, Enerdigit, Energy Pool Development, Eginov, Smart Grid Energy. Une liste exhaustive des opérateurs d'effacement actifs sur le mécanisme NEBEF est disponible sur le site de RTE<sup>59</sup>.

La Figure 71 indique l'objectif d'effacement fixé par la Programmation Pluriannuelle de l'Energie : 4,5 GW fin 2023 et 6,5 GW fin 2028. RTE a construit une trajectoire d'évolution médiane considérant une augmentation du volume d'effacement (3,7 GW fin 2023 et 4,7 GW fin 2028), ne permettant toutefois pas d'atteindre les objectifs du projet de PPE, avec une fiabilisation progressive, mais modérée des effacements explicites (Bilan prévisionnel 2019, RTE).

Figure 71 - Evolution de l'effacement indissociable de la fourniture et de l'effacement dissociable de la fourniture (GW)



### 1.6.1 Les offres tarifaires à effacement

La mise en extinction du tarif EJP bleu depuis 1998, puis du Tempo bleu professionnel depuis 2004, ainsi que la sortie du tarif réglementé de vente de sites industriels aux tarifs jaune et vert EJP au 1<sup>er</sup> janvier 2016, ont entraîné une érosion importante du nombre de sites non résidentiels possédant une offre tarifaire à effacement<sup>60</sup>.

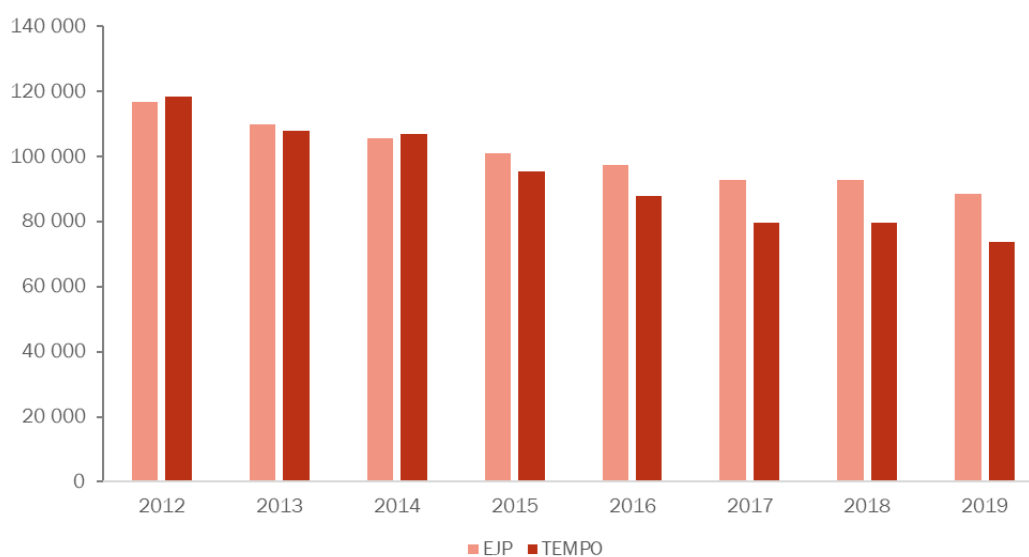
Pour les clients non résidentiels en métropole continentale sont les tarifs réglementés options EJP et Tempo destinés aux petits professionnels ayant souscrit une puissance inférieure ou égale à 36 kVA, il existe les tarifs réglementés options EJP et Tempo. Ces tarifs étant en extinction, le nombre de sites ayant souscrit l'une des deux offres diminue régulièrement (Figure 72). Le nombre de sites possédant l'option tarifaire EJP s'est réduit de 24% entre 2012 et 2019, de 38% pour l'option Tempo et de 31% pour l'ensemble des deux.

<sup>58</sup> Cet appel d'offres n'est pas dédié uniquement aux effacements.

<sup>59</sup> [https://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/nebef\\_operateurs.jsp](https://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/nebef_operateurs.jsp)

<sup>60</sup> Bilan prévisionnel 2019, RTE

Figure 72 - Nombre de sites aux tarifs bleus non résidentiels options "TEMPO" et "EJP"



Source : Fournisseurs historiques - Analyse : CRE

Tout comme sur le segment résidentiel, la possibilité de proposer des offres basées sur le signal Tempo gouverné par RTE n'a pas donné lieu à la création d'offres de marché de la part des fournisseurs alternatifs pour les petits professionnels de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA. Les raisons semblent être identiques : contestabilité partielle des tarifs réglementés option Tempo et structure des prix de marché ne permettant pas une rentabilité de l'effacement.

Il existe quelques offres de marché à effacement pour les clients haut de portefeuille. Des clauses négociées contrat par contrat encouragent le client, via la mise en place de primes ou pénalités, à s'effacer pendant des périodes dont la définition est donnée dans le contrat. Ces périodes peuvent correspondre à des épisodes de prix élevés sur le marché spot, à des jours PP1 ou demeurer entièrement à la main du fournisseur à l'instar du signal « EJP ». Aux dires des fournisseurs, le nombre de clients concerné par ces offres est réduit.

D'après les opérateurs d'effacement, les offres à effacement tarifaire sont pourtant fortement sollicitées par les consommateurs de taille moyenne, en particulier les anciens clients au tarif réglementé EJP jaunes et verts. Aucune offre significative n'a émergé pour remplacer ces tarifs.

Le profilage va disparaître pour les clients de puissance souscrite supérieure à 36 kVA en deux étapes : fin 2020 pour les clients de puissance souscrite supérieure à 110 kVA, et à fin 2022 pour les clients de puissance souscrite comprise entre 36 kVA et 110 kVA. La reconstitution des flux s'effectuera désormais sur la base des courbes de charge réelles et non plus de profils collectifs. Il en résulte que les fournisseurs seront directement exposés aux variations horaires des prix de l'électricité pour ces clients. Cela devrait générer un fort développement des offres à effacement pour ce segment de marché, quelle qu'en soit la forme.

### 1.6.2 Les offres d'effacement explicites

Comme pour des moyens de production pilotables, les opérateurs d'effacement peuvent choisir de valoriser les sites d'effacement de leur portefeuille via l'énergie effacée (€/MWh) et/ou via la capacité disponible d'effacement (€/MW) en fonction des mécanismes auxquels ils participent.

Les mécanismes permettant de valoriser les capacités d'effacement disponibles sont le mécanisme de capacité et l'appel d'offres de réserves rapide et complémentaire. Sur le mécanisme de capacité, les entités d'effacement peuvent être explicitement certifiées, et générer, à l'instar des installations de production « classiques », des certificats de capacité. Pour l'année de livraison 2019, 2 413 MW d'effacements sont certifiés à ce titre, pour une valeur de l'ordre de 40 M€.

Le lancement des appels d'offres « long terme » du mécanisme de capacité<sup>61</sup> devrait notamment faciliter l'émergence et le développement de nouvelles capacités d'effacement, en leur apportant une plus grande visibilité sur

<sup>61</sup> Les appels d'offres de long terme permettent aux capacités lauréates de bénéficier d'un soutien de type complément de rémunération au mécanisme de capacité pour une durée de 7 ans. En pratique, cet appel d'offres est très favorable aux capacités issues de l'effacement et du stockage.



les revenus futurs. Pour le premier appel d'offres, lancé le 12 juin 2019, 377 MW de capacités ont été retenus portant sur les périodes 2021-2027 et 2022-2028, dont 33 % correspondent à des capacités d'effacement<sup>62</sup>.

Les opérateurs d'effacement peuvent également valoriser leurs capacités d'effacement via l'appel d'offres RTE de « Réserves Rapide et Complémentaire » (RR/RC). Cet appel d'offres permet à RTE de contractualiser des capacités de réserve manuelle utilisées pour maintenir l'équilibre du système électrique. Étant donné l'importance de cette réserve, les entités d'effacement souhaitant y participer doivent répondre à des contraintes techniques strictes parmi lesquelles figure le temps de mobilisation de l'effacement qui doit être inférieur à 13 minutes pour la réserve rapide et à 30 minutes pour la réserve complémentaire.

Pour valoriser leur effacement en termes d'énergie (€/MWh), les opérateurs d'effacement peuvent participer au marché de gros (mécanisme NEBEF) ou au mécanisme d'ajustement. Sur le NEBEF, les entités d'effacement s'engagent la veille pour le lendemain à s'effacer. L'énergie non consommée est revendue au prix spot *day-ahead*. Ces effacements peuvent être réalisés par des opérateurs d'effacement indépendants des fournisseurs, sans l'accord des fournisseurs. En pratique, un bloc d'énergie est ainsi transféré du fournisseur du site effacé vers l'opérateur d'effacement : le bloc d'énergie effacée est injecté par le fournisseur alors que cette énergie n'est pas consommée par son client, et ne sera donc pas facturée. Pour compenser les fournisseurs, un barème de versement de l'opérateur vers le fournisseur a été instauré : il constitue la compensation pour le transfert d'énergie. Le mécanisme d'ajustement est utilisé par RTE en temps réel pour maintenir l'équilibre du système électrique. Tout acteur disposant de flexibilité peut la rendre disponible via ce mécanisme. En cas de besoin, RTE active les offres répondant à ses critères techniques selon une préséance économique. Les acteurs sont rémunérés au prix d'offre pour l'énergie livrée. Les opérateurs d'effacement ont la possibilité de participer à ce mécanisme pour valoriser leurs capacités d'effacement disponibles.

Pour soutenir le développement de l'effacement, un appel d'offres public dédié aux effacements a été instauré par la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 (dite « loi NOME »). Cet appel d'offres est ouvert aux effacements diffus. Les candidats à ces appels d'offres s'engagent à mettre à disposition leurs capacités :

- soit au titre de réserves rapides et complémentaires ;
- soit sur le mécanisme d'ajustement et/ou le mécanisme NEBEF ;
- soit sur le mécanisme de capacité.

Le soutien aux lauréats est versé sous la forme d'un complément de rémunération, représentant le différentiel entre la somme demandée par le lauréat et le prix de référence du marché de capacité ou des réserves rapides et complémentaires. Ce complément permettait jusqu'en 2020 de porter la rémunération globale à un montant maximum de 30 000 €/MW, plafond qui a été atteint de 2017 à 2019.

La CRE a rencontré des opérateurs d'effacement non résidentiel (EnergyPool, Eginov et REstore) et des fournisseurs actifs sur l'effacement explicite (Alpiq, EDF et Engie).

D'après ces acteurs, le mécanisme de capacité offre la meilleure rentabilité pour valoriser les effacements. En 2020, 59% des capacités lauréates à l'appel d'offres effacements organisé par RTE étaient mises à disposition sur le mécanisme de capacité (Rapport de synthèse sur l'appel d'offres 2020, RTE). D'après les opérateurs d'effacement, il peut même s'avérer plus intéressant de valoriser les effacements sur le mécanisme de capacité et le marché de gros sans passer par l'appel d'offres effacement qui impose des plafonds de prix.

Sur le segment industriel, le revenu lié à la valorisation de l'effacement est reversé en grande partie au client, contrairement à l'effacement résidentiel explicite (effacement diffus), pour lequel les clients ne bénéficient que des économies liées à la baisse de la consommation. Les modalités exactes de rémunération sont souvent établies au cas par cas pour les grands consommateurs.

Aux dires des acteurs, le segment industriel présente une meilleure rentabilité et une accessibilité plus directe que le segment résidentiel. La valorisation d'effacements nécessite des investissements dans des technologies de suivi de la consommation, ce qui est général plus rentable sur le segment des grands et moyens sites professionnels.

Le degré de concurrence semble relativement élevé sur le segment des grands sites professionnels. Ceux-ci sont souvent bien informés du fonctionnement des mécanismes d'effacement. Les opérateurs d'effacement notent cependant que le taux de rotation des consommateurs entre les opérateurs d'effacement et/ou fournisseurs est faible. Les clients restent souvent fidèles à leur premier opérateur d'effacement. À cet égard, les fournisseurs, qui ont pu développer leur relation client, bénéficient ainsi d'un avantage concurrentiel sur le marché de l'effacement. Cet avantage est particulièrement marqué sur le segment des petits et moyens sites professionnels.

<sup>62</sup> <https://www.services-rte.com/fr/actualites/mecanisme-de-capacite-resultats-appels-d-offres-long-terme-aolt-organises-en-2019.html>

## 1.7 Synthèse

La concurrence est plus développée sur le segment des consommateurs professionnels que sur celui des résidentiels. Les fournisseurs alternatifs détiennent au 31 décembre 2019 respectivement 74 % et 47 % des parts de marché en volume en gaz et en électricité. EDF conserve ainsi une position dominante sur le segment des consommateurs professionnels en électricité alors que le marché du gaz naturel est très concurrentiel.

Les petits sites professionnels se distinguent toutefois des grands et moyens sites et suivent une dynamique concurrentielle plus proche de celle observée chez les consommateurs résidentiels : 66 % des petits sites professionnels bénéficient des TRV d'électricité. Néanmoins, cette proportion est en forte baisse depuis 2017.

Une différence entre les deux énergies s'observe aussi quant à la mobilité des consommateurs et à la concentration du marché.

- Les « *taux de switch* » moyens annuels augmentent globalement dans les deux énergies au cours de ces dernières années, ils atteignent 8,3 % en électricité et 18,9 % en gaz naturel en 2019.
- Chacun des segments est détenu à plus de 80 % par trois ou quatre acteurs en électricité alors qu'en gaz naturel, le marché est bien plus fractionné.

La dynamique du marché reste saisonnière, la majorité des changements de fournisseurs ayant lieu au 1<sup>er</sup> trimestre en électricité et aux 1<sup>er</sup> et 3<sup>eme</sup> trimestres en gaz naturel.

Ces différences entre les deux énergies s'observaient déjà au 1<sup>er</sup> janvier 2016, au moment de la fin des TRV pour certaines catégories de consommateurs professionnels. La CRE avait alors dressé un bilan contrasté s'agissant de l'électricité dans son rapport 2016-2017. Quatre ans après, un net développement des fournisseurs alternatifs est observé sur les segments des grands et moyens sites non résidentiels doit être souligné.

Enfin, sur le territoire des ELD, la concurrence est développée dans des proportions plus importantes que sur le segment des consommateurs résidentiels et se rapproche de niveaux observés nationalement.

## 2. LES OFFRES SOUSCRITES PAR LES CLIENTS PROFESSIONNELS

Dans le cadre de ses activités de surveillance des marchés de détail, la CRE a souhaité introduire de nouveaux indicateurs permettant d'apporter une information plus complète sur l'état de développement de la concurrence. Ainsi, la CRE souhaite analyser les préférences des consommateurs quant au type d'offres et des services proposés par les fournisseurs.

La CRE collecte des données depuis le troisième trimestre 2017 auprès des fournisseurs dont les parts de marché sont les plus importantes (EDF, Engie, ENI et Total Direct Énergie) sur tous les segments de clientèle en électricité et en gaz naturel. La CRE souhaite d'étendre cette collecte des données à l'ensemble des fournisseurs ayant plus de 50 000 clients non résidentiels en portefeuille ou dont le volume de consommation dépasse un certain seuil. Cela permettra, en particulier pour le segment des clients non résidentiels, de bénéficier d'une meilleure représentativité.

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 GRTgaz et Téréga pour le gaz naturel. Les centrales d'électricité fonctionnant au gaz naturel sont par ailleurs exclues du périmètre, qui fonctionnent suivant les signaux de marché de gros et non de concurrence sur le marché de détail.

Ces données reflètent, au 31 décembre 2019, les préférences de 94 % de l'ensemble des consommateurs professionnels français en électricité (soit 67 % en volume de consommation annualisée) et 77 % en gaz naturel (soit 58 % en volume de consommation annualisée).

Les résultats présentés distinguent :

- les consommateurs dits « petits professionnels », soit les consommateurs d'électricité dont la puissance souscrite de soutirage 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 « 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.

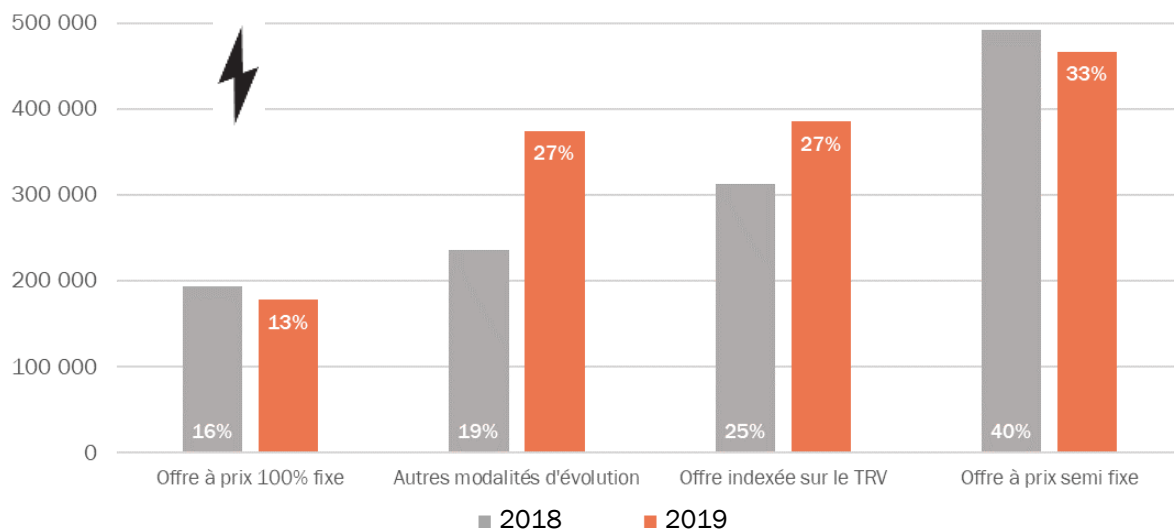
### 2.1 Les petits consommateurs professionnels continuent de plébisciter les offres à prix fixe

Les Figure 73 et Figure 74 présentent la répartition des offres de marché souscrites par les petits professionnels par typologie d'offres, au 31 décembre 2018 et 2019. Les consommateurs de gaz naturel ont souscrit majoritairement des offres à prix fixe, à hauteur de 71 %. Elles représentent 46% des souscriptions en électricité, soit une diminution de 10 points de pourcentage par rapport au 31 décembre 2018.

De la même manière que sur le segment résidentiel, la comparaison des taux de souscription à une offre indexée sur le TRV révèle une différence notable entre les deux marchés, avec 25% des offres de marché d'électricité et 14% pour le gaz naturel. Pour rappel, les modalités d'évolution des tarifs réglementés de vente sont différentes entre les deux énergies : les TRVG évoluent tous les mois alors que les TRVE ne sont généralement modifiés que deux fois par an.

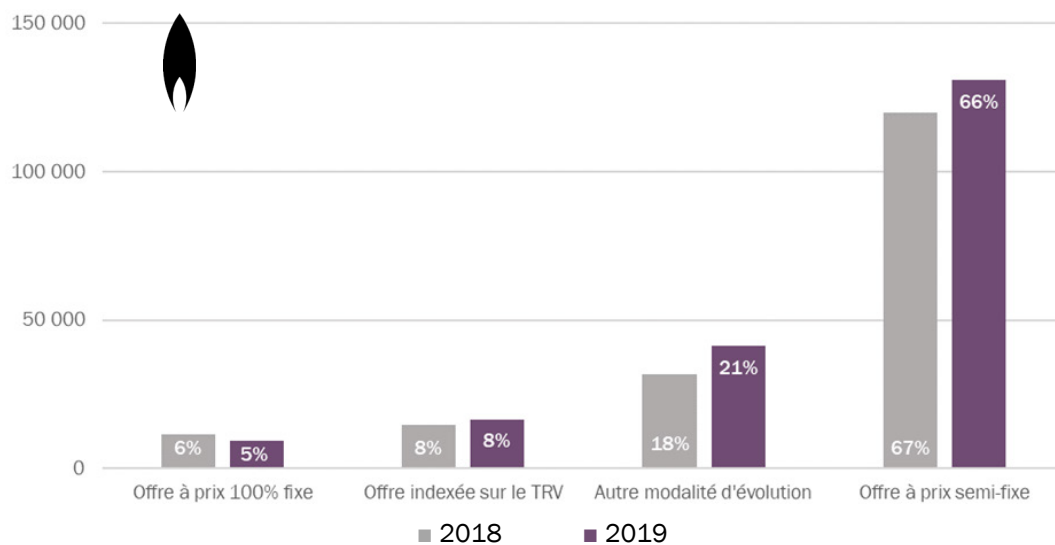
Ces résultats soulignent que les préférences des consommateurs petits professionnels sont relativement proches de celles observées sur le segment résidentiel, pour les deux énergies.

Figure 73 - Portefeuille des quatre principaux fournisseurs d'électricité, sur le segment des petits professionnels, par type d'offres souscrites au 31 décembre 2019, en nombre de sites



Source : Fournisseurs - Analyse : CRE

Figure 74 - Portefeuille des quatre principaux fournisseurs de gaz naturel, sur le segment des petits professionnels, par type d'offres souscrites au 31 décembre 2019, en nombre de sites



Source : Fournisseurs - Analyse : CRE

Les Figure 75 et Figure 76 présentent la répartition des durées des offres à prix fixe souscrites par les clients petits professionnels. Dans les deux énergies, les offres à prix fixe d'une durée d'engagement supérieure à 3 ans sont majoritaires.

Figure 75 - Portefeuille des quatre principaux fournisseurs d'électricité, sur le segment des petits professionnels par type d'offres de marché à prix fixe souscrites et leur durée d'engagement au 31 décembre 2019

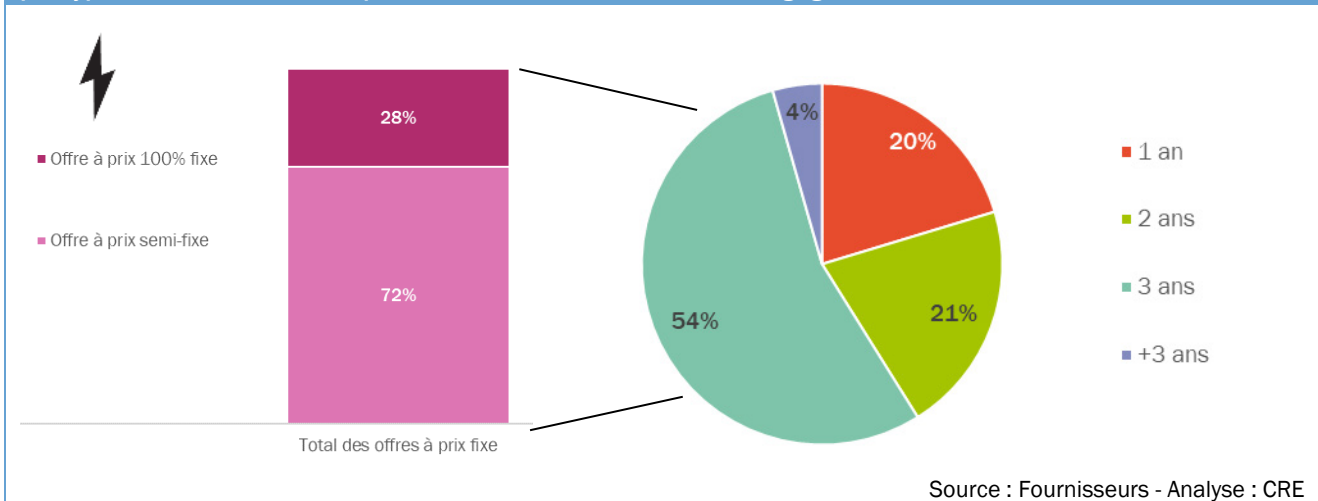
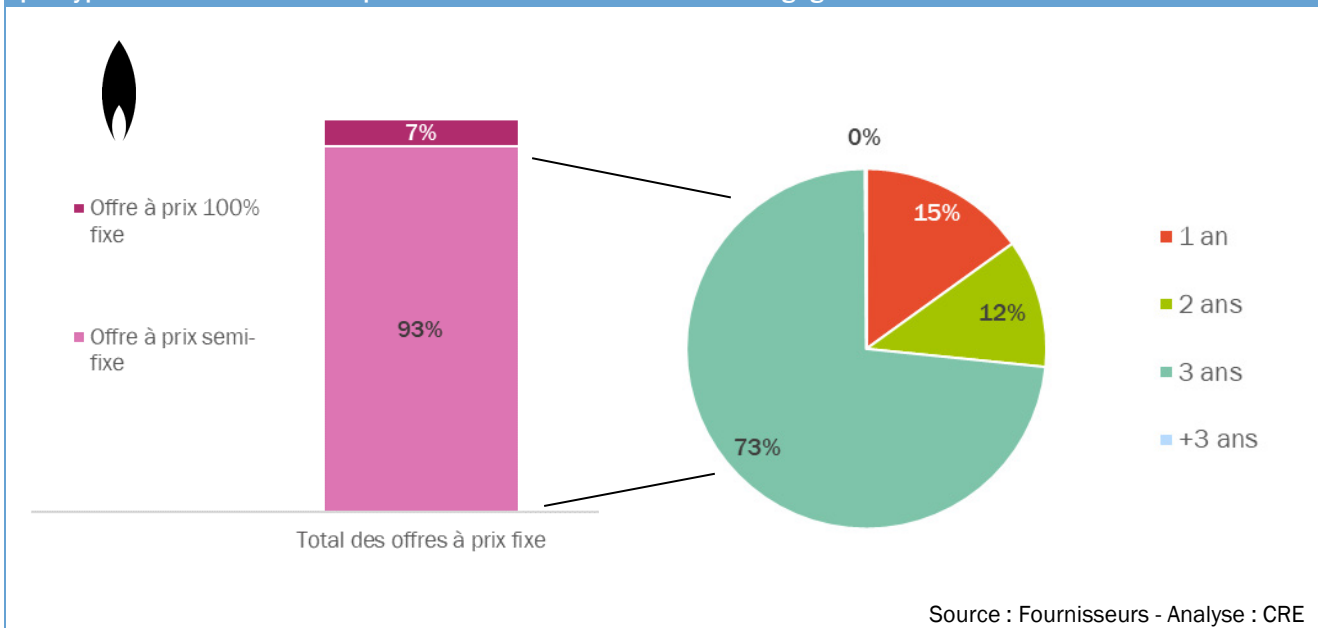


Figure 76 - Portefeuille des quatre principaux fournisseurs de gaz naturel, sur le segment des petits professionnels, par type d'offres de marché à prix fixe souscrites et leur durée d'engagement au 31 décembre 2019



## 2.2 Les consommateurs de haut de portefeuille privilégient des offres d'électricité à prix fixe et des offres de gaz naturel à prix indexé

Les Figure 77 et Figure 78 présentent la répartition des offres de marché souscrites par les gros consommateurs par typologie d'offres, au 31 décembre 2018 et 2019, en consommation annualisée (TWh).

En électricité, les consommateurs souscrivent en grande majorité des offres à prix fixe, constituant 71 % des volumes de consommation annualisée du segment des grands et moyens sites non résidentiels. Cette part est cependant en nette diminution par rapport à 2018.

En gaz naturel, sur le segment des sites non résidentiels non éligibles aux TRV (les sites non résidentiels raccordés au réseau de distribution dont la consommation annuelle de référence est supérieure à 30 MWh et les sites non résidentiels raccordés au réseau de transport), les offres à prix indexé sont préférées pour 52% du volume total contractualisé. Les indexations retenues portent quasi exclusivement sur des produits spots et à terme sur les places de marché PEG et TTF. Parmi elles, un certain nombre de contrats réutilisent la formule tarifaire d'évolution mensuelle des TRVG d'Engie, définie par les pouvoirs publics, sur proposition de la CRE.

Il n'y a pas d'explication évidente quant à la différence de tendance des consommateurs entre le marché de l'électricité et celui du gaz naturel.

On peut noter que les dispositifs réglementaires spécifiques que sont le mécanisme de capacité et l'ARENH (avec son écrêtement) constituent des éléments d'incertitude, qui n'existent pas sur le marché du gaz naturel. Il est possible que cette différence renforce l'inquiétude des consommateurs quant à la prévisibilité de leur facture d'électricité seulement. Toutefois, la grande majorité des offres d'électricité à prix fixe souscrites sont dites « semi-fixes », et à ce titre, répercutent dans le prix de fourniture les évolutions des composantes « capacité » et ARENH.

Figure 77 - Portefeuille des quatre principaux fournisseurs d'électricité par type d'offres souscrites, segment des grands et moyens consommateurs professionnels, aux 31 décembre 2018 et 2019

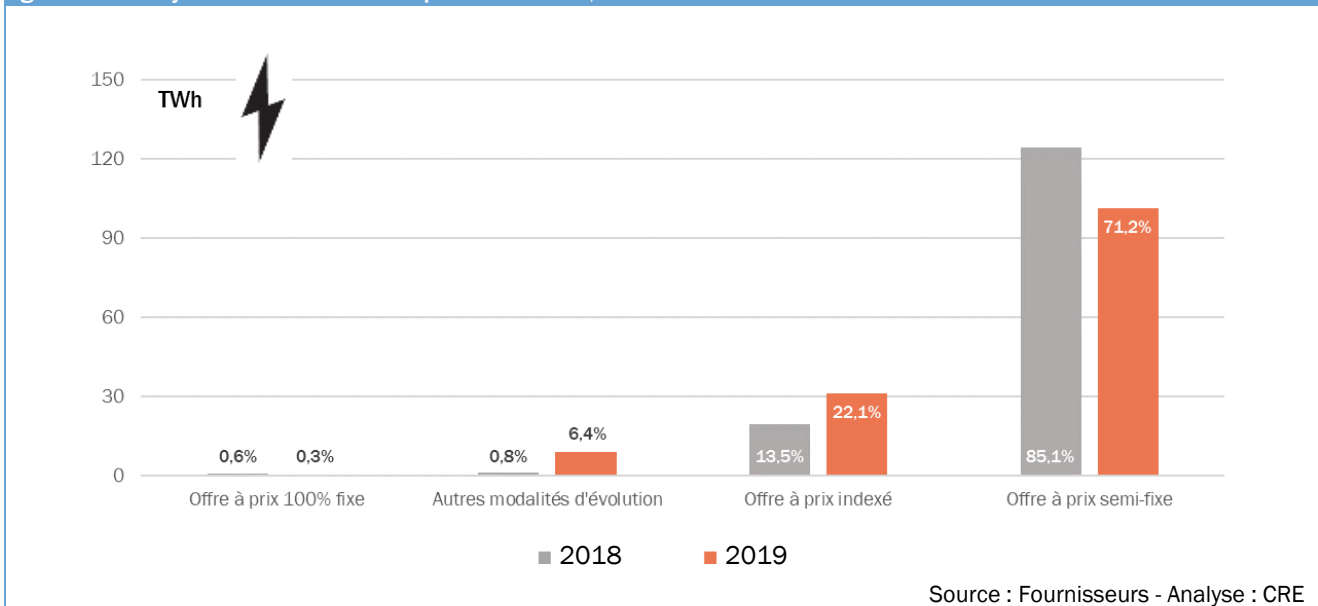
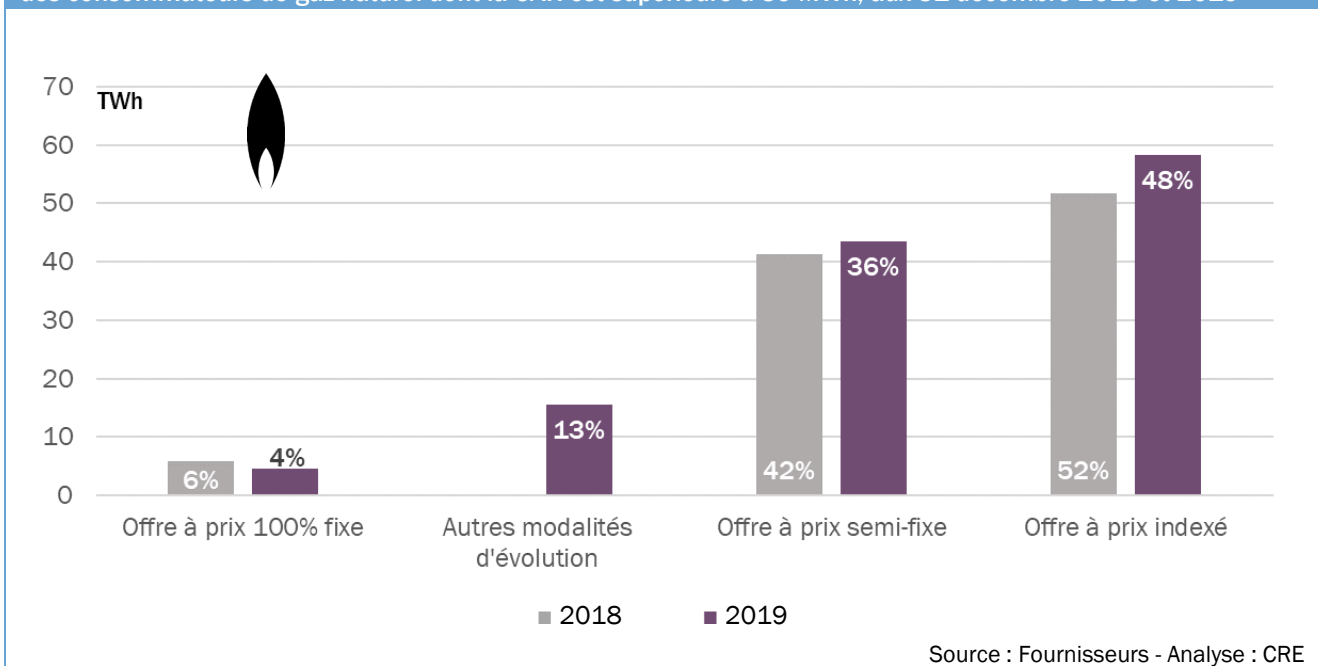


Figure 78 - Portefeuille des quatre principaux fournisseurs de gaz naturel par type d'offres souscrites, segment des consommateurs de gaz naturel dont la CAR est supérieure à 30 MWh, aux 31 décembre 2018 et 2019



Les Figure 79 et Figure 80 présentent la répartition des durées des offres à prix fixe souscrites par les clients non résidentiels.

En électricité, 62,1% des offres à prix fixe font apparaître une durée supérieure ou égale à 2 ans. La part de souscriptions pour des offres à prix fixe 1 an est cependant significative avec 37,4% et supérieure aux taux de souscriptions constatés sur le marché de masse pour ces offres (19% pour les petits professionnels et 19% pour les résidentiels).

En gaz naturel, la répartition des durées d'engagement sur les offres à prix fixe souscrites est relativement identique avec le marché de l'électricité. A noter que pour 23% des offres à prix fixe souscrites, la durée d'engagement n'est pas renseignée (un fournisseur n'ayant pas été en mesure de fournir ces données).

Figure 79 - Portefeuille (en volume de consommation) des quatre principaux fournisseurs d'électricité par type d'offres de marché à prix fixe souscrites et leur durée d'engagement, segment des grands et moyens consommateurs professionnels, au 31 décembre 2019

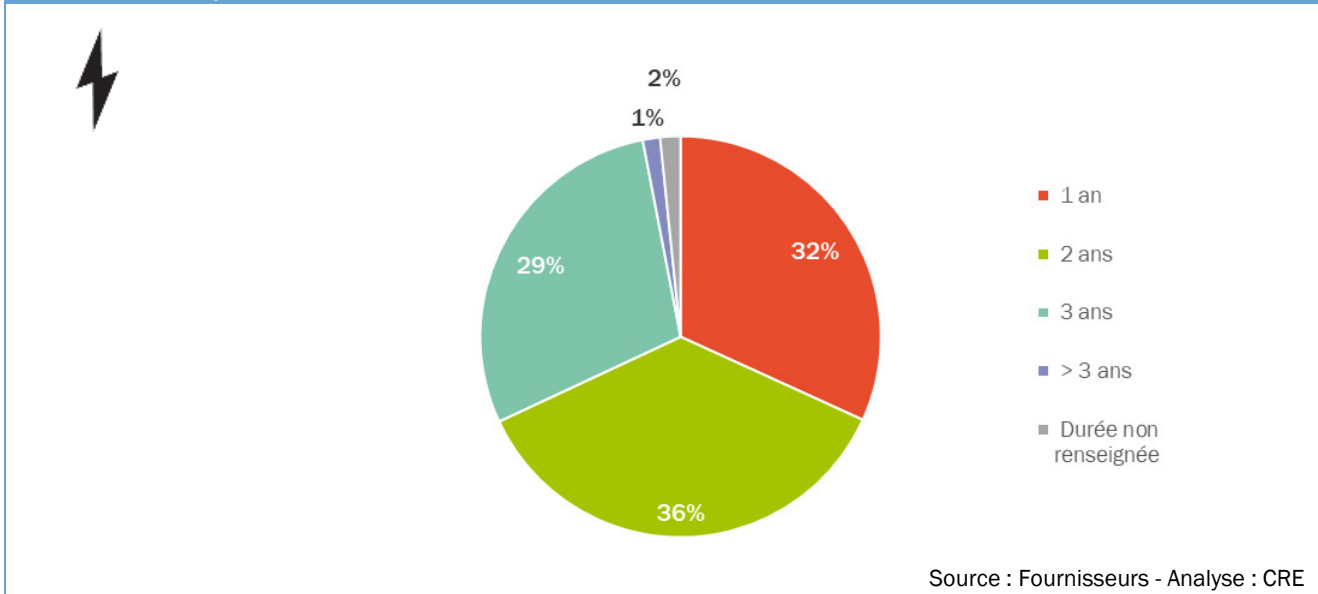
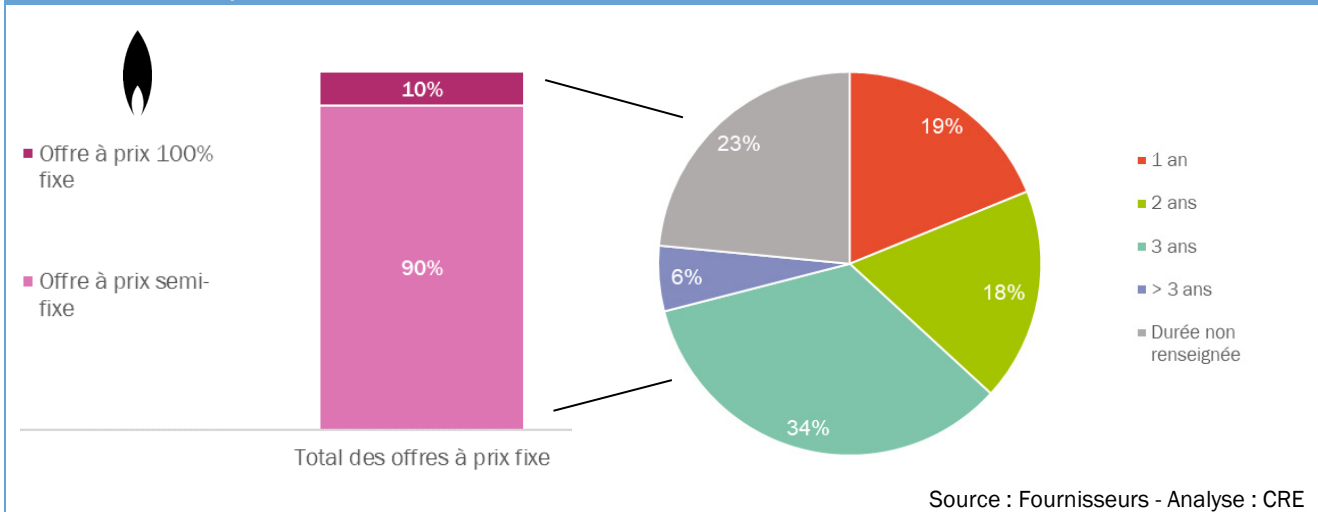


Figure 80 – Portefeuille (en volume de consommation) des quatre principaux fournisseurs de gaz naturel par type d'offres de marché à prix fixe souscrites et leur durée d'engagement, segment des consommateurs de gaz naturel dont la CAR est supérieure à 30 MWh, au 31 décembre 2019





### **2.3 Synthèse**

Les données collectées par la CRE auprès des principaux fournisseurs révèlent que les préférences des consommateurs petits professionnels sont proches de celles observées sur le segment résidentiel, pour les deux énergies. Ceux-ci plébiscitent majoritairement les offres à prix fixe, particulièrement pour le gaz naturel. Les contrats des offres à prix fixe portent généralement sur une durée d'au moins deux ans.

Concernant les consommateurs dits de haut de portefeuille, le fonctionnement du marché répond à des logiques plus « à la carte » permettant aux fournisseurs de répondre précisément aux besoins des consommateurs.

## **SECTION 3 : LE FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE DÉTAIL**

## 1. EVOLUTION DE L'ENVIRONNEMENT DES MARCHES DE DETAIL

### 1.1 Les différents marchés amont

L'objet de cette partie est d'apporter un éclairage sur les mécanismes de marché auxquels les fournisseurs sont confrontés et qui ont un impact direct sur la facture des consommateurs. Les événements notables des années 2018 et 2019 auxquelles le rapport est consacré sont en particulier mis en avant.

#### 1.1.1 Les conditions d'approvisionnement des fournisseurs sur les marchés de gros de l'énergie

Cette sous-section analyse les diverses modalités d'approvisionnement sur les marchés de gros de l'énergie auxquelles les fournisseurs ont recours pour couvrir les besoins de leur portefeuille de clients sur le marché de détail.

Le marché de gros est le lieu d'approvisionnement des fournisseurs et un outil de valorisation de la flexibilité par les signaux qu'il envoie. La liquidité du marché sur l'ensemble des produits disponibles aux diverses échéances permet de faire émerger des références de prix pour tous les types d'opérations : approvisionnement de fournisseurs, achats directs des producteurs, achats internes, PPA, etc. Il permet aussi aux fournisseurs de se protéger contre les variations des prix, de se rééquilibrer au fur et à mesure de leurs besoins.

Dans le cadre de ses missions, la CRE surveille activement les marchés de gros pour garantir leur efficacité et leur transparence. Elle publie une synthèse annuelle de ses analyses dans son rapport sur le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel<sup>63</sup>.

##### 1.1.1.1 Les fournisseurs d'électricité ont privilégié le recours à l'ARENH en 2018 et 2019 : pour la 1<sup>ère</sup> fois, cela a conduit au dépassement du plafond légal de 100 TWh

Les fournisseurs s'approvisionnent sur le marché de gros pour fournir de l'électricité à leurs clients. Ils peuvent acquérir des produits sur le marché spot (produits infra-journaliers, journaliers et week-end) ainsi que des produits à terme mensuels (M+1 à M+6), trimestriels (T+1 à T+11) et calendaires (AL+1 à AL+6). D'autres produits plus sophistiqués peuvent également être obtenus sur le marché OTC.

Les transactions des produits spot et à terme sur le marché français de l'électricité sont réalisées par l'intermédiaire des bourses de l'électricité (EPEX SPOT, Nord Pool Spot et EEX Power Derivatives) ainsi qu'en OTC<sup>64</sup> (transactions bilatérales pures et plateformes de courtage). Pour les fournisseurs qui disposent de moyens de production, elles leur permettent d'arbitrer entre différentes sources d'électricité de façon à faire bénéficier leurs clients des sources les plus compétitives et de vendre la part de leur production qui n'est pas consommée par leurs clients. Elles permettent enfin aux fournisseurs d'équilibrer la consommation de court terme à leurs actifs d'électricité en achetant et vendant suivant leurs besoins.

Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2011, l'Accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) permet aux fournisseurs d'accéder à un prix régulé à l'électricité produite par les centrales nucléaires historiques d'EDF qui étaient en service à la date de promulgation de la loi NOME. Le dispositif ARENH définit un volume global maximal d'électricité par période de livraison (ou plafond ARENH) pouvant être cédé par EDF à destination des consommateurs. L'article L. 336-2 du code de l'énergie tel que modifié par la loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat (loi Energie-Climat) dispose que ce volume ne peut excéder 100 TWh jusqu'au 31 décembre 2019 et 150 TWh à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2020. Ce volume, fixé par arrêté des ministres chargés de l'économie et de l'énergie après avis de la CRE, s'élève à 100 TWh depuis le début du dispositif<sup>65</sup> et n'a pas évolué à la suite de la promulgation de la loi Energie-Climat malgré la recommandation formulée par la CRE dans son rapport sur le dispositif publié en juillet 2020. Le prix de l'ARENH s'élève depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2012 à 42 €/MWh.

Les demandes d'ARENH ont augmenté de manière continue entre 2017 et 2020, jusqu'à finalement dépasser le plafond de 100 TWh une première fois à l'occasion du guichet de novembre 2018 (133 TWh à destination des consommateurs finals) puis à l'occasion du guichet de novembre 2019 (147 TWh à destination des consommateurs finals).

Cette hausse s'explique par l'augmentation de la part de marchés des fournisseurs alternatifs dans la fourniture d'électricité et par la compétitivité du produit ARENH par rapport au niveau des prix de marché de gros (y compris les prix des garanties de capacité) pour des livraisons de produits équivalents.

La plupart des fournisseurs<sup>66</sup> interrogés par la CRE au cours du 1<sup>er</sup> semestre 2019 ne constatent pas une hausse des litiges émanant de leurs clients, liée à la répercussion de l'écroulement de leurs droits ARENH. La prise en

<sup>63</sup> Le dernier en date : <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/functioning-of-the-wholesale-electricity-and-natural-gas-markets-2019>

<sup>64</sup> OTC : Over The Counter, marché de gré à gré.

<sup>65</sup> Arrêté du 28 avril 2011 fixant le volume global maximal d'électricité devant être cédé par Electricité de France au titre de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique

<sup>66</sup> Malgré des demandes réitérées, aucune association de représentants de consommateurs résidentiels n'a souhaité participer à ces entretiens.

compte de l'écèlement des droits ARENH dans le contrat de fourniture se distingue suivant les segments de consommateurs :

- Sur le marché de masse (soit les consommateurs résidentiels et les petits consommateurs professionnels) :
  - o pour les offres indexées sur les tarifs réglementés de vente, l'atteinte du plafond ARENH conduit les fournisseurs à acheter un complément d'énergie sur le marché selon des modalités identiques à celles prévues dans la construction des tarifs réglementés ;
  - o pour les offres à prix fixe (1 à 3 ans), les fournisseurs alternatifs incluent un premium de risque déterminé en amont sur la base d'hypothèses d'écèlement et de prix de marché pour le volume écèlement. Il est impossible pour un fournisseur de savoir précisément quelle part de la consommation d'un client pourra être couverte au prix de l'ARENH pendant la durée d'un contrat excédant un an. L'anticipation de l'atteinte du plafond ARENH aurait ainsi pu avoir un impact négatif sur le développement des offres à prix fixe, compte tenu de son impact à la hausse sur leurs niveaux. Toutefois, le nombre de consommateurs résidentiels ayant souscrit des offres à prix fixe a continué d'augmenter, pour atteindre 4,9 millions en décembre 2019 contre 4,7 millions en décembre 2018 ;
- pour les grands et moyens consommateurs professionnels, les contrats incluent généralement des clauses de répercussion directe de l'écèlement ARENH sur le prix de fourniture, limitant les risques pour les fournisseurs et donc diminuant les primes de risque pour les consommateurs qui doivent toutefois supporter l'incertitude sur le niveau de l'écèlement.

Certains fournisseurs indiquent utiliser la même méthode de couverture que celle des TRV pour approvisionner le volume qui a été écèlement. Par ailleurs, certains fournisseurs intègrent dans leurs offres la possibilité pour le client d'opter, en amont du guichet ARENH, pour l'achat de blocs d'énergie sur le marché de gros par anticipation de l'écèlement. Les volumes à acheter dans ce cas sont définis par les clients.

Dans la perspective de l'atteinte du plafond ARENH et dans un contexte de prix supérieurs au prix ARENH, la CRE a indiqué en octobre 2018 dans la délibération n°2018-221 que « si le plafond d'ARENH est atteint, EDF devra appliquer le même taux d'écèlement dans ses offres sur le marché de détail », et plus précisément que « les offres de marché d'EDF devront être fondées sur le même taux d'écèlement ». Dans le cas contraire, la CRE serait susceptible de saisir l'Autorité de la concurrence pour abus de position dominante. A ce jour, la CRE n'a pas constaté l'existence de telles pratiques par EDF.

La CRE analyse de manière plus détaillée les causes et les enjeux de l'atteinte du plafond du dispositif ARENH, dans son rapport publié le 22 juillet 2020<sup>67</sup>.

#### **1.1.1.2 Le PEG est devenu une place de marché incontournable de l'activité des fournisseurs de gaz naturel**

Les achats et ventes de gaz naturel sur le marché de gros en France se matérialisent par des échanges à un point d'échange, unique depuis le 1<sup>er</sup> novembre 2018, appelé PEG (Point d'échange du Gaz). Ces échanges se rattachent une seule zone d'entrée et de sortie du gaz, le *Trading Region France* (TRF).

La zone de marché unique permet aux fournisseurs de disposer d'une référence de prix unique du gaz naturel pour tout le territoire et quel que soit le point d'entrée du gaz sur le réseau principal.

Les transactions des produits spot et à terme sont réalisées par l'intermédiaire de bourses (Powernext), de courtiers, ainsi qu'en OTC. Sur la bourse Powernext, les fournisseurs peuvent acquérir des produits sur le marché spot (achats pour le jour même, le lendemain ou le week-end à venir) et des produits à terme mensuels (M+1 à M+4), trimestriels (Q+1 à Q+4), saisonniers (S+1 à S+4) et calendaires (CAL+1 à CAL+3). Des produits identiques ainsi que des variantes, notamment en matière de maturité, peuvent être obtenus sur le marché de gré à gré.

Le marché de gros du gaz est européen. On observe notamment une convergence des prix sur toute la zone Nord-Ouest-Centre de l'Europe, dont fait partie le marché français. Un fait notable est qu'en France et en Europe, les indexations pétrolières retenues dans les contrats d'importations de gaz naturel ont progressivement disparu au cours des années 2010. Les TRV de gaz naturel ont suivi cette tendance, puisque ceux-ci sont désormais indexés à plus de 99% sur les prix de gros du gaz naturel.

Depuis la réforme du stockage de gaz menée en 2018, les fournisseurs peuvent souscrire des capacités de stockage lors des enchères organisées par les trois opérateurs : Elengy, Storengy et Géométhane. Le calendrier des enchères s'étale entre novembre d'une année N au février d'une année N+1 pour des capacités utilisables jusqu'en hiver N+1/N+2. Les opérateurs choisissent les jours d'ouverture des enchères, dans un souci de maximisation des souscriptions de capacité (notamment lorsque les spreads hiver/été sont importants). Des enchères portant sur des capacités de stockage pluriannuelles sont aussi organisées chaque année en juillet.

<sup>67</sup> <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/rapport-pris-en-application-de-l'article-r.-336-39-du-code-de-l-energie-analysant-les-causes-et-les-enjeux-de-l-atteinte-du-plafond-du-dispositif>

Cette réforme a été un succès, et a fait disparaître un dysfonctionnement important du marché du gaz qui perdurait depuis des années, en plaçant tous les fournisseurs sur un pied d'égalité et en apportant la transparence sur le coût du stockage de gaz.

Les capacités de stockage pour l'année 2020-2021 ont été commercialisées lors des enchères pluriannuelles de juin 2019 puis entre le 12 novembre 2019 et le 27 février 2020. Elles ont permis de vendre la totalité des 128 TWh mis aux enchères à un prix moyen d'adjudication de 3,85 €/MWh, reflétant une forte hausse de l'écart de prix hiver/été par rapport à l'année précédente. Le stockage de gaz étant désormais une activité régulée, l'excédent de recettes en résultant pour les opérateurs a été restituée aux consommateurs par le biais d'une diminution de la composante stockage du tarif de transport de gaz.

En conclusion, la création de la zone de marché unique, la réforme du stockage de gaz permettent au marché de gros français du gaz de bien fonctionner. L'existence de capacités d'importation importantes, par canalisations et GNL, conduit à une excellente convergence des prix avec l'Europe du nord-ouest.

### 1.1.2 L'évolution des règles d'équilibrage permet de mieux responsabiliser les fournisseurs afin d'activer des leviers de maîtrise de la consommation

Le processus de reconstitution des flux vise à déterminer la courbe de consommation ou de production de chaque site raccordé au réseau de distribution d'électricité au pas demi-horaire et à l'affecter au responsable d'équilibre (RE) correspondant. Ce processus permet de déterminer les écarts entre injection et soutirage de chaque périmètre d'équilibre et de les facturer au responsable d'équilibre associé.

Les calculs de reconstitution des flux se fondent soit sur les courbes de charge télérelevées, qui donnent la consommation réelle demi-horaire de chaque site concerné, soit sur les profils de consommation, qui approximent cette consommation en fonction du comportement collectif attendu d'une catégorie de clients. Les profils sont aujourd'hui nécessaires pour les clients dont les relevés de consommation se font à des pas temporels plus larges que les pas demi-horaires. En pratique, les clients équipés de compteurs mécaniques ou électroniques sont relevés seulement deux fois par an, tandis que les clients équipés de compteurs Linky, généralement une fois par mois.

Le passage en courbe de charge des sites professionnels de moyenne et grande taille ainsi que celui du profilage statique vers le profilage dynamique améliorent la précision des estimations de consommations de l'ensemble des acteurs et les responsabilisent sur la base des niveaux réels de consommation de leurs clients. Cette responsabilisation leur permettra d'activer des leviers de maîtrise de la consommation tels que les effacements ou le pilotage de charge.

#### *Passage en profilage dynamique pour les petits consommateurs résidentiels et professionnels*

Les profils donnent ainsi la répartition d'une demi-heure à l'autre de la consommation réalisée entre deux relevés. La très grande majorité des sites raccordés en basse tension de puissance souscrite inférieure à 36kVA sont à ce jour des sites associés à des profils de consommation (clients dits « profilés »).

Il existe aujourd'hui deux catégories de profils :

- Profils dits « statiques » appliqués depuis le 1er janvier 2004. La grande majorité de ces profils ont disparu le 4 juillet 2020 ;
- Profils dits « dynamiques » qui seront généralisés en remplacement des profils « statiques ». Ces profils existent depuis juillet 2018 à la suite de la délibération de la CRE du 3 mai 2018.

Ces deux catégories de profils sont de portée nationale, c'est-à-dire qu'ils s'appliquent de la même façon à tous les clients sans distinction géographique ou de périmètre d'équilibre

Les profils « statiques » sont définis selon quatre coefficients (demi-horaires) permettant d'une part de caractériser les fluctuations moyennes de consommation sur l'année (hebdomadaires, journalières et horaires) et, d'autre part, la sensibilité de la consommation à la température (via l'application de gradients). Les coefficients des profils statiques sont définis ex ante. En d'autres termes, l'ensemble des coefficients applicables sont connus en avance et chaque fournisseur est capable de déterminer, hormis pour les effets de température, la forme de chaque profil statique sur n'importe quelle période à venir (par exemple un an). Les profils sont revus sur le fondement de la consommation d'un panel représentatif de clients (en pratique les profils statiques évoluent peu d'une année à l'autre).

A l'inverse, les profils dynamiques sont connus ex post sur le fondement des consommations réalisées évaluées grâce à des panels de consommateurs équipés de compteurs communicants.

Les profils dynamiques améliorent significativement la représentativité des profils en tenant compte des événements et évolutions non prédictibles ex ante (par exemple la crise sanitaire liée à l'épidémie de Covid-19). Une première prévision des coefficients des profils dynamiques d'une journée J est publiée par Enedis dès J+1 sur le

fondement des relèves issues des compteurs Linky. Les fournisseurs doivent dès lors, s'ils veulent limiter leur exposition aux écarts, réaliser des prévisions de consommation d'une journée à l'autre en développant des outils spécifiques (précédemment ces outils concernaient uniquement la prévision de température).

Par ailleurs, les relèves mensuelles permises dorénavant par le déploiement des compteurs Linky permettent pour chaque client un recalage mensuel de son profil sur la base de sa consommation réelle ce qui pourra induire un coût d'approvisionnement pour son fournisseur différent de celui d'un autre consommateur ayant la même option. Cela induit un facteur d'incertitude pour lequel les fournisseurs devront se couvrir.

### ***Généralisation du traitement en courbe de charge pour les sites professionnels de moyenne et grande taille***

La généralisation du traitement en courbe de charge pour les sites des points HTA et BT > 36 kVA constitue une évolution fondamentale pour le bon fonctionnement du marché de l'électricité. En effet, l'allocation à chaque responsable d'équilibre des quantités consommées au sein de son périmètre est réalisée aujourd'hui sur la base de profils de consommation représentant les différentes catégories de consommateurs. Chaque profil regroupe un très grand nombre d'utilisateurs et l'allocation des quantités pour un consommateur donné ne représente pas sa consommation réelle, mais le comportement moyen de tous les utilisateurs ayant le même profil. Ainsi, pour un consommateur profilé, un fournisseur n'a aucune incitation à lui adresser des signaux, par exemple pour l'inciter à réduire sa consommation au moment des pointes, puisque cela ne se répercute pas dans les quantités qui lui sont allouées au moment de la reconstitution des flux.

L'utilisation de courbes de charge pour la reconstitution des flux permettra au contraire à chaque fournisseur d'être incité financièrement sur la consommation réelle de chacun des consommateurs de son portefeuille.

## **1.1.3 L'impact du mécanisme de capacité pour les consommateurs d'électricité**

### **1.1.3.1 Rappel et compétence de la CRE**

#### **Principe du mécanisme de capacité**

Les dispositions des articles L. 335-1 et suivants du code de l'énergie établissent un dispositif d'obligation de capacité. Celui-ci 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 en charge de l'énergie sur proposition du gestionnaire de réseau de transport et après avis de la Commission de régulation de l'énergie. Le dernier jeu de règles du mécanisme de capacité a été approuvé par l'arrêté du 16 septembre 2020 modifiant les règles du mécanisme de capacité et pris en application de l'article R. 335-2 du code de l'énergie, après avis favorable de la CRE<sup>68</sup>.

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.

L'obligation de capacité est déterminée par la consommation sur les périodes de pointes PP1, à savoir les plages horaires [7h00 ;15h00[ et [18h00 ;20h00[ des jours PP1 ; lesquels sont sélectionnés par RTE suivant la consommation nationale. RTE sélectionne chaque année entre 10 et 15 jours PP1, sur les mois de novembre à mars ; et notifie la sélection des jours de PP1 la veille, permettant ainsi aux consommateurs les plus flexibles d'adapter leur consommation pendant la période de pointe.

#### **Cadre et contexte de l'analyse**

Dans le cadre de la mission qui lui est confiée par les dispositions de l'article L. 131-1 du code de l'énergie, la CRE veille au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel, au bénéfice des consommateurs finals. Elle a ainsi mené une analyse des modalités de répercussion du prix de la capacité dans les prix de détail et de l'impact de ce prix sur les consommateurs, notamment les plus thermosensibles d'entre eux.

Dans ce cadre, la CRE a rencontré les fournisseurs Electricité de France, Engie, Gazel Energie, Total Direct Energie et Alpiq pour avoir un aperçu des méthodologies de répercussion appliquées sur le segment des consommateurs professionnels. Une analyse de l'impact du mécanisme de capacité sur les consommateurs avait déjà été menée par la CRE<sup>69</sup>. A l'instar de la précédente étude, la CRE a segmenté son analyse selon la méthode de comptage de la consommation des clients : télérelevé ou profilé.

<sup>68</sup> Délibération n°2020-222 du 10 septembre 2020 portant avis sur le projet de modification des règles du mécanisme de capacité proposé par RTE pour contribuer à la sécurité d'approvisionnement sur l'hiver 2020-2021.

<sup>69</sup> CRE, Rapport de surveillance des marchés de détail 2016-2017



En effet, la détermination de l'obligation de capacité à l'issue de l'année de livraison est possible pour les clients télérelevés, mais n'intervient malheureusement que beaucoup plus tard pour les clients profilés<sup>70</sup>. Alors que dans le premier cas, le fournisseur peut répercuter exactement le coût que génère le client, dans le deuxième, il intègre le risque associé à l'erreur d'estimation par le biais de « *mark-up* » de risque. La répercussion du mécanisme de capacité diffère donc significativement entre les consommateurs télérelevés et profilés.

### 1.1.3.2 Répercussion du mécanisme de capacité pour les consommateurs télérelevés

Les clients télérelevés, de par leur consommation élevée ainsi que leur bonne connaissance du marché, souscrivent généralement des contrats de fourniture d'électricité personnalisés. Les modalités de répercussion de l'obligation de capacité sont donc définies au cas par cas. Les retours des fournisseurs que la CRE a pu collecter permettent cependant de dégager certaines tendances.

#### Volumes d'obligation

L'analyse des documents transmis par les fournisseurs montre que leurs offres sont construites afin que soit répercuté sur chaque client télérelevé le volume d'obligation qu'il génère réellement. Pour ces clients, il est possible de déterminer, quelques mois après la fin de l'année de livraison, l'obligation de capacité générée. Ainsi, la pratique la plus courante constatée, pour ces clients, est un paiement tout au long de l'année de l'estimation prévisionnelle associée à une régularisation *ex post* calculée sur la base de leur obligation effective.

Cette régularisation intervient généralement au cours du 1<sup>er</sup> trimestre de l'année suivant l'année de livraison. Pour les clients ne souhaitant pas de régularisation *ex post*, certains fournisseurs proposent des offres incluant un *mark up* de risque supplémentaire.

#### Approvisionnement en garanties de capacité

L'ARENH ne se limite pas la livraison d'un ruban d'énergie, mais inclut également un volume correspondant de garanties de capacité, le tout au prix de 42€/MWh. Dans la plupart des cas, les garanties de capacité obtenues par les droits ARENH d'un client ne permettent pas de couvrir l'intégralité de son obligation<sup>71</sup>. Les fournisseurs ont ainsi à s'approvisionner sur le marché des garanties de capacité pour le complément aux volumes apportés par l'ARENH.

En général, c'est le fournisseur qui procède à l'achat des garanties de capacité. Les modalités d'achat, qui impactent le prix de la capacité répercuté au client, sont également sujettes à discussions avec le consommateur. L'achat échelonné sur les enchères précédant l'année de livraison ou l'achat à la première enchère suivant la signature du contrat constituent des pratiques courantes. Par rapport à 2017, le marché de capacité de gré à gré s'est également développé et les fournisseurs y recourent de plus en plus pour couvrir l'obligation de leurs clients.

Pour certains contrats, le consommateur se charge de l'apport en garanties de capacité, en acquérant les garanties de capacité auprès d'un tiers puis en effectuant un transfert sur le compte d'Acteur Obligé du fournisseur. Dans ces conditions, le client est également en charge du paiement des écarts en AL+3.

#### Référence de prix de la capacité

Dans le cas où le fournisseur se charge de l'achat des garanties de capacité associées à l'obligation de son client, la somme payée par ce dernier correspond au produit de son obligation et d'un prix de référence présenté par le fournisseur, auquel s'ajoutent des frais de gestion.

Tout comme en 2017, la référence du Prix de référence moyen (PRM) reste assez largement utilisée, car il servait jusqu'à l'année de livraison 2019 de prix de référence pour le règlement financier relatif au rééquilibrage en capacité. Le PRM est défini comme la moyenne arithmétique des prix révélés par les enchères réalisées sur les plates-formes d'échanges organisés en amont de l'année de livraison<sup>72</sup>. L'utilisation du PRM reproduit l'échelonnement de l'achat de garanties sur les enchères précédant l'année de livraison. Cependant de nombreuses autres références sont utilisées, telles que le prix de la dernière enchère précédant une année de livraison, la moyenne arithmétique des prix des enchères postérieures à la contractualisation ou le prix d'une enchère choisie par le client et antérieure à une date fixée par le fournisseur.

Le Prix de référence des écarts (PREC) défini à partir de l'année de livraison 2020 comme le prix révélé par la dernière enchère réalisée sur les plates-formes d'échanges organisés précédant l'année de livraison, est également de plus en plus utilisé ; il remplace le PRM à compter de l'année de livraison 2020 comme prix de référence pour le règlement financier relatif au rééquilibrage en capacité.

<sup>70</sup> En application des règles du mécanisme de capacité, le fournisseur est notifié de son volume d'obligation pour l'année AL (année de livraison) en mars de l'année AL+3. Ce délai important entre la fin de l'année de livraison et le calcul *ex post* de l'obligation impose, en pratique, au fournisseur d'inclure des clauses particulières permettant d'estimer au plus juste l'obligation de son client à des horizons moins lointains.

<sup>71</sup> Dans de rares cas, des consommateurs disposent de droits ARENH supérieurs à leur obligation, ils disposent d'un surplus de garantie de capacité, rémunéré par le fournisseur.

<sup>72</sup> Délibération n° 2019-040 du 28 février portant décision sur les modalités de calcul de la référence de prix pour le calcul des écarts dans le cadre du mécanisme de capacité.



Les prix constatés sur le marché de capacité de gré à gré sont également devenus des références importantes, d'une part en raison de la maturation du marché de capacité de gré à gré, de plus en plus liquide et, d'autre part, de l'incompréhension des acteurs quant à la formation des prix lors des enchères de capacité.

### Modalité de facturation

Pour les clients télérelevés, les facturations de l'énergie et de la capacité sont généralement distinctes. Le paiement de la part capacitaire s'effectue en cours d'année de livraison en se basant sur une estimation *ex ante* de l'obligation du consommateur.

Cette méthode *ex ante* s'appuie parfois sur des coefficients de capacité (exprimés en kW/MWh) reliant la consommation sur les heures PP1 (ou sur des postes horo-saisonniers plus larges) à l'obligation du client. Cette méthode permet de concentrer l'impact en termes de prix sur les mois incluant les heures de fortes demandes.

Pour les grands clients télérelevés ayant fait le choix de définir eux-mêmes l'approvisionnement en garantie de capacité, le fournisseur n'opère que comme un intermédiaire permettant l'accès au marché à son client. Le client achète ses garanties à prix coûtant. Si le client ne couvre pas entièrement son obligation prévisionnelle avant une date limite déterminée entre les parties, le fournisseur peut imposer la facturation du reliquat à un prix défini au contrat.

### Modalités de régularisation

Les clients télérelevés voient, la plupart du temps, leur obligation recalculée *ex-post* par le fournisseur. Il est techniquement possible pour un fournisseur de calculer l'obligation générée par le client au début de l'année suivant l'année de livraison, soit bien en amont de la notification prévue par les règles du mécanisme de capacité en AL+3. Le fournisseur peut alors comparer le volume d'obligation déjà facturé au client et le volume d'obligation réellement généré pour effectuer une régularisation sur la base du réalisé.

Les modalités de régularisation peuvent cependant varier selon les fournisseurs et les clients.

Certaines clauses permettent, au moyen du paiement d'une prime, d'éviter au client toute régularisation financière de son obligation de capacité. Cette prime se présente alors généralement comme un « mark-up » supplémentaire additionné au coût de la capacité et permet au client d'avoir de la visibilité sur le montant de sa facture, en contrepartie d'un coût légèrement supérieur à celui qui aurait permis de couvrir son obligation effective.

Afin de limiter l'exposition au prix des écarts, certains fournisseurs proposent une régularisation des écarts au prix du contrat dans la limite d'un « tunnel de tolérance » entre l'obligation prévisionnelle et effective. Dans ce cas, si l'obligation effective du client est comprise dans le tunnel (ex : un écart inférieur à un pourcentage donné), les écarts sont facturés à un prix préférentiel (souvent le prix du contrat), dans le cas contraire le client se voit facturer son écart à un prix plus important. Là encore, l'utilisation de telles clauses a pour conséquence la prise en compte d'un risque supplémentaire pour le fournisseur, qui est répercuté au consommateur au travers d'un « mark up » additionnel.

#### 1.1.3.3 Répercussion du mécanisme de capacité pour les consommateurs profilés

Les consommateurs profilés souscrivent des contrats standards ne permettant pas de moduler la répercussion du mécanisme de capacité dans leur contrat de fourniture d'électricité.

### Volumes d'obligation

Le volume d'obligation répercuté aux clients profilés ne correspond pas avec certitude à l'obligation effectivement générée. Cela est dû, d'une part, au fait que l'obligation exacte n'est connue qu'après la réconciliation temporelle qui intervient très tardivement et, d'autre part, au caractère standard des offres à destination de ce grand nombre de clients.

Les volumes d'obligation sont donc fondés sur des coefficients de capacité exprimés en kW/MWh qui permet d'estimer statistiquement l'obligation d'un client suivant sa consommation annuelle. Ces coefficients sont construits à partir des profils de consommations Enedis, de leur thermosensibilité et des probabilités de tirage des jours PP1.

Bien que tous les fournisseurs semblent utiliser la même méthode de détermination de ces coefficients, des différences existent. Le Tableau 7 montre un exemple de coefficients transmis par les fournisseurs (renommés 1, 2 et 3) et leur comparaison avec les valeurs obtenues par les simulations de la CRE<sup>73</sup>. Les divergences entre les fournisseurs sont moindres que celles observées au cours de l'année de livraison 2017.

<sup>73</sup> Les modalités de calcul des coefficients de capacité peuvent être consultées dans le rapport de surveillance des marchés de détail 2016-2017, Annexe 2

Tableau 7 - Coefficients de capacité transmis par les fournisseurs pour l'année de livraison 2019, par profil (ENT et PRO) et sous-profil (P1, P2 et P3)

	P1				P2				P3			
	1	2	3	CRE	1	2	3	CRE	1	2	3	CRE
ENT1	0,602	0,594	0,569	0,582	0,038	0,039	0,037	0,038				
ENT3	1,548	1,549	1,512	1,532	0,530	0,4907	0,483	0,476				
ENT5			1,738	1,798			0,761	0,789			0,087	0,073
PRO1	0,272	0,259	0,256	0,259								
PRO2	0,352	0,350	0,332	0,335	0,0576	0,0565	0,054	0,055				
PRO5	0,099		0,086	0,087								

S'agissant des petits professionnels et résidentiels, les coefficients de capacité ne sont pas distingués dans la facture des consommateurs.

### Approvisionnement

La souscription à l'ARENH est décidée par le fournisseur suivant un arbitrage entre le prix de l'ARENH et la somme des prix de l'électricité et de la capacité observés sur le marché de gros. Dans le cas où un fournisseur décide de souscrire à l'ARENH, les coefficients de capacité sont adaptés pour chaque profil afin de prendre en compte les volumes de garantie de capacité obtenus via l'ARENH.

L'obligation résiduelle après obtention des garanties de capacité liées à l'ARENH est couverte par le fournisseur à sa discrétion. Le fournisseur est aussi en charge, le cas échéant, de régler les écarts en AL+3.

### Référence de prix

Les clients en offres de marché indexées sur les TRV reproduisent le coût de la capacité calculé dans la construction par empilement des TRV.

Pour les clients en offre de marché à prix fixe, le fournisseur peut fixer le prix suivant sa meilleure prévision des coûts sur la période de livraison. Les enchères débutant deux ans avant l'année de livraison, les fournisseurs sont capables d'anticiper partiellement le prix de la capacité à répercuter à leurs clients.

Dans le cas des clients profilés, la référence de prix utilisée ne préjuge en rien des moyens employés par le fournisseur pour couvrir l'obligation de ses clients.

### Modalités de facturation

Pour les clients résidentiels et petits professionnels, la capacité n'est pas dissociée du coût de l'énergie.

Pour les clients profilés de grande et moyenne tailles, la facture d'électricité explicite la part de la capacité dans la facture d'électricité. Pour autant, la part capacitaire est en pratique facturée sur la part variable du contrat, en €/MWh, bien que rien n'interdise de répercuter le prix de la capacité sous la forme d'un terme proportionnel à la puissance souscrite.

### Modalités de régularisation

Les clients profilés ne sont pas sujets à une régularisation ex-post. La répercussion de la capacité à ces clients se fait sur la base d'une prévision ex-ante.

#### 1.1.3.4 Conclusions quant à l'impact du mécanisme de capacité sur les offres des consommateurs

Les modalités de répercussion pour les clients télérelevés n'ont pas fondamentalement changé, même si la CRE observe une diversification des pratiques dans l'approvisionnement en garanties de capacité. En effet, si certains fournisseurs n'ont qu'un rôle d'intermédiaire, d'autres mettent à profit un effet de foisonnement pour couvrir leur obligation à l'échelle du portefeuille et non du client.

Les références de prix se diversifient dans les contrats de fourniture avec l'entrée en vigueur du PREC et la part croissante du marché de gré à gré.

Enfin, les risques sont mieux évalués comme en atteste l'introduction d'options de flexibilité dans le paiement des écarts.

Pour les clients profilés, les pratiques sont également identiques à celles identifiées sur l'année 2017, il ressort des retours des acteurs une meilleure maîtrise dans le calcul des coefficients de capacité répercutant l'obligation sur chaque profil.

Les consommateurs interrogés par la CRE n'ont pas soulevé de problème quant aux modalités de répercussion du mécanisme de capacité dans les contrats de fourniture en 2018 et 2019.

La CRE constate enfin qu'un travail pédagogique reste nécessaire auprès des consommateurs pour expliquer les objectifs du mécanisme de capacité. Ce dernier est encore largement incompris et parfois assimilé à une taxe par les consommateurs.

## 1.2 Le dispositif des CEE et ses impacts sur les marchés de détail

### 1.2.1 Le marché des CEE

#### 1.2.1.1 Le cadre réglementaire des CEE

Le dispositif des certificats d'économies d'énergie (CEE) a été créé en 2005 par la loi POPE du 13 juillet 2005 (Programme fixant les orientations de la politique énergétique). Les pouvoirs publics incitent notamment les fournisseurs d'énergie et distributeurs de carburant (« les obligés »), à promouvoir activement l'efficacité énergétique auprès des consommateurs. Ces économies d'énergie si elles se réalisent leur donnent droit à l'obtention de CEE (1 CEE = 1 kWh<sub>cumac</sub><sup>74</sup> d'énergie finale).

La nature de l'obligation est définie par l'article L. 221-1 du code de l'énergie : « Sont soumises à des obligations d'économies d'énergie : [...] 2° Les personnes qui vendent de l'électricité, du gaz [...] aux consommateurs finals et dont les ventes annuelles sont supérieures à un seuil défini par décret en Conseil d'Etat. Les personnes mentionnées aux [...] 2° peuvent se libérer de ces obligations soit en réalisant, directement ou indirectement, des économies d'énergie, soit en acquérant des certificats d'économies d'énergie. » Un objectif pluriannuel par période est défini puis réparti entre les fournisseurs en fonction du volume de leur vente d'énergie aux clients résidentiels et tertiaires. Lorsque ce volume est inférieur à un seuil défini par décret, les fournisseurs concernés ne sont pas obligés. En outre, la fourniture d'électricité ou de gaz naturel à un consommateur industriel ou du secteur agricole (au sens du code NAF) n'engendre pas d'obligation.

Les « obligés » doivent, en fin de période, justifier de la détention d'un montant de CEE leur permettant de couvrir leur obligation.

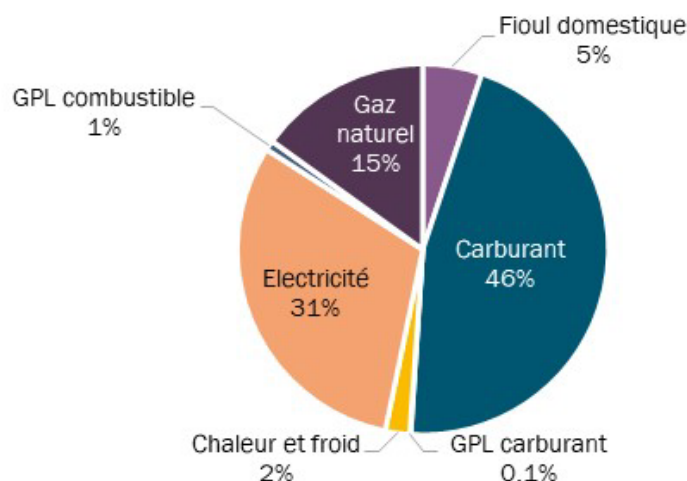
Quatre périodes ont été mises en place jusqu'à aujourd'hui. Des discussions sont en cours quant à la mise en place de la 5<sup>ème</sup> période d'obligation qui débutera au 1<sup>er</sup> janvier 2022 :

- 1<sup>ère</sup> période : du 1<sup>er</sup> juillet 2006 au 30 juin 2009, avec un objectif de 54 TWh<sub>cumac</sub> ;
- 2<sup>ème</sup> période : du 1<sup>er</sup> janvier 2011 au 31 décembre 2014, avec un objectif de 345 TWh<sub>cumac</sub> ;
- 3<sup>ème</sup> période : du 1<sup>er</sup> janvier 2015 au 31 décembre 2017, avec un objectif de 700 TWh<sub>cumac</sub>. Une nouvelle obligation dédiée aux ménages en situation de précarité énergétique a été instaurée au 1<sup>er</sup> janvier 2016. L'objectif de la 3<sup>ème</sup> période pour cette nouvelle obligation est de 150 TWh<sub>cumac</sub> ;
- 4<sup>ème</sup> période : du 1<sup>er</sup> janvier 2018 au 31 décembre 2021, avec un objectif de 2 133 TWh<sub>cumac</sub>, dont 533 TWh<sub>cumac</sub> issues de l'obligation « précarité ». La 4<sup>ème</sup> période devait initialement se terminer le 31 décembre 2020 avec une obligation de 1 600 TWh<sub>cumac</sub> dont 400 TWh<sub>cumac</sub> issues de l'obligation « précarité ». Un décret, publié le 11 décembre 2019 au Journal officiel, l'a prolongé d'un an « sans modifier le rythme annuel d'obligation »<sup>75</sup>.

La Figure 81 précise la répartition de l'obligation totale de 2 133 TWh<sub>cumac</sub> par énergie pour la 4<sup>ème</sup> période. L'obligation CEE respective des fournisseurs d'électricité et de gaz pour la 4<sup>ème</sup> période est approximativement 500 et 240 TWh<sub>cumac</sub>.

<sup>74</sup> Cumac : « cumulés » et « actualisés ». L'économie d'énergie finale est cumulée et actualisée sur la durée de vie du produit.

<sup>75</sup> <https://www.legifrance.gouv.fr/eli/decret/2019/12/9/TRER1922307D/jo/texte>

Figure 81 - Répartition de l'obligation totale de la 4<sup>ème</sup> période par type d'énergie

N.B. : ce graphique correspond à la répartition par énergie avant prolongation de la 4<sup>ème</sup> période

Source : Ministère de la transition écologique et solidaire - Analyse : CRE

L'article R.221-4 du code de l'énergie, fixe les coefficients de proportionnalité pour chaque énergie permettant aux fournisseurs de déterminer leur obligation annuelle à partir de leurs ventes, en particulier :

- 1 MWh d'électricité vendu à un client résidentiel ou tertiaire crée une obligation de 0,463 MWh<sub>cumac</sub> ;
- 1 MWh de gaz naturel vendu à un client résidentiel ou tertiaire crée une obligation de 0,278 MWh<sub>cumac</sub> ;

Par ailleurs, depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2016, les obligés sont soumis à une nouvelle obligation de CEE dit « précarité ». Celle-ci est égale à 0,333 fois l'obligation annuelle calculée précédemment. Les CEE « précarité » ne peuvent être produits qu'au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique. Un CEE « précarité » peut être utilisé pour répondre à l'obligation CEE « classique », mais pas l'inverse.

L'obligation est calculée par année civile de la période, en fonction des volumes d'énergie vendus par l'obligé pendant l'année. Seules les quantités excédant les seuils définis dans le décret sont prises en compte pour le calcul de l'obligation. En particulier, les fournisseurs d'électricité ou de gaz commercialisant un volume inférieur à ce seuil (400 GWh en électricité et en gaz naturel pour la 4<sup>ème</sup> période) aux clients résidentiels et tertiaires ne sont pas obligés. A titre d'illustration, 400 GWh représente environ 0,1% de la consommation nationale et correspond à la consommation annuelle d'à peu près 90 000 clients domestiques en électricité ou 40 000 en gaz naturel.

Pour couvrir son obligation, un fournisseur d'énergie dispose de trois canaux différents d'acquisition de CEE :

1. il peut produire les CEE en propre ou via des partenariats. Les acteurs peuvent obtenir des CEE en effectuant, notamment, des travaux de rénovation énergétique sur leur propre portefeuille de clients, en les collectant à partir d'offres commerciales *ad hoc* ou à partir de partenariats avec des artisans certifiés RGE (le label RGE, instauré en 2011, est obligatoire depuis 2015 pour réaliser des travaux d'économies d'énergie ouvrant droit à des CEE). Ces travaux de rénovation énergétique correspondent soit :
  - à des actions conformes aux spécifications indiquées dans des fiches d'opérations standardisées. Des actions moins courantes peuvent également être mises en place au cas par cas (opérations spécifiques) ;
  - au lancement de programmes CEE, sélectionnés par la DGEC après des appels à programmes dédiés. Ces programmes présentent diverses finalités : formation, information, innovation et précarité ;
2. il peut déléguer la production de CEE. Les acteurs obligés ont la possibilité de déléguer, partiellement ou entièrement, leur obligation à un ou plusieurs délégataires. Le délégataire devient alors « obligé » à la place du délégant et dispose des mêmes droits et obligations que lui ;
3. il peut acquérir des CEE sur le marché, en les achetant de gré à gré à d'autres acteurs éligibles. Les acteurs peuvent s'adresser à des traders ou des brokers pour effectuer cet achat pour leur compte.

Les acteurs obligés qui n'ont pas acquis suffisamment de CEE pour satisfaire leur obligation sur la période se voient appliquer une pénalité libératoire dont le montant est fixé réglementairement à 15 €/MWh<sub>cumac</sub><sup>76</sup>.

<sup>76</sup> La pénalité n'est pas déductible du résultat et est donc soumise à l'impôt sur les sociétés. Les obligés seraient donc en théorie prêts à acquérir des CEE jusqu'à une valeur supérieure à la pénalité.

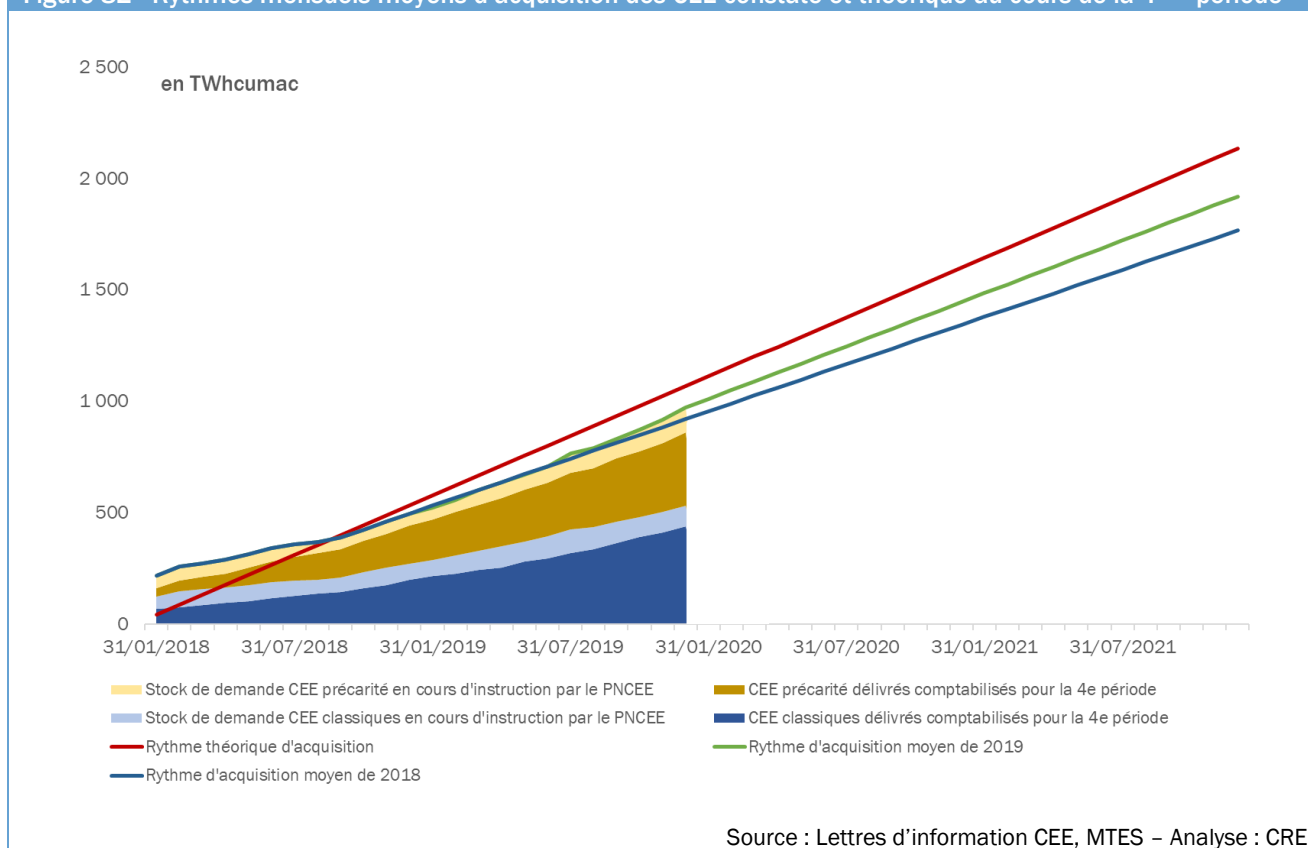
### 1.2.1.2 L'équilibre actuel du marché des CEE se traduit par une tension forte des prix à la hausse, qui s'est stabilisée en 2019

Le lancement de la quatrième période a entraîné une augmentation substantielle de l'obligation triennale globale<sup>77</sup>, la faisant passer de 850 TWh<sub>cumac</sub> pour la 3<sup>ème</sup> période à 1 600 TWh<sub>cumac</sub> (soit +88%). Dans sa lettre d'information CEE de décembre 2018, la DGEC indique qu'en prenant en compte le stock au 1<sup>er</sup> janvier 2018, le rythme de dépôt de CEE doit être en moyenne de 39 TWh<sub>cumac</sub> par mois sur la 4<sup>ème</sup> période pour pouvoir satisfaire l'obligation totale.

Du fait d'une baisse de régime de production propre sur la 3<sup>ème</sup> période, les acteurs obligés n'ont pas été en mesure de répondre aux rythmes de production correspondant aux objectifs de la 4<sup>ème</sup> période. Ainsi, la 4<sup>e</sup> période a connu un démarrage difficile avec, au 31 décembre 2018, seulement 326 TWh<sub>cumac</sub> délivrés<sup>78</sup>, soit en moyenne 27 TWh<sub>cumac</sub> par mois. Dans ce contexte, la loi relative à l'énergie et au climat promulguée le 8 novembre 2019 a étendu la 4<sup>ème</sup> période jusqu'au 31 décembre 2021 en contrepartie d'une hausse de l'obligation de +533 TWh<sub>cumac</sub>. La Figure 82 illustre le décalage important entre le rythme théorique d'acquisition permettant d'atteindre l'objectif de 2 133 TWh<sub>cumac</sub> fin 2021 et le rythme d'acquisition constaté.

On observe une amélioration du rythme de production entre 2018 et 2019, égale en moyenne à + 4 TWh<sub>cumac</sub> par mois. Le rythme reste cependant insuffisant au regard de la réalisation de l'obligation d'ici à fin 2021.

Figure 82 - Rythmes mensuels moyens d'acquisition des CEE constaté et théorique au cours de la 4<sup>ème</sup> période



La Figure 83 présente l'évolution des indices de prix des CEE classiques et précarité entre janvier 2016 et décembre 2019, observée sur le registre Emmy. Le site du registre Emmy<sup>79</sup> a initialement construit un indicateur portant sur le prix mensuel des CEE, correspondant à la moyenne des transactions de marché de gré à gré réalisées sur le mois considéré, mais ne tenant pas compte de la date de signature, qui peut être significativement antérieure. Certains acteurs considèrent ainsi que cet indicateur n'est pas représentatif en temps réel de la tension pouvant exister sur le marché des CEE. Un nouvel indicateur dit « spot » a été mis en place sur le registre, qui tient compte des seuls accords commerciaux récents (moins d'un mois).

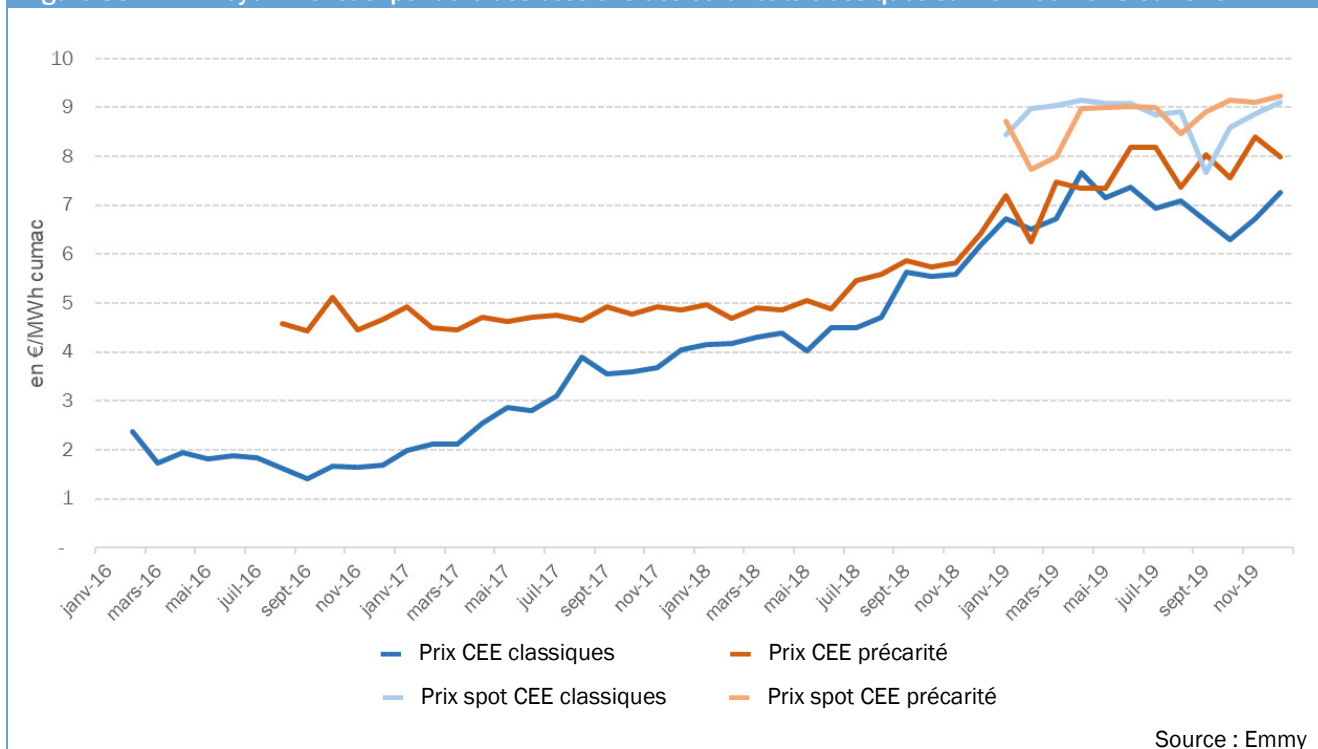
La Figure 83 montre une forte hausse du prix des CEE classiques et précarité au cours de l'année 2018 de +3 €/MWh<sub>cumac</sub> entre décembre 2017 et décembre 2018. A cette date, les nouveaux indices de prix spot atteignent 8,5 €/MWh<sub>cumac</sub>. En 2019, les prix spots sont restés contenus entre 8 et 9 €/MWh<sub>cumac</sub>.

<sup>77</sup> L'extension de la 4<sup>ème</sup> période n'est intervenue qu'en décembre 2019.

<sup>78</sup> [http://atee.fr/sites/default/files/201810\\_lettre\\_dinfos\\_cee.pdf](http://atee.fr/sites/default/files/201810_lettre_dinfos_cee.pdf)

<sup>79</sup> <https://www.emmy.fr/public/>

Figure 83 - Prix moyen mensuel pondéré des cessions des certificats classiques sur l'année 2018 et 2019



Source : Emmy

Ces indices publics sont utiles aux acteurs dans le cadre de leurs offres de fourniture. Toutefois, le marché des CEE ne présente pas des caractéristiques de liquidité et de transparence permettant aux indices EMMY de constituer de véritables références de prix. La disparité persistante entre l'indice classique et l'indice « spot » en 2019 en est une illustration.

La CRE recommande aux pouvoirs publics de mener les réformes permettant l'établissement d'un véritable marché secondaire des CEE, apportant liquidité et transparence des prix

La CRE considère que la montée des prix est due pour partie à l'inertie propre au dispositif. À la suite de la 3<sup>ème</sup> période, caractérisée par une offre en CEE trop importante au regard de l'obligation, les acteurs obligés avaient réduit leur production propre et avaient opté pour des achats de CEE sur les marchés. L'annonce de la 4<sup>ème</sup> période fin 2016, avec le quasi-doublement de l'obligation, considérée pour beaucoup d'acteurs comme ayant été trop tardive, n'a pas permis à l'ensemble des acteurs de relancer à temps leur production au niveau exigé par l'obligation.

### 1.2.2 Impact des CEE sur les prix de fourniture en 2018 et 2019

Les coûts d'acquisition des CEE, en forte hausse en 2018 et 2019, se sont répercutés dans les offres de fourniture pour les clients générant une obligation CEE, lorsque les clauses contractuelles de révision du prix le prévoyaient.

La CRE a réalisé une estimation de l'impact du passage de la 3<sup>ème</sup> à la 4<sup>ème</sup> période pour des consommateurs types, générant une obligation CEE aux fournisseurs. Les coûts moyens d'acquisition des CEE classiques et précarité sont approximés à partir des indices mensuels de prix du registre Emmy, pondérés par les volumes cumac échangés mensuellement sur le registre. Les prix Emmy classiques et précarité sont égaux respectivement à 2,6 et 4,7 €/MWh<sub>cumac</sub> sur la 3<sup>ème</sup> période et 5,2 et 6,4 €/MWh<sub>cumac</sub> en 2018-2019. Il est considéré ici que l'augmentation des prix Emmy observés à partir de 2018 est consécutive de l'augmentation de l'obligation globale de CEE. L'analyse de l'impact de l'entrée en vigueur de la 4<sup>ème</sup> période sur les offres de marché intègre ainsi cet effet prix (il est supposé que le fournisseur remplit son obligation uniquement grâce à l'obtention de CEE classiques).

Pour un consommateur d'électricité, l'impact HT de l'entrée en vigueur de la 4<sup>ème</sup> période du dispositif CEE est de +2,4 €/MWh<sup>80</sup>, sur la base des hypothèses explicitées ci-dessus. L'impact sur la facture a été évalué pour deux types de client résidentiel, situés à Paris, ayant souscrit une offre de marché -5 % sur le prix variable HT du tarif réglementé d'EDF (grille tarifaire du 1<sup>er</sup> juillet 2018) :

- **Client type 1** (option « base », avec une puissance souscrite de 6 kVA et consommant 3,5 MWh/an) : l'impact HT est de 8,3 € par an (soit + 2,1 %) ;

<sup>80</sup> Pour rappel, 1 MWh d'électricité vendu à un client résidentiel ou tertiaire crée une obligation de 0,46 MWh<sub>cumac</sub> et 1 MWh de gaz naturel vendu à un client résidentiel ou tertiaire crée une obligation de 0,28 MWh<sub>cumac</sub>.



- **Client type 2** (option « heures pleines/heures creuses », avec une puissance souscrite de 9 kVA et consommant 8,5 MWh/an) : l'impact HT est de 20,1 € par an (soit + 2,5 %).

Pour un consommateur de gaz naturel, l'impact HT de l'entrée en vigueur de la 4<sup>ème</sup> période du dispositif CEE est de +1,4 €/MWh<sup>80</sup>, sur la base des hypothèses explicitées ci-dessus. L'impact sur la facture a été évalué pour deux types de client résidentiel, situés à Paris, ayant souscrit une offre de marché -5 % sur le prix variable HT du tarif réglementé d'Engie (grille tarifaire du 1<sup>er</sup> juillet 2018) :

- **Client type 1**, dit « cuisine » (consommant 750 kWh/an) : cela correspond à une hausse HT de 1,0 € par an (soit +0,8 %) ;
- **Client type 2**, dit « chauffage » (consommant 17 000 kWh/an) : cela correspond à une hausse HT de 23,7 € par an (soit +2,8 %).

Les figures ci-dessous représentent pour chaque année la part des CEE dans une facture HT d'un consommateur type en électricité et en gaz naturel. Le coût des CEE est approximé par la moyenne pondérée des prix Emmy chaque année. La facture de référence est évaluée pour des clients résidentiels, situés à Paris, ayant souscrit une offre de marché à -5 % sur le prix variable HT des TRV EDF et Engie, pour les grilles tarifaires en vigueur en décembre de chaque année.

Figure 84 – Evolution de la part du coût des CEE pour une offre d'électricité proposant une réduction de - 5 % du prix variable HT des TRV d'EDF, pour deux consommateurs types, au 31 décembre, entre 2015 et 2019

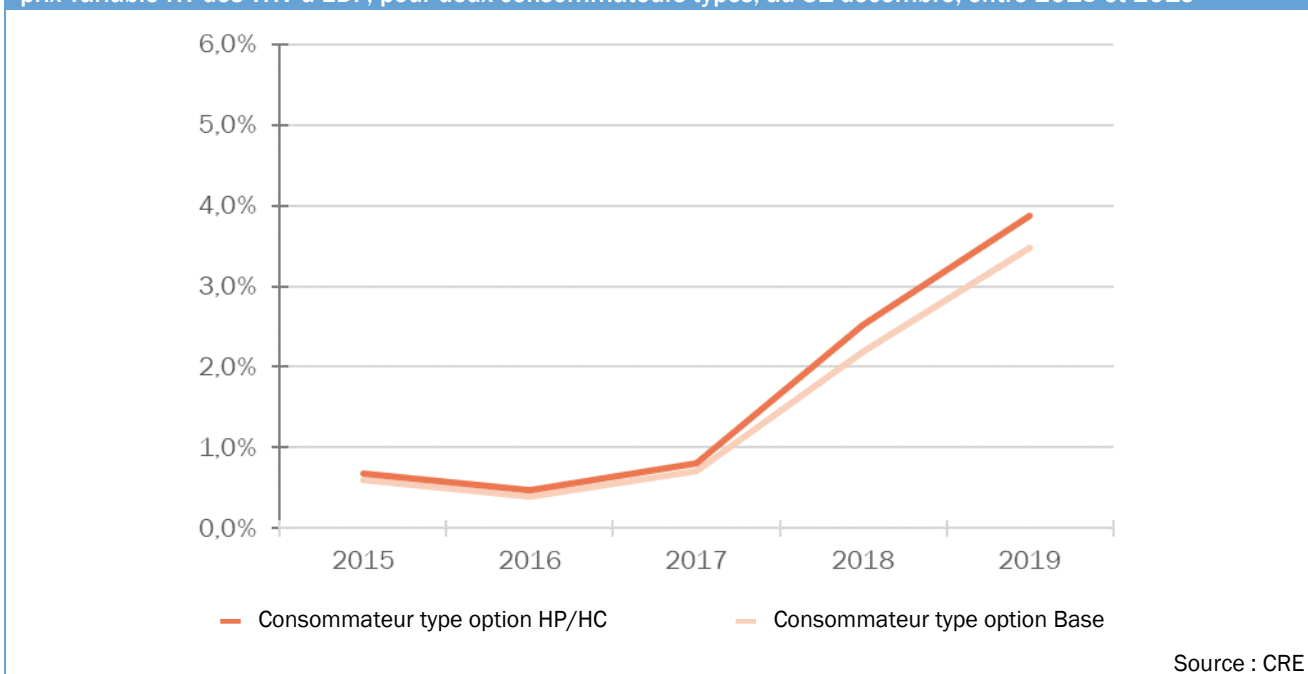
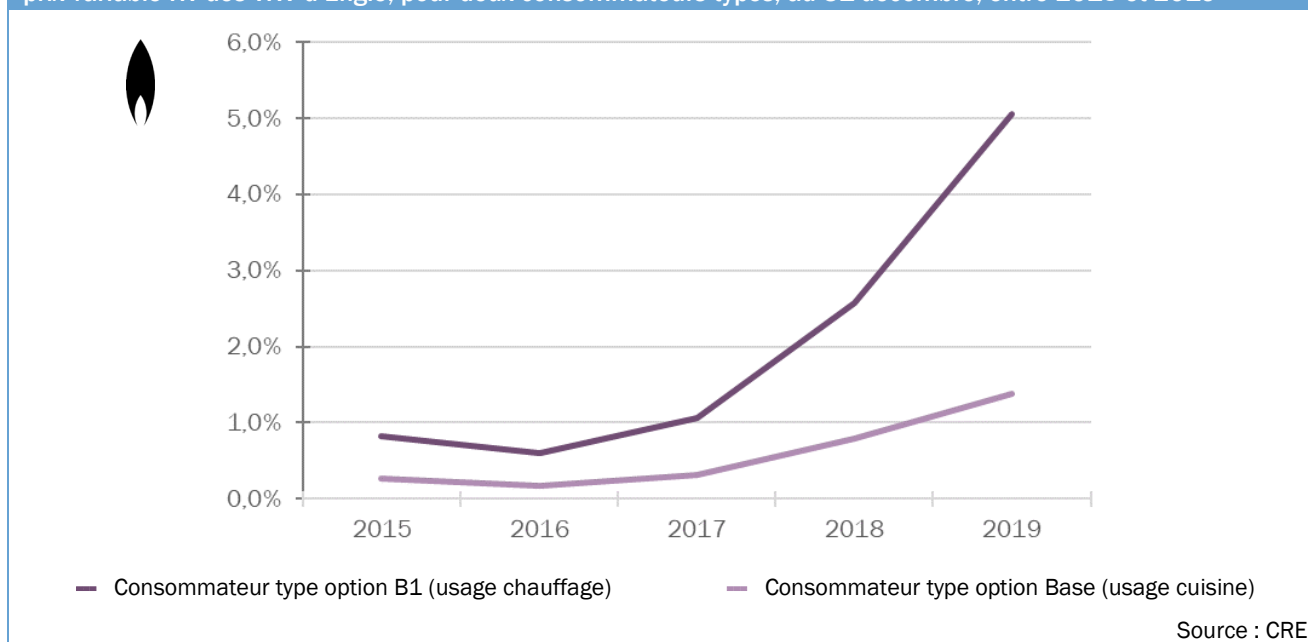




Figure 85 - Evolution de la part du coût des CEE pour une offre de gaz naturel proposant une réduction de - 5 % du prix variable HT des TRV d'Engie, pour deux consommateurs types, au 31 décembre, entre 2015 et 2019



### 1.2.3 Les CEE ont des effets sur le fonctionnement des marchés de détail

Lors des entretiens menés par la CRE en 2019 avec les acteurs du marché, ceux-ci ont pour la plupart souligné certains dysfonctionnements sur les marchés de détail inhérents aux CEE.

La CRE note que ces dysfonctionnements ne sont pas nouveaux, mais prennent de l'ampleur dans le contexte évoqué précédemment de tension sur les prix du marché des CEE.

#### 1.2.3.1 L'abattement de l'obligation CEE à 400 GWh avantage les petits fournisseurs et crée une incitation à la création de filiales de fourniture

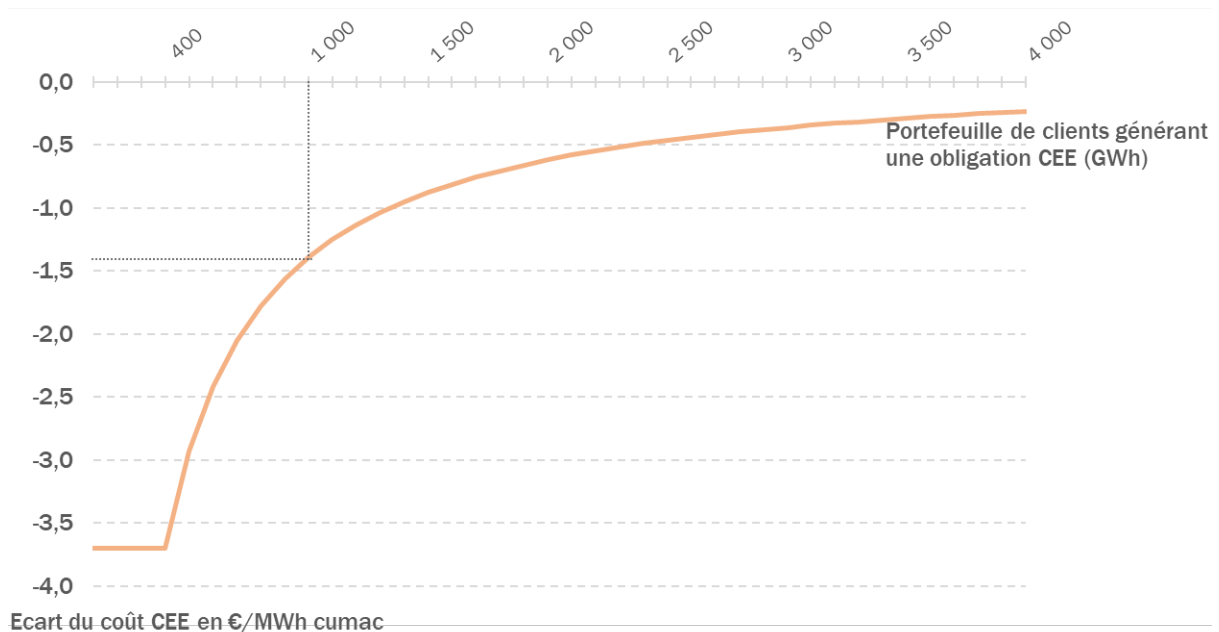
Les fournisseurs d'électricité ou de gaz naturel ne sont obligés CEE que lorsque le volume de consommation de leur portefeuille de clients générant une obligation dépasse 400 GWh<sup>81</sup>. La logique de cette disposition est qu'il peut être complexe pour un fournisseur d'énergie de taille modeste de développer une activité de production de CEE, surtout en début d'activité.

La Figure 86 montre l'impact en €/MWh de l'abattement sur le coût d'acquisition des CEE, en fonction du volume de consommation du portefeuille de clients engendrant une obligation CEE<sup>82</sup> pour un fournisseur. Le différentiel de coût est calculé par rapport à celui supporté par un fournisseur détenant un volume de consommation de 10 TWh, c'est-à-dire un fournisseur pour lequel l'impact de l'abattement sur les 400 premiers GWh est quasiment nul. L'avantage estimé est d'autant plus important que le prix d'acquisition des CEE sur le marché augmente. Le prix d'acquisition des CEE est supposé égal à 8 €/MWh<sub>cumac</sub>.

<sup>81</sup> Pour une même entité juridique, le seuil d'abattement est calculé pour chaque énergie de manière indépendante.

<sup>82</sup> En faisant l'hypothèse que le coût d'acquisition de CEE est constant suivant le niveau de portefeuille du fournisseur.

Figure 86 - Impact (en €/MWh) de l'abattement à 400 GWh sur le niveau des coûts unitaires d'acquisition des CEE d'un fournisseur d'énergie, par niveau de portefeuille de consommation de clients (GWh)



Clé de lecture : l'abattement CEE permet à un fournisseur détenant un portefeuille de 1 000 GWh de réduire ses coûts pour les consommateurs engendrant une obligation CEE de 1,4 €/MWh par rapport à un fournisseur de taille plus importante ne bénéficiant que faiblement de l'abattement.

Analyse : CRE

De tels écarts de prix sont de nature à introduire un biais dans le jeu concurrentiel. Aux dires de certains fournisseurs, l'abattement serait particulièrement avantageux pour les marchés publics. Les coûts d'acquisition supportés par les fournisseurs pour ce type de clients étant quasiment nuls, ne pas être obligé CEE serait un avantage décisif pour gagner les appels d'offres.

Le seuil de 400 GWh est calculé par entité juridique, ce qui constitue une incitation pour les fournisseurs à créer des filiales séparées.

Dans les faits, la CRE n'a pas observé de phénomène massif de création de filiales par les fournisseurs. Toutefois, la CRE recommande au gouvernement de revoir les conditions d'abattement du dispositif CEE, en mesurant le seuil d'énergie fournie à l'échelle d'un groupe et non d'une entité juridique.

### 1.2.3.2 L'envolée des coûts d'acquisition des CEE incite les fournisseurs à adopter des stratégies d'optimisation des codes NAF de leurs clients

Lors des entretiens menés par la CRE, certains acteurs ont relevé l'existence de pratiques dites d'optimisation du code NAF de consommateurs de la part de certains fournisseurs, visant à échapper à l'obligation CEE qui ne s'applique pas aux clients industriels :

- des contrats de fourniture comportant une clause de suppression de la composante CEE dans le cas où le code NAF du client évoluerait vers un secteur d'activité non concerné par l'obligation CEE pendant le contrat ;
- les contrats de chauffage au gaz dits P1 permettent aux clients (en général, des copropriétés) de déléguer à l'entreprise chauffagiste les services d'entretien et de fourniture du gaz. Le titulaire du PCE rattaché à la chaudière est alors celui de l'entreprise, dont le code NAF est industriel. Dans ce cas, la fourniture de gaz à destination finale de clients résidentiels échappe à l'obligation CEE. Cet effet d'aubaine est selon le cas restitué aux consommateurs finals, ou capté par le chauffagiste.

La CRE alerte les pouvoirs publics sur ces pratiques de contournement du dispositif des CEE, dont la légalité est douteuse et qui perturbent la concurrence entre fournisseurs.

### 1.2.3.3 L'entrée en vigueur de la 4<sup>ème</sup> période des CEE n'a pas créé de difficultés entre fournisseurs et consommateurs

La CRE n'a pas recueilli lors de sa campagne d'entretiens réalisée en 2019, de remarque quant à des litiges entre fournisseurs et consommateurs sur la révision de la composante CEE dans les prix de fourniture, contrairement à ce qu'elle avait pu observer lors de l'entrée en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier 2015 de la 3<sup>ème</sup> période<sup>83</sup>.

En effet, la répercussion de ces coûts supplémentaires n'avait pas toujours été prévue dans les contrats de fournitures, notamment pour les clients milieu de portefeuille sur lesquels l'obligation de CEE pèse et qui disposaient d'un contrat explicitant les composantes de coûts.

En conséquence, il avait été nécessaire, pour de nombreux consommateurs, de signer un avenant au contrat en cours pour préciser la méthode de répercussion des CEE.

Lors de l'entrée en vigueur de la 4<sup>ème</sup> période, les fournisseurs et consommateurs semblent avoir mieux encadré dans leurs relations contractuelles l'évolution de la composante CEE, soit par une clause explicite de révision du prix de fourniture, soit par l'intégration dans le prix d'une prime de risque. Sur le segment des grands consommateurs industriels ou tertiaires, certains fournisseurs incluent explicitement dans le contrat une indexation au prix Emmy et/ou aux coefficients CEE.

La CRE note cependant que les CEE continuent de susciter de l'incompréhension auprès des consommateurs professionnels :

- tant sur le fonctionnement du marché des CEE. Un point important est que les clients industriels peuvent bénéficier de subventions CEE alors même que leur consommation n'est pas prise en compte dans le calcul de l'obligation. Le jeu concurrentiel entre fournisseurs conduit à ce que le coût de cette subvention ne soit porté que par les clients engendrant l'obligation ;
- que sur la lisibilité des factures d'énergies. L'identification de la composante CEE est souvent difficile.

Ces problématiques sont moins présentes sur le segment résidentiel dans la mesure où les prix de fourniture ne distinguent pas la composante CEE.

## 1.3 Synthèse

La construction des offres commerciales des fournisseurs repose sur l'empilement de différentes briques qui reflètent leurs conditions d'approvisionnement sur les divers marchés ainsi que les coûts générés par leur activité.

Les conditions d'approvisionnement sur les marchés de gros n'ont pas subi d'évolution majeure sur les années 2018 et 2019. Il convient de noter que, pour la première fois, le plafond ARENH a été atteint pour l'année 2019. Les conséquences de son atteinte sont présentées dans la partie suivante.

Ces dernières années de nombreuses évolutions réglementaires ou d'architecture de marché ont eu lieu et ont eu des impacts directs sur la facture des consommateurs.

De façon plus spécifique

- Les évolutions des règles d'équilibrage permettent de mieux estimer les consommations de chaque acteur au travers du traitement en courbe de charge pour les sites de grande et moyenne taille et du profilage dynamique pour les petits sites. Ces évolutions, inciteront les acteurs à développer des offres permettant d'activer des leviers de flexibilités plus nombreux auprès des consommateurs : effacements, maîtrise de la demande, etc.
- La maturité des acteurs concernant le mécanisme de capacité s'est améliorée et les difficultés rencontrées à son démarrage semblent s'estomper. Les consommateurs interrogés par la CRE n'ont pas soulevé de problème quant à la répercussion du mécanisme de capacité dans les contrats de fourniture en 2018 et 2019. Son rôle reste néanmoins largement incompris, ainsi que la logique de formation de son prix.
- Le système des CEE a vu son impact sur les factures des consommateurs, en gaz comme en électricité, croître de façon importante sur la période 2018-2019. Cette composante fait désormais partie intégrante des analyses menées par la CRE dans le cadre de ses missions de surveillance. Par ailleurs, le seuil d'exemption de 400 GWh a un impact significatif sur le fonctionnement du marché de détail. Son calcul devrait s'effectuer au niveau des groupes plutôt que des entités juridiques

<sup>83</sup> Rapport sur le fonctionnement des marchés de détail 2016-2017, CRE

## 1.4 L'espace économique des fournisseurs alternatifs

### 1.4.1 La « contestabilité » des tarifs réglementés de vente d'électricité

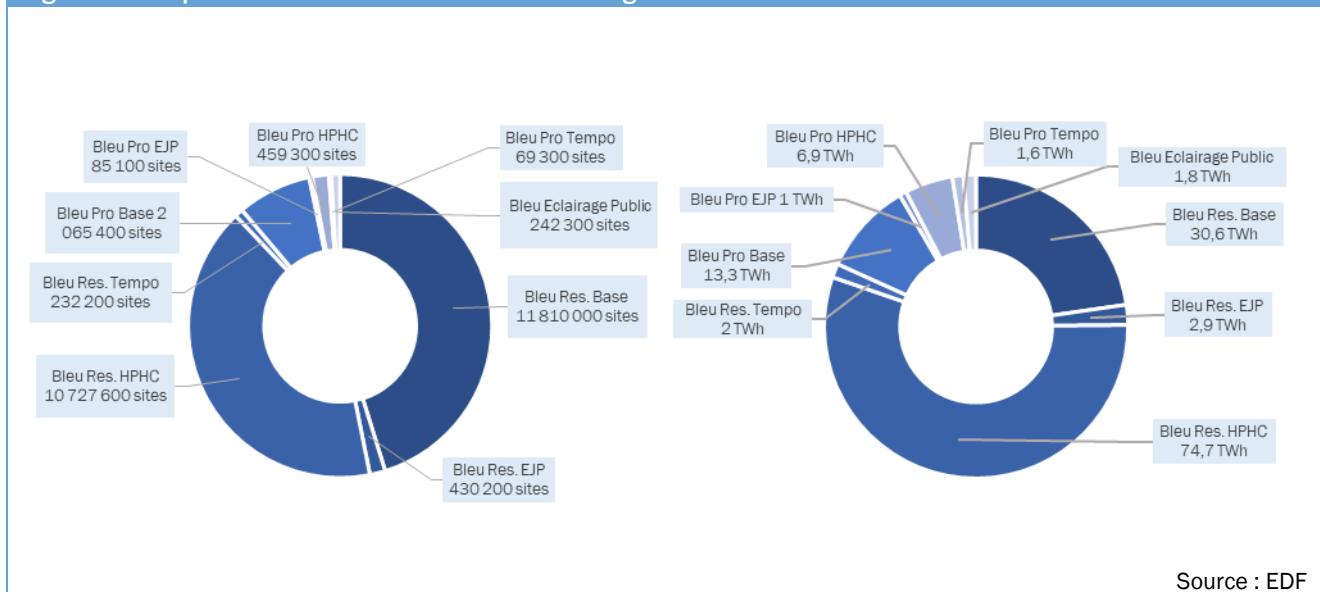
#### Répartition des sites souscrivant aux TRVE par option tarifaire

La répartition au 31 décembre 2019 du nombre de sites et des volumes de consommation par option des clients aux TRVE chez EDF est illustrée à la Figure 87.

A cette date, l'option heures pleines / heures creuses (HP/HC) représente 61 % des volumes d'électricité livrés à l'ensemble des clients d'EDF aux TRVE et 68 % des volumes livrés aux TRVE pour les clients résidentiels seuls.

Les options du TRVE bleu pour les clients non résidentiels représentent 24,6 TWh au total, soit 18 % des volumes livrés par EDF aux tarifs réglementés.

Figure 87 - Répartition des ventes d'EDF aux tarifs réglementés « Bleu » au 31 décembre 2019



Les TRVE pour les clients dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA en métropole continentale ont été supprimés le 1<sup>er</sup> janvier 2016 et ne sont plus proposés.

Les clients non résidentiels employant plus de 10 personnes ou dont le chiffre d'affaires, les recettes et le total de bilan excèdent 2 M€/an devront choisir une offre de marché avant le 1<sup>er</sup> janvier 2021, date à partir de laquelle ils ne seront plus éligibles aux TRVE.

#### Construction des TRVE par empilement tarifaire

En application de l'article L. 337-4 du code de l'énergie, la CRE « *transmet aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie ses propositions motivées de tarifs réglementés de vente d'électricité. La décision est réputée acquise en l'absence d'opposition de l'un des ministres dans un délai de trois mois suivant la réception de ces propositions. Les tarifs sont publiés au Journal officiel.* »

En application de l'article L. 337-6 du code de l'énergie, « *les tarifs réglementés de vente d'électricité sont établis par addition du prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, du coût du complément d'approvisionnement au prix de marché, de la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale de l'activité de fourniture tenant compte, le cas échéant, de l'atteinte du plafond mentionné au deuxième alinéa de l'article L.366-2.* »

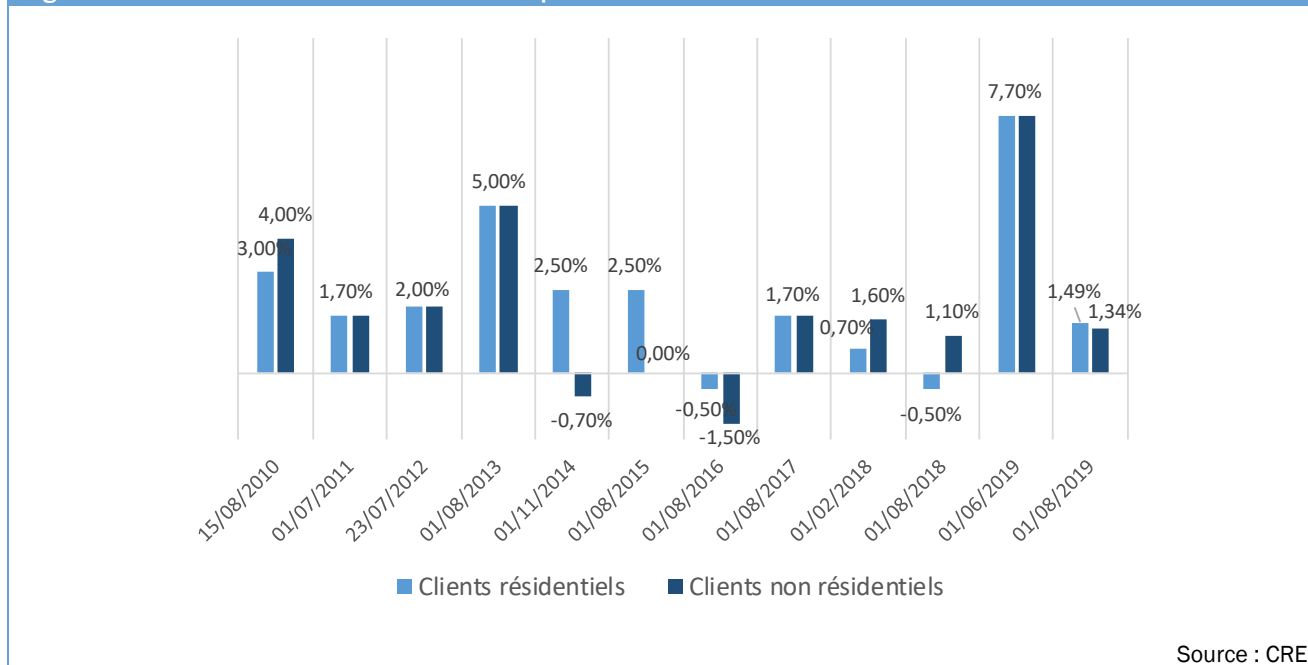
La méthodologie de construction des TRVE a été mise en place en 2016 en vue de la première proposition de TRVE de la CRE en 2016. Cette méthodologie a fait l'objet au préalable d'une consultation publique auprès des acteurs de marché. Cette méthodologie a évolué depuis 2016 pour intégrer les nouveaux éléments de marché mis en place depuis 2016, en particulier les obligations de capacité pesant sur les fournisseurs. Ces évolutions ont également fait l'objet de consultations publiques.

La méthodologie retenue par la CRE permet de rendre les TRVE contestables par les fournisseurs alternatifs, client par client, c'est-à-dire que chaque client au TRV paie le coût qu'il génère pour son fournisseur.

Les grands principes de la construction tarifaire ont été validés le 6 novembre 2019 par le Conseil d'Etat dans deux décisions<sup>84</sup> portant sur les TRVE. Ces principes concernent les méthodologies retenues par la CRE dans la construction des diverses briques de coûts des TRVE d'une part, ainsi que dans la prise en compte de l'atteinte du plafond d'ARENH.

La figure ci-dessous présente, en pourcentage, les évolutions du niveau moyen des TRVE depuis 2010<sup>85</sup>.

Figure 88 - Evolutions des TRVE hors taxes depuis 2010



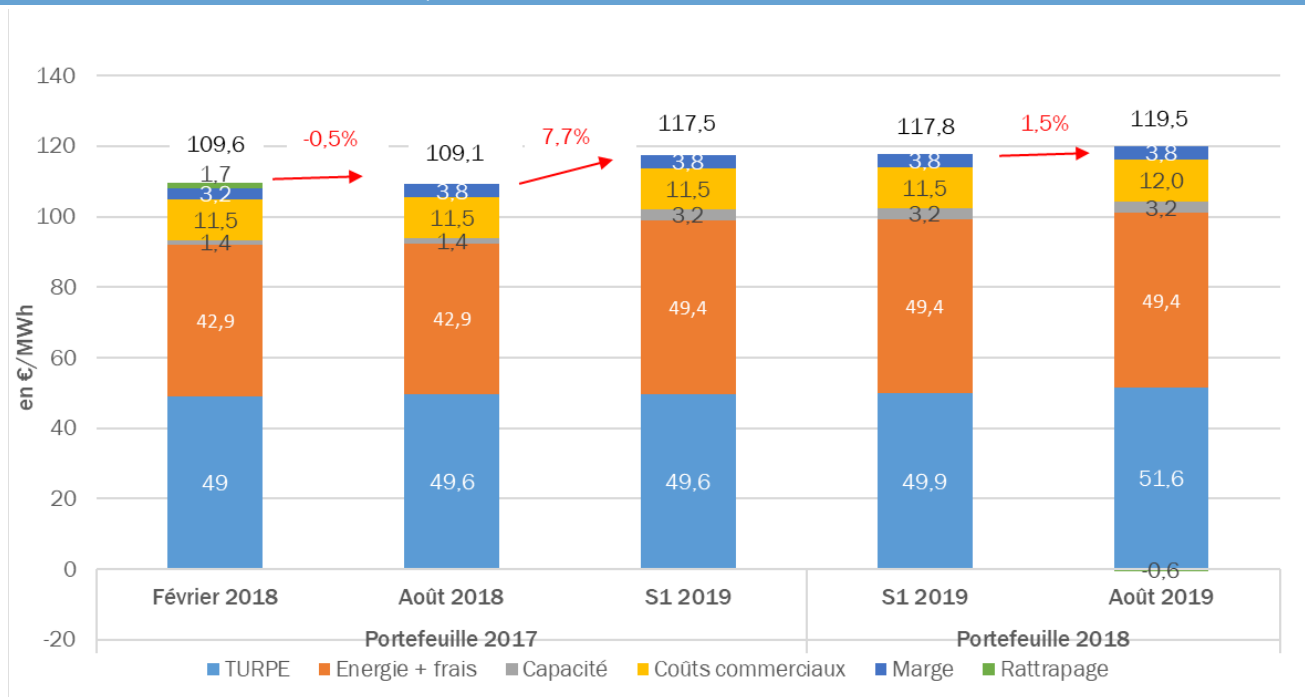
Les figures suivantes présentent la décomposition des TRVE hors taxes telle qu'évaluée à date lors des évolutions tarifaires de 2018 et 2019 proposées par la CRE.

<sup>84</sup> [1] CE, 9/10 ch. réunies, 6 novembre 2019, Société Engie et Association nationale des opérateurs détaillants en énergie, n° 424573, 424576, 424586, 424589, 424590.

[2] CE, 9-10 ch. réunies, Associations « UFC Que Choisir » et « Consommation, logement et cadre de vie », n° 431902.

<sup>85</sup> Ces évolutions correspondent à l'évolution de facture moyenne des clients souscrivant aux TRVE à EDF.

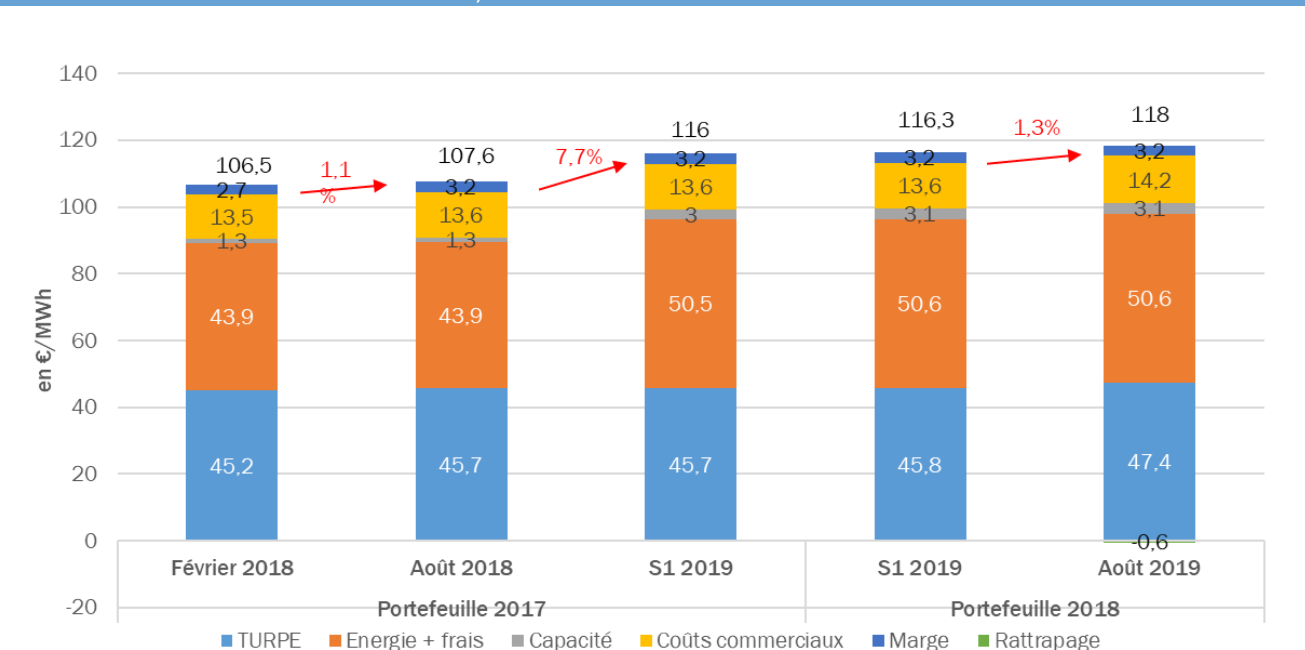
Figure 89 - Evolution des composantes de la facture HT aux tarifs réglementés de vente d'électricité bleus pour les consommateurs résidentiels en €/MWh



N.B. : les montants évalués ici sont moyennés au portefeuille d'EDF. Une évolution du portefeuille impacte le niveau des composantes des TRVE.

Source : CRE

Figure 90 - Evolution des composantes de la facture HT aux tarifs réglementés de vente d'électricité bleus pour les consommateurs non résidentiels en €/MWh



N.B. : les montants évalués ici sont moyennés au portefeuille d'EDF. Une évolution du portefeuille impacte le niveau des composantes des TRVE.

Source : CRE

Évolution TTC des tarifs réglementés de vente d'électricité bleus pour deux clients résidentiels type depuis 2010

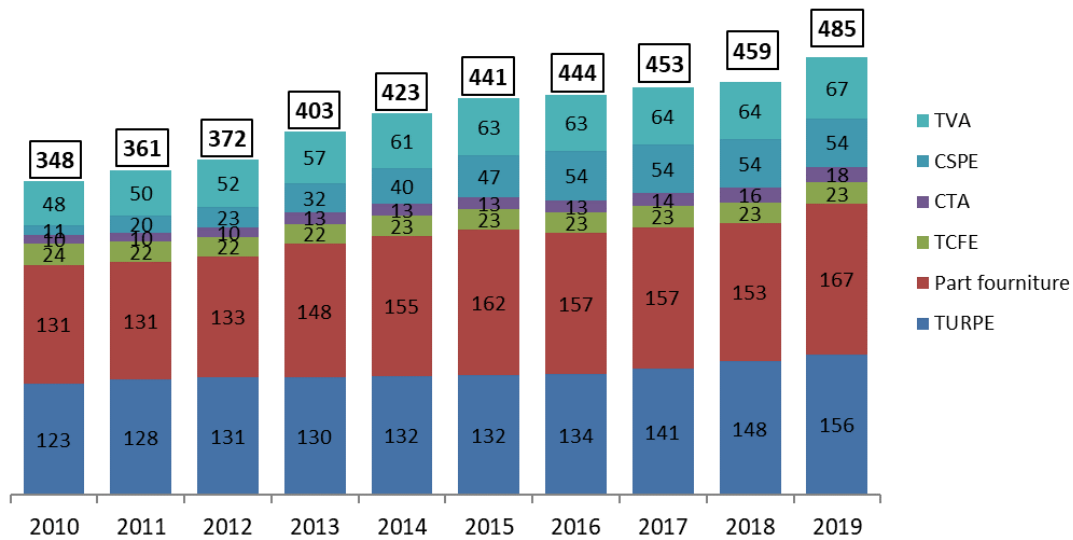
La Figure 91 et la Figure 92 représentent l'évolution de la facture annuelle en euros courants de deux clients :



- Client ayant souscrit une option « Base » qui consomme 2 400 kWh par an pour une puissance de 6kVA ;
- Client ayant souscrit l'option « Heures Pleines Heures Creuses » qui consomme 8 500 kWh, dont 54 % en Heures Pleines, pour une puissance de 9 kVA.

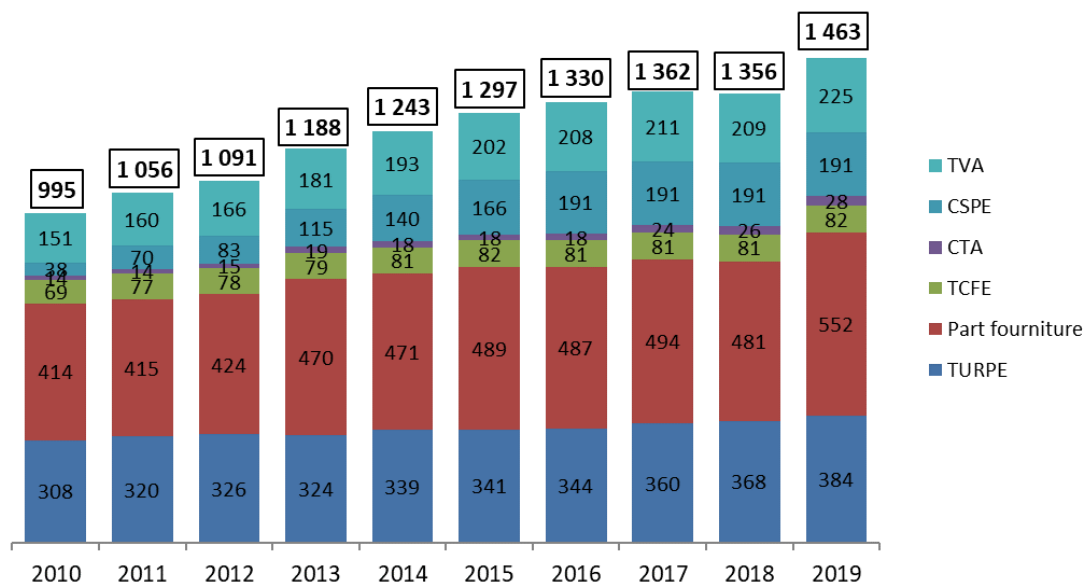
Les tarifs évoluant une à deux fois en cours d'année à des dates variables, les grilles tarifaires retenues pour calculer les factures présentées ci-dessous, sont celles appliquées à la fin de l'année considérée.

Figure 91 - Facture annuelle en euros courants d'un client bleu résidentiel ayant souscrit l'option Base et une puissance de 6 kVA (en €/an)



Source : CRE

Figure 92 - Facture annuelle en euros courants d'un client bleu résidentiel ayant souscrit l'option « Heures Pleines Heures Creuses » et une puissance de 9 kVA (en €/an)



Source : CRE



### L'évolution des TRVE au 1<sup>er</sup> juin 2019 et ses conséquences

La CRE a proposé dans sa délibération du 7 février 2019 une évolution importante des TRVE (+ 7,7% HT soit + 5,9% TTC) afin de prendre en compte les augmentations substantielles des coûts sous-jacents à la construction des TRVE, notamment :

- l'augmentation importante des prix sur les marchés de gros de l'énergie ;
- le doublement du prix des garanties de capacité.

La hausse des prix des matières premières a entraîné une forte augmentation des prix de l'électricité sur les marchés de gros pendant l'année 2018<sup>86</sup> : le produit calendaire Base, correspondant à une livraison d'un « ruban » de puissance constante pour l'année 2019, est passé de 35 €/MWh en janvier 2017 à 41 €/MWh en janvier 2018 avant d'atteindre 59 €/MWh en décembre 2018. Cette augmentation des prix sur les marchés de gros renchérit mécaniquement le coût d'approvisionnement des fournisseurs.

En outre, cette hausse a par ailleurs eu pour conséquence de rendre l'ARENH plus avantageux que l'approvisionnement sur le marché de gros. Conjuguée à l'augmentation régulière des parts de marché des fournisseurs alternatifs, elle a ainsi entraîné une demande des fournisseurs au guichet de novembre 2018 supérieure au plafond de 100 TWh fixé dans le code de l'énergie depuis la loi NOME de 2010, ce qui a eu pour conséquence un écrêtement des volumes d'ARENH attribués aux fournisseurs qui ont dû acheter les volumes complémentaires sur le marché à des prix élevés. Cet effet est résumé dans le schéma présenté ci-dessous :

Situation hors écrêtement de l'ARENH



Situation en 2019

Ecrêtement de l'ARENH : les fournisseurs ont reçu 75% de leur demande d'ARENH pour 2019.

Pour le tarif réglementé de vente, la référence de prix est la moyenne des prix de marché entre le 30 novembre (date de publication des volumes d'ARENH attribués aux fournisseurs) et le 21 décembre 2018.



La prise en compte de l'écrêtement représente à elle seule 2,2% de hausse TTC sur les 5,9% proposés par la CRE.

La proposition de la CRE du 7 février 2019 est entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> juin 2019. Ce délai d'application entre la date d'évolution des coûts sous-jacents aux TRVE et la date d'évolution effective a entraîné une sous-couverture importante des coûts à couvrir par les TRVE<sup>87</sup>. La CRE a proposé de rattraper ces montants en deux ans dans la délibération du 16 janvier 2020 en intégrant aux TRVE une composante de rattrapage de 2,25 €/MWh, proposition entérinée par le gouvernement.

### Synthèse

Les tarifs réglementés de vente d'électricité, construits par empilement, couvrent les coûts et sont contestables, au sens où ils reflètent de façon objective les coûts générés pour les fournisseurs. Ils ne constituent donc pas par nature un obstacle au bon fonctionnement du marché de détail de l'électricité.

En revanche, le maintien du plafond de l'ARENH à 100 TWh, conjugué avec le calendrier du guichet de fin novembre 2020, entraîne un dysfonctionnement important du marché. Le taux d'écrêtement et l'existence même d'un écrêtement sont connus seulement après le guichet de novembre. Cela crée une incertitude importante et une absence de visibilité sur le prix de l'électricité sur le marché français, préjudiciable à l'ensemble des acteurs et en premier lieu aux consommateurs. Ces derniers ont le choix entre accepter cette incertitude sur leur coût d'approvisionnement (comme le font certains industriels) ou souscrire un contrat à prix garanti, mais au prix d'une marge de risque supplémentaire incluse dans leur prix.

#### 1.4.2 La contestabilité des tarifs réglementés de vente de gaz naturel

Il existe en France 23 fournisseurs historiques de gaz naturel : Engie et les 22 entreprises locales de distribution (ELD).

<sup>86</sup> Voir l'observatoire des marchés de gros de l'électricité du 3<sup>ème</sup> trimestre 2018 de la CRE

<sup>87</sup> Montant initialement estimé à 574 M€ dans la proposition de la CRE du 16 janvier 2020

La loi n°2019-1147 relative à l'énergie et au climat (LEC), promulguée le 8 novembre 2019, met fin aux tarifs réglementés de vente (TRV) de gaz naturel des fournisseurs historiques, pour toutes les catégories de consommateurs, en plusieurs étapes :

- les clients professionnels dont la consommation annuelle est inférieure à 30 MWh devront choisir une offre de marché d'ici le 1<sup>er</sup> décembre 2020 ;
- le reste des consommateurs encore éligibles aux TRV de gaz, c'est-à-dire les clients résidentiels ainsi que les syndicats de copropriétés et les propriétaires uniques d'immeuble à usage unique d'habitation dont la consommation annuelle est inférieure à 150 MWh devront, eux, opter pour une offre de marché d'ici le 1<sup>er</sup> juillet 2023.

Dans cette perspective, les TRV ne sont plus commercialisés pour de nouveaux contrats depuis le 8 décembre 2019. Néanmoins, pour les contrats en cours d'exécution à la date de publication de la LEC et jusqu'aux échéances mentionnées ci-dessus, les dispositions du code de l'énergie relatives au mode de construction et aux missions de la CRE restent applicables dans leur rédaction antérieure à cette loi. Les tarifs réglementés de vente en distribution publique des fournisseurs historiques de gaz naturel sont encadrés par les articles R. 445-1 à R. 445-7 du code de l'énergie.

En application de l'article R. 445-4 du code de l'énergie, les tarifs réglementés de vente de gaz de chaque fournisseur historique sont fixés par arrêté des ministres chargés de l'Économie et de l'Énergie, après avis de la CRE. Ils doivent couvrir les coûts de fourniture des opérateurs.

Les textes législatifs et réglementaires prévoient que les TRV couvrent les coûts supportés par les fournisseurs historiques pour la fourniture de gaz à ces tarifs.

L'article R. 445-3 du code de l'énergie dispose que les « *tarifs réglementés de vente du gaz naturel couvrent les coûts d'approvisionnement en gaz naturel et les coûts hors approvisionnement. Ils comportent une part variable liée à la consommation effective et une part forfaitaire calculée à partir des coûts fixes de fourniture du gaz naturel pouvant également tenir compte de la quantité consommée, souscrite ou réservée par le client et des conditions d'utilisation, notamment de la répartition des quantités demandées au cours de l'année* ».

La composante « approvisionnement » des TRV est calculée à partir des formules tarifaires définies par les arrêtés relatifs aux tarifs réglementés de vente respectifs de chaque fournisseur historique. Le tableau suivant présente l'évolution de la formule tarifaire des TRV d'Engie en fonction des niveaux d'indexation sur les prix du gaz naturel du marché de gros et de produits pétroliers :

**Tableau 8 – Evolution de la formule tarifaire des tarifs réglementés de vente d'Engie**

Indices de la formule tarifaire d'Engie	1 <sup>er</sup> juillet 2017- 30 juin 2018	1 <sup>er</sup> juillet 2018- 30 juin 2019	1 <sup>er</sup> juillet 2019- 30 juin 2020
Brent	0,06024	-	-
Taux de change €/€/\$	0,07429	-	-
TTF Quarter ahead	0,06071	0,07698	0,09336
TTF Month + 2	0,47823	0,55614	0,32319
TTF Year ahead	0,04336	0,05499	0,07722
PEG Month +2	0,23851	0,29956	0,50013
<b>Pondération totale des prix du gaz</b>	<b>0,82081</b>	<b>0,98767</b>	<b>0,99390</b>

Au 1<sup>er</sup> juillet 2018, la formule tarifaire ne contient plus d'indexation sur les produits pétroliers. Toutefois, l'indexation sur les prix du gaz n'est pas égale à 100%, car une partie des coûts d'approvisionnement en gaz naturel d'Engie est constituée de dépenses fixes<sup>88</sup>.

La composante représentant le coût des infrastructures est calculée à partir des tarifs d'accès aux réseaux de transport et de distribution définis par la CRE et des coûts d'utilisation des stockages. La régulation des actifs de stockage est entrée en vigueur au 1<sup>er</sup> avril 2018 et permet de distinguer deux composantes de coûts de stockage pour un fournisseur de gaz naturel : ses achats de capacités de stockage aux enchères organisées par les trois opérateurs régulés (Storengy, Téréga et Géométhane) et le terme tarifaire de stockage inclus dans l'ATRTR.

La composante commercialisation correspond aux coûts commerciaux (marketing, gestion clientèle, SI, etc.), aux coûts d'acquisition des CEE et à une marge commerciale raisonnable.

<sup>88</sup> Notamment, les coûts d'acheminement du gaz naturel jusqu'au point d'entrée sur le réseau principal français

La Figure 93 présente les composantes de coûts de la facture, hors taxe et CTA, établie pour chaque option tarifaire des TRV d'Engie en moyenne sur les années calendaires 2018 et 2019 : tarifs Base (usage cuisson), B0 (usage eau chaude), B1 (usage chauffage individuel) et B2I (petite chaufferie).

Figure 93 - Composantes d'une facture HT aux tarifs réglementés de vente de gaz d'Engie en moyenne sur les années 2018 et 2019



\* Le terme tarifaire de stockage est intégré dans la composante stockage.

Source : Engie - Analyse : CRE



En application des articles R. 445-3 et R.445-4, la CRE a pu vérifier chaque année que les TRV couvrent en moyenne les coûts supportés par Engie. Cette couverture n'est pas assurée d'un tarif à l'autre. Notamment, le tarif B2I est légèrement déficitaire. Par ailleurs, pour une même option tarifaire, la structure du tarif entre abonnement et part énergie n'est pas parfaitement calée sur la répartition fixe et variable des coûts supportés par Engie pour les catégories de clients concernées.

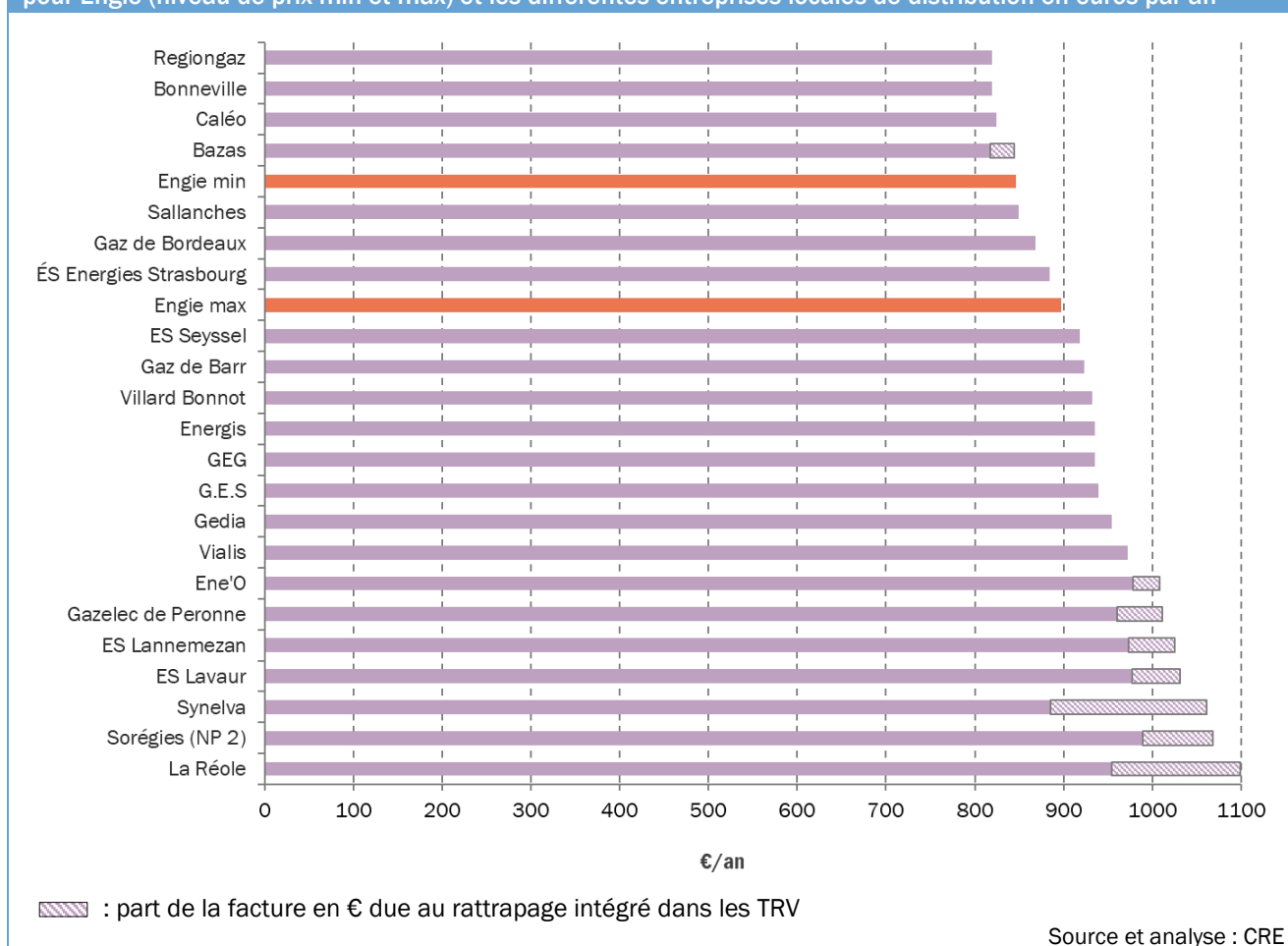
La Figure 94 présente la comparaison des factures, hors taxes et CTA, au TRV d'Engie et des ELD pour un client particulier se chauffant au gaz. La consommation annualisée de référence retenue est de 17 MWh par an.

La comparaison ci-dessous montre que la facture de gaz est plus élevée chez la plupart des ELD. Cette disparité s'explique notamment par :

- des conditions d'approvisionnement spécifiques à chaque ELD ;
- de tarifs de distribution ATRD<sup>89</sup> différents ;
- leur localisation géographique déterminant les coûts de transport de gaz.

Enfin, pour les ELD la Régie municipale de Bazas, Ene'O Gazelec de Péronne, ES Lannemezan, ES Lavour, la Régie de la Réole, Sorégies et Synelva un rattrapage est intégré dans les tarifs au titre d'écarts constatés entre 2018 et 2019. Les coûts d'approvisionnement de ces 8 ELD ont évolué au cours de l'hiver 2018-2019 par rapport à ceux inclus dans leurs barèmes au 1<sup>er</sup> juillet 2018. Les arrêtés entérinant l'évolution de leurs coûts d'approvisionnement ne sont jamais parus au Journal officiel. Dans ce contexte, les recettes issues de la vente de gaz naturel au tarif réglementé n'ont pas permis à ces ELD de couvrir leurs coûts d'approvisionnement. En application de l'article L.455-3 du code de l'énergie, le déficit constaté sur la période doit être compensé par un rattrapage. Ce rattrapage est inclus dans les tarifs de ces 6 ELD à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2019, sur des durées allant de 1 à 3 ans.

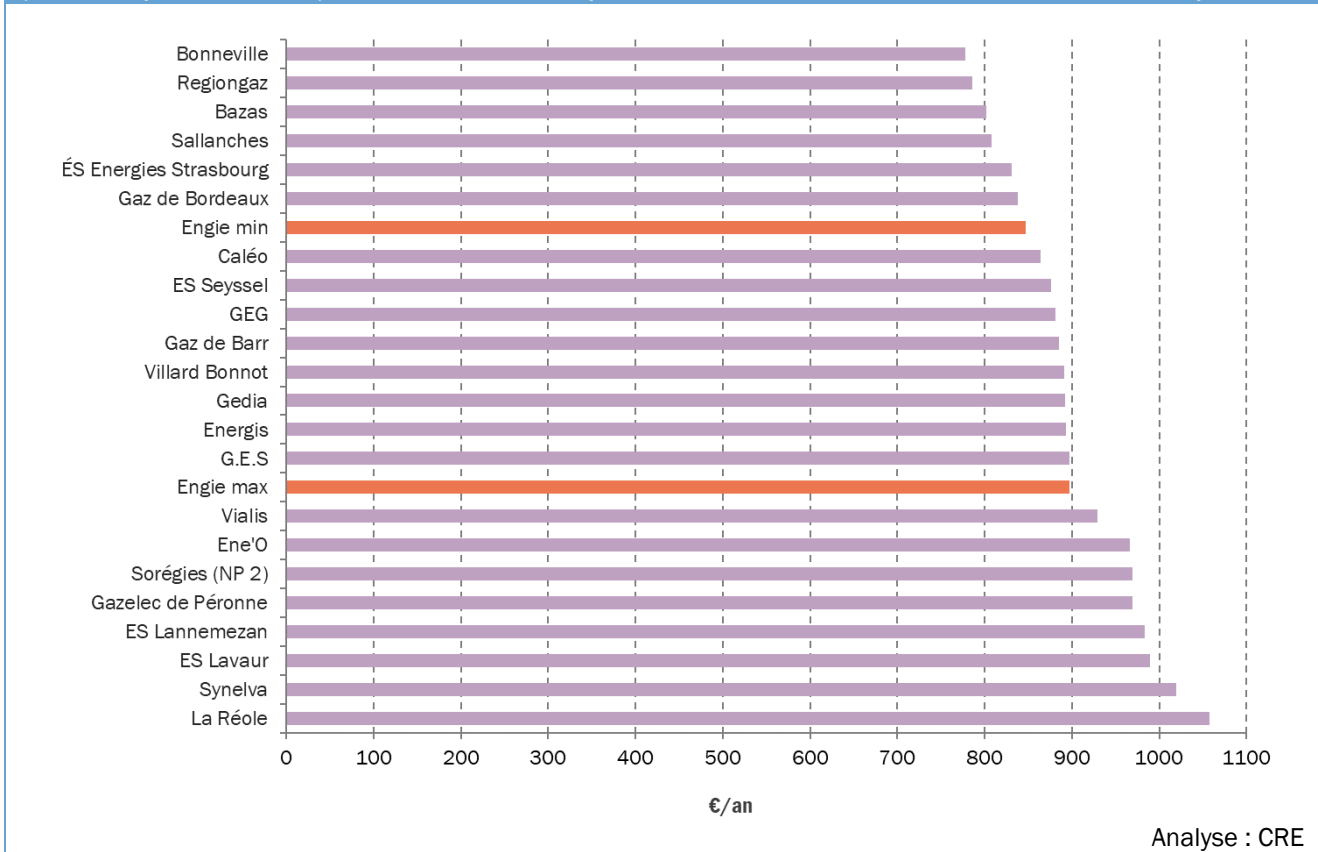
Figure 94 - Comparaison au 31 décembre 2019 des factures hors taxes et CTA d'un client se chauffant au gaz pour Engie (niveau de prix min et max) et les différentes entreprises locales de distribution en euros par an



<sup>89</sup> Tarification d'utilisation des réseaux de distribution en gaz (Accès des Tiers au Réseau de Distribution).

La Figure 95 présente les factures hors taxes et CTA en tenant compte des écarts de coûts de distribution. Les factures de gaz d'un client type se chauffant au gaz au tarif réglementé de vente sont, une fois ajustées des différences de coûts de distribution, comprises entre 778 et 1057 euros par an.

Figure 95 - Comparaison au 31 décembre 2019 des factures hors taxes d'un client se chauffant au gaz pour Engie (niveau de prix min et max) et les différentes entreprises locales de distribution à coûts de distribution équivalents



### Synthèse

Les tarifs réglementés de vente du gaz reflètent correctement les coûts des fournisseurs historiques. Ils ne constituent pas un obstacle au bon fonctionnement du marché de détail du gaz naturel.

Leur disparition en juillet 2023 ne devrait pas créer de difficulté, car le marché résidentiel du gaz est concurrentiel. Un effort de pédagogie et de communication est nécessaire à destination des 3,5 millions de clients encore au TRV. La CRE travaillera en ce sens au sein du groupe de travail portant sur la fin des TRV.

### 1.5 Typologie des fournisseurs

La présente section a vocation à décrire qualitativement les différents types de fournisseurs présents sur les marchés de détail au 31 décembre 2019. Le périmètre est restreint aux seuls fournisseurs :

- **Actifs.** Un fournisseur est dit actif sur un marché et sur un segment donné s'il remplit l'une de ces conditions : il fournit au moins un site en électricité ou en gaz naturel ; il est responsable d'équilibre d'au moins un site en CARD/CART en électricité ou en CAT en gaz ; il est responsable d'équilibre et a livré une partie de la consommation d'un site au cours de l'année précédente.
- **Nationaux.** Les fournisseurs nationaux, tels que définis sur le site energie-info.fr, 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.

A titre d'illustration, le fournisseur d'électricité « Energies d'ici » est actif sur le segment résidentiel en électricité, mais ne propose pas d'offres au niveau national au 31 décembre 2019 à destination des consommateurs résidentiels. Il n'apparaît donc pas ici en tant que fournisseur du segment résidentiel dans cette section.

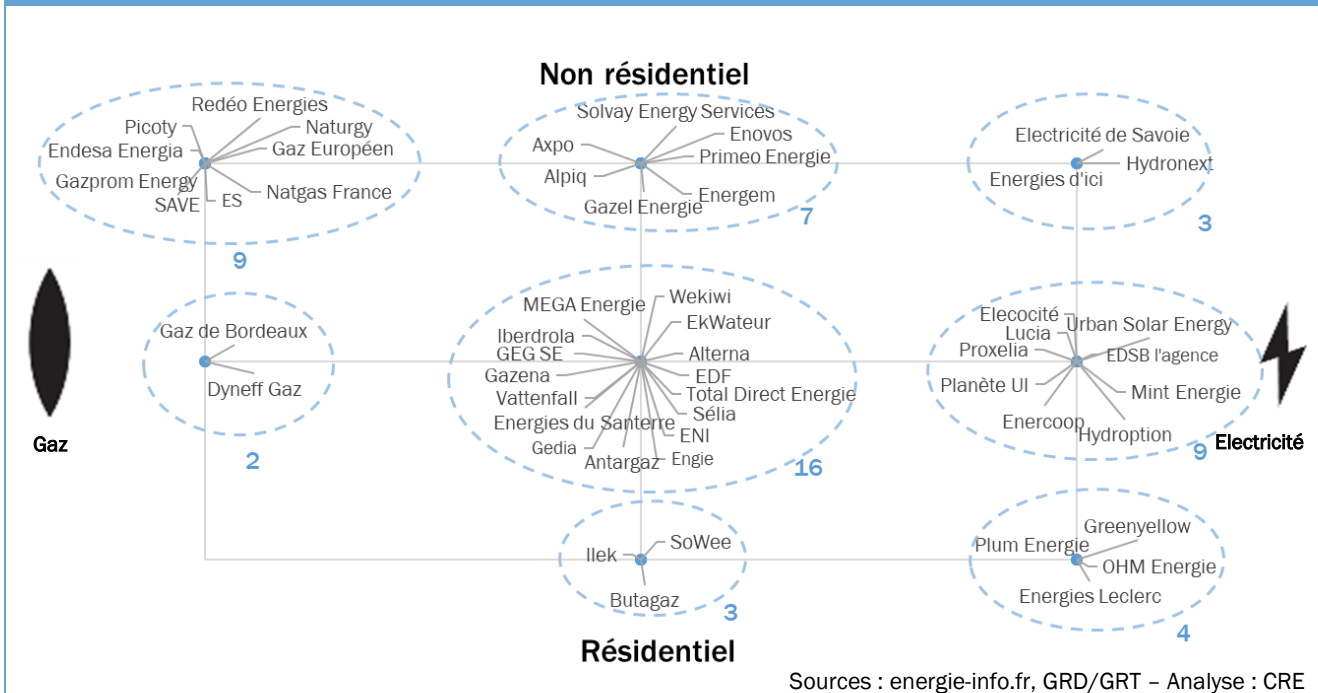
La CRE recense les 53 fournisseurs actifs sur le marché de détail de l'électricité et/ou du gaz naturel au 31 décembre 2019. La Figure 96 classe en deux axes les fournisseurs suivant le type d'énergie et les segments de consommateurs sur lesquels ils sont actifs.

Les fournisseurs biénergies représentent la moitié des opérateurs au 31 décembre 2019 et sont actifs pour 60% d'entre eux à la fois sur les segments résidentiel et professionnel.

Les fournisseurs monoénergies sont légèrement plus nombreux en électricité qu'en gaz naturel. Une différence est notable quant aux segments de consommateurs concernés : 13 fournisseurs d'électricité sur 16 sont actifs sur le segment résidentiel contre 2 sur 11 en gaz naturel.

7 fournisseurs sur 53 sont actifs seulement sur le segment résidentiel. Il s'agit de fournisseurs rentrés récemment sur les marchés de détail, au plus tôt en 2016. A l'inverse, 19 fournisseurs sur 53 ne sont actifs que sur le segment professionnel.

Figure 96 – Classification des fournisseurs actifs et nationaux par énergie et segment de consommateurs, au 31 décembre 2019



Les Figure 97 et Figure 98 présentent la chronologie d'apparition des fournisseurs jusqu'à 2019 par énergie et par segment de consommateurs. Certains acteurs sont devenus des fournisseurs actifs avant 2007, mais n'apparaissent dans le graphique qu'à partir de cette année-là. Par ailleurs, un fournisseur, ayant acquis ou fusionné avec un autre fournisseur ayant une date d'apparition sur le marché antérieure, aura cette date sur le graphique.

14 des 53 fournisseurs actifs en 2019 l'étaient déjà en 2007. La plupart des fournisseurs actifs en 2019 sont apparus après 2014 (+30).

Peu de fournisseurs sont actifs dans les deux énergies lors de leur apparition sur le marché.

Figure 97 – Chronologie d'apparition des fournisseurs actifs et nationaux par type d'énergies, entre 2007 et 2019

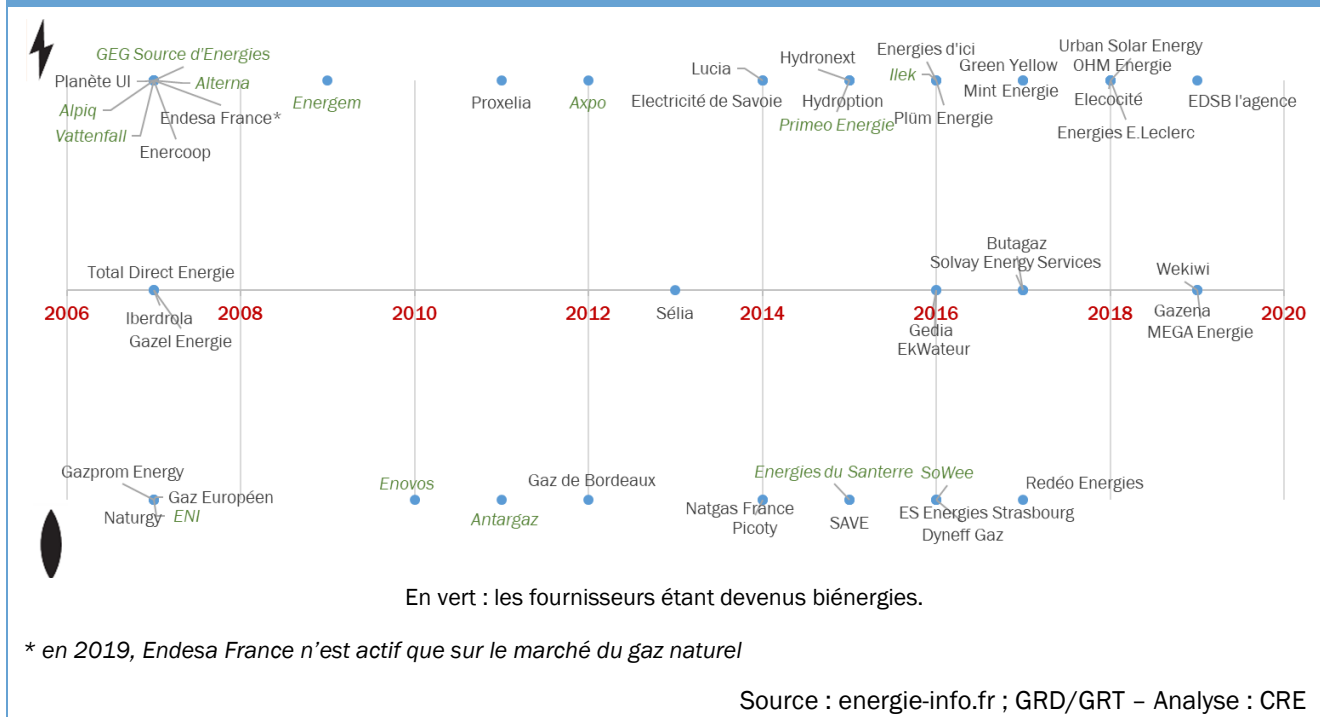
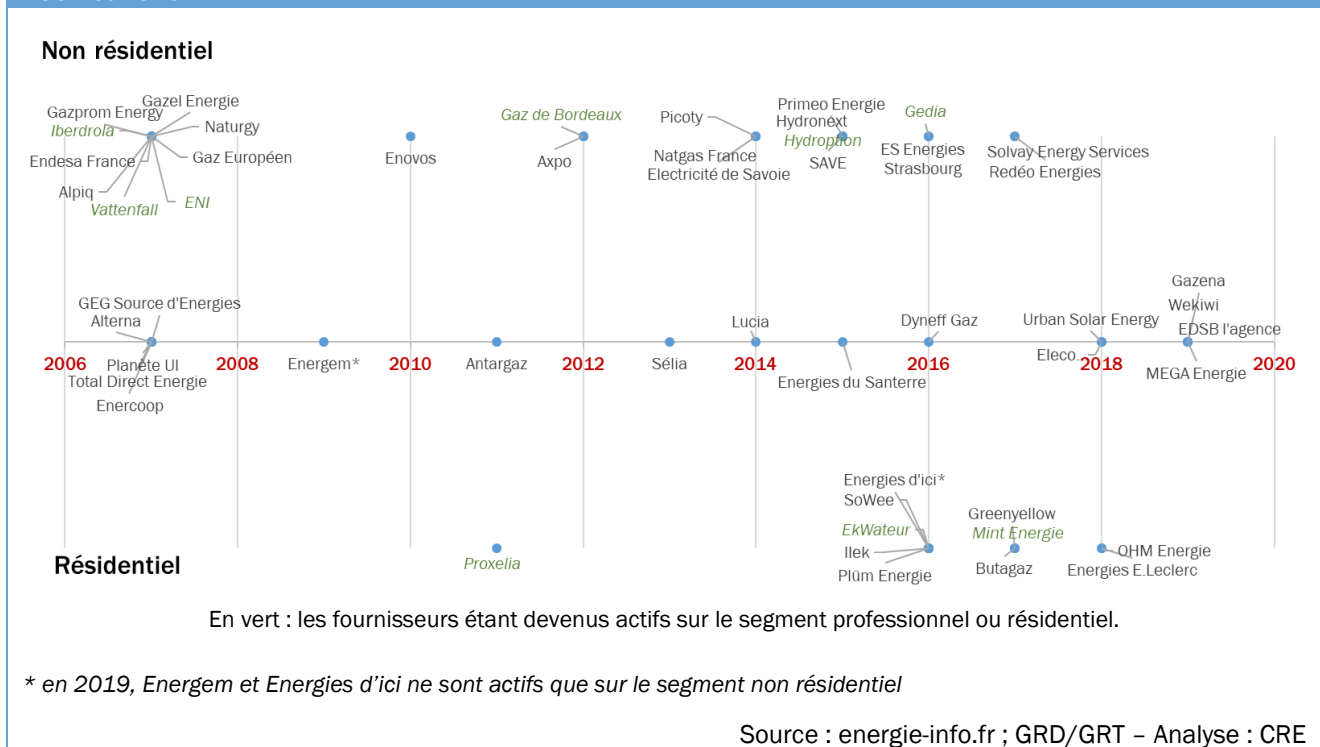


Figure 98 – Chronologie d'apparition des fournisseurs actifs et nationaux par segment de consommateurs, entre 2007 et 2019



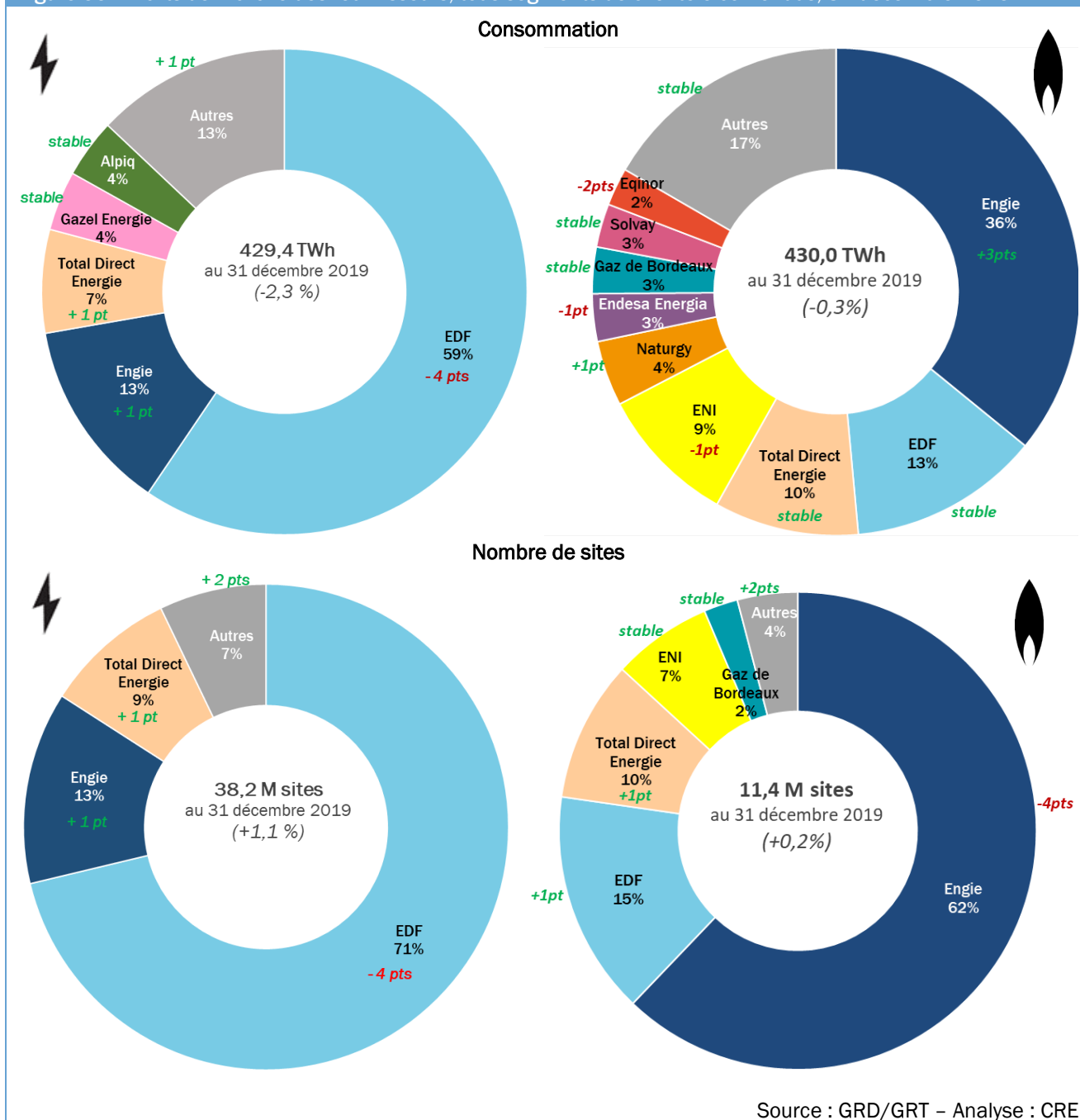
### 1.6 Part de marché des fournisseurs, tous segments de clientèle confondus

Afin d'avoir une vision plus globale de l'ensemble des marchés de détail, la Figure 99 illustre les parts de marché des fournisseurs, en énergie comme en nombre de sites, tous segments de clientèle confondus. Cette vision vient compléter les graphiques présents dans les sections 1 et 2.





Figure 99 – Parts de marché des fournisseurs, tous segments de clientèle confondus, 31 décembre 2019



## 2. TRAVAUX DE LA CRE ET NOUVELLES MISSIONS

### 2.1 Concurrence sur le territoire des ELD

Comme cela a pu être évoqué dans les sections 1 et 2, le développement de la concurrence sur le territoire des ELD est embryonnaire en ce qui concerne les petits consommateurs.

Cette question a été mise à l'ordre du jour de la concertation menée sous l'égide de la CRE et deux groupes de travail en particulier ont permis de les aborder :

- Un nouveau **groupe de travail intitulé « ELD-GRD & Fournisseurs »** a été créé en 2020 et a pour ambition d'être le lieu d'échange privilégié entre les différents acteurs ELD-GRD et Fournisseurs ;

Ce groupe de travail porte tant sur le gaz naturel que sur l'électricité. Il s'est réuni à deux reprises le 27 mai 2020 et le 23 septembre 2020 et est co-piloté par un représentant des ELD gazières, un représentant des ELD électriques et un représentant des fournisseurs.

Les premiers travaux ont consisté en un retour d'expérience des acteurs, fournisseurs comme GRD, sur les difficultés qui ont pu, par le passé, être rencontrées. Cet état des lieux a permis d'identifier des axes de travail de la concertation : harmonisation des procédures de marché, mises à disposition de listes d'interlocuteurs pertinents, travaux sur les systèmes d'information, flux de données et portails mis à disposition des fournisseurs.

- Le **groupe de travail opérationnel SI GRD** dédié aux systèmes d'informations des ELD-GRD, pour le moment en électricité seulement. Il rassemble les éditeurs de logiciels des ELD-GRD ainsi qu'Enedis et des représentants d'ELDs.

Ce groupe de travail est piloté par Enedis et un représentant des ELD. Il a pour objectif de traiter spécifiquement les questions associées aux systèmes d'information et permet aux GRD de travailler à la convergence des formats d'échanges et des canaux utilisés.

L'objectif de ces groupes de travail est de permettre le développement de la concurrence sur le territoire des ELD : calendrier d'harmonisation des flux, simplification et harmonisation des procédures et opérations que les fournisseurs doivent mener, etc.

## 2.2 Échéances de fin des tarifs réglementés de vente prévues par la loi énergie-climat

La loi Énergie Climat du 8 novembre 2019 (LEC) prévoit une évolution des catégories de consommateurs résidentiels et non résidentiels éligibles aux tarifs réglementés de vente en gaz naturel (TRVG) et en électricité (TRVE) :

L'article 64 de la LEC prévoit que les consommateurs finals non domestiques qui ne respectent pas les critères d'éligibilité ne pourront plus bénéficier des tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE) à compter du 31 décembre 2020. Ainsi, à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2021 et parmi les sites suivants souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kilovoltampères, seuls pourront bénéficier des tarifs réglementés de vente d'électricité :

- les consommateurs finals domestiques, y compris les propriétaires uniques et les syndicats de copropriétaires d'un immeuble unique à usage d'habitation ;
- les consommateurs finals non domestiques qui emploient moins de 10 personnes et dont le chiffre d'affaires, les recettes ou le total de bilan annuels n'excèdent pas 2 millions d'euros.

L'article 63 de la LEC prévoit que ne pourront plus bénéficier des tarifs réglementés de vente de gaz :

- à compter du 1<sup>er</sup> décembre 2020, les consommateurs finals de gaz naturel non domestiques ayant une consommation annualisée de référence (CAR) inférieure à 30 MWh/an ;
- à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2023, les consommateurs finals de gaz naturel domestiques ayant une CAR inférieure à 30 MWh/an, les propriétaires uniques d'un immeuble à usage principal d'habitation consommant moins de 150 MWh/an et les syndicats des copropriétaires d'un tel immeuble.

Les articles 63 et 64 précités prévoient également, pour chacune des échéances, le maintien chez leur fournisseur historique dans une offre de marché par défaut (appelée ci-après « offre de bascule ») des clients n'ayant pas résilié leur contrat au TRV avant l'échéance concernée. La CRE a rendu un avis conforme sur les modalités contractuelles de ces offres de bascule que les fournisseurs historiques devront proposer aux clients concernés.

Les consommateurs perdant leur éligibilité au TRV représentent environ, sur la base des données transmises par les fournisseurs historiques à la CRE en août 2020 :

- 1 340 000 sites d'entreprises au TRVE, dont 1 280 000 de sites identifiés par EDF et environ 60 000 et quelques dizaines de milliers chez les ELD ;
- 36 600 sites professionnels au TRVG, répartis en 31 200 chez Engie et quelques milliers chez les ELD ;
- 3,5 millions de sites domestiques de gaz naturel, répartis en 3,2 millions chez Engie et 300 000 sites chez les ELD.

L'application de ces dispositions a des conséquences opérationnelles importantes, en particulier sur la période précédant le 1<sup>er</sup> janvier 2021, et de manière plus prospective sur la période précédant le 1<sup>er</sup> juillet 2023, tant sur la dynamique de marché qui s'impose aux fournisseurs que sur les modalités que devront appliquer les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD). Afin d'assurer le bon déroulement de la fin des TRV, la CRE mène une concertation réunissant les fournisseurs, les GRD et les associations de consommateurs.

### 2.2.1 Les enjeux opérationnels de la fin des TRV

#### 2.2.1.1 La volumétrie importante des consommateurs encore au TRV

*L'échéance du 1<sup>er</sup> janvier 2021 – TRVE*

Il est probable que le passage du TRVE à une offre de marché ne se fera qu'au 1<sup>er</sup> janvier 2021 pour un grand nombre de clients professionnels, 1) du fait d'un grand nombre de consommateurs disposant de contrat démarrant au 1<sup>er</sup> janvier, 2) via le changement automatique du contrat du consommateur du TRV vers l'offre de bascule des fournisseurs historiques.

Cette volumétrie pose des difficultés en raison des limites des systèmes d'information des GRD, notamment celui d'Enedis, qui n'est pas suffisamment dimensionné pour faire face à une telle quantité de demandes de changements de fournisseurs le même jour.

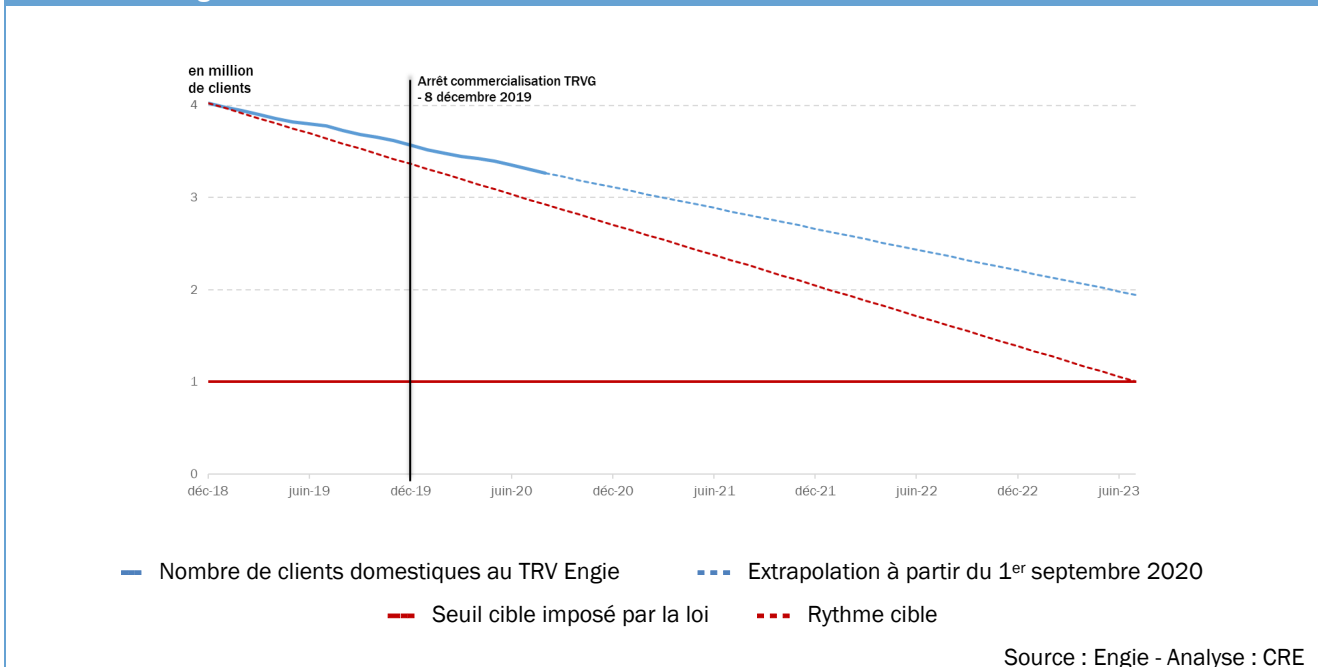
Cette problématique a été abordée dans les groupes de concertation et a conduit la CRE à prendre une délibération le 7 octobre 2020. Les modalités retenues, bien que nécessitant une phase transitoire de quelques jours, permettront d'assurer l'extinction des TRVE pour les consommateurs professionnels concernés tout en limitant les conséquences sur la dynamique concurrentielle du marché.

### L'échéance du 1<sup>er</sup> juillet 2023 – TRVG des consommateurs résidentiels

Une telle difficulté de volumétrie pourrait aussi se poser pour la fin des TRVG au 1<sup>er</sup> juillet 2023. La LEC prévoit une disposition visant à inciter les fournisseurs historiques à détenir dans leur portefeuille, à l'échéance de juillet 2023, le moins de consommateurs résidentiels au TRVG possible. En effet, le XIII de l'article 63 prévoit que les fournisseurs historiques « peuvent également être redevables d'une sanction pécuniaire, dans le cas où le nombre de contrats aux tarifs réglementés de vente du gaz [...], en cours d'exécution au 30 juin 2023 pour leurs clients entrant dans la catégorie mentionnée au 2° du V du présent article, est supérieur à 25 % du nombre de ces mêmes contrats en cours d'exécution au 31 décembre 2018, s'ils ont mené auprès de leurs clients des actions visant à promouvoir le maintien de ces contrats à des tarifs réglementés de vente ». Ce seuil est égal à environ 1 million de clients au TRV chez Engie.

La Figure 100 montre que le rythme moyen de sortie des clients au TRV depuis le 31 décembre 2018 est inférieur à celui qui serait nécessaire pour atteindre l'objectif fixé par l'article 63 de la LEC. L'arrêt de la commercialisation des TRVG au 8 décembre 2019 n'a pas entraîné une accélération de ce rythme. En supposant que la tendance actuelle se poursuive, il resterait, au 1<sup>er</sup> juillet 2023, 1 950 000 consommateurs résidentiels au TRVG chez Engie, très au-dessus de l'objectif d'un million de clients.

Figure 100 - Trajectoire d'évolution du nombre de clients domestiques au TRV chez Engie et objectif fixé par la loi relative à l'énergie et au climat



Au-delà du manquement aux objectifs fixés par la loi, une telle volumétrie de consommateurs résidentiels pourrait poser des difficultés similaires à celles rencontrées lors de l'échéance du 1<sup>er</sup> janvier 2021 pour les consommateurs professionnels au TRVE.

La CRE souhaite que les groupes de concertation abordent dès le début de l'année 2021 cette question afin de mettre en place, suffisamment en amont, des solutions permettant une transition optimale.

### 2.2.1.2 La situation pour les ELD

La suppression des TRVE pour certaines catégories de consommateurs professionnels concerne également les territoires des entreprises locales de distribution (ELD) d'électricité.

La CRE rappelle que ces ELD sont soumises aux principes garantissant un accès non discriminatoire des fournisseurs alternatifs aux réseaux de distribution. La CRE veillera particulièrement à ce que la sortie des TRV sur le territoire des ELD ne donne lieu à aucune pratique anticoncurrentielle. Les modalités opérationnelles de basculement des clients en TRV en offre de marché mises en place sur les GRD nationaux (Enedis et GRDF) devront être mises en œuvre par les ELD dans un souci d'harmonisation.

## 2.2.2 Les actions de la CRE

### 2.2.2.1 Création d'un groupe de travail dédié à la communication à destination des consommateurs

Garante du bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel, la CRE accompagne les échéances de la fin des TRV en s'assurant de la bonne information des consommateurs concernés.

Elle a notamment mis en place, conjointement avec le MNE, un groupe de travail dédié afin de permettre aux différents acteurs d'échanger, de s'informer et de rédiger des documents d'information à destination des consommateurs.

Ce groupe a travaillé à l'élaboration d'un guide d'information pédagogique à destination des consommateurs non résidentiels, dans un premier temps, puis se focalisera sur les consommateurs de gaz encore aux TRV, dans un second temps. Ce guide, disponible sur le site internet de la CRE, a été diffusé auprès des associations de consommateurs, collectivités, etc. Enfin, la CRE a mis en ligne des pages d'information dédiées sur son site Internet<sup>90</sup> ainsi qu'une vidéo pédagogique<sup>90</sup>.

### 2.2.2.2 Surveillance accrue des fournisseurs historiques

Un tel contexte de transition du marché amène la CRE à examiner avec attention les pratiques commerciales des fournisseurs historiques et alternatifs, vis-à-vis des consommateurs concernés par ces échéances.

Les articles 63 et 64 de la LEC imposent aux fournisseurs historiques de partager leur fichier de clientèle au TRV à tout autre fournisseur qui en ferait la demande<sup>91</sup>. L'accès aux données des clients aux TRV a pour but de permettre une concurrence équitable entre fournisseurs historiques et alternatifs.

Les fournisseurs alternatifs doivent détenir des informations telles que les données de consommation, les caractéristiques techniques d'un site ou les données de contact, pour faire des propositions commerciales adaptées aux besoins des consommateurs. Dans un tel contexte, la CRE veille à ce que la fin de TRV de certaines catégories de consommateurs s'effectue dans le cadre de conditions équitables entre fournisseurs historiques et fournisseurs alternatifs.

En outre, la CRE est attentive aux pratiques commerciales des fournisseurs historiques. Lorsqu'elles s'appuient sur des ressources (immatérielles, matérielles, humaines ou financières) acquises dans le cadre de l'activité régulée, des pratiques de conversion de consommateurs au TRV en offre de marché contreviennent au bon fonctionnement des marchés. Elles permettent aux fournisseurs historiques de préempter le marché, en faisant basculer une clientèle par nature plutôt captive dans un cadre non régulé.

Enfin, la CRE vérifie la bonne indépendance du GRD vis-à-vis des activités des fournisseurs historiques en charge de la zone de desserte historique.

<sup>90</sup> <https://www.cre.fr/L-energie-et-vous/suppression-des-tarifs-reglementes-de-vente-pour-certains-consommateurs/consommateurs-professionnels>

<sup>91</sup> Les listes des données relatives aux consommateurs bénéficiant du TRV transmises par les fournisseurs sont fixées par :

- l'arrêté du 8 juillet 2020 fixant la liste des données mises à disposition des fournisseurs de gaz naturel qui en font la demande par les fournisseurs proposant des contrats aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel, sur proposition de la CRE (délibération n° 2019-255) et après l'avis de la CNIL ;
- l'arrêté du 26 décembre 2019 fixant la liste des données que doivent mettre à disposition les fournisseurs proposant des contrats aux tarifs réglementés de vente d'électricité aux fournisseurs d'électricité qui en font la demande sur proposition de la CRE (délibération n° 2019-256).

Les modalités encadrant la transmission de ces données sont définies par :

- l'arrêté du 8 juillet 2020 fixant les modalités de mise à disposition des données des clients aux tarifs réglementés de vente du gaz par les fournisseurs historiques, après avis de la CRE (délibération n° 2019-254) et de la CNIL ;
- l'arrêté du 12 décembre 2019 relatif à l'identification et à la mise à disposition de la liste des clients non domestiques perdant l'éligibilité aux tarifs réglementés de vente de l'électricité, après avis de la CRE (délibération n° 2019-253).

## 2.3 Surveillance des pratiques de prix et des marges par la CRE

### 2.3.1 Le cadre réglementaire

En application des dispositions de l'article L. 131-2 du code de l'énergie, la CRE « 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 ».

En application de l'article L. 134-18 du code de l'énergie, pour l'accomplissement de ses missions, la CRE recueille toutes les informations nécessaires auprès des opérateurs et peut entendre toute personne dont l'audition lui paraît susceptible de contribuer à son information. Depuis l'entrée en vigueur de la loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, la CRE peut faire contrôler, aux frais des entreprises, les informations qu'elle recueille. La CRE dispose par ailleurs d'un droit d'accès à la comptabilité des entreprises exerçant une activité dans le secteur du gaz naturel et de l'électricité (article L. 135-1 du code de l'énergie).

Les déclinaisons opérationnelles de ces missions de surveillance s'illustrent notamment par :

- 1) l'examen systématique de l'ensemble des prix et des caractéristiques des offres proposées par les fournisseurs aux clients résidentiels. Cette analyse repose sur les données renseignées par les fournisseurs sur le site du médiateur national de l'énergie ([www.energie-info.fr](http://www.energie-info.fr)) et sur leurs propres sites web (CGV, grilles tarifaires et fiches descriptives). A l'exception des tarifs réglementés, ce suivi régulier constitue la principale source d'information de la CRE concernant le prix des offres de fourniture ;
- 2) l'analyse régulière des coûts comptables des fournisseurs historiques pour leurs activités de vente aux tarifs réglementés de vente ;
- 3) l'examen d'une offre de fourniture pour laquelle elle juge opportun d'approfondir ponctuellement l'analyse.

Les articles 63 et 66 de la loi relative à l'énergie et au climat du 8 novembre 2019 disposent respectivement que la CRE :

- « publie chaque mois le prix moyen de fourniture de gaz naturel et son évolution pour les consommateurs finals domestiques ainsi que la marge moyenne réalisée par les fournisseurs de gaz naturel. La nature et les modalités d'actualisation des informations que les fournisseurs sont tenus de transmettre à la commission pour l'exercice de cette mission sont définies par l'arrêté conjoint des ministres chargés de l'énergie et de la consommation pris en application de l'article L. 134-15-1. »
- « publie chaque trimestre un rapport sur le fonctionnement des marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel en France métropolitaine. Ce rapport présente en particulier l'évolution du prix moyen de la fourniture d'électricité et de gaz naturel payé par les consommateurs domestiques et par les consommateurs non domestiques ainsi que, une fois par an, l'évolution de la marge moyenne réalisée par les fournisseurs d'électricité et de gaz naturel pour ces deux catégories de consommateurs. Un arrêté conjoint des ministres chargés de l'énergie et de la consommation précise en tant que de besoin la nature et les modalités d'actualisation des informations que les fournisseurs sont tenus de transmettre à la commission pour l'exercice de cette mission. »

Le code de l'énergie, dans sa version en vigueur avant la publication de la LEC, conférait déjà à la CRE des pouvoirs lui permettant de réaliser des analyses et des publications sur les marges et les prix pour toute catégorie de consommateurs. L'introduction d'un tel dispositif de renforcement de cette surveillance suggère ainsi que les indicateurs visés par la LEC portent seulement sur les catégories de consommateurs concernés par la fin des TRV entre 2020 et 2023, soit : soit les consommateurs d'électricité professionnels dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA et les consommateurs de gaz naturel domestiques et non domestiques dont la consommation annuelle de référence est inférieure à 30 mégawattheures.

La CRE comprend que l'objectif du législateur est double :

- 1) aider les consommateurs dans leurs choix des offres de fourniture. Cette lecture conduit à considérer l'indicateur de prix moyen comme une référence de marché, à partir de laquelle les consommateurs pourront comparer les offres des fournisseurs. La CRE considère, en revanche, que la marge ne constitue pas un indicateur pertinent pour aider un consommateur à réaliser son choix ;
- 2) améliorer la transparence sur le fonctionnement des marchés de détail pour l'ensemble des acteurs souhaitant comprendre et prendre des décisions relatives au marché (institutions publiques, fournisseurs, associations de consommateurs, courtiers, investisseurs, etc.). A ce titre, les données collectées par la CRE pour calculer ces indicateurs lui permettront de renforcer ses missions de surveillance.

En l'absence de TRV, l'analyse des marges des fournisseurs permet notamment de s'assurer, en conjonction avec d'autres indicateurs, du bon niveau de concurrence sur le marché. Des marges qui augmentent fortement peuvent être considérées comme un signal de dégradation du caractère concurrentiel du marché.

### 2.3.2 La construction des indicateurs de prix et de marge moyens

Le calcul de tels indicateurs de prix et de marge moyens peut se décliner sous diverses formes et méthodologies et la CRE mène actuellement des analyses afin de répondre à plusieurs questions. Comment doit être définie la marge moyenne ? Comment doit être défini le prix moyen ? Le périmètre d'analyse de la marge doit-il se restreindre aux nouvelles offres rendues publiques par le fournisseur, ou doit-il prendre en compte le portefeuille complet de celui-ci ? Quels seront les fournisseurs concernés ? Quels types de données les fournisseurs devront transmettre à la CRE ?

La CRE lancera dans les prochains mois une consultation auprès des fournisseurs sur ces questions.

## 2.4 Protection des consommateurs et dysfonctionnement de marché

La CRE est, par ailleurs, attentive aux potentiels dysfonctionnements qui peuvent apparaître sur les marchés de détail. Elle veille à en analyser les causes et à proposer, le cas échéant, des solutions et des modalités de mise en œuvre : régulation incitative, concertation dans le but de créer des procédures de marché, ateliers de travail, saisine des autorités compétentes, etc.

### *Erreurs de changement de fournisseurs*

Depuis plusieurs années, un nombre croissant de consommateurs sont basculés, sans qu'ils l'aient demandé, dans le périmètre d'un autre fournisseur.

Ce phénomène rencontré pour le gaz naturel comme pour l'électricité, bien qu'il puisse être corrigé a posteriori, cause des désagréments aux consommateurs et doit être évité à tout prix. Le nombre de litiges recensés par le médiateur national de l'énergie sur ce sujet est plus important chaque année.

Il résulte, la plupart du temps, d'erreur dans la chaîne de traitement des procédures des acteurs de marché : erreur sur les identifiants communiqués aux fournisseurs, problème de retranscription dans les formulaires de demande, données manquantes dans les bases d'adresse des GRD, etc.

La CRE a souhaité mettre ce sujet à l'ordre du jour des groupes de concertation sous son égide.

### *Démarchage des consommateurs*

Le démarchage est un vecteur de développement commercial nécessaire pour les fournisseurs d'électricité et de gaz naturel. Il consiste le plus souvent à s'adresser, soit par téléphone, soit en porte à porte, aux consommateurs afin de leur proposer leurs offres ou des devis personnalisés de leurs services.

Depuis quelques années, il apparaît que certains acteurs ou leurs prestataires ont développé des pratiques discutables qui sont notamment dénoncées par les associations de consommateurs ou encore le médiateur national de l'énergie.

Des excès ont pu être observés sur d'autres secteurs tels que celui des économies d'énergie et ont été condamnés par les pouvoirs publics, conduisant même à proposer d'encadrer cette pratique par la loi.

Afin que le démarchage puisse continuer d'être un outil de communication des fournisseurs, mais dans le but de faire disparaître les pratiques allant à l'encontre de l'intérêt des consommateurs, la CRE envisage de lancer des travaux avec l'ensemble des acteurs, fournisseurs et consommateurs.

## **SECTION 4 : DOSSIERS**



## 1. DOSSIER SUR LES OFFRES VERTES D'ÉLECTRICITÉ

Les enjeux environnementaux actuels conduisent une grande partie des consommateurs à s'interroger sur leurs modes de consommation. Les questions énergétiques figurent au centre de cette réflexion dans un contexte où la plupart des pays ont mis en place une démarche de transition énergétique.

Au niveau des consommateurs, cette appétence forte pour une consommation d'énergie compatible avec les enjeux environnementaux s'exprime notamment au travers de la demande d'offres de fourniture d'énergies, électricité comme gaz, plus durables, plus « vertes ».

Sur le marché résidentiel de l'électricité, le segment des offres vertes est un des principaux vecteurs du développement des offres de marché et donc de la concurrence.

Cette préoccupation conduit également les consommateurs professionnels à repenser leurs modes d'approvisionnement en énergie. En plus des offres vertes, ceux-ci ont la possibilité d'actionner des leviers plus directs tels que la contractualisation avec les producteurs au travers de contrats d'achats dits « *Power Purchase Agreement* » (PPA).

Ce dossier a pour objectif de décrire ces dispositifs de « participation » à la transition énergétique et les questions qu'ils soulèvent. La CRE présentera ensuite ses orientations, en particulier sur les thématiques abordées au sein du groupe de travail piloté par l'ADEME sur la construction d'un nouveau label d'offres vertes.

### 1.1 Comment participer à la transition énergétique au travers de son offre de fourniture ?

**De plus en plus de consommateurs manifestent leur volonté de participer plus activement à la transition énergétique. La première façon de le faire est de consommer moins d'énergie, sujet déjà abordé dans le présent rapport, dans les chapitres sur les CEE et sur les offres innovantes.**

Au-delà de la maîtrise de la consommation d'énergie, le développement des offres vertes est l'illustration la plus marquante de cette volonté de participation. Pourtant, la portée et l'impact réel des engagements pris par les consommateurs sont difficiles à appréhender. Ce premier paragraphe a pour vocation d'apporter des éléments pédagogiques permettant d'explicitier ce cadre particulier de la fourniture d'électricité.

Alors que les biens usuels de consommation sont facilement appréhendables, l'électricité se distingue par son caractère quasi immatériel et des caractéristiques qui lui sont propres :

- quel que soit le moyen utilisé pour la produire, l'électricité est la même (caricaturalement « les électrons sont tous les mêmes »)
- une fois injectée sur le réseau, il n'est pas possible de la tracer physiquement (caricaturalement « tous les électrons se mélangent dans le réseau »).

Ainsi, il est impossible, par essence, de tracer physiquement l'électricité verte du moyen de production au consommateur comme on pourrait le faire pour un bien classique.

Cette impossibilité physique n'empêche pas, néanmoins, de contrôler les flux financiers comme dans de nombreuses industries de service. Mais ce contrôle doit s'appuyer sur un système complémentaire à la fourniture « physique » d'électricité.

C'est dans cet esprit qu'ont été créées, au niveau européen, les garanties d'origine (GO). Ces garanties sont des certificats permettant d'assurer la traçabilité commerciale ou contractuelle de l'énergie, c'est-à-dire d'associer une consommation à des installations de production précises.

Un producteur injectant de l'électricité renouvelable sur le réseau peut obtenir un certificat (GO) attestant qu'un certain volume d'électricité verte a été injecté sur le réseau. Un consommateur souhaitant bénéficier d'électricité verte peut, en achetant ce certificat (GO) apporter un revenu complémentaire au producteur en s'attribuant la production de son installation renouvelable.

Bien que décorrélié de la « circulation » physique des électrons, cela permet au consommateur de participer au développement des installations de production renouvelable grâce à ce marché parallèle à celui de l'électricité. Dans un marché parfait, si suffisamment de consommateurs souhaitent bénéficier d'électricité verte, une forte demande en GO apparaît, conduisant à augmenter leur prix jusqu'à financer le développement de nouvelles installations renouvelables.

Les GO ont donc, par définition, pour rôle d'assurer la traçabilité de l'injection d'électricité verte dans le réseau sur un temps déterminé, ainsi que de faire ressortir la valeur que les consommateurs sont prêts à accorder à cette électricité.

En pratique, l'existence de nombreux moyens de production développés avant l'ouverture du marché ainsi que celle de dispositifs de soutien permettant d'atteindre des objectifs volontaristes de développement des ENR rendent ce cadre théorique partiellement applicable, au moins à titre transitoire.

C'est pourquoi des interrogations sont apparues chez certains consommateurs et des offres vertes dotées de caractéristiques complémentaires se sont développées : offres avec adéquation temporelle plus fine, offres avec achat direct auprès des petits producteurs, etc.

Les parties suivantes analysent le marché des garanties d'origine et ses limites actuelles, le panorama des offres vertes disponibles sur le marché de détail et, enfin, les travaux ayant pour objectif de répondre plus finement aux besoins des consommateurs.

### Comment le marché des garanties d'origine s'articule-t-il avec les soutiens publics aux ENR ?

Par définition technologiquement neutre, le marché intérieur européen de l'électricité ne permet pas de distinguer l'électricité « verte » et la potentielle valeur associée. Le marché des GO a été créé en parallèle pour jouer ce rôle.

Ce marché complémentaire à celui de l'électricité est néanmoins soumis à certaines contraintes :

- L'expression de la demande en électricité verte des consommateurs n'est pas nécessairement à hauteur des ambitions collectives (UE, État) ;
- De nombreuses installations renouvelables existaient déjà avant la création du marché des GO, créant une offre très importante, en particulier en raison des centrales hydroélectriques. Aujourd'hui bien supérieure à la demande, cette offre joue à la baisse sur la formation des prix.

Les GO et les offres vertes ne permettent ainsi pas, à ce jour, de financer à elles seules la transition énergétique. Cela n'est pourtant pas incohérent puisque le rôle premier du marché des GO est de faire apparaître la demande du marché, mais pas de se substituer aux soutiens.

Cet équilibre de marché sera toutefois modifié à mesure que la demande des consommateurs en offres vertes augmentera. Par ailleurs, quand bien même l'équilibre de marché ne permet pas encore de se passer des soutiens publics, les quelques installations non soutenues émergeant grâce aux GO permettent de limiter les volumes d'ENR à soutenir et la valorisation des GO émises par des installations sous soutien public (cf. infra) permet de réduire le montant du soutien public.

## 1.2 Les garanties d'origine

### 1.2.1 Etat des lieux du marché des garanties d'origine, un système peu lisible

Les garanties d'origine (GO) sont le système européen de traçabilité de l'électricité d'origine renouvelable (certaines installations de cogénération peuvent aussi émettre des GO). Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2012, il est obligatoire en France d'utiliser des GO pour toute offre commerciale se prévalant de l'origine renouvelable de l'électricité fournie<sup>92</sup>. Tout exploitant d'une installation de production d'énergie d'origine renouvelable a ainsi la possibilité d'obtenir des GO à hauteur du volume d'énergie que son installation a produit. Ces GO permettent aux fournisseurs d'attester qu'un certain volume d'énergie renouvelable a été injecté, sur une période donnée de consommation, en Europe<sup>93</sup>.

Powernext est en charge de la gestion du registre national français des GO et assure la délivrance, le transfert et l'annulation des GO. Sélectionné grâce à une procédure de mise en concurrence, Powernext assure ces missions depuis le 1<sup>er</sup> mai 2013 et son mandat a été renouvelé en août 2018. Ce registre est public et consultable en ligne.

La Figure 101 représente le cycle de vie d'une GO.

- Une GO atteste de la production de l'installation associée sur un mois donné (dans le schéma : la GO certifie la production de X MWh pendant le mois de juin)
- Elle peut être « émise » dans les 5 mois suivant la production de l'électricité, c'est-à-dire que le producteur a 5 mois pour faire certifier sa production et bénéficier d'une GO.
- Elle a une durée de vie de 12 mois à compter de son mois de production, c'est-à-dire qu'elle peut être utilisée ou transférée jusqu'à cette date (le mois de juin rouge dans le schéma ci-dessous). Passé ce mois elle est considérée comme « expirée »

<sup>92</sup> L'article 19 de la directive du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables impose une harmonisation de cette obligation pour tous les pays membres de l'UE.

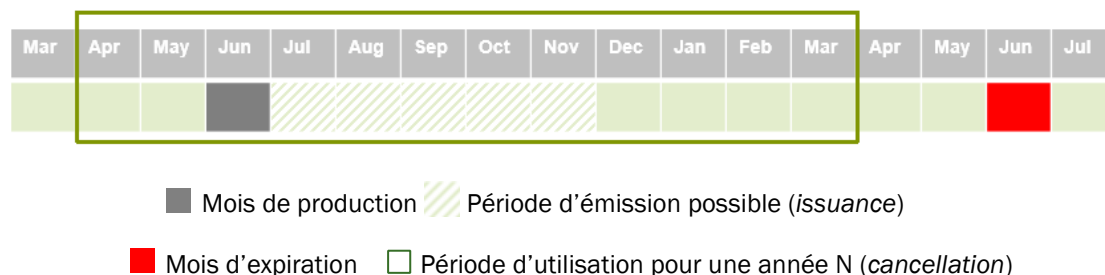
<sup>93</sup> Les pays participants au marché européen des GO vont au-delà des membres de l'union européenne. A titre d'illustration, l'Islande et la Norvège participent au mécanisme.

- L'utilisation, appelée « annulation », d'une GO pour certifier la consommation d'une année N s'effectue entre le 1<sup>er</sup> avril de l'année N et le 31 mars de l'année N+1.

Ainsi, dans le schéma ci-dessous, au titre de la production de 1 MWh au mois de juin de l'année N, une GO peut être, par exemple :

- « émise » par le producteur en septembre de l'année N, vendue puis utilisée par un fournisseur pour couvrir une consommation de l'année N en l'annulant en décembre de l'année N. Ou encore ;
- « émise » par le producteur en juillet de l'année N, vendue puis utilisée par un fournisseur pour couvrir une consommation de l'année N+1 en l'annulant en avril de l'année N+1.

Figure 101 – Schéma du cycle de vie d'une GO



Source : Powernext

Par ailleurs, pour chaque GO sont précisées, dans le registre, de nombreuses informations : l'installation associée et ses caractéristiques, la source d'énergie primaire de l'installation, le mois de production, la puissance d'injection de l'installation, si elle a ou non bénéficié d'une aide publique, la date de mise en service de l'installation et la date d'émission de la GO.

Il est donc par exemple possible, pour un acheteur, de savoir si ses GO proviennent particulièrement d'une filière donnée, d'une zone géographique donnée ou d'installations récentes non soutenues.

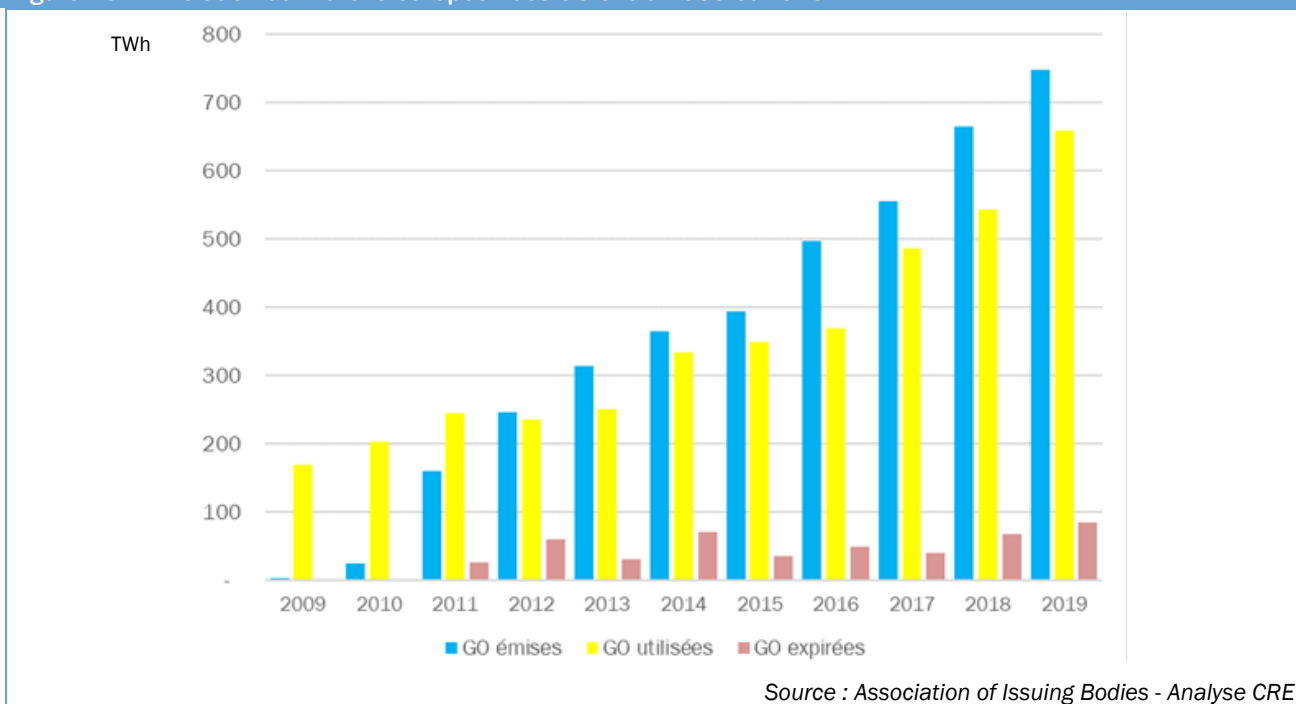
En dehors du mécanisme de mises aux enchères, les GO s'échangent de gré à gré entre acteurs (producteurs, fournisseurs et courtiers).

#### 1.2.1.1 Le marché européen des garanties d'origine

La Figure 102 présente l'évolution du marché européen des GO entre 2009 et 2019. En 2019, plus de 600 TWh de GO ont été utilisés, ce qui représente une augmentation de 10 % par rapport à 2018. A titre de comparaison, de l'ordre de 3 000 TWh d'électricité ont été produits en 2019 à l'échelle européenne<sup>94</sup>.

<sup>94</sup> Source : Eurostat ([https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG\\_CB\\_PEM\\_\\_custom\\_196536/default/table?lang=en](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_CB_PEM__custom_196536/default/table?lang=en)).

Figure 102 - Evolution du marché européen des GO entre 2009 et 2019



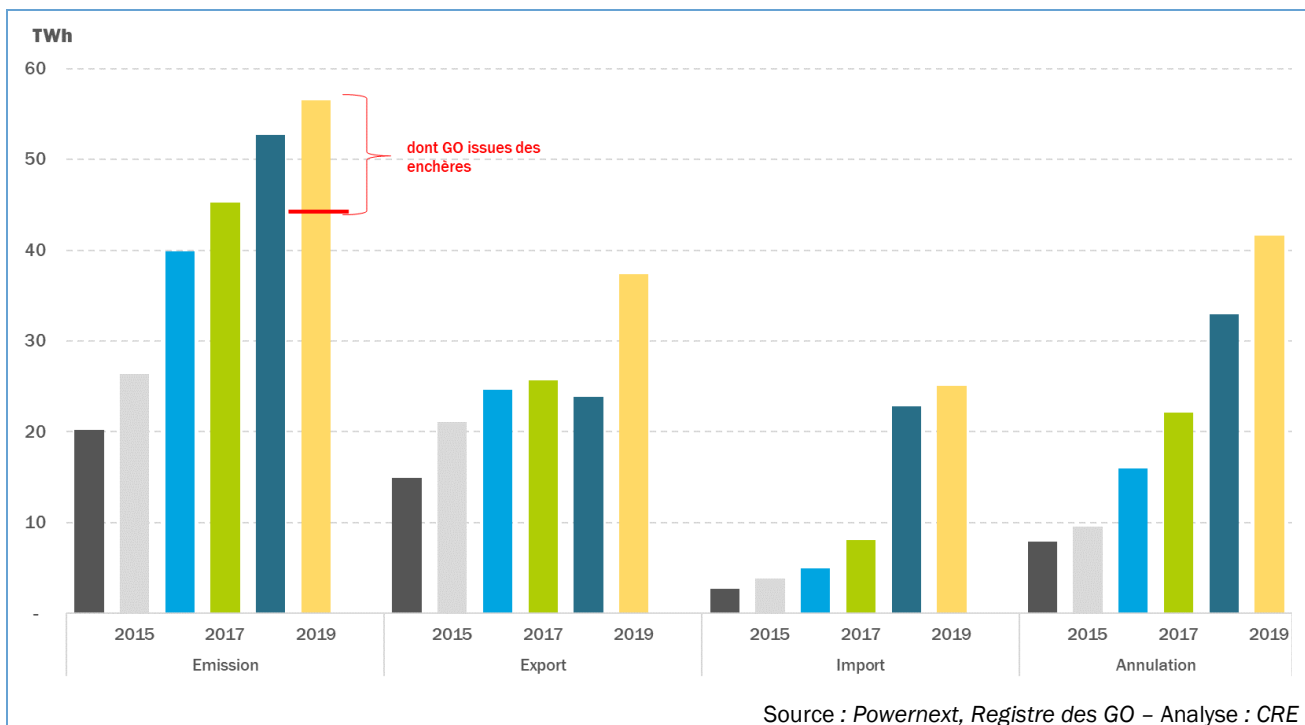
### 1.2.1.2 Le marché français des garanties d'origine

La Figure 103 représente l'évolution du marché français des GO entre 2014 et 2019. A noter que sur ce graphique, l'identité qui pourrait intuitivement être attendue [ $Emission = Annulation + (Export - Import)$ ] n'est pas valable, car certaines GO émises expirent sans être utilisées ni exportées et une GO émise en cours d'année N peut être annulée ou exportée en année N+1 comme précisé plus haut.

La demande de GO, qui se matérialise dans le graphe par les annulations, augmente fortement et quadruple entre 2015 et 2019, de 10 TWh à 40 TWh, ce qui témoigne d'une appétence croissante des consommateurs pour les offres d'électricité verte. Les émissions de GO progressent aussi, mais à un rythme inférieur. En 2019, les émissions restent supérieures d'environ 15 TWh aux annulations.

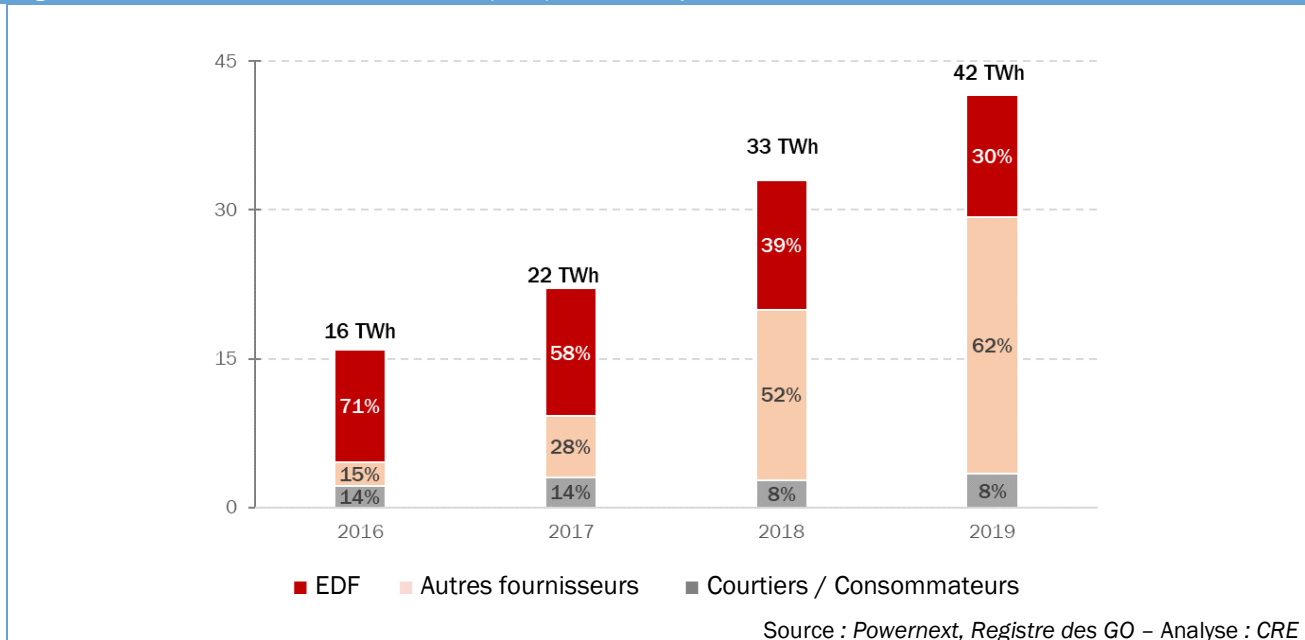
L'émission de GO a augmenté de +7 % entre 2018 et 2019. Cette augmentation est le résultat combiné de la mise aux enchères des nouveaux volumes de production subventionnés et de la baisse importante des émissions de volumes de GO par les installations hydrauliques françaises (non soutenues).

Figure 103 - Evolution du marché français des GO (TWh) entre 2014 et 2019



La Figure 104 présente la répartition de l'utilisation de GO en France par type d'acheteur et ne distingue pas les catégories de consommateurs visées. Jusqu'en 2017, EDF restait le principal utilisateur des GO dans le but de couvrir les offres vertes de ses consommateurs, principalement non résidentiels. A partir de 2018, la part d'utilisation des GO par les fournisseurs hors EDF a fortement augmenté, traduisant le développement des offres vertes sur le marché de détail, en particulier sur le segment résidentiel.

Figure 104 – Ventilation des GO utilisées (TWh) en France par acteur, entre 2016 et 2019



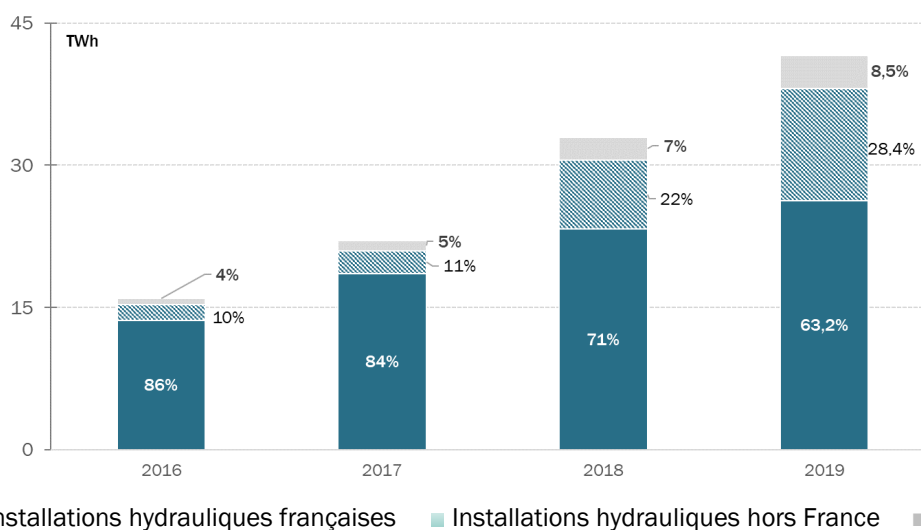
La Figure 105 présente la répartition GO utilisées par type d'installation. La proportion des GO émises par la filière hydroélectrique est relativement constante depuis 2016, avec une part de marché supérieure à 90 %. Les GO utilisées issues d'installations hydrauliques hors France sont en forte augmentation depuis 2018.

Les émissions des installations non hydrauliques représentent 8,5 % des GO utilisées en 2019. Parmi ces GO non hydrauliques, 22 % correspondent à des installations éoliennes et 8 % à des installations photovoltaïques<sup>95</sup>.

<sup>95</sup> La majeure partie des GO non hydraulique provenant des filières biomasse.



Figure 105 - Ventilation des GO utilisées (TWh) en France par type d'installation, entre 2016 et 2019



Clé de lecture : en 2019, 91,6 % des GO utilisées pour certifier l'origine « verte » de la consommation en France ont été émises par des installations hydrauliques.

Source : Powernext, Registre des GO – Analyse : CRE

## 1.2.2 La mise aux enchères pour le compte de l'Etat des garanties d'origine de la production sous soutien public

### 1.2.2.1 Contexte juridique

La loi n° 2017-227 du 24 février 2017 a fait évoluer l'articulation entre le système des GO et les dispositifs nationaux de soutien en introduisant le principe d'une mise aux enchères au bénéfice de l'État des GO issues de la production d'électricité d'origine renouvelable par les installations bénéficiant d'un contrat d'obligation d'achat ou de complément de rémunération. Les revenus des enchères abondent directement le Compte d'affectation spéciale « Transition Énergétique » (CAS TE).

Cette disposition a permis d'anticiper la transposition en droit français de l'article 19 de la directive 2018/2001 du 11 décembre 2018 qui dispose que « les États membres veillent à ce que, lorsqu'un producteur bénéficie du soutien financier d'un régime d'aide, la valeur de marché de la GO pour cette même production soit prise en compte de façon appropriée dans le régime d'aide concerné ». <sup>96</sup>

L'article 51 de la loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat permet par ailleurs aux communes sur lesquelles est implantée une installation de production subventionnée de demander à l'Etat le transfert à titre gratuit de tout ou partie des GO de ladite installation sur son compte ou sur celui de son fournisseur en vue de leur utilisation immédiate.

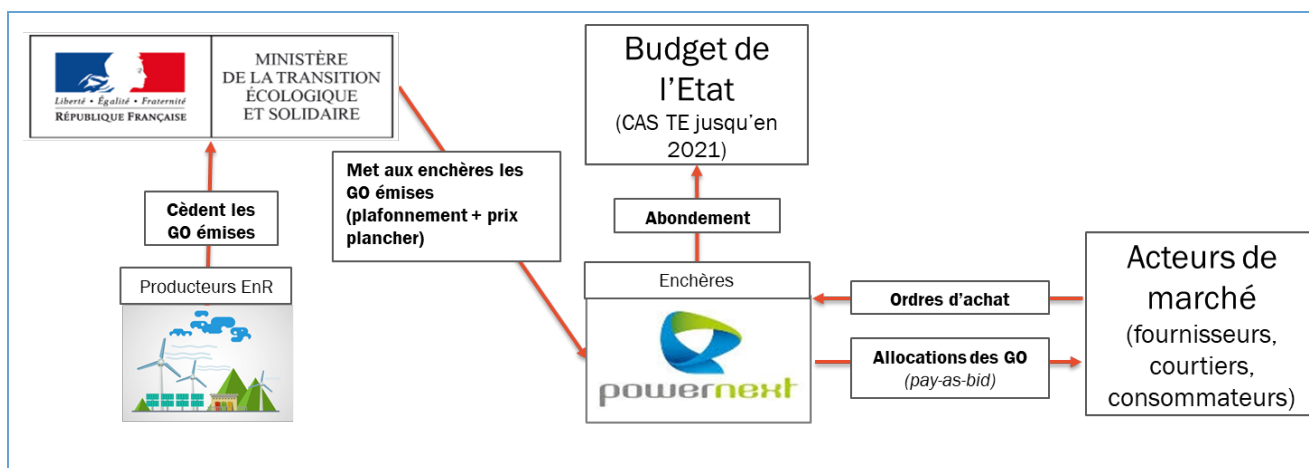
### 1.2.2.2 Le fonctionnement des enchères

Toutes les installations de production d'origine renouvelable, situées en France métropolitaine ou en ZNI, bénéficiant d'un contrat d'achat ou d'un complément de rémunération et de capacité installée supérieure à 100 kVA ont l'obligation de s'enregistrer sur le registre des GO pour le compte de l'Etat. La vente de ces GO est alors effectuée dans le cadre d'une enchère mensuelle organisée sur la plateforme de Powernext pour des productions réalisées en M-3. Les invendus peuvent être remis aux enchères au maximum une fois.

La Figure 106 illustre le fonctionnement des enchères des GO et les rôles des différents acteurs.

Figure 106 – Schéma du fonctionnement de la mise aux enchères des garanties d'origine

<sup>96</sup> Révision de la Directive de la Commission européenne du 15 avril 2009.



Au regard des volumes de production actuels des installations sous soutien public, cette mise aux enchères aurait pu porter, en 2019, sur un volume de GO pouvant aller jusqu'à 45 TWh, soit le même ordre de grandeur que le volume annuel de GO déjà en circulation.

Etant donné l'impact potentiel important de l'introduction de ce dispositif sur les prix, et dans une logique d'optimisation de ses propres revenus, l'Etat se réserve chaque mois le droit de plafonner les volumes de GO mises aux enchères et d'intégrer un prix plancher confidentiel, potentiellement différent à chaque enchère.

Pour remplir leur carnet d'ordre, les acteurs ont la possibilité de choisir un couple technologie/région de la GO émise, voire de cibler des installations précises. L'allocation des lots mis aux enchères se fait suivant une logique « *pay-as-bid* ».

### 1.2.2.3 Bilan des enchères pour les mois de production allant de mars à décembre 2019

Le Tableau 10 présente le résultat des enchères mensuelles de septembre 2019 à mars 2020, portant sur les productions d'électricité de mars à décembre 2019 et représentant un montant total d'achats de 14,2 TWh de GO sur la période pour un volume mis en vente de 19,1 TWh.

Les prix moyens pondérés sont compris entre 0,14 €/MWh et 0,63 €/MWh. Ils sont relativement homogènes entre les sources d'énergie, excepté pour le photovoltaïque et l'éolien, qui ont pu obtenir des premiums moyens respectivement de +0,2 €/MWh et +0,1 €/MWh sur certains mois. A partir d'octobre 2019, un resserrement des écarts de prix entre les filières peut être constaté.

Tableau 9 – Prix moyens (€/MWh) des enchères des GO pour les mois de production de mars à décembre 2019

Technologie de production	Mois de production									
	mars-19	avr-19	mai-19	juin-19	juil-19	août-19	sept-19	oct-19	nov-19	déc-19
Eolien terrestre	0,31	0,62	0,53	0,53	0,31	0,31	0,23	0,15	0,15	0,20
Hydraulique	0,26	0,36	0,32	0,33	0,28	0,28	0,24	0,17	0,21	0,20
Solaire	0,30	1,06	0,68	0,62	0,40	0,42	0,20	0,12	0,13	0,30
Thermique	0,25	0,53	0,31	0,32	0,24	0,24	0,14	0,11	0,10	0,10
Moyenne pondérée des prix	<b>0,30</b>	<b>0,63</b>	<b>0,49</b>	<b>0,49</b>	<b>0,31</b>	<b>0,32</b>	<b>0,22</b>	<b>0,14</b>	<b>0,15</b>	<b>0,22</b>
Volume vendu / volume mis aux enchères	100 %							40 %	36 %	14 %

Source : Powernext

Dans la mesure où l'adéquation entre consommation d'électricité et GO se fait, pour le moment, à un pas de temps annuel, le prix des GO évolue relativement indépendamment des saisons. Le passage d'une adéquation à un pas de temps mensuel à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2021 aura potentiellement un effet sur l'équilibre offre/demande du marché des GO et pourrait conduire à une saisonnalité plus marquée des prix.



Cet effet sera d'autant plus marqué que les installations présentant une plus grande saisonnalité (solaire ou l'éolien), seront plus représentées que les installations produisant plutôt en base (hydraulique au fil de l'eau).

Sur les enchères, la séparation par filière technologique permettra de faire ressortir la potentielle propension à payer des consommateurs pour certaines technologies plutôt que d'autres<sup>97</sup>. Il est possible que les premiums déjà observés sur les GO émises par des installations photovoltaïques soient le fait d'une plus forte demande de la part des fournisseurs souhaitant se différencier sur le marché des offres vertes.

Le prix moyen pondéré des enchères, de l'ordre de 0,31 €/MWh en 2019, est du même ordre de grandeur que le prix observé pendant la période précédente et que les prix en vigueur dans les autres pays européens. Ce prix très bas reflète la situation de surcapacité du marché européen, où la demande, même en forte croissance, reste inférieure à l'offre qui comprend tout le parc hydraulique existant.

### 1.3 Le développement des offres vertes d'électricité sur le marché de détail

#### 1.3.1 Etat des lieux

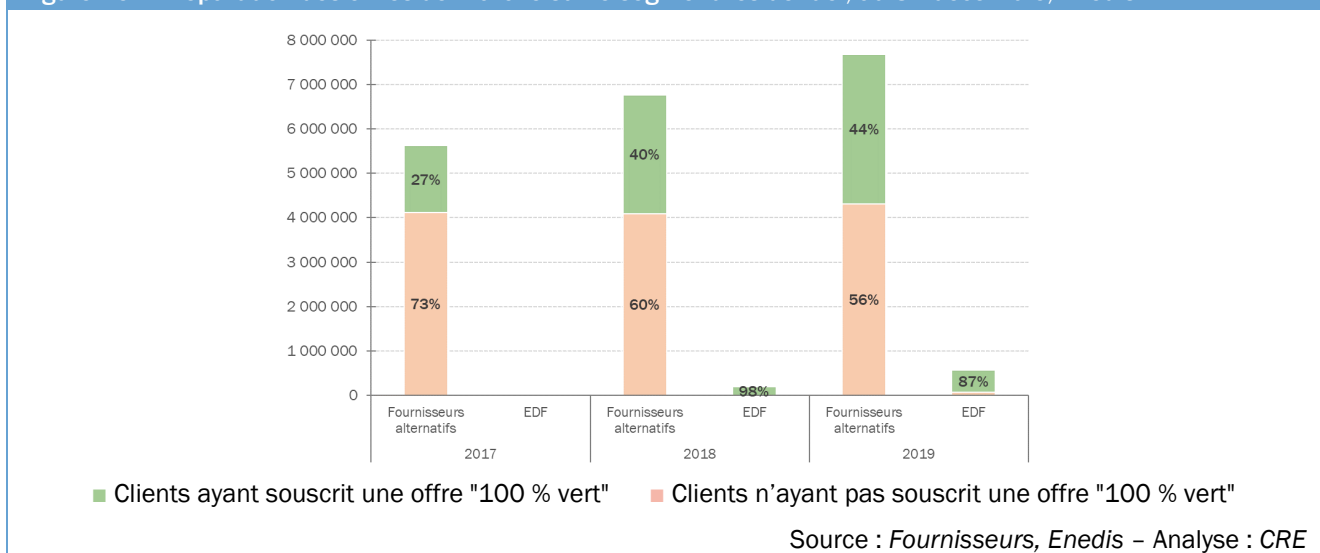
*Les offres vertes s'appuient sur des GO et ont souvent des niveaux de prix comparables aux offres standards*

Comme présenté dans les parties précédentes, une offre dite « verte » de fourniture en électricité est une offre pour laquelle une partie ou la totalité de la consommation est couverte par des GO. L'acte d'approvisionnement en énergie est dissocié de celui d'approvisionnement en GO. C'est donc uniquement le critère de couverture du volume de consommation d'un client par des GO qui assure le caractère « vert » de l'offre. Cela permet d'isoler économiquement la plus-value de la production renouvelable par rapport à la production conventionnelle.

La Figure 107 illustre le développement des offres vertes en France entre 2017 et 2019, auprès des consommateurs résidentiels<sup>98</sup>. Au 31 décembre 2019, 3,9 millions<sup>99</sup> de clients résidentiels ont souscrit une offre 100% verte (contre 2,9 millions au 31 décembre 2018), ce qui représente 12 % de l'ensemble des sites et 47 % des sites en offre de marché. Cela représente une augmentation de 152 % depuis le 31 décembre 2017, tandis que le nombre de souscriptions à une offre qui n'est pas 100% vert est resté stable.

Le développement de la concurrence sur le segment résidentiel est ainsi étroitement lié au développement des offres vertes depuis 2017. Les offres vertes constituent aussi un axe de développement majeur chez EDF, 87 % de son portefeuille de clients résidentiels en offre de marché ayant souscrit une offre 100% verte.

Figure 107 - Répartition des offres de marché sur le segment résidentiel, au 31 décembre, Enedis



Au 31 décembre 2019, 53 offres certifiaient une électricité 100 % verte pour un client résidentiel au tarif HP/HC 9 kVA<sup>100</sup>.

<sup>97</sup> Pour rappel, les fournisseurs commercialisant des offres vertes n'ont aucune contrainte à respecter quant à la filière technologique (ou la zone géographique) des GO utilisées pour leurs offres vertes. Les fournisseurs peuvent cependant s'ils le souhaitent indiquer ces informations à leurs clients.

<sup>98</sup> Sur le réseau d'Enedis.

<sup>99</sup> Non exhaustif. Données recueillies auprès des principaux fournisseurs d'électricité (EDF, Engie, ENI et Total Direct Energie). Le portefeuille de ces fournisseurs représente 97 % des consommateurs résidentiels rattachés à Enedis.

<sup>100</sup> Source : energie-info.fr

Les prix des GO étant faibles, les offres vertes proposent souvent des niveaux de prix comparables à ceux des offres standard.

Au 31 décembre 2018, 290 000 sites petits professionnels ont souscrit une offre 100% verte, soit 7 % de l'ensemble des sites et 23 % des sites en offre de marché.

La CRE ne dispose pas de données sur la consommation de GO pour des clients de taille plus importante. Sur la base des entretiens avec les acteurs, il existe une forte appétence des entreprises et des collectivités publiques pour la consommation d'électricité verte. Par ailleurs, les *Power purchase agreement* (PPA)<sup>101</sup> signés par certains grands consommateurs commencent à se développer, même si la France reste en retard dans ce domaine par rapport à d'autres pays européens.

Les arguments de vente déployés par les fournisseurs d'offres vertes portent dans la plupart des cas sur la contribution de ces offres à des objectifs de « transition énergétique ». Cette contribution est pourtant aujourd'hui marginale au vu des prix des GO. Les recettes des enchères, qui contribuent à financer le soutien public aux ENR, restent faibles (quelques millions d'euros). En outre, une partie des GO annulées en France sont associées à de la production hydroélectrique existante et une part importante provient d'installations hors France<sup>102</sup> (voir la Figure 105).

Ce constat appelle un certain nombre de questions qui ont conduit certains fournisseurs à ajouter des caractéristiques supplémentaires à leurs offres vertes au cours des années 2017 à 2019.

#### ***Des offres vertes avec des critères additionnels se sont développées afin de répondre aux attentes des consommateurs***

Ces contraintes visent en premier lieu à diversifier et préciser ce que finance l'offre verte : installations existantes ou nouvelles, subventionnées ou non, locales ou se situant à l'étranger, d'une technologie particulière. En outre, certaines offres s'intéressent à l'équilibre physique du système, en mettant en avant une adéquation temporelle plus fine entre consommation et production à partir d'énergie renouvelable.

L'ensemble de ces éléments sont confus pour le consommateur qui n'est généralement pas en mesure de comprendre tous les sous-jacents de son offre, malgré sa volonté de participer à la transition énergétique.

A titre d'illustration, certains fournisseurs, en plus d'une électricité certifiée « 100 % verte », proposent désormais des critères supplémentaires à la couverture par des GO, notamment :

- **le caractère local du site de production**, avec une identification géographique plus ou moins fine (« offres vertes de Narbonne » d'Ilek ; l'identification exacte du site pour « l'offre Temps réel » de Planète OUI) ;
- **adéquation temporelle plus fine entre production et consommation**. Planète Oui a débuté fin 2018 la commercialisation d'une offre verte, « Temps réel », en achetant directement l'électricité et les GO auprès d'une centrale hydroélectrique. Cette offre assure au client de voir sa consommation couverte exactement par la production EnR à chaque pas de temps de 30 min ;
- **achat conjoint de l'électricité et des GO** auprès des mêmes producteurs (en majorité de petites installations d'hydroélectricité françaises). Ces offres, historiquement développées par Enercoop, sont dorénavant proposées par plusieurs fournisseurs : Ilek, Energies d'Ici, Urban Solar, EkWateur, etc. Les fournisseurs mettent en avant de meilleures conditions de rémunération aux producteurs (via des contrats de long terme) voire leur contribution à des circuits courts de financement (par exemple, l'offre « petits producteurs » d'EkWateur).

### **1.3.2 Le cadre contractuel actuel des offres vertes est insuffisant au regard de leurs enjeux pour le bon fonctionnement marché de détail**

La CRE considère nécessaire d'améliorer la transparence et l'information autour des offres vertes pour éclairer les choix des consommateurs. En particulier, l'articulation entre offres vertes, GO et contribution au développement et au financement des énergies renouvelables doit être décrite de façon claire.

Afin de répondre aux questions posées par le fonctionnement actuel du marché des garanties d'origine et les offres vertes, il convient d'identifier les enjeux importants, en lien avec les attentes des consommateurs : caractère local, adéquation temporelle, « circuits courts » et ce en quoi une offre dite verte peut répondre, ou non, à ces enjeux.

Ces enjeux soulignent que le point majeur qu'il serait souhaitable de clarifier pour le consommateur est celui des conséquences de son choix sur le financement des installations de production renouvelable et, par suite, sur le développement des installations renouvelables.

<sup>101</sup> Voir la section 4.1.5.

<sup>102</sup> Source : Registre des garanties d'origine, Powernext

### ***S'agissant de la contribution effective des offres vertes au développement des installations EnR***

Cette thématique est la plus importante et celle qui permet aux consommateurs de participer réellement à la transition énergétique. Elle devrait être placée au centre des débats sur les offres vertes et l'information associée.

La quasi-totalité des nouvelles installations de production d'énergie renouvelable (principalement photovoltaïque et éolien) continue de se développer aujourd'hui dans le cadre de contrats de soutien de long terme garantis par l'État (obligation d'achat et complément de rémunération) et financés par la collectivité par l'intermédiaire des recettes des taxes intérieures de consommation sur les produits fossiles (pour un montant d'environ 5,7 milliards d'euros en 2019).

Au contraire, les installations auprès desquelles les fournisseurs s'approvisionnent majoritairement aujourd'hui pour commercialiser une offre « verte » sont essentiellement des installations anciennes et amorties qui ont pu bénéficier, ou non, d'un contrat de soutien (majoritairement grands barrages ou petites centrales hydrauliques).

En théorie, une offre verte s'appuie sur des GO provenant d'installations qui peuvent être dans des situations très différentes et pour lesquelles l'impact, en termes de financement, est très contrasté :

#### ***1) Installations n'ayant jamais bénéficié de soutien public***

Ces installations de production ont été construites et financées sur le marché. Les revenus des producteurs proviennent ainsi de tous les débouchés existants : marché de l'énergie, de la capacité, équilibrage, GO, etc.

Selon le stade de leur vie (qui peut être connu grâce à l'information sur l'âge de l'installation figurant dans les GO), leurs investissements peuvent être amortis ou non.

- Pour les installations amorties, le revenu complémentaire apporté par les GO peut contribuer à des investissements de rénovation.
- Pour les nouvelles installations, la souscription d'une offre verte peut apporter une stimulation des investissements, en apportant une rémunération additionnelle potentiellement importante. Toutefois, dans ce contexte, ce qui importe est le couple de paramètres [prix total (électricité + GO) ; durée d'engagement du fournisseur/consommateur] pour déclencher des nouveaux investissements EnR hors soutiens publics.

#### ***2) Installations ayant bénéficié de soutien public***

Ces installations ont été financées grâce aux mécanismes de soutien public. Depuis qu'elles sont sorties de ces mécanismes, leurs revenus sont les mêmes que ceux des installations visées par le 1) ci-dessus.

Le revenu complémentaire apporté par les GO peut contribuer au financement d'investissements de rénovation.

#### ***3) Installations bénéficiant de soutien public***

Ces installations ont été développées grâce aux mécanismes de soutien public, offrant une rentabilité suffisante sur tout son cycle de vie. Les GO associées à ces installations ne peuvent être achetées qu'au travers des enchères organisées pour le compte de l'État par Powernext.

Les revenus associés à la vente de ces GO abondent le budget de l'État et permettent, en un sens, de diminuer le montant total du soutien. Jusqu'en 2021, les revenus sont directement affectés au CAS TE de l'État, sans lien direct entre les revenus des GO et les dépenses de soutien pour une filière donnée. A partir de 2021, les revenus des enchères sont intégrés au budget général de l'État.

Dans cette situation, la souscription d'une offre verte ne bénéficie pas directement aux installations concernées, mais contribue, par l'intermédiaire de la mise aux enchères de ces GO au bénéfice de l'État, à diminuer le coût des dispositifs de soutien devant être financé par l'impôt ou, à dépenses publiques égales, permet d'envisager le soutien par la collectivité d'installations plus nombreuses : c'est une sorte de contribution financière volontaire.

#### ***4) Installations situées à l'étranger***

Dans ce cas, la GO contribue au financement de la transition énergétique à l'échelle européenne, sans qu'il soit possible d'en savoir plus.

L'existence de telles différences derrière des offres vertes identiques montre qu'il pourrait être pertinent de permettre aux consommateurs d'être mieux informés et de choisir, en fonction de leur degré de volonté de participer à la transition énergétique, l'offre qui leur correspond le mieux.

A cette fin, les fournisseurs devraient être obligés à mentionner le régime d'aide dont bénéficient ou ont bénéficié les installations ayant émis les GO qui couvrent leurs offres vertes.

### ***S'agissant de la localisation des installations de production EnR***

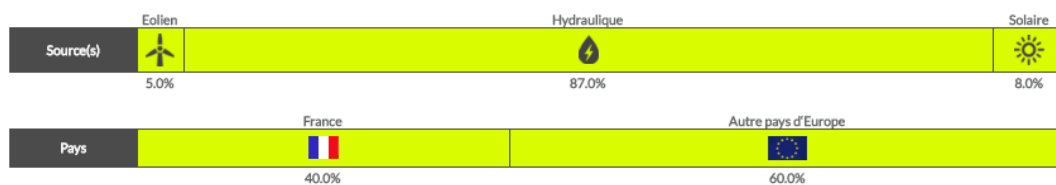
En application des dispositions de l'article R. 333-10 du code de l'énergie, les fournisseurs d'électricité sont tenus d'informer les consommateurs finals sur l'origine de l'électricité fournie. A cet effet, ils indiquent, sur les factures d'électricité et dans les documents promotionnels adressés aux consommateurs finals les différentes sources d'énergie primaire utilisées pour produire l'électricité qu'ils ont commercialisée. Dans le cas où des GO ont été acquises dans le cadre des enchères, il est explicitement fait mention de la part d'électricité produite à partir de sources renouvelables acquise par ce biais.

Les fournisseurs ne sont cependant pas tenus de fournir d'informations supplémentaires, telles que la provenance de la GO ou l'existence d'un soutien public dont aurait bénéficié l'installation ayant émis la GO.

Selon le pays d'implantation des installations auxquelles correspondent les GO utilisées par les fournisseurs, l'offre verte peut contribuer à l'atteinte des objectifs que la France s'est fixés en matière d'énergies renouvelables, ou plus généralement aux objectifs européens de développement des énergies renouvelables. Afin de permettre aux consommateurs d'apprécier la façon dont leur offre d'électricité participe à ces différents objectifs, la CRE a recommandé que les fournisseurs soient tenus de communiquer la répartition des GO utilisées entre les installations situées en France et celles situées dans d'autres États membres de l'Union européenne.

Certains fournisseurs mettent déjà en avant le caractère français de leurs offres vertes.

En complément, bien que moins mis en avant par les fournisseurs, la technologie de l'installation est aussi associée à la GO. Ces critères géographiques et technologiques figurent d'ailleurs dans les offres disponibles sur le comparateur du médiateur national de l'énergie ([energie-info.fr](http://energie-info.fr)).



Exemple de détails fournis sur le site « [energie-info.fr](http://energie-info.fr) » une offre verte

Certains fournisseurs associent aux offres de leurs clients des installations bien spécifiques qu'ils peuvent parfois choisir selon leur préférence ou selon leur proximité géographique. Ces offres, si elles répondent à l'appétence des consommateurs et plus largement de la société pour la consommation locale, méconnaissent le caractère global du système électrique, dans lequel toutes les productions contribuent, au même instant, à alimenter l'ensemble des consommateurs.

#### ***S'agissant de l'adéquation temporelle entre la consommation et la production des installations renouvelables***

Le pas de temps utilisé dans le système européen actuel des GO est annuel. Ainsi, une offre est verte dès lors que la consommation annuelle d'un client est couverte par la production annuelle d'installations renouvelables, certifiée par des GO. Par exemple, la production d'une installation au mois de mai peut servir à couvrir la consommation d'un client au mois de novembre.

Du fait du caractère saisonnier et intermittent de la production de certaines filières renouvelables, cette caractéristique génère de l'incompréhension auprès des consommateurs. Par exemple, le fait qu'une offre verte assise sur de la production solaire permette aux clients de consommer la nuit peut sembler incompréhensible. En outre, cela souligne que d'autres installations ont été nécessaires, en pratique, pour approvisionner de ce client.

Le décret du 5 avril 2018 prévoit que, d'ici 2021, pour attester de la source renouvelable de l'électricité consommée, la GO doit provenir d'une production du même mois que le mois de consommation qu'elle certifie.

Dans l'idéal, une cohérence temporelle la plus fine possible (au pas de temps horaire par exemple) est souhaitable. Elle permettrait d'apporter davantage de transparence aux consommateurs et augmenterait très certainement la valeur des GO de certaines installations sur le marché, envoyant ainsi des meilleurs signaux d'investissement en reflétant les périodes de tension qui peuvent exister sur la production d'énergie renouvelable.

Cependant, une telle évolution soulève des questions techniques, tant du point de vue du contrôle par les GRD de la production injectée que de la complexité et de la multiplication des contraintes administratives liées à l'augmentation du nombre de GO à émettre.

## **1.4 La labellisation et les groupes de travail ADEME**

### **1.4.1 Objectif des groupes de travail organisés par l'ADEME**

Le succès des offres vertes a conduit l'ADEME à publier en décembre 2018 un avis portant sur les offres vertes (<https://www.ademe.fr/offres-delectricite-verte>), qui proposait de segmenter les offres vertes en deux catégories :

- les offres d'électricité verte « standard », les fournisseurs achètent séparément l'électricité et les GO ;

- les offres d'électricité verte « premium », offres impliquant l'achat simultané de l'électricité et des GO.

L'ADEME encourageait ainsi les consommateurs souhaitant s'impliquer dans la transition énergétique à souscrire des offres vertes « *premium* », seules offres qui, selon elle, permettent à moyen terme le développement de nouvelles installations d'EnR sans mécanisme de soutien public.

#### Focus : segmentation issue de l'avis ADEME de décembre 2018

La segmentation ADEME entre offres « premium » et « standard » ne permet pas de distinguer efficacement la contribution effective des offres vertes au développement des énergies renouvelables.

L'existence d'un contrat d'approvisionnement incluant l'énergie et les GO associées ne garantit pas une contribution supérieure au maintien ou au développement d'installations d'énergie renouvelable par rapport à un approvisionnement en GO uniquement. Une telle distinction laisse notamment penser que l'intérêt d'une offre « premium » réside dans le fait d'offrir au producteur, en plus de la valeur de la GO, une rémunération de l'énergie produite alors même que la question n'est pas tant l'existence de cette rémunération (dont le producteur bénéficie dans tous les cas, *a minima* à hauteur du prix de marché) que son niveau et sa visibilité sur le long terme.

Les offres qui reposent sur l'approvisionnement simultané en énergie et en GO (« premium ») sont probablement aujourd'hui les offres les plus vertueuses du point de vue de la contribution au maintien ou au développement des énergies renouvelables, mais cela tient davantage au montant de la rémunération offerte aux installations qu'à la forme de l'approvisionnement.

Ainsi, la distinction proposée entre offres « premium » et « standard » risque de limiter la transparence pour les consommateurs et promouvoir des modèles d'approvisionnement qui ne contribuent pas nécessairement davantage au développement des énergies renouvelables.

Dans le prolongement de cet avis, l'ADEME a créé un groupe de travail ayant pour objet de construire un label « offre verte premium ».

L'objectif général d'améliorer la transparence des offres vertes pour les consommateurs est partagé par la CRE. Toutefois, les échanges dans ce groupe de travail ont montré l'importance du rôle des acteurs publics, en tant que garants de l'impartialité des critères retenus pour la construction d'un tel label.

La CRE considère que l'appétence des consommateurs pour les offres vertes est le reflet de leur volonté de contribuer à la transition énergétique toujours plus activement. C'est pourquoi l'objectif principal que devrait remplir un label soutenu par les pouvoirs publics est de permettre aux consommateurs de mesurer leur impact sur cette transition énergétique, en particulier en termes de croissance de la production ENR.

La CRE considère ainsi qu'il est primordial qu'un label soutenu par les pouvoirs publics permette de répondre à cet enjeu. Notamment, il devrait permettre aux consommateurs de connaître les caractéristiques des installations qu'ils soutiennent ainsi que la hauteur de leur contribution en comparaison à une offre standard.

#### 1.4.2 Liste des critères abordés dans les réunions des groupes de travail ADEME et analyse de la CRE

En septembre 2020, l'ADEME a présenté sa proposition finale de label. Ce dernier s'adressera aux consommateurs résidentiels dans un premier temps.

Cette proposition, dans la continuité de son avis de 2018, met en valeur les offres vertes pour lesquelles les fournisseurs achètent conjointement l'énergie et les garanties d'origine directement auprès des producteurs. Seront éligibles les installations situées en France ne bénéficiant pas, ou plus, de soutien public ainsi que les installations sous complément de rémunération, mais pas les installations sous obligation d'achat.

Le label proposé par l'ADEME comprend un deuxième niveau dont pourront bénéficier les offres vertes dont au moins 25% de l'électricité provient d'installation qui, en plus d'être éligibles, sont :

- Soit mise en service après 2015 et ne bénéficiant pas de soutien public ;
- Soit sont sous gouvernance locale<sup>103</sup>, qu'elles bénéficient ou non de soutien public (sous forme de complément de rémunération).

Enfin, l'ADEME ajoute une liste d'éléments de transparence que les fournisseurs devront apporter. Certains de ces éléments sortant du cadre des offres vertes : souscription d'ARENH par le fournisseur, actions de MDE qu'il entreprend, pourcentage des clients de son portefeuille ayant activé le suivi de consommation Linky, etc.

<sup>103</sup> La gouvernance locale devrait être mesurée par la part, dans l'actionnariat des porteurs de projets, des collectivités et acteurs locaux.



En annexe de ce dossier, la CRE présente son analyse des propositions de l'ADEME pour cette future labellisation des offres vertes et dont la synthèse est présentée ci-dessous. Il convient de noter que les travaux de l'ADEME se poursuivent et traiteront, dans les prochains mois, des questions de gouvernance et de contrôle du label.

### Synthèse

Le système des garanties d'origine est le seul garant de la traçabilité des énergies vertes dans le marché intérieur européen de l'électricité. Il est primordial que les travaux de labellisation s'inscrivent en complémentarité avec ce cadre européen et ne viennent pas dégrader la valorisation des offres vertes et leur perception par les consommateurs.

Pour autant, la CRE n'est pas opposée à ce qu'une labellisation vienne compléter le cadre existant afin de mettre en avant des offres vertes permettant d'atteindre un ou plusieurs objectifs complémentaires à celui du système des garanties d'origine.

Les trois enjeux principaux identifiés lors des travaux de l'ADEME sont le financement de nouvelles installations ou « additionnalité », la traçabilité de la production ENR à un pas temporel plus fin et la promotion des « circuits courts » en s'appuyant sur des contrats d'achat directement auprès des producteurs.

La construction d'un label répondant à l'ensemble des enjeux est hasardeuse et source de confusion en termes de message ou de lisibilité du dispositif. C'est pourquoi des objectifs prioritaires doivent être désignés. Ce choix doit s'appuyer à la fois sur l'analyse des attentes des consommateurs et sur les conséquences sur le système électrique dans son ensemble.

Dans sa proposition, l'ADEME met en avant l'« achat conjoint » direct auprès des producteurs. En valorisant les « circuits courts de financement », ce format d'offre répond à une demande croissante de la société. Toutefois, il méconnaît la logique du système électrique interconnecté à l'échelle nationale et européenne et risque d'entretenir la confusion des consommateurs, particulièrement si un tel label s'applique à des installations soutenues par l'Etat.

La CRE considère que le financement de nouveaux moyens renouvelables non soutenus par l'Etat devrait tenir une place centrale dans la construction d'un label. C'est l'enjeu principal attendu par les consommateurs dont le souhait est de participer volontairement au développement des énergies renouvelables.

Un label s'appuyant uniquement sur des GO d'installations mises en service après 2015 et sans soutien public permettrait de répondre à cette problématique, sans que l'achat soit nécessairement direct ni conjoint.

A ce titre, la CRE considère que le label proposé par l'ADEME n'est pas une réponse adaptée aux enjeux soulevés par les offres vertes. En particulier, les offres labélisées s'appuyant sur des installations bénéficiant de soutiens publics ne permettent pas de contribuer au développement des énergies renouvelables en France plus que les autres offres.

## 1.5 Les Power purchase agreement (PPA)

### 1.5.1 Un terme qui recouvre une large typologie de contrats

Un *Power Purchase Agreement* (« PPA ») est un contrat d'achat d'énergie entre un producteur et un acheteur. Lorsque l'acheteur est un consommateur final, le terme utilisé est « *Corporate PPA* », lorsque c'est un fournisseur, il s'agira de « *Utility PPA* ». Cette section se concentre sur le cas où l'énergie qui fait l'objet du PPA est d'origine renouvelable. Il traite davantage du « *Corporate PPA* » que du « *Utility PPA* », mais les analyses et recommandations sont valables dans les deux cas.

Si la signature d'un contrat de type PPA laisse une grande latitude aux parties prenantes, trois schémas se détachent :

- le PPA local (« *physical PPA* »), lorsque la production renouvelable est directement injectée sur le site de consommation ;
- le PPA hors-site (« *sleeved PPA* »), sans raccordement direct entre le site de production et le site de consommation et avec un intermédiaire qui joue le rôle de responsable d'équilibre ;
- le PPA financier (« *virtual PPA* »), sans raccordement non plus, où l'engagement se limite à un prix d'achat.

Le PPA hors-site est le cadre contractuel le plus utilisé. Un troisième acteur intervient alors, qui peut être un agrégateur ou un fournisseur, dont le rôle est d'assurer l'intégration de la production renouvelable fatale du PPA dans le profil de consommation du consommateur, de gérer les écarts et de porter la responsabilité d'équilibre.

Le PPA précise généralement le volume de livraison, la forme du produit (en fonction des engagements pris « *pay as produced* » ou « *pay as consumed* »), les modalités de prix (fixe, indexé, variable, etc.), la date de livraison, le point de livraison et la durée du contrat. Les PPA portent, généralement, à la fois sur l'énergie et sur les garanties d'origine.

Ces paramètres vont notamment dépendre des installations de production d'énergie renouvelable considérées. Il peut s'agir d'installations déjà opérationnelles ou de nouvelles installations. Dans ce dernier cas, le contrat d'approvisionnement est généralement conclu pour un prix fixe et sur une longue durée afin de garantir au producteur la rentabilité et la visibilité nécessaires au développement du projet tout en assurant au consommateur de bénéficier d'une énergie à prix garanti sur un horizon de temps excédant celui des marchés de l'électricité. L'installation peut, selon le cas, avoir bénéficié ou bénéficier d'un soutien public.

### 1.5.2 Des développements importants en Europe et dans le monde

Les contrats de type PPA connaissent un essor depuis quelques années qui s'explique principalement par (i) la baisse des coûts des énergies renouvelables, (ii) le ressenti d'une moindre prévisibilité des prix de l'électricité à long terme et (iii) l'intérêt grandissant des entreprises pour la transition énergétique. L'initiative RE100 est une illustration de ce point : plus de 260 grandes entreprises mondiales s'engagent à s'approvisionner à 100 % en énergie d'origine renouvelable d'ici 2050.

L'entreprise BloombergNEF recense à fin 2019 une puissance cumulée de 19,5 GW de capacité renouvelable ayant fait l'objet d'un PPA dans le monde<sup>104</sup>. Les Etats-Unis représentent plus de 80 % des volumes de PPA signés. Les pays européens dans lesquels des PPA ont été signés sont principalement les pays scandinaves, suivis par les Pays-Bas, le Royaume-Uni et l'Espagne puis, dans une moindre mesure, la France ou la Pologne.

Les annonces des signatures de PPA, pour des installations de production d'électricité renouvelable situées en France, ayant eu lieu en 2019, sont recensées dans le tableau ci-dessous :

Tableau 10 - Tableau de bord des contrats PPA signés en 2019 en France

Date de communication presse	Acheteur	Vendeur	Intermédiaire	Puissance / Energie	Tech-nologie	Durée	Type d'installations
Mars 2019	Metro	Eurowatt	Agregio	25 GWh/an	Eolien	3 ans	Installations en sortie de contrat d'achat
Mai 2019	Boulangier	Volitalia		5 MW	PV	25 ans	Nouvelles installations sans soutien
Juin 2019	SNCF	Volitalia		143 MW	PV	25 ans	Nouvelles installations sans soutien

### 1.5.3 Intérêts des PPA pour les acteurs : premiers retours d'expérience

La CRE a rencontré plusieurs acteurs français impliqués dans la contractualisation de PPA, tant du côté consommateur que producteur. Ces échanges ont permis de mieux comprendre les motivations de chaque partie prenante à conclure des PPA.

Côté consommateur, s'il est nécessaire que le prix d'achat fixé par le PPA soit compétitif, c'est l'intégration du PPA dans une stratégie de diversification du risque lié à l'approvisionnement en électricité qui constitue un de ses principaux avantages. Du fait du caractère fatal de la production renouvelable, la gestion de l'intermittence et de l'imprévisibilité de la production renouvelable est un des éléments clés de négociation du contrat. Ce service peut être rendu par un acteur intermédiaire (fournisseur ou agrégateur) ou réalisé par le producteur ou le consommateur. La durée du contrat est aussi un élément important des négociations : tous les consommateurs ne sont pas en capacité de s'engager sur une période équivalente au cycle de vie d'une installation de production, de l'ordre de 20 ans, alors même que l'allongement de la durée du contrat est un levier de baisse du prix de revient de l'électricité.

Côté producteur, l'intérêt des PPA semble plus limité du fait de l'existence de mécanismes de soutien public aux énergies renouvelables, tarifs d'achat ou compléments de rémunération, qui donnent aux porteurs de projet une forte visibilité sur les revenus de l'installation de production et sa rentabilité. Dans ce contexte, les PPA constituent néanmoins une opportunité pour un producteur pour s'affranchir de la dépendance aux subventions publiques, concevoir des projets qui pourraient ne pas correspondre au cadre des mécanismes de soutien existants et éventuellement développer de nouvelles compétences.

Enfin, la signature d'un PPA est conditionnée à la bonne définition du partage des risques prix et volume engendrés. A cet égard, deux modèles sont opposés entre des clauses contractuelles « *pay as produced* » et « *pay as consumed* », qui permettent chacune de définir les modalités de répercussion des risques liés au fait que sur une certaine heure la production a été supérieure à la consommation et réciproquement.

<sup>104</sup> Source : <https://about.bnef.com/blog/corporate-clean-energy-buying-leapt-44-in-2019-sets-new-record/>



En octobre 2019, France Energie Eolienne (FEE) a publié en open source un modèle de contrat de *Corporate PPA*. Il s'agit d'un contrat de PPA hors-site en « *pay as produced* ». Un modèle de contrat d'agrégation a également été publié en parallèle. La diversité et la complexité des contrats PPA peuvent constituer un obstacle pour certains acteurs et il est à ce titre intéressant de voir apparaître un premier contrat standard, issu d'une large concertation. Il s'agit par ailleurs d'un outil pertinent de promotion des PPA.

Au global, une des raisons principales du faible développement des PPA est l'existence d'un soutien public massif, qui garantit aux installations ENR potentiellement concernées une rémunération confortable assortie d'une visibilité à long terme.

### 1.5.4 Les enjeux soulevés par les PPA

#### 1.5.4.1 S'agissant des installations neuves sans soutien

##### *Une perspective accueillie favorablement par la CRE*

La CRE accueille favorablement la perspective d'un développement d'installations de production d'énergies renouvelables sans soutien public que représente l'émergence des PPA. La compétitivité des ENR, la visibilité offerte à long terme sur les prix et l'appétence des entreprises pour les énergies vertes devrait conduire à un développement important des PPA, comme c'est le cas dans d'autres pays européens. Le marché français de l'électricité est adapté au développement de ces contrats.

##### *Un soutien public aux installations renouvelables demeure nécessaire*

La question de l'articulation des PPA avec les dispositifs de soutien public aux ENR est complexe. Les installations ENR les plus favorisées (grande taille, gisement favorable, etc.) sont compétitives au regard des prix de marché actuels et pourraient s'affranchir de subventions publiques. Toutefois, les autres installations ne sont pas compétitives et un soutien public important est nécessaire pour atteindre les objectifs de la PPE.

La difficulté est que les installations compétitives peuvent, comme les autres, participer aux appels d'offres ENR organisés périodiquement par les pouvoirs publics. Du fait de leurs coûts bas, elles peuvent alors bénéficier d'une rémunération qu'elles souhaitent et d'une visibilité à long terme, ce qui peut les conduire à privilégier la participation aux appels d'offres par rapport à la signature de PPA.

##### *Le développement des PPA doit être suivi par les pouvoirs publics*

Les PPA constituent une source d'information intéressante pour la puissance publique sur les coûts des énergies renouvelables. En effet, les acheteurs d'électricité négocient directement et au meilleur coût avec les développeurs de projets renouvelables. En application de l'article L. 134-18 du code de l'énergie, la CRE demande que lui soient communiqués les contrats de PPA signés. En outre, la CRE s'informe régulièrement auprès de ses homologues européens du développement des PPA dans leur pays.

La CRE a l'intention d'utiliser les informations ainsi recueillies pour produire des recommandations aux pouvoirs publics dans l'objectif de favoriser le développement des PPA et l'atteinte des objectifs de la PPE au moindre coût pour les finances publiques et d'ajuster les volumes attribués via les différents mécanismes de soutien pour assurer la cohérence avec la PPE.

#### 1.5.4.2 S'agissant des installations en sortie de contrat d'achat

Les contrats de PPA adossés à des installations existantes dont le contrat de soutien a pris fin sont plus faciles à mettre en œuvre. Ces contrats portent sur des durées plus courtes (par exemple 5 ans pour porter la durée de vie d'un parc éolien de 15 à 20 ans) et permettent souvent d'obtenir des prix inférieurs à ceux d'une installation neuve.

Le PPA permet, en complément de la vente directe sur les marchés, d'accompagner les parcs dont le contrat d'achat arrive à échéance, qui n'ont pas vocation à être démantelés dans la mesure où la durée du soutien était inférieure à la durée de vie de l'installation. Dans ces cas, le PPA peut offrir au producteur la visibilité nécessaire pour réaliser les réinvestissements de prolongation de la durée de vie de l'installation.

Pour que les PPA se développent sur ce segment, les installations en sortie de contrat d'achat ne doivent pas bénéficier à nouveau d'un soutien public et qu'elles soient incitées à produire jusqu'à la fin de leur durée de vie. C'est la position portée par la CRE dans le cadre des travaux sur le renouvellement des parcs éoliens.

#### 1.5.4.3 S'agissant des contrats PPA adossés à un complément de rémunération

Dans le cadre d'un complément de rémunération, les producteurs sont chargés de valoriser l'énergie produite par leurs installations. Il leur est possible de conclure des contrats de gré à gré avec les acteurs de leur choix (consommateurs, fournisseurs) pour la vente de l'énergie produite.

L'intérêt des contrats PPA adossés à un soutien public est très limité, tant pour les acteurs que pour la puissance publique. En effet, le complément de rémunération offre déjà au producteur un niveau de rémunération fixe (le protégeant du risque marché dans une très large mesure) et la visibilité sur le long terme nécessaire aux investisseurs. Vendre l'énergie produite par le biais d'un PPA à prix fixe réintroduirait un risque marché pour le producteur à moins que le PPA envisagé soit conclu avec un prix variable, dépendant des prix de marché. Côté acheteur, ce type de contrat ne présente alors plus l'intérêt de diversifier son risque et de diminuer son exposition aux marchés sur le long terme.

Le seul intérêt de ce type de contrat pour un acheteur serait alors la certification « verte » que pourraient apporter les garanties d'origine (GO). Or la France a fait le choix de centraliser les GO issues des installations soutenues, via leur vente aux enchères dont les recettes viennent en déduction des charges de service public de l'énergie (cf. supra).

La CRE considère qu'il ne faut pas changer cette situation, car il n'apparaît pas légitime que les acheteurs puissent se prévaloir d'une action pour la transition énergétique, par exemple au travers de la valorisation d'un « achat conjoint d'énergie et de garanties d'origine », alors que tout le soutien financier serait public.

### Synthèse

Les PPA sont des contrats de long terme dont la principale qualité est de pouvoir, grâce à l'engagement de certains gros consommateurs ou fournisseurs, se substituer aux soutiens publics pour le financement de nouveaux moyens de production ENR ou la prolongation de leur exploitation.

Leur développement, en France, en Europe et dans le monde, vient de la volonté des acteurs économiques de répondre à l'enjeu de la transition énergétique. La CRE observe que les volumes de PPA en France restent limités par rapport à d'autres pays, notamment en Europe.

La politique de soutien public aux ENR doit prendre en compte le potentiel important des PPA et ne pas limiter leur développement en évinçant ces derniers par le biais de rémunérations au-delà des attentes légitimes des producteurs. La CRE continuera de mener une veille sur les PPA.

De plus, les installations en sortie de contrat d'achat doivent être incitées à produire jusqu'à la fin de leur durée de vie et ne doivent pas bénéficier à nouveau d'un soutien public. Le développement des PPA sur ce segment répond efficacement à cette problématique.

Enfin, la CRE est défavorable au développement des PPA adossés à des installations bénéficiant d'un soutien public par complément de rémunération.

## ANNEXE

## Analyse de la CRE de la proposition de label de l'ADEME

*S'agissant de l'achat conjoint mis en avant par l'ADEME*

L'achat conjoint directement auprès des producteurs est l'élément central de la proposition de l'ADEME. Cet achat conjoint permet de mettre en valeur les « *circuits courts de financement* », i.e. l'achat direct auprès du producteur sans passer par d'autres intermédiaires<sup>105</sup>, mode de consommation plébiscité par certains consommateurs pour d'autres biens, mais dont la pertinence est discutée dans le cas de l'électricité.

Ce critère, déjà introduit par l'ADEME dans son avis de décembre 2018, consiste à s'assurer que l'énergie et les GO proviennent de la même installation par le biais d'un contrat direct entre le producteur et le fournisseur d'électricité.

Comme évoqué plus haut, la mise en valeur de l'achat conjoint interroge puisqu'elle contredit la philosophie même de fonctionnement du marché de l'électricité. En particulier, cela réintroduit un lien entre l'approvisionnement en énergie et l'approvisionnement en GO qui, en termes économiques, n'améliore pas nécessairement la situation financière des installations de production d'électricité.

Ce format de contractualisation méconnaît la logique du système électrique interconnecté à l'échelle européenne et risque de nourrir la confusion des consommateurs, particulièrement si un tel label s'applique à des installations soutenues par l'État.

Enfin, bien que cet impact reste limité à court terme, imposer aux fournisseurs de réaliser un achat conjoint pour labelliser leurs offres vertes pourrait avoir l'inconvénient de désoptimiser le système électrique, en fragmentant le marché de l'électricité, les installations sous contrats directs ne répondant alors plus nécessairement aux signaux d'optimisation du marché spot.

La proposition de l'ADEME permet aux deux offres vertes suivantes de bénéficier du plus haut niveau du label :

- 1) Offre qui s'appuie sur l'énergie produite par une installation sous soutien public (complément de rémunération) et sous gouvernance locale et des GO achetées sur l'enchère Powernext pour une installation similaire (même technologie, même région) ;
- 2) Offre qui s'appuie sur l'électricité et les GO achetées directement auprès d'un producteur pour une installation nouvelle et non soutenue.

Pourtant, dans le 1<sup>er</sup> cas, la décision de construire l'installation et son financement n'a reposé que sur le soutien public. Dès lors, souscrire cette offre verte n'a aucun impact sur le financement ni même l'existence de cette installation<sup>106</sup>.

Alors que dans le 2<sup>ème</sup> cas, le consommateur finance directement l'installation et son développement au travers de son offre. Il convient de noter que, sans remettre en question l'intérêt d'une telle offre, l'achat conjoint de l'énergie et des GO demeure toutefois superflu. Une offre verte s'appuyant uniquement sur des GO d'une installation nouvelle et non soutenue aurait le même effet.

A contrario, une nouvelle installation vendant sa production sur le marché de l'électricité, répondant ainsi à ses signaux d'optimisation court terme, et ayant sécurisé la vente de ses GO auprès d'un consommateur ou un fournisseur à un prix suffisant ne bénéficierait même pas du niveau minimum du label proposé par l'ADEME. Pourtant, en agissant ainsi, le consommateur ou son fournisseur aurait réellement contribué au financement et au développement de l'installation.

Ce constat conduit la CRE à regretter que les choix opérés par l'ADEME ne permettent pas de répondre à la problématique de financement des ENR en France. Ces orientations ne tiennent compte ni du fonctionnement du système électrique ni de celui du marché de l'électricité.

Pour cette raison, la CRE considère que ce label risque de générer de la confusion auprès des consommateurs qui souhaitent contribuer activement à la transition énergétique.

Au contraire, un label qui s'appuierait uniquement sur l'achat de GO d'installations nouvelles et non soutenues permettrait de faire ressortir la valeur du développement des énergies renouvelables et offrirait aux consommateurs la possibilité de participer de manière volontariste à la transition.

<sup>105</sup> L'acception « *circuit court* » porte ici uniquement sur le circuit de financement et non sur le caractère local des offres.

<sup>106</sup> S'appuyant sur des installations soutenues par l'État, cette offre pourrait, d'ailleurs, ne pas être plus coûteuse qu'une offre standard, soulignant l'inefficacité de sa souscription pour le producteur.

L'achat conjoint mis en avant par l'ADEME permet, dans le cas d'installations nouvelles non soutenues, de respecter ce critère, mais n'est, théoriquement, pas le seul.

Enfin, la possibilité, pour des offres associées à des installations sous soutien public d'être éligibles aux deux niveaux du label, quand bien même seraient-elles sous gouvernance locale, est trompeur pour les consommateurs, car elles ne contribuent en rien au financement du développement des énergies renouvelables.

Par ailleurs, la question de l'achat conjoint mis en avant par l'ADEME a soulevé des problématiques techniques d'identification des flux d'énergie et des flux contractuels afin de « démontrer » le caractère conjoint de l'achat. Notamment se sont posées les questions de la possibilité de passer par un agrégateur d'énergie ou au contraire d'imposer que le fournisseur assure lui-même la gestion de l'équilibrage des volumes d'électricité obtenus auprès des installations renouvelables.

Cet objectif a conduit l'ADEME à élaborer des schémas complexes de flux compatibles avec sa proposition et faisant intervenir les responsables d'équilibre. L'ADEME précise, dans le compte rendu de la réunion du 4 septembre 2020 que : « *l'achat direct entre un fournisseur et un producteur EnR doit impliquer l'achat par le fournisseur, soit directement soit indirectement, de l'intégralité de la production du producteur. Dit autrement, le fournisseur doit pouvoir démontrer qu'il a un contrat d'achat avec le producteur EnR dans lequel il s'engage à acheter l'intégralité de sa production, ou un contrat avec un agrégateur (responsable d'équilibre) démontrant que ce dernier lui a vendu l'intégralité de la production du producteur EnR* ».

La CRE considère que la complexité de l'architecture proposée par l'ADEME démontre son inadaptation au système électrique tel qu'il fonctionne en France et en Europe. En construisant des « démonstrations » de liens contractuels entre producteurs d'électricité renouvelable et fournisseurs, l'ADEME crée un système qui *in fine*, remplira le même rôle que celui des garanties d'origine.

#### ***S'agissant de la localisation des installations***

L'ADEME a choisi de consacrer son label aux offres s'appuyant sur des installations situées en France.

La CRE estime pertinent qu'un tel critère ait pu être introduit, certains consommateurs souhaitant agir pour la transition énergétique à l'échelle nationale, voire locale. Il convient d'ailleurs de souligner que des offres vertes mettant en avant des caractéristiques géographiques existent déjà sur le marché.

Toutefois, le système électrique est interconnecté à l'échelle européenne et les garanties d'origine sont un système européen qui répond à l'enjeu global de décarbonation de l'économie européenne. La CRE s'interroge sur la mise en avant du caractère français de la production dans un label soutenu par les pouvoirs publics. La CRE recommande qu'une réflexion soit engagée pour inclure les GO des installations européennes dans les offres vertes labellisées.

#### ***S'agissant de l'adéquation temporelle production/consommation***

Certains fournisseurs proposent des offres vertes s'appuyant sur des technologies permettant une traçabilité complémentaire aux GO et mesurant la couverture de la consommation par de la production d'électricité renouvelable à un pas horaire, voire demi-horaire. Ce critère a donc été abordé lors des groupes de travail de l'ADEME.

Cette piste a été écartée de la proposition de label de l'ADEME qui préconise, néanmoins, que soit communiqué par les fournisseurs, au titre de la transparence, leur taux de couverture demi-horaire de la consommation par des installations sous contrat.

Comme indiqué supra, la CRE est favorable à la réduction des périodes sur lesquelles l'adéquation entre consommation et production est vérifiée. Toutefois, elle partage le constat que cela ne doit pas être, à ce jour, l'enjeu principal couvert par un tel label.

#### ***S'agissant de l'intégration ou non d'ARENH dans les offres vertes***

Lors des échanges des groupes de travail ADEME, la question de la possibilité pour un fournisseur de s'approvisionner à l'ARENH pour une offre verte a été soulevée. L'ADEME a d'ailleurs introduit, dans sa proposition de label, une obligation de transparence des fournisseurs sur leur utilisation, ou non, de l'ARENH.

Cette distinction n'est pas pertinente et découle d'une confusion s'appuyant sur un argument symbolique qui pourrait se résumer à « *Utilisation d'ARENH = soutien à la filière nucléaire* ».

L'ARENH a été mis en place dans le cadre d'un marché de la fourniture fonctionnant de façon indépendante du marché de la production. Dans ce cadre, les consommateurs bénéficient, quel que soit leur fournisseur, de « *l'avantage compétitif* » du parc nucléaire historique, en grande partie amorti et dont le financement a été assuré par les consommateurs français.

La souscription d'ARENH n'a aucune influence sur la quantité d'électricité nucléaire produite et injectée sur le réseau, quantité qui dépend du fonctionnement du marché de gros et non pas du marché de détail.

Le raisonnement qui consisterait à dire qu'acheter de l'ARENH finance le nucléaire est donc totalement erroné.

En conclusion, la CRE considère que l'introduction d'un critère (ou d'une pastille d'information) ARENH n'a pas de sens et serait de nature à entretenir des raisonnements erronés sur la contribution des offres vertes au financement des moyens de production.

Communiquer auprès des consommateurs sur l'approvisionnement ou non par l'ARENH est générateur d'une confusion volontairement nourrie par certains acteurs. La CRE regrette que les travaux de l'ADEME n'aient pas permis de mettre en avant cet état de fait et d'apporter la pédagogie nécessaire aux consommateurs.

### ***S'agissant des autres critères introduits dans le label ADEME***

#### ***1. Critères environnementaux***

Il a été envisagé lors du GT d'introduire des critères environnementaux relatifs aux installations de production éligibles. Les installations nouvelles sans soutien public devront respecter certaines exigences quant à la qualité environnementale des matériels ou quant à la définition des zones prioritaires de développement. Il a été proposé de calquer ces exigences sur celles requises dans les appels d'offres organisés par la CRE.

Les dispositifs de soutien public aux énergies renouvelables, et en particulier les appels d'offres, constituent des instruments importants pour le pilotage de la politique énergétique française. Le développement d'installations EnR nouvelles grâce à des signaux de marchés associés aux offres vertes peut conduire à créer des installations moins vertueuses ou ne respectant pas les mêmes exigences environnementales. Encadrer, au travers du label, les contraintes environnementales des installations associées permettrait de répondre à cet enjeu.

Toutefois la CRE s'interroge sur le rôle du label dans cette situation. Le développement d'installations renouvelables hors soutien public devant répondre à une logique de marché, c'est sans doute la réglementation qui devrait évoluer pour tenir compte de telles orientations de politique énergétique.

#### ***2. Critère de « gouvernance locale »***

Dans sa proposition, l'ADEME met en avant la gouvernance locale des installations de production, qu'elles soient sous soutien public ou non. La notion de gouvernance locale n'est pas simple à définir. L'ADEME propose que ce critère s'appuie sur les clauses de « gouvernance partagée » qui seront retenues dans les futurs appels d'offres photovoltaïque et éolien.

Les critères associés au développement d'une gouvernance locale des installations de production visent un autre objectif que le caractère vert des offres. Il revient aux acteurs de marché de se prévaloir de ce critère s'ils le souhaitent, mais ce n'est certainement pas le rôle d'un label délivré par une autorité publique nationale. Il serait parfaitement critiquable de mettre en avant un critère de gouvernance locale après même que les projets concernés seraient financés par la collectivité nationale. Sans s'opposer à sa prise en compte, ce critère devrait être secondaire par rapport aux enjeux de financement du développement de nouvelles installations.

#### ***3. Critère de maîtrise de la demande en énergie***

Les critères associés à la maîtrise de la demande d'énergie visent un autre objectif que le caractère vert des offres. Il n'y a pas lieu de les prendre en compte, sauf à élargir les objectifs du label « vert premium ».

#### ***4. Labellisation de l'offre ou du fournisseur***

Lors des travaux de l'ADEME, il a été envisagé que le label ne dépende pas seulement de l'offre, mais du fournisseur qui la propose. Un fournisseur ne proposant pas uniquement des offres vertes n'étant alors pas éligible.

La CRE considère que l'intérêt du label aurait dû résider dans sa capacité à mettre en avant des offres permettant le développement d'installations renouvelables. A ce titre, une discrimination de deux offres identiques en raison de différence sur les autres services proposés par leurs fournisseurs respectifs serait discutable venant d'un label soutenu par les pouvoirs publics.

## 2. DOSSIER SUR LES COMPARETEURS D'OFFRES

Le développement de la concurrence sur les marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel a vu l'apparition de nouveaux acteurs jouant un rôle important dans la dynamique concurrentielle : les intermédiaires de marché (compareurs d'offres, courtiers, organismes simplificateurs de démarches, etc.). Cette partie a pour objectif d'analyser les pratiques de ces acteurs sur le segment des petits consommateurs, résidentiels comme petits professionnels, et leur rôle dans la dynamique concurrentielle.

S'agissant des compareurs, bien que leur activité soit initialement limitée à un classement des prix, il est plus pertinent de parler aujourd'hui de comparaison des offres étant donnée la diversité offerte aux consommateurs : différence sur les prix, services liés à leurs modes de consommation ou à leurs besoins spécifiques, offres vertes, aides aux économies d'énergie, services de travaux, etc. Par ailleurs, bien qu'ils jouent plutôt un rôle de courtiers, la CRE a inclus dans son analyse les services proposant de se substituer au consommateur pour ses démarches administratives, en particulier lors du déménagement. Le terme « compareurs d'offres » sera utilisé indifféremment pour les désigner.

Dans le cadre de ses entretiens avec les acteurs au cours de l'année 2019, la CRE a, pour la première fois, rencontré des intermédiaires de marché. La CRE a ainsi échangé avec 8 intermédiaires privés spécialisés dans le marché de masse ainsi qu'avec le médiateur national de l'énergie (MNE) à propos de son compareur d'offres public officiel<sup>107</sup> (energie-info.fr).

L'analyse de la CRE s'appuie également sur des simulations réalisées sur la plupart des compareurs d'offres de fourniture d'énergie en France, durant le premier trimestre de 2020, notamment : energie-info.fr, Selectra, Hopénergie, Jechange, Hellowatt, Capitaine Energie, Lesfurets.com, OlaWatt et UFC QueChoisir.

### 2.1 Présentation des compareurs d'offres privés

#### 2.1.1 Divers modèles d'activité

Les premiers compareurs d'offres à s'être développés en France dans le secteur étaient dédiés à la fourniture d'énergie seule. Aujourd'hui, certains profitent de synergies avec d'autres secteurs comme l'assurance, la finance, les télécoms et proposent, parfois, des offres « package<sup>108</sup> ».

Le socle commun de tous ces compareurs est la numérisation. En partant du simple accès par internet aux offres des différents fournisseurs, certains des compareurs vont jusqu'à participer directement à la contractualisation avec les fournisseurs en offrant la possibilité de souscription des offres de fourniture<sup>109</sup>. Enfin, un autre axe d'action de ces intermédiaires est l'organisation d'achats groupés.

##### 2.1.1.1 Comparaison des offres

#### *Identification des besoins de l'utilisateur*

La comparaison des offres constitue le cœur de métier de ces acteurs et est un élément de différenciation des plateformes. Lorsqu'un utilisateur se connecte à un compareur de prix, il attend généralement que ce dernier lui propose, de manière claire et rapide, une ou plusieurs offres adaptées à son besoin. L'enjeu, pour les compareurs, est ainsi de trouver un compromis entre l'identification précise de ce besoin et une expérience utilisateur à la fois simple et agréable.

Dans le cas d'espèce, les compareurs d'offres recueillent généralement des informations permettant d'estimer la consommation des utilisateurs de façon à y appliquer les grilles tarifaires de chacune des offres renseignées dans leur base de données. Ces informations sont, le plus souvent : la surface du logement, le nombre d'occupants, la localité, des indications quant aux factures actuelles ou, directement, les historiques de consommation annuelle. Ces informations sont souvent communiquées par l'utilisateur grâce à un formulaire en ligne. Néanmoins, certains acteurs ont développé des outils de reconnaissance de texte permettant, à partir d'une copie numérique de la facture du consommateur, d'identifier un certain nombre de ces éléments, dans le but de simplifier le parcours de l'utilisateur tout en s'assurant de l'exactitude des données renseignées.

Il convient de noter que certains compareurs se contentent de proposer des estimations de factures pour un client type défini. À défaut de personnalisation de la comparaison, cela permet à l'utilisateur de rapidement connaître différentes offres de marché et les ordres de grandeur de prix associés.

Enfin, à des fins commerciales, plusieurs compareurs demandent une adresse email ou un numéro de téléphone avant d'afficher les résultats de la comparaison des offres.

<sup>107</sup> Article L. 122-3 du code de l'énergie : « Le médiateur national de l'énergie propose gratuitement au public un accès en ligne à un compareur des offres de fourniture de gaz naturel et d'électricité destinées aux clients domestiques et non domestiques dont la consommation annuelle de référence de gaz naturel est inférieure à 300 000 kWh ou qui souscrivent une puissance électrique inférieure ou égale à 36 kVA ».

<sup>108</sup> Par exemple contrats package comprenant la vente de box internet et contrat électricité lors d'un déménagement proposé par Selectra.

<sup>109</sup> Hopénergie est le premier compareur sans formulaire, qui a automatisé tout le processus de souscription.



**Focus : Accès aux données des consommateurs**

La mise à disposition, par les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD), des informations du site de consommation aux fournisseurs d'énergie ou à des tiers est encadrée réglementairement. Les GRD sont autorisés à communiquer à un fournisseur ou à un tiers les informations relatives à un client dès lors que ce dernier l'a expressément autorisé (art. R. 111-27 du code de l'énergie). L'article L. 111-83 du code de l'énergie prévoit que toute déclaration frauduleuse faite par un fournisseur en vue d'obtenir des données peut être sanctionnée. L'article L. 111-83 du code de l'énergie renforce à ce titre la protection des données en responsabilisant les fournisseurs vis-à-vis de leurs déclarations auprès du GRD en vue d'obtenir des données.

Conformément à l'article R. 111-27 du code de l'énergie un tiers souhaitant accéder aux données contractuelles et de consommation d'un client doit préalablement avoir obtenu son autorisation. Pour ce faire, le recueil de l'autorisation fait l'objet d'une déclaration du tiers auprès du GRD. Les procédures encadrant cette mise à disposition des données sont élaborées dans le Groupe de Travail Électricité (GTE) et le Groupe de Travail Gaz (GTG), qui sont des groupes de concertation entre acteurs placés sous l'égide de la CRE. Notamment, en électricité, un document élaboré en 2018 porte sur les modalités d'accès aux données des GRD et décrit les services d'accès aux données proposés par le GRD aux clients, aux fournisseurs d'électricité et aux tiers disposant d'une autorisation du client<sup>110</sup>.

Les intermédiaires tels que les comparateurs d'offres comptent parmi les tiers. Comme décrit dans le document précité, le GRD met à disposition des tiers des services de données permettant d'accéder aux mêmes données qu'un fournisseur (caractéristiques techniques, contractuelles et de consommation mensuelle d'un PRM/PCE<sup>111</sup>). Il offre également des services permettant d'accéder aux données fines de consommation d'un PRM ou d'un PCE. Tout cela se fait via la même plateforme pour les fournisseurs et les tiers en électricité, alors qu'en gaz naturel, une autre application spécifiquement dédiée aux tiers est mise en place.

L'autorisation donnée par le client au moment de renseigner ses données personnelles lors de son parcours de comparaison des offres et la connaissance de ses droits font partie des principaux enjeux associés à ces procédures. C'est pourquoi, en sa qualité de responsable de traitement de données à caractère personnel, le GRD prend toutes mesures utiles pour empêcher que des fournisseurs et des tiers ne disposant pas d'autorisation aient accès à des données personnelles ou confidentielles des clients. Il peut ainsi réaliser des contrôles aléatoires auprès des fournisseurs et des tiers portant sur les accès aux données, notamment l'historique des puissances souscrites et des données de consommation pour lesquelles ils ont déclaré disposer du consentement des clients.

**Présentation des résultats**

Une fois les données de l'utilisateur collectées, les résultats prennent, la plupart du temps, la forme d'un classement des offres dont le critère de tri, bien que parfois personnalisable, est l'estimation de la facture annuelle. Dans ce cas, figure, généralement, une indication quant aux économies réalisables par rapport aux tarifs réglementés de vente.

Certains comparateurs mettent en avant, en plus de ce classement, une sélection plus simple des offres, comme, par exemple, HelloWatt qui présente au consommateur 3 offres : l'offre la plus économique, l'offre verte la plus économique ou l'offre la plus choisie par les autres utilisateurs. Cette présentation, bien que soulevant des questions de transparence quant à la sélection opérée par le comparateur, est un élément de simplification répondant à l'attente de certains consommateurs.

**Souscription des utilisateurs**

Si le consommateur souhaite souscrire une offre proposée par la plateforme, il a généralement la possibilité d'être rappelé par les conseillers du comparateur (équipe du comparateur ou prestataire externe) ou d'être mis en relation directement avec le fournisseur qu'il a choisi. Il peut parfois finaliser son parcours client directement sur la plateforme, en remplissant un formulaire et en recevant le contrat par email (ex : Selectra) ou en laissant le comparateur s'occuper de la gestion du contrat (ex : Hellowatt). Dans le premier cas, il est parfois nécessaire, pour l'utilisateur, de recommencer les étapes effectuées sur le site du comparateur auprès du fournisseur choisi, ce qui peut alourdir le processus de souscription.

Cette redirection est parfois de nature à introduire de la confusion auprès des consommateurs pour lesquels il n'est pas toujours évident de distinguer entre le site du fournisseur et le site des intermédiaires.

A titre d'illustration, auparavant, un consommateur souhaitant souscrire une offre sur le site du comparateur « LesFurets.com », était redirigé vers le site « BeMove.fr », une plateforme spécialisée dans l'accompagnement au déménagement et partenaire de « LesFurets.com ». La page du site « BeMove » présentait alors le logo du fournisseur choisi en en-tête et permettait de finaliser la souscription, pouvant laisser penser au consommateur qu'il était

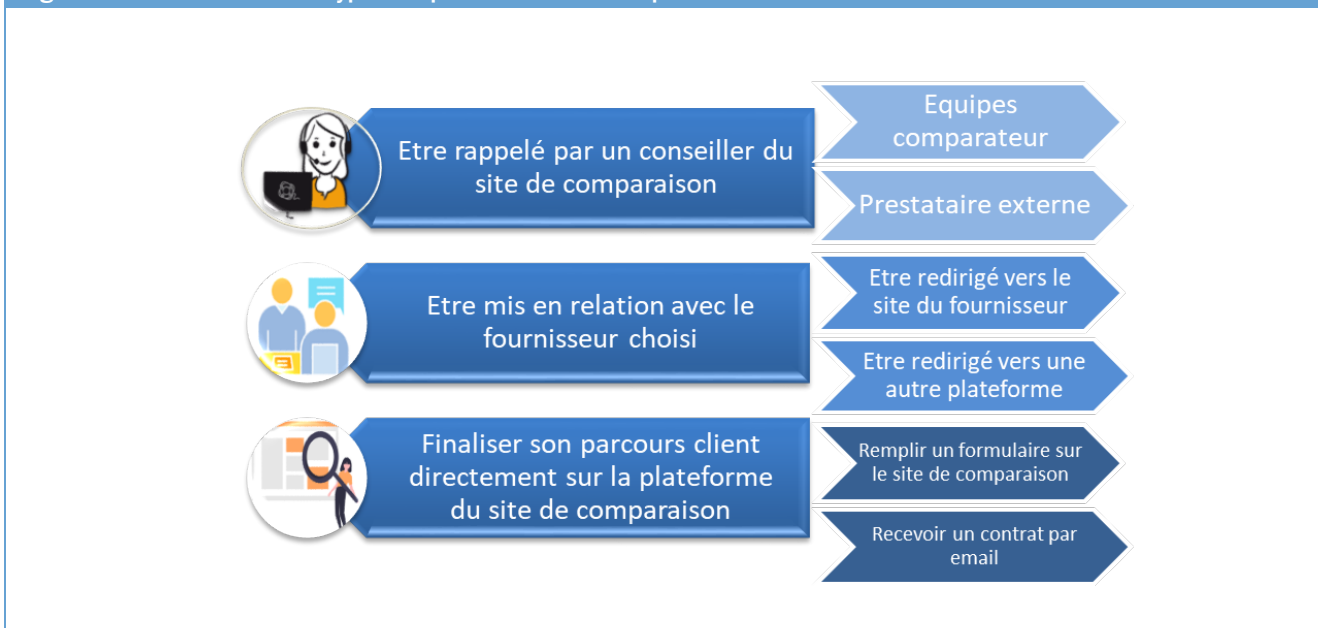
<sup>110</sup> Modalités d'accès aux données collectées par le GRD relatives aux sites de consommation BT ≤ 36 kVA équipés d'un compteur communicant.

<sup>111</sup> PRM : Point de référence et mesure/PCE : Point de comptage et d'estimation.



sur le site officiel du fournisseur. Au cours de la rédaction du présent rapport, le comparateur « LesFurets.com » a évolué et redirige aujourd'hui plus clairement le consommateur vers le site officiel des fournisseurs s'il le souhaite.

Figure 108 - Les différents types de parcours de souscription



La redirection vers les sites des fournisseurs est connue sous le nom d'« *affiliation marketing* ». L'affiliation sur internet est une technique d'e-marketing permettant à un site web annonceur de promouvoir ses produits ou ses services en proposant une rémunération à d'autres sites web éditeurs (affiliés) en échange d'un apport de ventes, d'inscriptions ou de trafic. L'affilié prend une commission ou un pourcentage chaque fois qu'il apporte un acheteur au vendeur.

Depuis son site web ou son email, l'affilié recommande ainsi les services du vendeur. Il envoie pour cela des visiteurs (acheteurs potentiels) vers le site web du fournisseur. Parmi les comparateurs rencontrés, « Capitaine-énergie » utilise ce mode de fonctionnement.

#### 2.1.1.2 Offres de services énergétiques

Les offres de services énergétiques peuvent prendre la forme de conseils auprès des consommateurs dans le but de diminuer leurs factures, réduire leur consommation ou encore produire de l'énergie. HelloWatt propose, par exemple, aux consommateurs des analyses permettant de réduire leur consommation, ainsi qu'un accompagnement pour l'installation de panneaux solaires. Il propose, par ailleurs, des services comme l'entretien de la chaudière ou des services éligibles au dispositif de CEE. Selectra propose aussi des conseils, sous forme de guide pratique, et des simulations concernant les économies à réaliser dans le cadre d'un projet d'autoconsommation.

L'accès aux données des utilisateurs revêt une grande importance pour ces services énergétiques, car ils nécessitent une connaissance fine des équipements du consommateur et de ses factures d'énergie.

Enfin, pour proposer des services sur le plus long terme, certains acteurs cherchent à développer la relation client en créant des « espaces client ». Cette fidélisation et ce rôle accru dans la gestion des données du client renforceront le rôle de ces intermédiaires dans la dynamique des services énergétiques.

#### 2.1.1.3 Services d'accomplissement des démarches lors d'un déménagement

Certains comparateurs se disent facilitateurs dans les cas de déménagement et proposent leur service pour simplifier toutes les démarches contractuelles associées (téléphone, électricité, gaz, carte grise, assurances, banques, etc.). Papernest est, par exemple, spécialisé dans ce domaine et JeChange a une partie de son site dédiée à ce sujet. Cette activité est très saisonnée, un pic de déménagement étant généralement constaté chaque été.

### 2.1.2 Exhaustivité des offres et objectivité de la comparaison

Les comparateurs privés tirent principalement leurs revenus des partenariats qu'ils nouent avec les fournisseurs. En échange d'une rémunération, ces derniers bénéficient de conditions de visibilité avantageuses auprès des utilisateurs du comparateur. À ce titre, certaines offres peuvent être mises en avant dans le comparateur sans critère objectif apparent (sous une dénomination de type « recommandé pour vous », par exemple). Par ailleurs, certains comparateurs excluent de leurs plateformes les offres des fournisseurs non partenaires.

Ces partenariats sont des contrats de gré à gré négociés individuellement pour chaque fournisseur et chaque comparateur. Aucun des comparateurs privés rencontrés par la CRE ne présente une liste exhaustive des offres disponibles pour les consommateurs.

Les acteurs rencontrés indiquent qu'ils ne recherchent pas nécessairement l'exhaustivité. Ils souhaitent plutôt atteindre un degré de représentativité suffisant du marché, en termes de types d'offres (modalités de révision de prix, tarifications innovantes, offres vertes, etc.) et de « poids médiatique et commercial » des fournisseurs. Une fois cette représentativité atteinte, un comparateur n'a pas forcément intérêt à ajouter d'autres offres, dans la mesure où la mise en ligne d'une nouvelle offre peut poser des questions de stabilité des plateformes et de mise à jour des données. Certains souhaitent, pour des raisons de simplicité, ne proposer que les meilleures offres dans des catégories définies : offres vertes, offres à prix variable, offres à prix fixe, etc.

La plupart des comparateurs ont été, dans les entretiens avec la CRE, transparents sur la non-exhaustivité des comparaisons présentées aux consommateurs. Toutefois, cela n'est pas toujours aussi clair et visible sur leurs sites. Les acteurs rencontrés par la CRE disposaient en général de l'ordre d'une dizaine de partenariats, ce nombre restant très variable d'un comparateur à l'autre.

En conclusion, au-delà du caractère exhaustif de la liste d'offres présentée par les comparateurs, un enjeu important est l'information au consommateur quant aux choix effectués par le comparateur et les conséquences sur les résultats présentés : exhaustivité, mise en avant d'offres partenaires, etc.

#### **Illustration : Analyse des offres en ligne proposées pas les comparateurs**

La CRE a effectué une recherche auprès de 8 comparateurs d'offres dans des conditions identiques (HelloWatt, Selectra, JeChange, LeLynx, Les Furets, OlaWatt, UFC QueChoisir et énergie-info). L'analyse a été faite le 22 avril 2020, pour les clients types suivants localisés à Paris:

##### **Electricité :**

- Client type résidentiel Base ayant une puissance souscrite de 6 kVA et consommant 2 400 kWh/an ;
- Client type petit professionnel ayant une puissance souscrite de 15 kVA et consommant 9 000 kWh/an ;

##### **Gaz naturel :**

- Client type résidentiel Chauffage consommant 17 000 kWh/an ;
- Client type petit professionnel consommant 30 000 kWh/an.

L'objectif de cette analyse est d'identifier le nombre de fournisseurs présents sur les sites de comparaison, le nombre d'offres proposées, les trois offres les moins chères et le nombre d'offres vertes.

##### ***Clients résidentiels***

Concernant le client résidentiel base en électricité, il ressortait de 11 à 83 offres correspondant respectivement à 8 et 35 fournisseurs. L'offre la moins chère proposée par 5 comparateurs était celle de Mint Energie « On-line&Green »<sup>112</sup> à un prix quasi identique. Les trois autres comparateurs ont proposé trois autres offres à des prix parfois inférieurs, parfois supérieurs. Le prix de l'offre la moins chère variait, selon les comparateurs, de 419 €/an à 461 €/an.

Pour le client résidentiel gaz, il ressort, selon le comparateur, de 8 à 54 offres correspondant respectivement à 8 et 15 fournisseurs. Sur les 8 comparateurs, 3 proposent une même offre comme étant l'offre la moins chère (« Offre à prix indexé » de Wekiwi), mais à des prix différant de 2 à 12 euros<sup>113</sup>. Deux autres comparateurs proposent une autre offre (MEGA Energie) et deux autres l'offre Webeo d'ENI. Chacune de ces deux offres est proposée au même prix sur les sites des comparateurs qui les affichent en étant les moins chères. Le prix de l'offre la moins chère variait, selon les comparateurs, de 935 €/an à 1002 €/an.

La comparaison des offres biénergies chez un même fournisseur pour les clients résidentiels avec les mêmes caractéristiques que le client résidentiel en électricité (client Base) et en gaz naturel est possible sur 6 des 8 plateformes. Les deux autres comparateurs n'effectuent pas une comparaison des offres biénergies chez le même fournisseur, mais peuvent faire une combinaison des offres en électricité et en gaz chez des fournisseurs différents. Sur les 6 sites proposant des offres biénergies, 3 offres ressortent comme en étant moins chères chez 2 comparateurs. Les prix de ces 3 offres diffèrent de quelques euros sur les 6 sites de comparaison. Le prix de l'offre la moins chère variait, selon les comparateurs, de 1374 €/an à 1463 €/an.

##### ***Clients petits professionnels***

<sup>112</sup> Offre 100% verte dont le prix du kWh HT est 21% moins cher que les TRV en vigueur.

<sup>113</sup> Il est possible que ceci s'explique par le fait que cette offre propose la facturation au forfait (le client décide sur le montant de l'offre et la fréquence à laquelle la payer).

Il convient de souligner que tous les comparateurs ne permettent pas la comparaison des offres pour les clients professionnels, car beaucoup sont spécialisés sur le segment résidentiel. Seuls deux comparateurs permettaient la comparaison en ligne (Sélectra et Energie-info) et un précisait qu'elle était possible par téléphone.

Pour le client professionnel en électricité, ces deux comparateurs proposent la même offre la moins chère, mais à un prix différant de 367 €/an, s'expliquant par un prix hors toutes taxes (HTT) chez Sélectra et hors TVA (ou TTC au choix) sur énergie-info.

Pour le petit client professionnel en gaz naturel, les offres les moins chères proposées par Selectra et Energie-info sont différentes. Les prix des offres sont proposés HTT par Selectra et hors TVA ou TTC par énergie-info.

### **Conclusion**

Ces exemples illustrent la diversité des comparaisons possibles sur ces plateformes, tant en termes d'exhaustivité que de différence de prix, même si les différences de prix affichés restent faibles.

S'agissant de l'exhaustivité, la question se pose du niveau d'information des consommateurs, tant sur les choix de représentativité opérés par les comparateurs que sur les offres mises en avant pour des raisons particulières.

## **2.1.3 Communication et marketing**

La communication et le marketing jouent un rôle clé dans le succès des comparateurs d'offres. La stratégie de communication des comparateurs mêle, en général, l'utilisation des canaux de diffusions traditionnels et le référencement sur les moteurs de recherche.

Cette communication est principalement pilotée, pour les comparateurs, au travers de leurs sites internet, ceux des fournisseurs et dans une moindre mesure, par l'intermédiaire des médias traditionnels (chaînes de télévision, journaux locaux et nationaux, etc.).

### **2.1.3.1 Vecteurs de communication**

La plupart des comparateurs s'appuient sur les vecteurs classiques de communication : site internet, réseaux sociaux, partenariats avec des sites spécialisés ou la presse écrite, ou encore apparitions ponctuelles dans des émissions télévisées et radiophoniques, souvent en tant qu'experts sur les sujets abordés. Par exemple, des représentants des entreprises Sélectra ou Hellowatt ont fait plusieurs apparitions dans des émissions de la chaîne BFM Business. Ces interventions ont souvent lieu dans des contextes spécifiques tels que l'évolution des tarifs réglementés de vente, la communication autour d'achats groupés, etc. Enfin, certains comparateurs ont une communication plus active au niveau local (presse ou radios locales).

La communication des comparateurs porte le plus souvent sur la baisse de la facture des consommateurs. Vient, dans un deuxième temps, les enjeux d'optimisation de la consommation du client et de simplification des démarches administratives, par exemple lors de déménagement.

### **2.1.3.2 Référencement sur des moteurs de recherche**

Pour tous les comparateurs privés rencontrés, le référencement sur les moteurs de recherche est le principal moyen d'obtention de clients. Différents moyens sont utilisés pour augmenter leur visibilité : l'achat de mots clés (ou *Search Engine Advertising*) et l'utilisation du référencement naturel des moteurs de recherche (ou *Search Engine Optimisation*).

#### **Achats de mots clés**

L'achat de mots clés est une stratégie classique dans le e-commerce qui consiste, pour un acteur commercial, à rémunérer les moteurs de recherche en échange d'une mise en avant de leurs annonces correspondant aux mots clés tapés par les utilisateurs. Cette stratégie est également très utilisée par les fournisseurs d'électricité. Les moteurs de recherche affichent généralement en tête des résultats des pages de ces intermédiaires dès qu'une recherche porte sur un sujet en lien avec la fourniture d'énergie.

Par exemple, pour un utilisateur tapant « *changer fournisseur électricité* » sur le moteur de recherche *Ecosia*, les premiers liens s'affichant sont des annonces commerciales. Quatre liens redirigent directement vers des sites de fournisseurs, deux vers des comparateurs d'offres :

The screenshot shows a search engine interface with the query "Changer fournisseur électricité". The results are organized into several columns:

- Changez de fournisseur élec - Simple, rapide, gratuit -...**: An announcement from [www.hellowatt.fr](http://www.hellowatt.fr) comparing electricity providers. It includes sub-sections: "Comparez maintenant" (Find the best price for home energy), "Rappel Gratuit" (Free reminder: advisors are available), "Pas de paperasse" (No paperwork: Hello Watt handles everything), and "Votre contrat en 2 min." (Your contract in 2 minutes).
- Fournisseur d'électricité - Vattenfall pour professionnels**: An announcement from [www.vattenfall.fr](http://www.vattenfall.fr) offering a quote without commitment.
- Changeur Fournisseur Électricité - Meilleurs Tarifs 2020 -...**: An announcement from [energie.lelynx.fr/Changer/Electricite](http://energie.lelynx.fr/Changer/Electricite) claiming to find the cheapest contract in 1 minute.
- Fournisseur d'Electricité - Tarifs vraiment Moins Chers -...**: An announcement from [total.direct-energie.com](http://total.direct-energie.com) offering a 10% discount on HT prices.
- Votre fournisseur d'énergie - Contrats d'électricité et gaz**: An announcement from [particulier.edf.fr](http://particulier.edf.fr) offering adapted EDF contracts.
- Changer Fournisseur Gaz - Jusqu'à 25% d'Economies**: An announcement from [offres.sowee-energie.io](http://offres.sowee-energie.io) offering a 25% discount.

Exemple de recherche (effectuée au 03/01/2020)

Le résultat est similaire sur le moteur de recherche Google : 1 fournisseur et 3 comparateurs d'offres.

The screenshot shows Google search results for the same query. The top result is a notification: "Rappel concernant les règles de confidentialité de Google" with a "LIRE" button. Below are three search results:

- Fournisseur d'Electricité | Tarifs vraiment Moins Chers**: From [total.direct-energie.com](http://total.direct-energie.com). Offers a 10% discount on HT prices, 7/7 service, and +150€ savings per year.
- Changer Fournisseur Electricite | Rapide et Immédiat**: From [www.expertise-energie.fr](http://www.expertise-energie.fr). Offers expert advice and simple subscription.
- Comparez les fournisseurs élec | Hello Watt s'occupe du reste**: From [www.hellowatt.fr](http://www.hellowatt.fr). Offers the best price without commitment and handles all paperwork.
- Changez de fournisseur | Comparateur d'électricité**: From [www.lecomparatifdesenergies.com](http://www.lecomparatifdesenergies.com). Offers to compare providers and find the best deal.

Exemple de recherche (effectuée au 03/01/2020)

Il en est de même sur le moteur de recherche Duckduckgo : 1 fournisseur et 3 comparateurs d'offres (« fournisseur-electricite.com » étant un site internet du groupe Selectra) pour une recherche effectuée le 03/01/2020 ou encore sur le moteur de recherche Qwant : 2 fournisseurs et 5 comparateurs d'offres (les 3 sites du bas de la page sont affiliés à des comparateurs) pour une recherche effectuée le 18/09/2020.

L'économie associée à l'achat de mots clés n'est pas l'objet du présent rapport. Il convient néanmoins de noter que, *a minima* dans le cas de Google, cet achat répond à une logique d'enchères qui fait ressortir un prix d'équilibre entre l'offre et la demande pour chaque mot clé.

Aux dires de certains acteurs, dans un contexte de concurrence accrue sur les mots clés associés aux changements de fournisseurs et à la comparaison d'offres de fourniture, le coût des mots clés a doublé en à peine un an.

## SEO

La SEO, qui se traduit par « *Optimisation pour les moteurs de recherche* » et est aussi appelé « *référencement naturel* » est largement utilisée par les comparateurs d'offres. Ce terme définit l'ensemble des techniques mises en œuvre pour améliorer la position d'un site web sur les pages de résultats des moteurs de recherche. L'objectif est d'améliorer la visibilité des sites web en leur faisant gagner des places sur les moteurs de recherche (Google, Yahoo!, Bing, Qwant, Ecosia, Duckduckgo, etc.). Un site est considéré comme bien référencé, pour un moteur de recherche donné, s'il se trouve dans les premières positions des résultats d'une requête lui correspondant.

En pratique, des algorithmes définissent ces règles de référencement, ce qui conduit les acteurs souhaitant promouvoir leur site web à optimiser leurs sites par tous les moyens permettant de répondre aux critères, souvent confidentiels, des algorithmes définis par les moteurs de recherche.

Un moteur comme Google définit des « *bonnes pratiques* » permettant d'améliorer le référencement. Google précise que « *l'optimisation du référencement consiste à aider les moteurs de recherche à interpréter et présenter du contenu* <sup>114</sup> ». L'amélioration du référencement naturel a ainsi pour vocation d'augmenter la qualité des sites internet pour qu'ils répondent au mieux aux besoins de leurs utilisateurs.

A l'opposé, certains acteurs développent des stratégies de « *manipulation* » des algorithmes de recherche qui peuvent parfois soulever des questions en termes de concurrence ou d'amélioration de l'expérience des utilisateurs : duplications de sites avec référencement croisés, utilisation de nombreux mots-clés, parfois au-delà du service apporté par le site, etc.

Certaines de ces pratiques peuvent être qualifiées de « *référencement abusif* » contre lesquels les moteurs de recherche peuvent agir. Néanmoins, il n'existe pas, à ce jour, de cadre juridique encadrant spécifiquement ce type de pratiques.

Parmi les comparateurs d'offres de fourniture d'énergies, tous n'utilisent pas les mêmes techniques de référencement naturel. Notamment, deux d'entre eux, Selectra et Papernest, disposent d'un réseau important de sites internet leur permettant de bénéficier d'un très bon référencement naturel. Ces multiples sites leur permettent d'améliorer leur « référencement croisé » ainsi que la taille du dictionnaire de mots clés utilisé. Lors de l'analyse, il a été constaté que JeChange a une pratique similaire et dispose de nombreuses pages sur son propre site. Par exemple, rechercher « EDF » suivi du nom d'une ville française fait ressortir dans la 1<sup>ère</sup> page Google quasi exclusivement des sites connexes (dits « satellites ») à ceux de ces comparateurs.

Les autres comparateurs rencontrés ont été nombreux à critiquer et douter de l'intérêt pour le consommateur de ce genre de pratique.

Les captures d'écran ci-dessous correspondent aux résultats de deux moteurs de recherche à la requête « EDF Limoges ». Ces premiers résultats Google sont tous des sites des groupes Selectra (5) ou Papernest (3), sur Yahoo!, une page du comparateur JeChange figure en 7<sup>ème</sup> position, mais les autres pages pointent vers des sites Selectra (5) ou Papernest (3). Aucun des premiers résultats ne pointe vers le site officiel d'EDF.

<sup>114</sup> Page « Bien débuter en référencement naturel (SEO) » du centre d'aide en ligne de Google (<https://support.google.com/webmasters/answer/7451184?hl=fr>).



[www.agence-france-electricite.fr](#) > EDF > Limousin > Haute-Vienne ▼

**EDF Limoges : adresse, horaires, contact (87000)**

★★★★★ Note : 3,7 - 3 avis

Vous souhaitez avoir des informations sur l'agence EDF de Limoges ? Vous trouverez ici les coordonnées de l'agence la plus proche de chez vous ainsi que le ...

[www.fournisseur-energie.com](#) > edf-limoges-87000 ▼

**EDF Limoges (87000) - téléphone, service client EDF, adresse**

★★★★★ Note : 4,5 - 42 avis

Trouvez-ici les coordonnées de l'agence EDF la plus proche de Limoges (87000) ainsi que les renseignements pour mettre en service votre compteur.

Contacteur EDF - EDF Limoges : plusieurs ... - Consommer de l'énergie à ...

[agence-energie.com](#) > edf > haute-vienne > limoges ▼

**EDF Limoges : téléphone EDF, service client et adresse ...**

★★★★★ Note : 4,8 - 1 738 votes

On ne trouve pas d'agence EDF dans la ville de Limoges et sa banlieue. En outre, toutes les formalités peuvent être faites sur internet, par téléphone (09 69 32 ...

Les fournisseurs ... - Coordonnées du service ... - Adresse EDF Bleu Ciel ...

[agence-energie.com](#) > annuaire > agence-edf-limoges ▼

**Agence EDF Limoges (87000) | Agence-Energie.com**

★★★★★ Note : 4,8 - 1 738 votes

Adresse et coordonnées téléphoniques de l'agence EDF Limoges (87000). Annuaire des agences du département Haute-Vienne.

[electricite.net](#) > EDF > Haute-Vienne ▼

**EDF Limoges - Electricite.net**

★★★★★ Note : 4,8 - 1 705 votes

Numéro de téléphone de l'agence EDF à Limoges (87) : ☎ 09 69 32 15 15. Contact EDF, adresse, horaires, service client.

[www.fournisseurs-electricite.com](#) > ... > Haute-Vienne > EDF Limoges ▼

**EDF Limoges - Fournisseurs-electricite.com**

★★★★★ Note : 4,8 - 1 976 votes

Contacteur EDF Limoges par téléphone au 09 69 32 15 15 🟢 Adresse de l'agence EDF, email de contact, tarifs et démarches à effectuer à Limoges.

[www.agence-electricite-france.fr](#) > ... > Limousin > 87 - Haute-Vienne ▼

**Numéro EDF et infos à Limoges - Agence-Electricité-France**

Comment contacter EDF à Limoges. Urgence, service client, adresse, numéro de téléphone, démarches pour ouvrir un compteur ou souscrire un contrat. Toutes ...

[www.fournisseur-energie-limoges.com](#)

**EDF LIMOGES : Agence - Contact & Coordonnées - Devis**

Savez-vous quel est le plus grand fournisseur énergie en France ? C'est bien évidemment EDF 87077 Limoges Cedex 9. En effet, c'est un prestataire qui vous ...

**EDF Limoges : adresse, horaires, contact (87000)**

[www.agence-france-electricite.fr/limoges/edf/...](#) ▼

Le fournisseur historique EDF peut être contacté, par les Limougeaux, de différentes façons : par téléphone, courrier ou en ligne. Il est aussi possible de se rendre directement en boutique EDF proche de Limoges. Pour mettre en service votre compteur à Limoges, vous pouvez appeler EDF par téléphone au 09 69 32 15 15 (appel gratuit ...

**EDF Limoges : téléphone EDF, service client et adresse (87000 ...**

[agence-energie.com/edf/haute-vienne/limoges](#) ▼

Déménagement EDF à Limoges : les formalités Pour bénéficier de l'électricité le jour de son emménagement, il est recommandé d'entamer ses formalités pour avoir un contrat de fourniture d'énergie quinze jours avant le jour J.

**EDF LIMOGES : Adresse Agence - Devis & Tarifs par téléphone**

[www.energie-limoges.com](#)

Avec EDF Limoges, oubliez ce genre de désagréments. Que vous contactiez le service client EDF par téléphone ou que vous vous rendiez en boutique EDF, les conseillers seront toujours disponibles et à l'écoute.

**EDF Limoges (87000) : téléphone, adresse, service client ...**

[electricite.net/edf/87/limoges](#) ▼

Numéro EDF Particuliers Limoges. EDF, fournisseur historique d'électricité, propose des offres destinées aux particuliers. Il est nécessaire de composer le 09 69 32 15 15 pour joindre EDF Particuliers. Le coût de cet appel est celui d'un appel local. Il est nécessaire de téléphoner du lundi au samedi entre 8h et 20h.

**EDF GDF Limoges (87000) : Téléphone gaz et électricité ...**

[electricite.net/edf-gdf/limoges-87085.html](#) ▼

Le fournisseur EDF est, cependant, le seul à Limoges à pouvoir proposer le tarif bleu EDF. Par ailleurs, Gaz de France (ou Engie depuis 2015), est le seul à pouvoir commercialiser un tarif réglementé du gaz à Limoges (87000).

**EDF Limoges (87000) - téléphone, service client EDF, adresse**

[www.fournisseur-energie.com/edf-limoges-87000](#) ▼

Contactez EDF Limoges si vous rencontrez un problème et avez besoin d'un dépannage en urgence de la part d'EDF. Le numéro à appeler est le 09 69 32 15 15, que vous soyez à Limoges ou ailleurs. Ainsi si vous habitez Nantes et que vous avez besoin qu'EDF Nantes intervienne chez vous c'est ce téléphone qu'il faut utiliser.

**EDF LIMOGES - 87000, urgence, tarif et adresse | Jechange.fr**

[www.jechange.fr/.../edf/haute-vienne/limoges-87000](#) ▼

**EDF Limoges (87000) : téléphone, adresse, service client ...**

[www.fournisseurs-electricite.com/edf/telephone/...](#) ▼

Contacteur EDF Limoges par téléphone au 09 69 32 15 15 Adresse de l'agence EDF, email de contact, tarifs et démarches à effectuer à Limoges.

**EDF-GDF Limoges (87000) - Téléphone, adresse et coordonnées**

[www.fournisseur-energie.com/edf-gdf-limoges-87000](#) ▼

EDF-GDF Limoges - Vous souhaitez souscrire un contrat Engie dans votre logement ? Vous souhaitez joindre EDF-GDF ? Retrouvez ici tous les renseignements (coordonnées, adresse, horaires) pour vous permettre réaliser vos démarches à Limoges (87000).

*Exemple : 8 premiers résultats de Google (à gauche) et 9 premiers de Yahoo ! (à droite) à la requête « EDF Limoges » (hors annonces commerciales pour Yahoo)*

Il convient de noter que ces divers sites présentent, parfois, des éléments de nature à introduire de la confusion auprès des consommateurs voire mensongers : lien s'intitulant « EDF Limoges » pointant vers un site de comparateur d'offres, numéro de téléphone du comparateur portant à croire qu'il est celui d'une agence EDF, cela est ahurissant.

Enfin, paradoxalement, de nombreuses confusions entre EDF, GDF, Enedis (parfois encore appelé ERDF sur certains sites) ou GRDF sont présentes sur ces sites annexes aux comparateurs, quand bien même ces derniers publient régulièrement des articles à vocation pédagogique permettant de comprendre la différence entre ces multiples acteurs.

### **Focus : utilisation abusive de l'image du médiateur national de l'énergie**

Le médiateur a eu plusieurs litiges avec certains comparateurs d'offres en raison de l'utilisation abusive, par ces derniers, du nom ou de l'image du comparateur public « energie-info.fr ».

Certains consommateurs ont, en effet, informé le médiateur qu'ils avaient été démarchés par des entreprises se faisant passer pour « le comparateur officiel de l'État ». Ainsi, le médiateur invite les consommateurs à être vigilants face à ces sollicitations trompeuses.

Dans le cadre de son entretien avec les services de la CRE, les services du médiateur ont tenu à rappeler que :

- le médiateur national de l'énergie ne fait jamais de démarchage téléphonique ;
- et la loi ne lui permet pas de recommander un fournisseur plutôt qu'un autre.

### **2.1.3.3 Articles et analyses de pédagogie**

La majorité des comparateurs publient des articles pédagogiques sur l'énergie ou proposent des analyses sur le secteur. Les thèmes abordés sont le plus souvent liés aux modalités de changement de fournisseur, au déménagement et aux évolutions des tarifs réglementés de vente. Cependant, en fonction de leurs cibles, les thèmes peuvent être plus variés : tarifs sociaux, difficultés de paiement, compteur Linky, etc.

Certains sites proposent des fiches pratiques aux clients sur des sujets comme la consommation moyenne, la consommation des appareils électriques, les voitures électriques, le rendement des panneaux solaires, les offres vertes, etc.

### **2.1.4 La mise en place d'achats groupés sur le marché de masse**

Le principe de l'achat groupé consiste à rassembler un maximum de consommateurs qui souhaitent obtenir des prix avantageux sur un produit ou un service afin de pousser les fournisseurs à diminuer leurs marges individuelles en contrepartie de l'obtention d'un plus grand nombre de clients. Dans le cas d'espèce, une fois les consommateurs réunis, le comparateur d'offres négocie spécialement pour eux des prix avantageux auprès des fournisseurs d'énergie.

Plusieurs achats groupés ont été lancés par des comparateurs d'offres comme Selectra, HelloWatt, BEMOVE ou encore UFC Que Choisir, une association de consommateurs qui dispose d'un comparateur en ligne.

Par exemple, HelloWatt a organisé en mai 2019 sa première opération d'achat groupé d'énergie, avec l'objectif d'obtenir -20% sur le prix du kWh hors taxes par rapport au TRV. D'après leur communication, environ 10 000 ménages ont souscrit une offre auprès des deux fournisseurs lauréats. HelloWatt a lancé une seconde opération d'achat groupé énergie pour l'hiver 2020/2021 avec une préinscription jusqu'à février 2020, choix des lauréats et souscription en avril 2020. BEMOVE a aussi organisé un achat groupé en novembre 2019 permettant aux clients de réaliser 17% d'économies sur leurs factures. Ces initiatives d'achat groupé relèvent parfois de partenariats, comme celui lancé en septembre 2019 par Selectra et WWF France ou encore l'achat groupé pour l'hiver 2020/2021 avec le journal Le Parisien. L'achat groupé d'énergie renouvelable de WWF France et de Selectra s'est terminé avec 47 183 consommateurs qui ont souscrit l'offre lauréate, et celui de l'hiver 2020/2021 avec 6 917. Selectra a fait plusieurs achats groupés qui n'étaient pas ouverts à tous les publics pour mieux cibler certaines catégories des clients.

Le record de participants revient à l'UFC Que Choisir avec le lancement depuis 2014 de sa campagne « Énergie moins chère ensemble » avec au total près de 810 000 participants (256 000 consommateurs inscrits seulement pour la dernière campagne de fin 2019 avec 120 000 qui ont exprimé le souhait de souscrire une des offres lauréates). Selectra le suit avec 633 000 participants aux opérations d'achat groupé depuis 2015.

Les opérations d'achat groupé permettent d'aboutir à des offres de fourniture d'électricité et de gaz dont les prix figuraient parmi les plus bas du marché, les fournisseurs y voyant un moyen efficace pour augmenter leur base de clientèle. Toutefois, les prix des offres associées sont souvent fixés pour une période d'un an, à l'issue de laquelle les consommateurs ayant opté pour ces offres voient leur contrat de fourniture recalé à des prix parfois peu avantageux.

Certains comparateurs estiment, pour cette raison, que ce type d'initiative constitue une mauvaise publicité sur le long terme et peut être considérée comme trompeuse pour les consommateurs.

### **Litige autour de l'organisation d'achats groupés**

Les campagnes d'achats groupés ont pu être source de litiges. Le cas d'UFC Que Choisir et de Selectra en est une illustration.



Comme le précise UFC Que Choisir sur son site, lors de la dernière campagne « *Énergie moins chère ensemble* » d'UFC Que Choisir, des consommateurs se sont interrogés sur le rôle de Selectra dans cet achat groupé. UFC-Que Choisir a alors découvert que le site de Selectra assurait la promotion des offres d'achat groupé d'électricité qu'il commercialise en reprenant l'intitulé exact des campagnes « *Énergie moins chère ensemble* ». Le comparateur d'offres Selectra utilisait de plus l'intitulé du site dédié à cette opération, « *Choisirensemble* », pour renvoyer vers ses propres offres d'achat groupé.

Victimes de la confusion provoquée et entretenue par Selectra, certains consommateurs ont souscrit à des offres d'achat groupé commercialisées par cette société en pensant participer à la campagne « *Énergie moins chère ensemble* » de l'UFC Que Choisir, s'étonnant ensuite de ne pas recevoir l'offre lauréate des enchères inversées organisées par l'association. Face à cette « *utilisation de son nom et de sa notoriété* », et en raison de la confusion pour les consommateurs, l'UFC Que Choisir a assigné Selectra en justice notamment pour « *contrefaçon, concurrence déloyale et parasitisme* ». Dans son jugement rendu le 7 novembre 2019, le tribunal de grande instance de Paris retient « *la contrefaçon ainsi que la concurrence déloyale et condamne Selectra à indemniser les préjudices causés tout en l'enjoignant de cesser ses agissements illicites* ».

### 2.1.5 Équilibre économique de l'activité des comparateurs

#### **Revenus des comparateurs**

Les comparateurs privés sont en général rémunérés à chaque contrat signé et validé et leurs revenus sont ainsi soumis à des variations saisonnières en raison, par exemple, des cycles de déménagements ou d'évolutions des tarifs réglementés. Certains sont aussi rémunérés au clic, en tant qu'intermédiaire, ou ils sont rémunérés au « *lead* ». Ce sont les deux modes de rémunération, utilisés par les comparateurs d'offre, dans le cadre du marketing d'affiliation sur internet décrite dans la partie 1.2.

La rémunération au clic est la plus connue. Dans ce mode de rémunération, l'affilié perçoit une commission ou un pourcentage fixe à chaque fois qu'il amène un visiteur sur le site de l'annonceur. Ce mode de rémunération est adapté en général aux sites ayant un objectif de nombre de pages vues. La rémunération au « *lead* » consiste en un paiement au contact qualifié. Le paiement se déclenche à chaque fois qu'un visiteur a accompli l'action que l'on attendait de lui (remplir un formulaire, laisser son adresse mail, etc.). Ce mode de rémunération est adapté aux sites proposant des produits dont la vente est liée à la signature d'un contrat. Ce mode de rémunération convient particulièrement aux sites cherchant à se constituer un fichier de prospects.

Le prix qu'un fournisseur est prêt à payer pour conquérir un nouveau client varie d'un intermédiaire à l'autre : pour les plateformes interrogées, il peut aller de quelques dizaines d'euros à cent voire deux cents euros par client. Ce prix, issu de la négociation entre chaque fournisseur et chaque plateforme dépend du rapport de force des deux entités (poids du fournisseur et stratégie de croissance sur le marché/visibilité de la plateforme sur internet) et s'apparente, pour le fournisseur, au coût d'acquisition des consommateurs.

Les comparateurs rencontrés ont déclaré à la CRE des montants de rémunération à l'acquisition allant de l'ordre de 20€ à 200€/client en fonction des contrats (et donc des comparateurs et des fournisseurs signataires).

Parmi les comparateurs rencontrés, certains considèrent que la rentabilité de leur modèle est atteinte, voire quasiment atteinte et d'autres ne se prononcent pas, car leur arrivée sur le marché est trop récente.

Pour ces plateformes, le plus important en termes de rentabilité est le « *taux de transformation* », c'est-à-dire le nombre d'utilisateurs ayant cliqué sur une offre par rapport au nombre d'utilisateurs et le « *taux de validation* », c'est-à-dire le nombre de souscriptions par rapport au nombre d'utilisateurs ayant cliqué sur une offre. Ces taux sont très différents d'un comparateur à un autre, allant de 4% à 21%.

#### **Structure de coût des comparateurs de prix**

Les comparateurs d'offres ont une structure de coûts bien spécifique propre aux acteurs du commerce en ligne : coût de SI, coûts communication et de mise en avant des sites, coûts liés au référencement ou encore coûts liés à la formation et la rémunération des conseillers.

Un budget important est consacré au référencement sur les moteurs de recherche dit « acquisition digitale ». Certains comparateurs d'offres sont très impliqués dans cette stratégie, et privilégient les solutions de diffusion comme Google Ads ou Facebook Ads pour progresser en termes de notoriété.

Le poste principal de dépense reste les coûts de SI, de développement et de maintien des plateformes ainsi que des services associés : création, actualisation des bases de données, présentation et adaptation des offres à comparer, gestion du trafic internet, etc.

Enfin, la gestion de la relation client, qui s'entretient au travers des différents canaux de communication, peut représenter des montants importants. La satisfaction des clients et la qualité des équipes qui conseillent et renseignent le client sont importantes pour les comparateurs qui cherchent une forme de fidélisation des clients.

## 2.2 Le point de vue des comparateurs d'offres privés

### *L'enjeu de l'accès aux données par les tiers*

L'émergence des technologies numériques dans les marchés de l'énergie a conduit à l'élaboration d'un cadre législatif et réglementaire concernant la mise à disposition des données des consommateurs, qui s'applique notamment aux intermédiaires tels que les comparateurs d'offres.

Dans son rapport du comité d'études « *relatif aux données dont disposent les gestionnaires de réseaux et d'infrastructures d'énergie* » de 2017, la CRE a souligné que l'obtention du consentement du consommateur final pour l'exploitation de ses données de l'énergie n'est pas qu'une question technique ou juridique, mais qu'il s'agit d'un prérequis indispensable à sa confiance vis-à-vis de l'émergence de nouveaux services. C'est pourquoi elle invitait les fournisseurs d'énergie et de services, ainsi que les gestionnaires de réseaux, à œuvrer afin de proposer aux utilisateurs des modalités de recueil succinctes, exhaustives et aisément compréhensibles permettant des consentements éclairés. Elle considérait, de plus, que les gestionnaires de réseaux, en tant que responsables de la gestion de ces consentements, doivent disposer des pouvoirs nécessaires à l'exercice du contrôle.

A cet effet, dans le cadre des travaux du GTE menés depuis 2014 sous l'égide la CRE, une procédure sur les modalités d'accès aux données des GRD a été élaborée et prévoit que le GRD peut réaliser des contrôles aléatoires auprès des fournisseurs et des tiers portant sur les accès aux données, notamment l'historique des puissances souscrites et des données de consommation.

Les processus de validation de contrats et d'accès aux données sont des problématiques auxquelles doivent faire face les intermédiaires tels que les comparateurs privés. Lors des entretiens menés par les services de la CRE, cette thématique a été abordée par certains d'entre eux.

Certains des comparateurs sont signataires des contrats d'accès aux tiers avec GRDF et Enedis, mais rencontrent des difficultés quant à l'obtention du consentement des consommateurs.

L'enjeu de la qualité des données est important pour les tiers. Lors des entretiens, certains comparateurs ont fait part de retards de publications pouvant exister sur les données Linky et Gazpar ainsi que sur la qualité de la communication des GRD qui pourrait être améliorée à leurs yeux.

La CRE souligne l'importance de la qualité de données transmises par les GRD aux fournisseurs et aux tiers autorisés. A ce titre, les performances de publication des GRD, d'une part sont analysées dans les groupes de concertation et, d'autre part, font l'objet d'incitations financières pour les GRD.

A ce titre, la CRE a l'intention de créer un groupe de travail spécifique dédié aux échanges entre les tiers et les gestionnaires de réseaux de distribution.

### *L'enjeu de la connaissance du marché par les consommateurs*

Lors des entretiens, les comparateurs privés ont regretté que l'information des consommateurs quant à l'ouverture des marchés soit insuffisante. Notamment, ils considèrent que la possibilité de changer de fournisseur est encore méconnue des clients, ce qui représente un frein au développement de la concurrence sur le marché de détail et affecte les modèles économiques des fournisseurs comme ceux des acteurs tiers comme les comparateurs d'offres. D'après les résultats du Baromètre d'énergie-info<sup>115</sup> de 2019, 66% des Français estiment mieux connaître la démarche pour changer de fournisseur, ce taux est en constante progression depuis plusieurs années. Pourtant 18% des français restent persuadés que le changement de fournisseur n'est pas gratuit, 13% qu'il existe des risques de coupures d'énergie et 8% qu'il faut changer de compteur.

Les acteurs rencontrés par la CRE considèrent que des campagnes concernant le changement de fournisseur devraient être menées par les pouvoirs publics dans le but d'informer les clients.

La CRE souligne qu'elle communique régulièrement sur l'ouverture à la concurrence des marchés de détail de l'électricité et du gaz, de même que le médiateur national de l'énergie au travers du site energie-info.fr. Ce dernier précise les droits des consommateurs et propose des fiches pratiques sur diverses thématiques associées : changement de fournisseur, compteurs Linky et offres associées, offres vertes, fin des tarifs réglementés de vente, etc.

Certains comparateurs estiment que leur rôle est justement de permettre aux consommateurs de mieux comprendre le marché et les offres qui leur sont proposées.

<sup>115</sup> <https://www.energie-mediateur.fr/wp-content/uploads/2019/11/20191105-synthese-barometre-energie-info.pdf>

### 2.3 Le comparateur du Médiateur National de l'Énergie : energie-info.fr

L'article L. 122-3 du code de l'énergie indique que « le médiateur national de l'énergie propose gratuitement au public un accès en ligne à un comparateur des offres de fourniture de gaz naturel et d'électricité destinées aux clients domestiques et non domestiques dont la consommation annuelle de référence de gaz naturel est inférieure à 300 000 kWh ou qui souscrivent une puissance électrique inférieure ou égale à 36 kVA. Les critères de tri du comparateur permettent notamment de distinguer les différentes catégories d'offres commerciales comprenant une part d'énergie dont l'origine renouvelable est certifiée en application de l'article L. 314-16, de l'article L. 446-3 dans sa rédaction antérieure à la loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat et de l'article L. 446-21 selon des critères définis par décret ».

« energie-info.fr » est le site d'information du médiateur national de l'énergie et comprend un comparateur d'offres à destination des consommateurs résidentiels et des petits consommateurs professionnels. Il est possible d'y consulter la liste des fournisseurs d'électricité et de gaz naturel, le comparateur des offres d'énergie, neutre et indépendant, ainsi que des informations pratiques sur l'énergie (déménagement, changement de fournisseurs, compteurs, difficultés de paiement, chèque énergie, fin des tarifs réglementés de gaz, etc.), sous forme de fiches pratiques. Il est financé par les pouvoirs publics et est indépendant des acteurs du secteur, notamment des fournisseurs et des gestionnaires de réseaux : il n'a aucune relation contractuelle et ni lien capitalistique avec les fournisseurs référencés et ne perçoit pas de rémunération de leur part.

Le comparateur inclut toutes les offres des fournisseurs référencés et le référencement est gratuit. L'arrêté du 12 décembre 2019<sup>116</sup> impose à tout fournisseur de référencer ses offres sur energie-info.fr. Les offres des fournisseurs y sont présentées selon des conditions objectives, transparentes, et non discriminatoires.

#### Fonctionnement du comparateur d'offres energie-info.fr

Tous les fournisseurs d'énergie en France, nationaux ou locaux, doivent signer une charte d'adhésion dans laquelle ils s'engagent à enregistrer des informations « complètes, loyales, sincères et de qualité », ainsi qu'à les actualiser. Il y est également précisé qu'il s'agit d'un « environnement sans espace publicitaire ». La cohérence des données et leur bonne mise à jour sont assurées par le médiateur.

Depuis l'adoption de la loi relative à l'énergie et au climat<sup>117</sup>, les fournisseurs ont l'obligation de transmettre au médiateur les informations sur toutes leurs offres. L'arrêté du 12 décembre 2019 précise « les modalités d'application de l'article 122-3 et les modalités de fonctionnement de l'outil de comparaison, notamment les conditions de comparaison et de présentation des offres ainsi que la nature et les modalités d'actualisation des informations que les fournisseurs de gaz naturel et les fournisseurs d'électricité sont tenus de transmettre au médiateur national de l'énergie pour l'exercice de cette mission ».

D'après la charte d'adhésion, les fournisseurs adhérents doivent publier sur le comparateur l'intégralité de leurs offres en vigueur pouvant être souscrites par les consommateurs, pour toutes les communes concernées. Les fournisseurs adhérents doivent veiller à l'actualisation de leurs coordonnées, de leur zone de desserte et de leurs offres présentes dans le moteur de recherche et le comparateur d'offres energie-info.fr. Tous les fournisseurs adhérents s'engagent à enregistrer des informations ne devant pas « être trompeuses, mensongères ou de nature à induire en erreur, entraîner le discrédit ou le dénigrement des marques ou des noms commerciaux, engendrer de confusion entre le fournisseur adhérent et un concurrent ou entre les marques ou noms commerciaux ».

L'estimation de la facture annuelle affichée par le comparateur est calculée sur la base des grilles tarifaires des fournisseurs en vigueur au moment de la comparaison et définie dans l'article 8 de la charte d'adhésion : prix du kWh et de l'abonnement enregistrés par les fournisseurs ainsi que prise en compte des éventuelles réductions associées à des offres promotionnelles<sup>118</sup>. Pour les offres d'électricité, la Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA) par défaut est renseignée par l'administrateur du site énergie-Info. Cependant, si certains fournisseurs n'utilisent pas le tarif d'acheminement optimisé, ils peuvent saisir la CTA qu'ils appliquent. Concernant les taxes locales, le comparateur energie-info.fr utilise la taxe exacte pour chaque commune et non pas une moyenne nationale.

L'historique des prix de l'ensemble des offres publiées est conservé et partagé avec la CRE qui peut l'utiliser dans le cadre de sa mission de surveillance des marchés de détail.

L'outil permet enfin au consommateur de simuler ses potentielles économies par rapport à son offre actuelle et de trier les offres selon les critères qui l'intéressent : prix, % d'électricité verte, etc. Il peut ensuite consulter le détail de chaque offre et trouver les coordonnées du fournisseur pour le contacter, le comparateur du médiateur étant indépendant et ne faisant pas de mise en relation.

<sup>116</sup> <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000039508048&dateTexte=&categorieLien=id>

<sup>117</sup> <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000039355955&categorieLien=id>

<sup>118</sup> Seules les réductions accessibles à l'ensemble des clients sont intégrées dans le calcul des prix affichés.

Pour faire une simulation, le consommateur doit renseigner sa localité géographique et sa consommation<sup>119</sup>. L'affichage des résultats d'énergie-info.fr n'est pas conditionné à la communication des coordonnées, téléphoniques ou courrier électronique, de l'utilisateur.

## 2.4 Le futur de la comparaison des offres

### 2.4.1 Le paquet législatif européen « Une énergie propre pour tous les Européens »

Le CEER a publié plusieurs rapports sur les comparateurs d'offre dont la dernière mise à jour a été effectuée en 2017<sup>120</sup>. Il y présentait 16 recommandations afin de définir des « bonnes pratiques » à destination des comparateurs. Elles couvrent les thèmes suivants : indépendance, transparence, exhaustivité, clarté et compréhensibilité, exactitude et précision, facilité d'usage, accessibilité et responsabilisation des consommateurs (« *customer empowerment* »). Ces recommandations ont été portées auprès de la Commission européenne et ont contribué à l'élaboration du 4<sup>ème</sup> paquet. Ce paquet « Une énergie propre pour tous les européens », adopté début 2019 comprend, notamment, un article concernant les outils de comparaison d'offres de fourniture d'énergie.

L'article 14 de la directive n°2019/944 du 5 juin 2019 prévoit que « *les Etats membres veillent à ce qu'au moins les clients résidentiels, les microentreprises [...] aient accès gratuitement à au moins un outil de comparaison des offres de fournisseurs...* » et que ces outils respectent un certain nombre d'exigences concernant leur indépendance, leur mode de financement, les critères de comparaison, la mise à jour des informations, l'accessibilité, etc. :

- « a) ils sont indépendants des acteurs du marché, le même traitement étant réservé à toutes les entreprises d'électricité dans les résultats de recherche;
  - b) ils indiquent clairement l'identité de leurs propriétaires et de la personne physique ou morale qui exploite et contrôle les outils, et donnent des informations sur le mode de financement des outils;
  - c) ils énoncent les critères clairs et objectifs sur la base desquels la comparaison doit être effectuée, y compris les services, et les publient;
  - d) ils emploient un langage clair et dénué d'ambiguïté;
  - e) ils fournissent des informations exactes et à jour et donnent la date et l'heure de la dernière mise à jour;
  - f) ils sont accessibles aux personnes handicapées en étant perceptibles, exploitables, compréhensibles et robustes;
  - g) ils prévoient une procédure efficace pour signaler des informations inexactes quant aux offres publiées;
- et
- h) ils effectuent des comparaisons en limitant les données à caractère personnel demandées à celles qui sont strictement nécessaires à la comparaison.

Les États membres veillent à ce qu'au moins un outil couvre l'ensemble du marché. Lorsque plusieurs outils couvrent le marché, ils comprennent une gamme d'offres de fourniture d'électricité aussi complète que possible, couvrant une part importante du marché, et lorsque ces outils ne couvrent pas la totalité du marché, ils présentent une mention claire en ce sens, avant l'affichage des résultats. »

La directive prévoit également une labellisation de ces outils de comparaison dans les termes suivants : « *les Etats membres désignent une autorité compétente chargée de délivrer des labels de confiance aux outils de comparaison qui répondent aux exigences de cette directive* ». La directive prévoit, toutefois, la possibilité pour les Etats membres de : « *de ne pas prévoir de délivrance de labels de confiance aux outils de comparaison au cas où une autorité publique ou un organisme public propose un outil de comparaison qui satisfait aux exigences énoncées dans les précédents paragraphes* ». Compte tenu de l'existence du comparateur *énergie-info.fr* géré par un organisme public, la France n'est donc pas tenue d'instaurer une telle labellisation.

Néanmoins, cet article met en avant l'importance de la bonne information des consommateurs et, notamment, de celle véhiculée par les comparateurs d'offres. À ce titre, la question de l'application à l'ensemble des comparateurs existant de ces exigences quant à l'information sur le financement, à la robustesse des résultats affichés et à la clarté de la communication se pose.

### 2.4.2 La labellisation des sites de comparaison des offres

Certains pays ont souhaité encadrer les pratiques des comparateurs privés, notamment par le biais de la création de « label ».

***Malgré l'existence d'un comparateur public, la CREG a créé un label pour les comparateurs privés***

Le régulateur d'énergie belge (CREG) a créé en 2013 une charte appelée « *Charte pour une fourniture efficace d'informations par les comparateurs en ligne* ». Cette charte a pour objectif de garantir au consommateur que le

<sup>119</sup> Le site fournit des outils permettant au consommateur de déterminer sa consommation s'il ne la connaît pas.

<sup>120</sup> <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/239d07c5-8512-7750-fbe6-d69f9233db60>

prestataire de services qui propose une comparaison des prix de l'électricité et du gaz naturel fournit des informations objectives et de qualité.

En 2018, dans le cadre de sa mission de défense des intérêts essentiels des consommateurs, cette charte a été modifiée pour mieux l'adapter, car la comparaison des prix en ligne et l'offre des fournisseurs ont fortement évolué au fil des ans. Après le contrôle par la CREG du respect de sa charte, le comparateur privé peut bénéficier d'une labellisation permettant de garantir au consommateur que des informations correctes, pertinentes et cohérentes lui sont fournies lorsqu'il utilise un comparateur en ligne. Cette labellisation est valable pour une période de deux ans pendant laquelle il est tenu de respecter rigoureusement toutes les dispositions de la charte et de satisfaire aux contrôles de la CREG.

En septembre 2019, la CREG a annoncé l'octroi de son premier label de qualité depuis l'adaptation de sa charte au comparateur de prix « Comparateur-Energie.be ». Après l'examen du dossier d'accréditation, les contrôles sur base de la charte et les tests logiques et arithmétiques des résultats de comparaison des prix, la CREG a constaté que le comparateur de prix respectait toutes les dispositions de la charte.

La charte CREG, associée à un label de qualité pour la comparaison des prix en ligne, contribue à améliorer l'information et renforce la confiance des particuliers et des PME dans le marché de l'électricité et du gaz.

### ***L'Ofgem a défini un « code de confiance » pour les sites de comparaison des prix***

Le régulateur britannique de l'énergie (Ofgem) dispose d'un Code de confiance pour les sites de comparaison des prix de l'énergie pour les consommateurs domestiques. L'objectif de ce code est d'aider les consommateurs à se sentir confiants quant aux conseils qu'ils reçoivent lorsqu'ils utilisent un comparateur accrédité pour changer de fournisseur d'énergie.

En 2018, l'Ofgem a modifié son code pour répondre à la recommandation formulée en 2016 par l'Autorité de la concurrence en charge à cette époque de revoir le fonctionnement du marché de l'énergie britannique. L'Autorité de la concurrence recommandait, notamment, de supprimer la contrainte d'exhaustivité imposée aux comparateurs labélisés. Bien que l'Ofgem considérait que l'absence d'exhaustivité pouvait nuire au choix du consommateur qui n'était pas en mesure de comparer l'ensemble des offres, le code de confiance a été modifié et permet aux comparateurs labélisés d'afficher une page de résultats par défaut indiquant uniquement les offres que les consommateurs peuvent souscrire directement sur leur plateforme, avec l'option d'afficher le lien vers le comparateur d'offres de l'organisation gouvernementale d'aide et conseils aux citoyens *Citizens Advice*. La levée de cette contrainte a pour objectif de ne pas brider les potentielles innovations que les comparateurs pourraient apporter à leurs services.

Pour garantir la protection des consommateurs en l'absence de cette obligation, l'Ofgem continuera néanmoins à surveiller les publicités et la communication des comparateurs afin d'éviter toute pratique trompeuse.

Actuellement, l'Ofgem a approuvé 11 plateformes de comparaison des offres permettant d'assurer à leurs utilisateurs que les prix et les options affichés ont été calculés de manière équitable et impartiale.

La communication du régulateur autour du code consiste à assurer que les sites de comparaison portant le logo « Confidence Code » :

- Aident les consommateurs à trouver la meilleure offre dans leur région ;
- Fournissent un service de changement de fournisseur gratuit et facile à utiliser ;
- Donnent des informations détaillées sur chaque tarif, y compris les prix unitaires du gaz et de l'électricité ;
- Détaillent toutes les remises disponibles.

### **2.4.3 Les comparateurs d'offres doivent s'adapter aux nouvelles offres**

À mesure que le marché évolue et que les offres innovantes se développent, leur comparaison devient de plus en plus complexe. Les comparateurs d'offre doivent faire évoluer leurs outils afin de tenir compte de la diversité des offres : prise en compte des produits liés, des prix fixes ou indexés, des offres vertes, des offres à effacement ou encore des futures offres à prix dynamique.

#### ***Les offres innovantes***

Les fournisseurs intègrent à leurs offres de plus en plus de services énergétiques (maîtrise de la consommation, efficacité énergétique) ou numériques (suivre sa consommation en temps réel, ou piloter ses installations à distance). Il en résulte une complexification des offres disponibles pour les consommateurs qui rend plus difficile leur comparaison.

Les comparateurs doivent alors adapter leurs outils pour tenir compte de ces offres innovantes et, parfois, repenser plus globalement les comparatifs qu'ils proposent. Par exemple, certaines offres destinées uniquement aux consommateurs disposant d'un compteur Linky (offres week-end, offres permettant d'adapter la puissance souscrite



au pas de 1 kVA, etc.) ont conduit le comparateur public énergie-info.fr à évoluer. Il tient désormais compte de ces offres. Autre exemple : certains comparateurs distinguent, maintenant, les offres 100% en ligne.

Des évolutions en profondeur peuvent s'avérer nécessaires dès lors que ces nouvelles offres remettent en question le format de la base de données. Enfin, cela implique aussi que les fournisseurs adaptent leurs modalités de communication des informations aux comparateurs.

### Illustration de l'adaptation d'Energie-info pour tenir compte des offres Linky

Les évolutions apportées au site energie-info.fr pour tenir compte des offres adaptées aux compteurs Linky s'observent au travers du parcours consommateur. Après avoir renseigné son code postal et le type d'énergie, par exemple électricité, le consommateur doit cocher une case indiquant si « oui » ou « non » il dispose d'un compteur Linky.

S'il répond « oui », il doit sélectionner sa puissance du compteur parmi les puissances standard ou renseigner une puissance spécifique. Le client reprend ensuite les formalités habituelles et sélectionne l'option qu'il souhaite puis renseigne sa consommation avant d'obtenir les résultats de sa recherche.

Parmi les résultats, le client peut alors ajouter un filtre pour obtenir que les offres Linky comme, par exemple, les offres Week-end à plusieurs index.

Offre réservée aux clients équipés d'un compteur communicant Linky. Elle permet de bénéficier de davantage d'heures creuses qu'avec une offre "heures pleines / heures creuses" classique.

Offre	Électricité verte	Prix de l'abonnement (€ TTC)	Prix du kWh (€ TTC)	Heures pleines (€ TTC)	Heures creuses (€ TTC)	Heures super creuses (€ TTC)
OFFRE HEURES CREUSES (TOTAL direct energie)	100 %	153	0,1781	0,1337	0,1085	-
OHM SOIR ET WEEKEND WEEKEND ET HEURES CREUSES (OHM ENERGIE)	17 %	145	0,1933	0,1315	0,1315	-
OFFRE VERTE ELECTRICITÉ LINKY HP/HC	-	1495	-	-	-	-

Illustration de la présentation des offres HP/HC Linky sur le site energie-info.fr en avril 2020.

### **Les offres vertes**

Le développement des offres vertes est aussi un autre exemple de la nécessité, pour les comparateurs d'offres, d'évoluer. Ce facteur de dynamisme du marché de détail a été intégré dans la plupart des comparateurs qui distinguent les offres vertes des offres standard.

Pour la fourniture d'électricité, le caractère « vert » est attesté par l'achat, par le fournisseur, de garanties d'origine. Ces garanties permettent d'identifier l'installation ayant produit l'électricité, ce qui permet, par exemple, au fournisseur de préciser la provenance géographique ou encore la filière technologique des garanties qu'il a achetées<sup>121</sup>.

Pour s'adapter à cette caractéristique, le comparateur energie-info.fr a, par exemple, ajouté un complément d'information permettant de connaître la part d'électricité « verte » dans l'offre, le pays et le mode de production de l'énergie renouvelable comme illustré dans l'image suivante.

<sup>121</sup> Cf. section 4.1. du présent rapport dédiée aux offres vertes.

Le terme électricité verte désigne l'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables telles que l'énergie hydraulique, solaire, éolienne...

Une offre d'électricité est dite « verte » si le fournisseur est en mesure de prouver, par des garanties d'origine, que de l'électricité d'origine renouvelable est injectée sur le réseau électrique en quantité équivalente à la consommation des clients ayant souscrit l'offre.

Garanties d'origine de l'année précédente :

Source(s)	Proportion
Eolien	38.0%
Hydraulique	56.0%
Solaire	6.0%

Pays : France (100.0%)

Prix au kWh: 0.1302 € TTC

OFFRE ONLINE -21% 434 €

Offre -21% Online et à prix fixe

Illustration de la présentation des offres vertes sur le site energie-info.fr

De cette manière, il encourage les fournisseurs à faire preuve de transparence et permet aux consommateurs de distinguer les offres auxquelles ils peuvent prétendre selon d'autres axes que le prix.

### Les offres à prix dynamique

La directive 2019/944 prévoit dans son article 11 intitulé « Droit à un contrat d'électricité à tarification dynamique » que « les Etats membres veillent à ce que le cadre réglementaire national permette aux fournisseurs de proposer un contrat d'électricité à tarification dynamique. Les Etats membres veillent à ce que les clients finals qui sont équipés d'un compteur intelligent puissent demander à conclure un contrat d'électricité à tarification dynamique auprès d'au moins un fournisseur et auprès de chaque fournisseur qui a plus de 200 000 clients finals ».

Toutefois, leur inclusion dans les comparateurs d'offres est complexe, compte tenu de la variation horaire des prix et l'impossibilité de les comparer aux autres offres standard. Plusieurs pays, dont la France, travaillent sur l'évolution de leurs comparateurs d'offres afin d'inclure ces offres dans leurs comparateurs « officiels ».

En Espagne, où des offres à tarification dynamique sont disponibles, elles ne sont pas encore intégrées aux comparateurs d'offres. En Suède, en revanche, le comparateur d'offres mis en place par le régulateur en tient compte, mais elles ne sont pas comparables aux autres offres et n'apparaissent pas dans le même classement. Elles sont ainsi seulement comparables entre offres à tarification dynamique. Cette comparaison s'appuie sur des historiques de prix de marché. Le prix unitaire de ces offres est affiché comme une fourchette entre l'heure la moins chère et la plus chère du mois précédent. Le site signale au consommateur que sa façon de consommer influera le prix qu'il paiera : un consommateur actif qui évite les heures de pointe aura un prix plus proche de l'heure la moins chère, et inversement.

## 2.5 Analyses de la CRE

Au regard du rôle important des comparateurs dans le développement du marché et l'information des consommateurs, les éléments présentés ci-dessus soulèvent un certain nombre de questions : transparence sur les partenariats avec les fournisseurs et sur l'objectivité de la comparaison, référencement sur les moteurs de recherche, informations parfois parcellaires, voire erronées, pouvant créer de la confusion auprès des consommateurs.

### 2.5.1 Encadrement des comparateurs

#### Point de vue « protection des consommateurs »

L'enjeu de la bonne information des consommateurs sur les biens qu'ils comparent ou les services qu'ils souscrivent est majeur. À ce titre, il existe un cadre législatif et réglementaire permettant de protéger les consommateurs contre toutes pratiques potentiellement abusives ou mensongères.

En particulier, l'article D. 111-7 du code de la consommation précise les renseignements qui doivent figurer sur les sites de comparaison en ligne dans l'objectif d'informer les consommateurs qui les utilisent. Une rubrique spécifique doit ainsi préciser les modalités de référencement, déréférencement et de classement.



Les informations suivantes doivent apparaître de manière lisible et compréhensible dans cette rubrique, et à partir de toutes les pages du site :

- les conditions de référencement et de déréférencement des contenus et des offres de biens et services, notamment les règles applicables pour être référencé et les obligations dont le non-respect conduit à être déréférencé ;
- les critères de classement par défaut des contenus et des offres de biens et services, ainsi que leurs principaux paramètres ;
- l'existence d'un lien capitalistique ou d'une rémunération entre l'opérateur de plateforme et les offreurs référencés dès lors que ce lien ou cette rémunération exerce une influence sur le référencement ou le classement des contenus, des biens ou des services proposés ou mis en ligne. Dans ce cas, cette information doit apparaître pour chaque résultat de classement, à proximité de l'offre ou du contenu classé et par tout moyen distinguant ce résultat.

Le dernier alinéa de l'article D. 111-7 du code de la consommation précise aussi que certaines de ces informations doivent apparaître en haut de chaque page de résultats du comparateur en ligne, avant le classement des offres (le critère de classement des offres et sa définition de ce critère, le caractère exhaustif ou non des offres comparées et le nombre de sites référencés, le caractère payant ou non du référencement).

Le non-respect de ce cadre a d'ailleurs été reproché à certains comparateurs par l'association CLCV dans une plainte déposée en 2017. Elle pointait, notamment, des manquements aux informations sur les critères utilisés pour établir les classements ou encore sur les liens financiers et contractuels entretenus avec les entreprises. Fin 2019, la justice a donné raison à la CLCV contre deux des comparateurs visés.

### ***Point de vue concurrentiel***

Les comparateurs jouent un rôle dans la dynamique concurrentielle de par l'interclassement des fournisseurs qu'ils opèrent et la mise en avant des offres. Certaines pratiques pourraient donc soulever des questions concurrentielles.

Bien qu'elle reconnaisse qu'une partie des préoccupations que soulève le fonctionnement des comparateurs de prix relève davantage du droit de la consommation que du droit de la concurrence, l'Autorité de la Concurrence (AdIC) évoque, dans son avis du 18 septembre 2012 *relatif au fonctionnement concurrentiel du commerce électronique*, les 4 risques concurrentiels concernant les comparateurs de prix. Il convient de noter que ces risques concernent tous les marchés, pas seulement les comparateurs d'offres de fourniture d'énergie :

- Risque de manque de loyauté de l'information délivrée au consommateur : l'AdIC estime que « certains sites comparateurs sont en réalité des sites publicitaires et peuvent s'exonérer de s'identifier en tant que tels auprès des consommateurs. De plus, les informations fournies peuvent être imprécises ou incomplètes ». Elle souligne que « le rôle des comparateurs de prix sera d'autant plus significatif que les sites comparateurs comme les marchands qui y font référencer leurs offres respectent des règles garantissant la transparence de l'information communiquée au consommateur »;
- Risque concernant la stratégie des fournisseurs pour détourner le fonctionnement du comparateur à leur avantage : par exemple, pratiques de prix bas pour améliorer le classement des offres sur le comparateur afin d'attirer les consommateurs sur leur site et leur vendre d'autres produits « plus chers mais plus fiables ». L'AdIC reconnaît toutefois que ceci s'approche des pratiques publicitaires classiques ;
- Risque concernant les modalités de classement et de référencement des commerçants en ligne : l'AdIC vise ici la présentation des résultats « fréquemment biaisée afin de valoriser les partenaires les plus rentables » pour la plateforme plutôt que les offres les plus intéressantes pour les consommateurs ;
- Risque que les fournisseurs limitent leur présence sur les sites de comparaison en raison de frais trop coûteux. Ce risque semble être à relativiser pour les fournisseurs d'énergie comme l'atteste leur représentativité sur les plateformes.

### ***Point de vue « fonctionnement du marché de détail »***

Deux risques pouvant avoir des répercussions directes sur le marché de détail pourraient se matérialiser concernant les comparateurs :

- risque que les comparateurs, dans leur ensemble, se placent en intermédiaires obligés entre les fournisseurs et les consommateurs, générant potentiellement des surcoûts pour les consommateurs. Toutefois, l'existence de 8 comparateurs actifs ainsi que d'une concurrence exercée par les fournisseurs, qui disposent eux-mêmes de canaux de vente efficaces et distincts des comparateurs d'offres (démarchage, publicités, etc.) écarte à ce jour un tel risque ;
- risque qu'un comparateur se place en position dominante et génère de l'opacité sur le marché. Ici encore, la concurrence entre comparateurs semble suffisamment forte pour que ce risque ne soit pas identifié à ce stade.

## 2.5.2 Conclusion

Le développement de la concurrence sur les marchés de détail a pour objectif de permettre au consommateur de bénéficier de la diversité des offres des fournisseurs, des différents produits et services, au meilleur prix. La comparaison des offres est une étape importante pour que les consommateurs puissent faire un choix éclairé.

Les outils de comparaisons participent au dynamisme du marché de détail. Ils apportent un réel service aux consommateurs en les informant des opportunités existantes, faisant le tri en fonction de leurs besoins, en simplifiant leurs démarches, en faisant preuve de pédagogie pour répondre à leurs questions, etc.

L'existence de ces bénéfices pour le consommateur repose néanmoins sur la nécessité de disposer d'informations les plus transparentes et claires possible et, dans une moindre mesure, neutres et objectives. À défaut, l'information sur les limites en termes de données délivrées et de recommandations faites (non exhaustivité, existence d'accords de référencement, liens économiques avec des fournisseurs) est essentielle pour permettre au consommateur de ne pas se sentir lésé in fine.

La CRE restera attentive au développement des comparateurs d'offres de fourniture d'énergie et intégrera une veille plus systématique de leurs pratiques dans le cadre de ses missions de surveillance.

Afin de permettre un développement sain de l'ensemble de ces intermédiaires, la CRE s'interroge par ailleurs sur l'opportunité d'élaborer avec les acteurs du secteur une charte engageant ses signataires à respecter des bonnes pratiques afin d'apporter un service de qualité aux consommateurs. En signant cette charte, les intermédiaires acceptent, le cas échéant, de se soumettre au contrôle de la CRE quant au respect de l'ensemble de ces règles.

Les premières orientations qui pourraient être retenues dans une telle charte pourraient être les suivantes :

- ***S'agissant de la transparence de la communication des comparateurs et leur financement***

La CRE considère que les comparateurs d'offres devraient fournir des informations claires sur leurs services, précises et correctes, non trompeuses et actualisées sur les offres présentées. Ils devraient, notamment, rendre accessible facilement leur mode de financement et expliciter directement certains éléments tels que le nombre de fournisseurs ayant un contrat avec eux et le nombre d'offres présentées sur leurs plateformes.

En effet, les comparateurs privés et intermédiaires rencontrés par les services de la CRE sont rémunérés par les fournisseurs en fonction du nombre de contrats qu'ils peuvent leur apporter. Dès lors, il n'est pas exclu que certaines offres soient mises en avant en raison des relations particulières entre fournisseurs et comparateurs. Comme illustré plus haut, l'utilisation des mêmes informations de consommation sur plusieurs comparateurs privés ne permet pas systématiquement d'obtenir le même classement relatif des fournisseurs.

### ***S'agissant des données utilisées et de la présentation des résultats***

La CRE considère que les comparateurs doivent baser leurs calculs sur les données exactes des offres disponibles des fournisseurs, bien que la présentation finale des résultats puisse prendre différentes formes. Il est souhaitable que les résultats finals présentent néanmoins les caractéristiques principales des contrats associés, en complément du prix, dont la durée du contrat, les modalités et délais de révision de son prix, etc.

- ***S'agissant de l'exhaustivité des offres proposées***

La CRE considère que les comparateurs sont libres de ne pas présenter un panel exhaustif d'offres, mais qu'ils doivent l'annoncer clairement et ne pas laisser penser le contraire aux consommateurs.

Energie-info.fr est le seul comparateur présentant une exhaustivité des offres à destination des consommateurs.

- ***S'agissant des pratiques de référencement naturel***

La CRE considère que les pratiques d'optimisation du référencement naturel devraient être encadrées, car elles nuisent à la bonne information des consommateurs.

Optimiser le référencement naturel est un des cœurs de métier des plateformes numériques. Toutefois, certaines pratiques observées par la CRE soulèvent des questions quant à la bonne information des consommateurs voire des questions de confusion des marques. Notamment, l'omniprésence de certains comparateurs dans les premières pages des moteurs de recherche pose question lorsqu'elle est la conséquence de la multiplication de sites identiques n'apportant pas de réelle plus-value aux consommateurs et au marché en général.

## ANNEXE

### Evolution des comparateurs en Espagne et en Suède

#### - Etude de cas Espagne

En Espagne, il existe un prix par défaut appelé prix volontaire pour le petit consommateur (PVPC) - un tarif basé sur une tarification dynamique. Le PVPC est un prix dont le système de fixation des prix de l'électricité est appliqué aux consommateurs dont la puissance souscrite ne dépasse pas 10 kW et qui n'ont pas de contrat de fourniture sur le marché libre en vigueur.

Le régime de fournisseur de dernier recours a été modifié en Espagne et le PVPC a été introduit en avril 2014. Le PVPC est entré en vigueur pour déterminer le coût de l'énergie sur la facture d'électricité des petits consommateurs qui n'ont pas de contrat avec un fournisseur dans le marché libéralisé.

Les consommateurs qui sont équipés d'un compteur intelligent capable de mesurer toutes les heures ont un PVPC appliqué à leur facture en fonction de leur consommation horaire tout au long de la journée. Ceci leur donne un meilleur accès aux informations concernant les barèmes horaires et permettra à ces consommateurs d'adapter leur consommation d'électricité, réduisant ainsi leur facture. Pour les consommateurs sans compteurs intelligents, le tarif horaire est appliqué via un profil de consommation que le GRT espagnol (Red Eléctrica) met à jour en permanence, en fonction des comportements des consommateurs. Le GRT propose aux consommateurs qui ont opté pour un PVPC, la possibilité de voir l'impact financier de leur consommation d'électricité en fonction du tarif sélectionné (tarif général, tarif nuit ou tarif véhicule électrique). Les prix pour le lendemain sont publiés chaque soir à 20h15.

Bien qu'il n'existe pas de plafond applicable à la composante énergétique du PVPC, les règles du marché de l'électricité en Espagne établissent que les offres d'achat dans le day-ahead et intraday ne peuvent dépasser 180,3 € / MWh.

L'introduction du PVPC a conduit à un changement dans la stratégie des fournisseurs du marché libre concernant leur définition des offres commerciales. Plus précisément, depuis 2014, de nombreux fournisseurs ont commencé à proposer des offres indexées sur le marché spot.

Le PVPC étant basé sur une tarification dynamique, il n'y a aucun moyen pour les consommateurs de calculer leur économie ex ante malgré la possibilité de les calculer ex post.

Toutefois, les offres à prix dynamiques ne sont toujours pas incluses dans le comparateur d'offres du régulateur espagnol, compte tenu de la variation horaire des prix. C'est le cas des offres à prix dynamiques sur le marché libre et du PVPC. Cependant, le régulateur espagnol travaille actuellement à l'amélioration de son comparateur, afin qu'à l'avenir toutes les offres soient incluses. Les offres à prix dynamiques seront évaluées en tenant compte d'une évolution estimée des prix du marché.

#### - Etude de cas Suède

Le déploiement des compteurs intelligents en Suède a été achevé en 2009. Ensuite, des contrats horaires sont devenus disponibles sur le marché suédois de l'électricité depuis fin 2012. Cependant, tous les clients ne disposent pas de compteurs pouvant enregistrer et transmettre des valeurs horaires. A partir de 2025, tous les compteurs seront en capacité de mesurer au moins toutes les heures et pourront aussi mesurer toutes les 15 minutes sur demande. Les contrats horaires restent cependant très peu demandés. En même temps, à la fin de 2016, environ un tiers de tous les fournisseurs proposait ce type de contrats aux consommateurs, créant un marché concurrentiel où les consommateurs peuvent choisir entre un grand nombre de fournisseurs et produits différents.

L'implémentation du 4ème paquet ne changera rien en Suède, puisque les fournisseurs concernés par cette directive et la tarification dynamique proposent déjà des contrats à prix dynamique appelé chez eux contrats horaires.

Les consommateurs suédois ont une préférence pour les contrats à prix variables. Les contrats à prix variable mensuel sont des contrats avec des prix qui changent tous les mois en suivant les variations du marché spot. Le prix par kWh est basé sur le prix spot mensuel moyen ajusté par profil de consommation. En ce qui concerne les contrats horaires, le prix de l'électricité suit directement le prix *day-ahead*. Le prix au spot horaire pour le jour à venir est publié à midi chaque jour.

Le prix des contrats horaires étant directement lié au prix horaire du marché spot, le risque total pour le fournisseur lorsqu'il propose ce type de contrat est plus faible que les deux contrats à prix variables mensuels et les contrats à prix fixe. Par conséquent, étant donné le niveau de risque, la marge peut parfois (mais pas toujours) être plus faible pour les contrats horaires que pour d'autres contrats. Cela signifie que les clients disposant de contrats horaires peuvent espérer avoir un coût annuel plus faible dans la durée par rapport aux clients ayant le même profil de consommation dans les autres types de contrats.

Dans la plupart des cas, les clients doivent contacter le fournisseur ou visiter le site web de Nord Pool afin de recevoir des informations sur les prix horaires. Certains fournisseurs proposent un service gratuit où le client peut suivre sa consommation dans une application. Le client sera ainsi mieux équipé pour réagir aux fluctuations de prix sur le marché spot de Nord Pool et de modifier potentiellement son coût total d'électricité. Lorsque ces services ne sont pas disponibles, les consommateurs sont invités à mener leurs propres calculs, car il n'existe pas d'outil officiel pour les clients pour calculer leurs économies réelles.

Cependant, à partir de 2019, l'outil de comparaison indépendant géré par le régulateur suédois inclut les contrats horaires. Cela permettra aux consommateurs d'évaluer plus facilement le potentiel monétaire des économies pour les différents contrats. Aujourd'hui, l'outil de comparaison montre les formats de contrat les plus courants sur le marché. Ce sont les contrats à prix variable mensuels et plusieurs contrats à prix fixe. Pour tous les contrats, un prix unitaire est affiché en fonction de la consommation annuelle que le consommateur renseigne dans l'outil. Le prix unitaire effectif des produits variables mensuels est basé sur les prix du mois précédent. Le prix des contrats à prix variable et à prix fixe n'est pas directement comparable. Le régulateur conseille aux clients de choisir leur type de contrat (prix variable ou fixe) d'abord en fonction du risque qu'ils sont prêts à prendre et ensuite comparer parmi la catégorie de contrat choisi.

S'il est difficile pour un consommateur de comparer les contrats à prix variables mensuels avec les contrats à prix fixe, il est encore plus difficile de comparer ces deux types de contrats avec des contrats à prix horaires. Ici, une grande partie du gain monétaire potentiel du consommateur est liée à la façon dont l'électricité est consommée. Pour obtenir une estimation plus réaliste des économies à réaliser, il est important de contrôler le profil de consommation des consommateurs et leur potentiel de changement de consommation dans le temps. Ceci sera possible une fois que le centre de données suédois sera en place en 2021.

## TABLEAUX

Tableau 1 - Liste des acteurs rencontrés lors de la campagne d'entretiens menée par la CRE, en 2019.....	14
Tableau 2 - Segments de clientèle en électricité .....	15
Tableau 3 - Comparaison entre les offres biométhane de 5 fournisseurs et le TRV, disponibles le 13 janvier 2020 sur énergie-info.fr .....	49
Tableau 4 - Comparaison entre les offres biométhane et les offres « classiques », disponibles le 13 janvier 2020 sur énergie-info.fr .....	49
Tableau 5 - Liste non exhaustive des achats groupés en vente publique recensés par la CRE entre le 1er janvier 2018 et le 31 décembre 2019.....	55
Tableau 6 - Synthèse des gains et pertes annuelles en 2018 et 2019 par fournisseur et par énergie, segment non résidentiel .....	84
Tableau 7 - Coefficients de capacité transmis par les fournisseurs pour l'année de livraison 2019, par profil (ENT et PRO) et sous-profil (P1, P2 et P3) .....	115
Tableau 8 - Evolution de la formule tarifaire des tarifs réglementés de vente d'Engie.....	129
Tableau 9 - Simulation numérique de l'HHI pour deux structures de marché différentes	Erreur ! Signet non défini.
Tableau 10 - Prix moyens (€/MWh) des enchères des GO pour les mois de production de mars à décembre 2019 .....	148
Tableau 11 - Tableau de bord des contrats PPA signés en 2019 en France .....	155

## FIGURES

Figure 1 - Typologie des sites en électricité et en gaz naturel au 31 décembre 2019 .....	16
Figure 2 - Connaissance du droit de changer de fournisseur d'énergie (en %).....	20
Figure 3 - Evolution du nombre de fournisseurs nationaux, actifs sur le segment résidentiel et inscrits sur le site énergie-info.fr, au 31 décembre, 2007-2019.....	21
Figure 4 - Fournisseurs nationaux d'électricité et de gaz actifs au 31 décembre 2019 sur le marché résidentiel	22
Figure 5 - Répartition des offres d'électricité et de gaz sur le segment résidentiel, en nombre de sites.....	24
Figure 6 - Répartition des offres d'électricité et de gaz sur le segment résidentiel, en nombre de sites.....	24
Figure 7 - Répartition des offres de marché d'électricité des responsables d'équilibre à fin 2018 et 2019 sur le segment résidentiel, en nombre de sites.....	25
Figure 8 - Répartition des offres de marché de gaz des expéditeurs finals à fin 2018 et 2019 sur le segment des clients résidentiels, en nombre de sites.....	26
Figure 9 - Évolution du nombre de mises en service par trimestre au cours des années 2018 et 2019.....	27
Figure 10 - Évolution du nombre de changements de fournisseur par trimestre au cours des années 2018 et 2019 .....	28
Figure 11 - Évolution des changements de fournisseur nets pour la vente d'électricité et de gaz au cours des années 2018 et 2019.....	29
Figure 12 - Évolution des ventes brutes d'électricité et de gaz par trimestre au cours des années 2018 et 2019 .....	30
Figure 13 - Évolution des ventes nettes d'électricité et de gaz par trimestre au cours des années 2018 et 2019 .....	31
Figure 14 - Taux de rotation entre 2008 et 2019 sur le segment résidentiel (en nombre de sites).....	32
Figure 15 - Indice d'Herfindahl-Hirschmann par énergie sur le segment résidentiel, entre 2017 et 2019, au 31 décembre, en nombre de sites .....	33
Figure 16 - Répartition en nombre de sites des offres d'électricité et de gaz sur le segment résidentiel sur le territoire des ELD.....	34
Figure 17 - Évolution du nombre de sites résidentiels en offre de marché en électricité et en gaz naturel chez les principales ELD.....	35
Figure 18 - Evolution du nombre de litiges reçus par le médiateur national de l'énergie .....	36
Figure 19 - Typologie des litiges en 2019 .....	37
Figure 20 - Répartition des litiges recevables par fournisseur en 2019 (en %).....	37
Figure 21 - Nombre de fournisseurs nationaux et le nombre total de consommateurs par pays, segment résidentiel, au 31 décembre 2018.....	38
Figure 22 - Part de marché des 3 plus grands fournisseurs sur le segment résidentiel par pays (en nombre de sites), au 31 décembre 2018.....	39
Figure 23 - Indice d'Herfindahl-Hirschmann par pays sur le segment résidentiel en électricité et en gaz, en nombre de sites, au 31 décembre 2018.....	40
Figure 24 - Taux de rotation sur le segment résidentiel en électricité, par pays (en nombre de sites).....	41



Figure 25 - Évolution du nombre d'offres de marché proposées à un consommateur de type « Base » situé à Paris, en électricité.....	44
Figure 26 - Évolution du nombre d'offres de marché proposées à un consommateur de type « Chauffage » situé à Paris, en gaz naturel.....	44
Figure 27 - Évolution trimestrielle du nombre d'offres de marché à prix variable moins chères que le tarif réglementé de vente, proposées à un client type 1 « Base » et un client type 2 « HPHC » situés à Paris, et évolution du nombre total d'offres à prix variable en électricité.....	45
Figure 28 - Évolution du nombre d'offres de marché à prix variable moins chères que le tarif réglementé de vente, proposées à un client type 2 « Chauffage » de gaz naturel situé à Paris, et évolution du nombre total d'offres à prix variable en gaz.....	46
Figure 29 - Évolution du nombre d'installations bénéficiant de l'obligation d'achat et de la quantité de biométhane injectée dans les réseaux, depuis 2012.....	47
Figure 30 - Nombre de sites bleus résidentiels ayant souscrit une offre tarifaire réglementée option « Tempo » ou « EJP ».....	52
Figure 31 - Comparaison de la composante énergie HT (c€/kWh) au 1 <sup>er</sup> août 2019 du tarif Tempo avec ou sans application du ratio de 7 entre le poste rouge heure pleine et bleu heure creuse.....	53
Figure 32 - Ratio de la composante énergie HT entre les périodes Rouges Heures Pleines et Bleues Heures Creuses, tel qu'il ressortirait des tarifs réglementés de vente d'électricité pour un client résidentiel option Tempo au 1 <sup>er</sup> août 2019 sans application du ratio de 7, en fonction du prix de la garantie de capacité exprimé en €/MW.....	54
Figure 33 - Portefeuille des quatre principaux fournisseurs d'électricité, en nombre de sites résidentiels par type d'offres souscrites aux 31 décembre 2018 et 2019.....	59
Figure 34 - Portefeuille des quatre principaux fournisseurs de gaz naturel, en nombre de sites résidentiels par type d'offres souscrites aux 31 décembre 2018 et 2019.....	60
Figure 35 - Portefeuille des quatre principaux fournisseurs d'électricité, en nombre de sites résidentiels par type d'offres de marché à prix fixe souscrites et leur durée d'engagement au 31 décembre 2019.....	61
Figure 36 - Portefeuille des quatre principaux fournisseurs de gaz naturel, en nombre de sites résidentiels par type d'offres de marché à prix fixe souscrites et leur durée d'engagement au 31 décembre 2019.....	61
Figure 37 - Répartition des clients résidentiels des quatre principaux fournisseurs, ayant souscrit une offre biénergies, parmi ceux disposant des deux énergies dans leur foyer, au 31 décembre 2017, 2018 et 2019.....	62
Figure 38 - Part des clients résidentiels, ayant souscrit une offre biénergies, parmi ceux disposant des deux énergies dans leur foyer, au 31 décembre 2018.....	63
Figure 39 - Nombre de clients résidentiels souscrivant un service payant en offre de marché et au tarif réglementé de vente, chez les quatre principaux fournisseurs d'électricité, au 31 décembre 2019.....	64
Figure 40 - Nombre de clients résidentiels souscrivant un service payant en offre de marché, chez les quatre principaux fournisseurs de gaz naturel, au 31 décembre 2019.....	64
Figure 41 - Taux de churn moyens trimestriels en 2018 et 2019 sur le segment résidentiel.....	65
Figure 42 - Evolution du nombre de fournisseurs nationaux, actifs sur le segment non résidentiel et inscrits sur le site énergie-info.fr, au 31 décembre, 2007-2019.....	67
Figure 43 - Fournisseurs nationaux d'électricité et de gaz actifs au 31 décembre 2019 sur le marché non résidentiel.....	68
Figure 44 - Répartition des offres d'électricité par segment de clientèle sur le marché non résidentiel, en nombre de sites.....	69
Figure 45 - Répartition des offres d'électricité par segment de clientèle sur le marché non résidentiel, en consommations annualisées.....	69
Figure 46 - Répartition des offres de gaz naturel par segment de clientèle sur le marché non résidentiel, en nombre de sites.....	70
Figure 47 - Répartition des offres de gaz naturel par segment de clientèle sur le marché non résidentiel, en consommations annualisées.....	71
Figure 48 - Évolution du nombre de sites en offre de marché en électricité et en gaz naturel.....	71
Figure 49 - Évolution de la consommation annualisée des sites en offre de marché en électricité et en gaz (en TWh).....	72
Figure 50 - Évolution de la consommation annualisée de référence des principales centrales électriques au gaz naturel (TWh), au 31 décembre.....	72
Figure 51 - Répartition des parts de marché en électricité des responsables d'équilibre, à fin 2018 et 2019, sur le segment des grands sites non résidentiels.....	74
Figure 52 - Répartition des parts de marché en électricité des responsables d'équilibre, à fin 2018 et 2019, sur le segment des moyens sites non résidentiels.....	75
Figure 53 - Répartition des offres de marché d'électricité des responsables d'équilibre, à fin 2018 et 2019, sur le segment des petits sites non résidentiels.....	76
Figure 54 - Répartition des offres de marché de gaz des expéditeurs finals à fin 2018 et 2019, pour les clients non résidentiels raccordés au réseau de transport.....	78
Figure 55 - Répartition des offres de marché de gaz des expéditeurs finals à fin 2018 et 2019, pour les clients non résidentiels raccordés au réseau de distribution.....	79

Figure 56 - Évolution du nombre de mises en service sur le segment non résidentiel par trimestre au cours des années 2018 et 2019.....	81
Figure 57 - Évolution du nombre de changements de fournisseur sur le segment non résidentiel par trimestre au cours des années 2018 et 2019 .....	82
Figure 58 - Évolution des changements de fournisseur nets pour la vente d'électricité et de gaz sur le segment non résidentiel au cours des années 2018 et 2019 .....	83
Figure 59 - Évolution des ventes brutes d'électricité et de gaz sur le segment non résidentiel par trimestre au cours des années 2018 et 2019.....	84
Figure 60 - Évolution des ventes nettes d'électricité et de gaz sur le segment non résidentiel par trimestre au cours des années 2018 et 2019.....	85
Figure 61 - Taux de rotation entre 2008 et 2019 sur le segment non résidentiel (en nombre de sites).....	86
Figure 62 - Indice d'Herfindahl-Hirschmann par segment de marché d'électricité, entre 2017 et 2019.....	87
Figure 63 - Indice d'Herfindahl-Hirschmann par segment de marché de gaz naturel, entre 2017 et 2019.....	88
Figure 64 - Répartition, en nombre de sites, des offres d'électricité (à gauche) et de gaz naturel (à droite) sur le segment non résidentiel, sur le territoire des entreprises locales de distribution.....	90
Figure 65 - Répartition, en consommation annualisée, des offres d'électricité (à gauche) et de gaz naturel (à droite) sur le segment non résidentiel, sur le territoire des entreprises locales de distribution .....	90
Figure 66 - Évolution du nombre de sites non résidentiels en offre de marché en électricité et en gaz naturel, sur le territoire des entreprises locales de distribution .....	91
Figure 67 - Évolution de la consommation annualisée des sites non résidentiels en offre de marché en électricité et en gaz naturel, sur le territoire des entreprises locales de distribution (en GWh) .....	91
Figure 68 - Évolution de la consommation annualisée (TWh) des sites non résidentiels concernés par la suppression des tarifs réglementés de vente en électricité type d'offre depuis le 31 janvier 2014 .....	93
Figure 69 - Évolution mensuelle du nombre de sites non résidentiels concernés par la suppression des tarifs réglementés de vente en électricité par type d'offre depuis le 31 janvier 2014.....	94
Figure 70 - Parts de marché sur le segment des sites non résidentiels concernés par la suppression des tarifs réglementés de vente en électricité entre le 31 janvier 2016 et le 31 décembre 2019, sur le territoire des 6 principales ELD.....	95
Figure 71 - Evolution de l'effacement indissociable de la fourniture et de l'effacement dissociable de la fourniture (GW).....	98
Figure 72 - Nombre de sites aux tarifs bleus non résidentiels options "TEMPO" et "EJP" .....	99
Figure 73 - Portefeuille des quatre principaux fournisseurs d'électricité, sur le segment des petits professionnels, par type d'offres souscrites au 31 décembre 2019, en nombre de sites .....	103
Figure 74 - Portefeuille des quatre principaux fournisseurs de gaz naturel, sur le segment des petits professionnels, par type d'offres souscrites au 31 décembre 2019, en nombre de sites .....	103
Figure 75 - Portefeuille des quatre principaux fournisseurs d'électricité, sur le segment des petits professionnels par type d'offres de marché à prix fixe souscrites et leur durée d'engagement au 31 décembre 2019.....	104
Figure 76 - Portefeuille des quatre principaux fournisseurs de gaz naturel, sur le segment des petits professionnels, par type d'offres de marché à prix fixe souscrites et leur durée d'engagement au 31 décembre 2019.....	104
Figure 77 - Portefeuille des quatre principaux fournisseurs d'électricité par type d'offres souscrites, segment des grands et moyens consommateurs professionnels, au 31 décembre 2018 et 2019.....	105
Figure 78 - Portefeuille des quatre principaux fournisseurs de gaz naturel par type d'offres souscrites, segment des consommateurs de gaz naturel dont la CAR est supérieure à 30 MWh, au 31 décembre 2018 et 2019..	105
Figure 79 - Portefeuille (en volume de consommation) des quatre principaux fournisseurs d'électricité par type d'offres de marché à prix fixe souscrites et leur durée d'engagement, segment des grands et moyens consommateurs professionnels, au 31 décembre 2019 .....	106
Figure 80 - Portefeuille (en volume de consommation) des quatre principaux fournisseurs de gaz naturel par type d'offres de marché à prix fixe souscrites et leur durée d'engagement, segment des consommateurs de gaz naturel dont la CAR est supérieure à 30 MWh, au 31 décembre 2019.....	106
Figure 81 - Répartition de l'obligation totale de la 4 <sup>ème</sup> période par type d'énergie .....	117
Figure 82 - Rythmes mensuels moyens d'acquisition des CEE constaté et théorique au cours de la 4 <sup>ème</sup> période .....	118
Figure 83 - Prix moyen mensuel pondéré des cessions des certificats classiques sur l'année 2018 et 2019 ...	119
Figure 84 - Evolution de la part du coût des CEE pour une offre d'électricité proposant une réduction de - 5 % du prix variable HT des TRV d'EDF, pour deux consommateurs types, au 31 décembre, entre 2015 et 2019 .....	120
Figure 85 - Evolution de la part du coût des CEE pour une offre de gaz naturel proposant une réduction de - 5 % du prix variable HT des TRV d'Engie, pour deux consommateurs types, au 31 décembre, entre 2015 et 2019.....	121
Figure 86 - Impact (en €/MWh) de l'abattement à 400 GWh sur le niveau des coûts unitaires d'acquisition des CEE d'un fournisseur d'énergie, par niveau de portefeuille de consommation de clients (GWh) .....	122
Figure 87 - Répartition des ventes d'EDF aux tarifs réglementés « Bleu » au 31 décembre 2019 .....	124
Figure 88 - Evolutions des TRVE hors taxes depuis 2010.....	125
Figure 89 - Evolution des composantes de la facture HT aux tarifs réglementés de vente d'électricité bleus pour les consommateurs résidentiels en €/MWh.....	126



Figure 90 - Evolution des composantes de la facture HT aux tarifs réglementés de vente d'électricité bleus pour les consommateurs non résidentiels en €/MWh .....	126
Figure 91 - Facture annuelle en euros courants d'un client bleu résidentiel ayant souscrit l'option Base et une puissance de 6 kVA (en €/an).....	127
Figure 92 - Facture annuelle en euros courants d'un client bleu résidentiel ayant souscrit l'option « Heures Pleines Heures Creuses » et une puissance de 9 kVA (en €/an).....	127
Figure 93 - Composantes d'une facture HT aux tarifs réglementés de vente de gaz d'Engie en moyenne sur les années 2018 et 2019.....	130
Figure 94 - Comparaison au 31 décembre 2019 des factures hors taxes et CTA d'un client se chauffant au gaz pour Engie (niveau de prix min et max) et les différentes entreprises locales de distribution en euros par an ..	131
Figure 95 - Comparaison au 31 décembre 2019 des factures hors taxes d'un client se chauffant au gaz pour Engie (niveau de prix min et max) et les différentes entreprises locales de distribution à coûts de distribution équivalents .....	132
Figure 96 - Classification des fournisseurs actifs et nationaux par énergie et segment de consommateurs, au 31 décembre 2019.....	133
Figure 97 - Chronologie d'apparition des fournisseurs actifs et nationaux par type d'énergies, entre 2007 et 2019 .....	134
Figure 98 - Chronologie d'apparition des fournisseurs actifs et nationaux par segment de consommateurs, entre 2007 et 2019 .....	134
Figure 99 - Parts de marché des fournisseurs, tous segments de clientèle confondus, 31 décembre 2019 ....	135
Figure 100 - Trajectoire d'évolution du nombre de clients domestiques au TRV chez Engie et objectif fixé par la loi relative à l'énergie et au climat .....	137
Figure 101 - Schéma du cycle de vie d'une GO .....	144
Figure 102 - Evolution du marché européen des GO entre 2009 et 2019 .....	145
Figure 103 - Evolution du marché français des GO (TWh) entre 2014 et 2019.....	145
Figure 104 - Ventilation des GO utilisées (TWh) en France par acteur, entre 2016 et 2019 .....	146
Figure 105 - Ventilation des GO utilisées (TWh) en France par type d'installation, entre 2016 et 2019 .....	147
Figure 106 - Schéma du fonctionnement de la mise aux enchères des garanties d'origine .....	147
Figure 107 - Répartition des offres de marché sur le segment résidentiel, au 31 décembre, Enedis.....	149
Figure 108 - Les différents types de parcours de souscription .....	163

# GLOSSAIRE

## GLOSSAIRE COMMUN AUX MARCHES DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ

**ACER (agence de coopération des régulateurs de l'énergie)** : organisme européen doté de la personnalité juridique, institué par le règlement (CE) n° 713/2009 du 13 juillet 2009 et mis en place en 2010. L'ACER est opérationnelle depuis le 3 mars 2011 et son siège est situé à Ljubljana, en Slovénie. Son objectif est d'aider les autorités de régulation nationales à exercer et coordonner leurs tâches réglementaires au niveau européen et, si nécessaire, à compléter leurs actions. Elle joue un rôle clé dans l'intégration des marchés de l'électricité et du gaz naturel.

**ANODE (association nationale des opérateurs détaillants en énergie)** : association regroupant des opérateurs du secteur électrique et gazier, en particulier des fournisseurs actifs sur le segment des petits et moyens consommateurs.

**CEE (certificats d'économies d'énergie)** : documents électroniques attribués, sous certaines conditions, par les services du ministère chargé de l'énergie, aux acteurs éligibles réalisant des opérations d'économies d'énergie. Ces actions peuvent être menées dans tous les secteurs d'activité (résidentiel, tertiaire, industriel, agricole, transport, etc.). Le dispositif des CEE, créé en 2006 repose sur une obligation de réalisation d'économies d'énergie imposée par les pouvoirs publics aux vendeurs d'énergie.

**CEER (Council of European Energy Regulators)** : association créée en 2000 à l'initiative des régulateurs nationaux de l'énergie des États membres de l'Union européenne et de l'Espace économique européen. Les structures du CEER comprennent une assemblée générale, seule décisionnaire, un conseil de direction (*board*), des groupes de travail (*working groups*) spécialisés dans différents domaines – électricité, gaz, consommateurs, stratégie internationale, etc. – et un secrétariat installé à Bruxelles. Un programme de travail est publié chaque année. Conformément aux statuts de l'association, les décisions sont prises par consensus et, à défaut, par vote à la majorité qualifiée.

**Changement de fournisseur** : action par laquelle un consommateur change de fournisseur pour le même point de livraison (ainsi, les déménagements sont comptabilisés séparément).

**Consommation annualisée** : représente le volume d'énergies qui serait consommé sur une année entière par un portefeuille de consommateurs tel qu'il est composé à une date donnée *t*.

- En électricité : les consommations des points de livraison retenues correspondent à la consommation des points de livraison actifs à la date donnée *t* sur les 12 mois précédents. Aucune correction climatique n'est appliquée.
- En gaz naturel : estimation de la quantité de gaz consommée, exprimée en kWh, pour un point de comptage donné, pendant une année et à conditions climatiques moyennes. Elle est calculée chaque année par les gestionnaires de réseau au 1<sup>er</sup> avril, selon la méthodologie d'estimation de la CAR explicitée dans le GTG2007.

**Contestabilité** : la faculté pour un opérateur présent ou entrant sur le marché de la fourniture de proposer, sur ce marché, des offres à prix égaux ou inférieurs aux tarifs réglementés de vente d'électricité ou de gaz naturel.

**Contrat de gré à gré (également dit en OTC, « over-the-counter »)** : contrat d'échange d'énergies conclu directement entre deux parties, sans passer par une bourse.

**CTA (contribution tarifaire d'acheminement)** : prélèvement additionnel au tarif d'utilisation des réseaux et qui assure le financement des retraites des agents des activités régulées. Les modalités de calcul de la CTA sont différentes entre l'électricité et le gaz naturel.

**CU (contrat unique)** : contrat, au sens de l'article L. 111-92 du code de l'énergie, regroupant la fourniture et l'accès aux réseaux, conclu entre un consommateur final et un fournisseur, pour un site de consommation donné.

**ELD (entreprise locale de distribution)** : entreprise ou régie qui assure la distribution et/ou la fourniture d'électricité ou de gaz sur un territoire déterminé, non desservi par Enedis ou GRDF.

**Fournisseur :**

- d'électricité : entreprise titulaire d'une autorisation de fourniture en vertu des dispositions des articles L. 333-1 et R. 331-1 et suivants du code de l'énergie.
- de gaz naturel : entreprise titulaire d'une autorisation de fourniture en vertu des dispositions des articles L. 443-1 et R. 443-1 et suivants du code de l'énergie.

**Fournisseur alternatif** : les fournisseurs alternatifs regroupent les fournisseurs qui ne sont pas des fournisseurs historiques pour l'énergie considérée, les fournisseurs historiques et leurs filiales opérant en dehors de leur zone de desserte historique.

**Fournisseur historique** : un fournisseur est considéré comme historique dans une énergie, s'il commercialise ou a commercialisé des tarifs réglementés de vente dans cette énergie. Un fournisseur historique est le seul fournisseur à pouvoir proposer le tarif réglementé sur sa zone de desserte historique. Dans le cadre d'un changement de méthodologie opéré dans le présent rapport, la notion de fournisseur historique utilisée dans le présent rapport recouvre :

- dans le cas de l'électricité, EDF, les ELD et l'ensemble de leurs filiales détenus à plus de 50 %. Un fournisseur historique, et ses filiales, sont considérés comme des fournisseurs alternatifs en dehors de la zone de desserte historique ;
- dans le cas du gaz naturel, Engie, Total Energie Gaz (sur le réseau de transport Téréga), les 22 ELD et l'ensemble de leurs filiales détenus à plus de 50 %. Un fournisseur historique, et ses filiales, sont considérés comme des fournisseurs alternatifs en dehors de la zone de desserte historique.

**GO (garantie d'origine)** : document électronique attestant au consommateur final que tout ou partie de son électricité ou de gaz naturel est d'origine renouvelable ou produite par cogénération. Délivrées aux producteurs proportionnellement à la quantité d'énergie, les garanties d'origine peuvent ensuite être échangées en vue de leur utilisation par les fournisseurs pour attester auprès de leurs clients de l'origine renouvelable de l'électricité qu'ils consomment.

**Gestionnaire de réseau de transport ou de distribution** : société en charge de la conception, de la construction, de l'exploitation, de l'entretien et du développement d'un réseau de transport ou de distribution d'électricité ou de gaz naturel, assurant l'exécution des contrats relatifs à l'accès des tiers à ces réseaux.

**HHI (indice Herfindahl-Hirschman)** : 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.

**Mise en service** : démarrage de la fourniture d'un client nouvellement installé, soit sur un point de livraison existant au préalable (cas des mises en service sur site existant), soit sur un nouveau point de livraison (cas des premières mises en service).

**MNE (Médiateur National de l'Énergie)** : autorité publique indépendante créée par la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie. Le MNE a pour missions de proposer des solutions amiables aux litiges avec les entreprises du secteur de l'énergie et d'informer les consommateurs d'énergie sur leurs droits.

**Offre de bascule** : offre par défaut, d'une durée ne pouvant excéder 12 mois, sur laquelle ont été automatiquement basculés les consommateurs n'ayant pas souscrit une offre de marché avant la date de fin d'éligibilité aux tarifs réglementés de vente, en application des articles 63, 64 et 67 de la loi relative à l'énergie et au climat.

**Offre biénergies** : consommateurs ayant souscrit une offre de fourniture d'électricité et de gaz naturel chez le même fournisseur, qu'il s'agisse d'une offre duale ou non. Une offre duale est une offre pour laquelle la fourniture d'électricité et la fourniture de gaz sont indissociablement liées dans un contrat unique.

**Offre de fourniture** : contrat proposé par un fournisseur à un consommateur afin d'assurer à ce dernier son approvisionnement en électricité ou en gaz naturel. Deux types d'offres existent sur le marché :

- les contrats aux tarifs réglementés de vente, proposés uniquement par les fournisseurs historiques sur leur territoire respectif et dont le prix est fixé par les pouvoirs publics. Le territoire d'un fournisseur historique est défini par un contrat de concession ou un règlement de service de régie. La souscription à ces tarifs est soumise à conditions.
- les contrats en offre de marché, qui peuvent être proposés par tous les fournisseurs.

**Offre 100% online** : offre dont la gestion clientèle et la souscription sont opérées exclusivement sur internet, les échanges avec le fournisseur s'exécutant au moyen d'e-mail, d'une messagerie instantanée ou au travers d'un espace client.

**Offre verte** : désignent les offres dont la totalité ou une partie de l'énergie consommée a une contrepartie en garanties d'origine utilisées par le fournisseur ou directement par le consommateur. Ces garanties d'origine sont émises par des sources d'énergies renouvelables telles que

- pour l'électricité : l'énergie éolienne, solaire, géothermique, hydraulique, marine ou encore l'énergie issue de la biomasse (bois, gaz de décharge, gaz de stations d'épuration d'eaux usées, biogaz...) ou de cogénération ;

- pour le gaz naturel : des installations de production de biométhane.

#### Résiliation de contrat :

- en électricité, elle correspond à l'arrêt contractuel de fourniture d'électricité d'un site donné. Le site sort alors du périmètre de livraison de son ancien fournisseur et passe du statut d'actif à inactif (point sans fournisseur).
- en gaz naturel, celle-ci se fait en même temps que la mise hors service du site.

**Segments du marché de détail :** La distinction non résidentiel/résidentiel est établie par les GRD sur la base des données historiques ou sur déclaration des fournisseurs.

En électricité, le marché de détail est divisé en quatre segments :

- Grands sites non résidentiels (C1-C2) : sites dont la puissance souscrite est supérieure ou égale à 250 kW. Leur consommation annuelle est supérieure à 1 GWh en général.
- Sites moyens non résidentiels (C3-C4) : sites dont la puissance souscrite est comprise entre 36 kVA et 250 kW. Leur consommation annuelle est comprise en général entre 0,15 GWh et 1 GWh.
- Petits sites non résidentiels (C5) : sites non résidentiels dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA. Leur consommation annuelle est en général inférieure à 0,15 GWh.
- Sites résidentiels (C5) : sites de particuliers. En général, leur puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA et leur consommation annuelle inférieure à 10 MWh.

En gaz naturel, le marché de détail est divisé en trois segments :

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

**Site :** lieu de consommation de gaz ou d'électricité. Un site peut comporter plusieurs points de livraison (compteurs).

**Spot :** énergie achetée pour un jour donné, soit le jour avant (DA : *day ahead*), soit dans la journée même (WD : *within day*). Ces achats sont utilisés entre autres pour l'équilibrage.

**Tacite reconduction :** modalité contractuelle permettant le renouvellement du contrat de fourniture au moment de sa date d'expiration, en l'absence d'opposition du consommateur sur les nouvelles conditions contractuelles transmises par le fournisseur.

**TRV (tarif réglementé de vente) :** les tarifs réglementés de vente, dont les évolutions sont fixées par les pouvoirs publics, ne peuvent être proposés que par les fournisseurs historiques.

En France métropolitaine, depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2016, ne sont plus éligibles aux tarifs réglementés de vente :

- les sites disposant d'une puissance souscrite en électricité supérieure à 36 kVA (par exemple centres commerciaux, tours de bureau, industries, grands hôtels, collectivités locales, etc.) ;
- les clients non domestiques dont la consommation annuelle de gaz est supérieure à 30 MWh et les copropriétés consommant plus de 150 MWh de gaz par an.

Le consommateur résidentiel peut à tout moment et sans frais résilier son contrat et changer d'offre ou de fournisseur pour une offre de marché ou revenir au tarif réglementé.

**Taux de rotation ou taux de *switch* :** ratio du nombre de changements de fournisseurs ajouté aux mises en service des fournisseurs alternatifs dans la zone desservant le client, et du nombre total des clients éligibles dans chaque segment de clientèle. Il est à noter que le taux de *switch* ne tient pas compte des contrats renégociés sans qu'il y ait changement de fournisseur.

Le taux de *switch* annuel se calcule de la manière suivante :

- Somme sur l'année considérée
  - des changements de fournisseur, chez tous les fournisseurs, ayant lieu pendant cette année ;
  - des mises en service de nouveaux sites chez les fournisseurs alternatifs et les fournisseurs historiques en dehors de leur zone historique de desserte
- Divisée par le nombre de sites à la fin de l'année considérée.

**Typologie d'offres :** la CRE collecte auprès des principaux fournisseurs des données de portefeuille clients, qui permettent d'identifier les taux de souscriptions des différents types d'offres existants. Ces types d'offres sont définis de la manière suivante :

- des offres « 100 % fixe » (hors évolutions des taxes et contributions), dont le prix hors taxe du kWh et de l'abonnement est fixe sur la durée du contrat. Le prix de fourniture TTC prend cependant en compte l'évolution des taxes et des contributions ;
- des offres « semi-fixes ». Il s'agit d'offres dont le prix est fixe que sur une certaine partie, en général, la composante « énergie » du prix proportionnel du barème. Ainsi, le prix peut varier afin de prendre en compte les évolutions des composants de coûts suivants : les tarifs d'acheminement, le prix de la capacité en électricité, les obligations de certificats d'économie d'énergie (CEE) ou toutes autres évolutions réglementaires. Les modalités de révision de ces offres sont définies dans les conditions générales de vente (CGV) et précisées dans les grilles de prix. En fonction des offres observées, seule la part abonnement peut être concernée par une évolution ou l'ensemble du tarif (abonnement + prix du kWh). Dans ce dernier cas, seul le prix de l'électron ou de la molécule de gaz peut être in fine considéré comme fixe ;
- des offres « à prix fixe révisables à la baisse ». Le prix du kWh HT d'énergie n'augmente pas pendant la durée de l'offre. Il est révisable à la baisse à chaque date anniversaire de signature du contrat. En général, cette modalité de révision est calée sur l'évolution des tarifs réglementés de vente : si ceux-ci ont baissé pendant l'année écoulée, le consommateur bénéficiera de cette baisse pour l'année suivante ;
- des offres « à prix indexé » :
  - o sur l'évolution des tarifs réglementés de vente
  - o sur l'évolution d'autres produits de marché, en général des indices boursiers.
- des offres « à prix variable ». Des offres dont le prix peut être révisé, une ou plusieurs fois par an, à la discrétion du fournisseur.

### **GLOSSAIRE PROPRE AUX MARCHES DE L'ELECTRICITE**

**ARENH (accès régulé à l'électricité nucléaire historique) :** dispositif instauré par la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 (codifiée aux articles L. 336-1 et suivants du code de l'énergie). Il permet, à titre transitoire, aux opérateurs fournissant des consommateurs finals résidant sur le territoire métropolitain continental ou aux gestionnaires de réseaux pour leurs pertes d'acheter, auprès d'EDF, des volumes d'électricité produite par ses centrales nucléaires situées sur le territoire national et mis en service avant le 7 décembre 2010, à prix régulé, à des conditions définies par les textes réglementaires, et dans une limite globale de 100 TWh par an.

**GC (garantie de capacité) :** document électronique certifié par RTE attestant de la disponibilité de capacité de production ou d'effacement durant les périodes de pointe. Chaque acteur obligé doit justifier chaque année d'un certain volume de garanties de capacité en lien avec la consommation sur la période de pointe de ses consommateurs finals pour les fournisseurs ou de sa propre consommation pour les consommateurs ou les acheteurs de pertes qui, pour tout ou partie de leur consommation d'électricité, s'approvisionnent directement sur les marchés.

**CARD (contrat d'accès au réseau de distribution) :** contrat au sens de l'article L. 111-91 du code de l'énergie conclu entre un utilisateur et un gestionnaire de réseaux de distribution, pour un site et donnant droit au titulaire à accéder au réseau concerné. Il fixe les conditions juridiques, techniques et économiques de l'accès et de l'utilisation du réseau.

**CART (contrat d'accès au réseau de transport) :** contrat au sens de l'article L. 111-91 du code de l'énergie conclu entre un utilisateur et RTE, pour un site et donnant droit au titulaire à accéder au Réseau Public de Transport. Il fixe les conditions juridiques, techniques et économiques de l'accès et de l'utilisation du réseau.

**Consommation annuelle d'électricité :** représente le volume d'électricité qui serait consommé sur une année entière par un portefeuille de clients tel qu'il est composé à une date donnée *t*.

**GC (garantie de capacité) :** document électronique certifié par RTE attestant de la disponibilité de capacité de production ou d'effacement durant les périodes de pointe. Chaque acteur obligé doit justifier chaque année d'un certain volume de garanties de capacité en lien avec la consommation sur la période de pointe de ses consommateurs finals pour les fournisseurs ou de sa propre consommation pour les consommateurs ou les acheteurs de pertes qui, pour tout ou partie de leur consommation d'électricité, s'approvisionnent directement sur les marchés.

**Périmètre d'équilibre :** le périmètre d'équilibre contractuel est constitué par des moyens d'injection (sites physiques de production, achat en bourse ou à d'autres acteurs, imports) et des éléments de soutirage (sites physiques de consommation, vente sur la bourse ou à d'autres acteurs de manière bilatérale).

**Période de pointe PP1** : période de 10 à 15 jours, signalés par RTE en J-1 sur la base d'un critère de plus forte consommation, parmi les jours éligibles PP1. Ces derniers sont définis comme les jours ouvrés des mois de janvier à mars et de novembre à décembre à l'exclusion des vacances de Noël. Au sein des jours PP1 retenus, les plages horaires [7h00; 15h00[ et 18h00; 20h00[ sont considérées comme les heures PP1.

**Période de pointe PP2** : période de 10 à 25 jours, signalés par RTE en J-1. Les jours PP2 sont choisis selon deux critères :

- tous les jours de la Période de Pointe PP1 sont des jours de la Période de Pointe PP2 ;
- les jours PP2 hors PP1 sont sélectionnés sur un critère de tension du système électrique.

Les jours de PP2 sont sélectionnés parmi les jours des mois de janvier à mars et de novembre à décembre, à l'exclusion vacances scolaires de Noël. Les jours de PP2 étant aussi des jours de PP1 ne peuvent être sélectionnés que parmi les jours ouvrés. La somme des jours PP2 du mois de novembre et des jours PP2 du mois de mars est inférieure ou égale à 25% du nombre total de jours de PP2 pour une année.

Au sein des jours PP2 retenus, les plages horaires [7h00; 15h00[ et 18h00; 20h00[ sont considérées comme les heures PP2.

**PREC (Prix de Référence des Ecart)** : défini par la délibération de la CRE du 4 décembre 2019 comme le prix révélé par la dernière enchère réalisée sur les plateformes d'échanges organisés précédant l'année de livraison. Il remplace le PRM à compter de l'année de livraison 2020 comme prix de référence pour le règlement financier relatif au rééquilibrage en capacité.

**PRM (Prix de Référence Marché)** : prix de référence des garanties de capacité défini par la Délibération de la CRE du 6 mai 2015 portant décision sur la règle de calcul du prix de référence marché prévu par les règles du mécanisme de capacité. Le prix de référence marché pour une année de livraison est défini comme la moyenne arithmétique simple des prix observés lors des sessions d'enchères organisées prévues entre l'ouverture du registre pour l'année de livraison et le début de l'année de livraison. Il est remplacé par le PREC à partir de l'année de livraison 2020 comme prix de référence pour le règlement financier relatif au rééquilibrage en capacité.

**Responsable d'équilibre** : opérateur engagé contractuellement, auprès de RTE, à financer le coût des écarts constatés *a posteriori* entre électricité injectée et électricité soutirée, au sein d'un périmètre d'équilibre contractuel. Le responsable d'équilibre peut être un fournisseur d'électricité (français ou étranger), un consommateur (site d'un groupe, entreprise désignée par un groupe d'entreprises) ou n'importe quel tiers (banque, courtier, etc.)

**TURPE (tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité)** : tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (transport et distribution), couvrant les coûts engagés par les gestionnaires de réseaux publics pour l'exploitation et l'entretien des réseaux, ainsi que leur développement afin de permettre le raccordement des producteurs et des consommateurs. Ces tarifs sont élaborés par la CRE de manière transparente et non discriminatoire afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires des réseaux dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace en prenant en compte les orientations de politique énergétique indiquées par le gouvernement. Ces tarifs sont transmis aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie.

**TCFE (taxe sur la consommation finale d'électricité)** : Les Taxes sur la Consommation Finale d'Electricité (TCFE) sont définies par chaque commune et chaque département. Ces taxes sont payées par tous les consommateurs d'électricité dont la puissance maximale souscrite est inférieure ou égale à 250 kVA. Depuis le 1er janvier 2016, les TCFE se déclinent en

- Taxe Communale sur la Consommation Finale d'Électricité (TCCFE) ;
- Taxe Départementale sur la Consommation Finale d'Électricité (TDCFE).

**ZNI (zones non interconnectées)** : zones du territoire national qui ne sont pas reliées par des lignes électriques au réseau métropolitain continental (DOM, Corse, Mayotte, Saint-Pierre et Miquelon, îles bretonnes).

## **GLOSSAIRE PROPRE AUX MARCHES DU GAZ NATUREL**

**ATRD (Accès des tiers aux réseaux de distribution)** : structure tarifaire d'utilisation des réseaux de distribution (GRDF, les 22 ELD), déclinée en différents termes tarifaires, répartie sur les réseaux de transport entre, d'une part, le réseau principal, et, d'autre part, le réseau régional. Ces termes sont payés à 100 % à la capacité. Conformément aux dispositions de l'article L. 452-2 du code de l'énergie, la CRE fixe les méthodes pour établir ces tarifs d'utilisation. Ils permettent de couvrir l'ensemble des coûts supportés par leurs gestionnaires.



**ATRT (Accès des tiers aux réseaux de transport)** : structure tarifaire d'utilisation des réseaux de transport (GRTGaz et Téréga), déclinée en différents termes tarifaires, répartie sur les réseaux de transport entre, d'une part, le réseau principal, et, d'autre part, le réseau régional. Ces termes sont payés à 100 % à la capacité. Conformément aux dispositions de l'article L. 452-2 du code de l'énergie, la CRE fixe les méthodes pour établir ces tarifs d'utilisation. Ils permettent de couvrir l'ensemble des coûts supportés par leurs gestionnaires.

**CAR (consommation annuelle de référence)** : estimation de la quantité de gaz consommée, exprimée en kWh, pour un point de comptage donné, pendant une année et à conditions climatiques moyennes. Elle est calculée chaque année par les gestionnaires de réseau au 1<sup>er</sup> avril.

**Contrat d'acheminement** : contrat conclu entre un opérateur et un client ou un fournisseur, en application duquel l'opérateur réalise une prestation d'acheminement du gaz sur le réseau de distribution (CAD, contrat d'acheminement distribution) ou sur le réseau de transport (CAT, contrat d'acheminement transport).

**Expéditeur** : partie ayant conclu un contrat d'acheminement avec le gestionnaire de réseau de transport. L'expéditeur peut être, selon le cas, le client éligible, le fournisseur ou leur mandataire, tels que définis à l'article L. 111-97 du code de l'énergie.

**PEG (point d'échange de gaz)** : point virtuel, rattaché à une zone d'équilibrage, où un expéditeur peut céder du gaz à un autre expéditeur.

**TICGN (taxe intérieure de consommation du gaz naturel)** : la Taxe Intérieure sur la Consommation de Gaz Naturel est perçue pour le compte des douanes. Depuis le 1<sup>er</sup> avril 2014, la TICGN s'applique à l'ensemble des consommateurs de gaz naturel, notamment les clients résidentiels (certains usages industriels continueront toutefois à bénéficier de l'exonération). La Contribution au Tarif Spécial de Solidarité, qui permet de financer le tarif spécial de solidarité, ainsi que la contribution biométhane, qui permet de financer les charges de service public portant sur l'achat de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel, sont incluses dans la TICGN depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2016. Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2018, elle s'élève à 8,45 €/MWh (elle était de 5,88€/MWh en 2017).

**TRF (Trading Region France)** : zone géographique unique du réseau de transport sur laquelle l'équilibre doit être assuré entre les entrées et les sorties de gaz. Chaque expéditeur est soumis à une obligation générale d'équilibrage sur chaque zone d'équilibrage et ce afin de limiter l'ampleur des déséquilibres à compenser par les GRT.

Le 1<sup>er</sup> novembre 2018, les zones d'équilibrage transport Nord et Trading Region South ont fusionné pour former le TRF.

**ZET (zone d'équilibrage transport)** : zone géographique du réseau de transport de gaz sur laquelle l'équilibre doit être assuré entre les entrées et les sorties de gaz. Chaque expéditeur est soumis à une obligation générale d'équilibrage sur chaque zone d'équilibrage et ce afin de limiter l'ampleur des déséquilibres à compenser par les GRT. Depuis le 1<sup>er</sup> novembre 2018, il n'existe plus qu'une unique ZET en France, le TRF.