



COMMISSION  
DE RÉGULATION  
DE L'ÉNERGIE

RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

# SURVEILLANCE

RAPPORT 2016-2017

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

# SOMMAIRE

<b>SYNTHESE .....</b>	<b>7</b>
<b>PREFACE .....</b>	<b>12</b>
1. MISSIONS DE LA CRE CONCERNANT L'OBSERVATION ET LA SURVEILLANCE DES MARCHES DE DETAIL .....	12
2. METHODOLOGIE DE LA SURVEILLANCE DES MARCHES DE DETAIL .....	12
3. LES MARCHES DE DETAIL DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ NATUREL.....	14
<b>SECTION 1 : LE MARCHÉ RÉSIDENTIEL.....</b>	<b>17</b>
1. ETAT DES LIEUX DU MARCHÉ RESIDENTIEL AU 31 DECEMBRE 2016 .....	18
1.1 La connaissance des français de l'ouverture des marchés demeure partielle .....	18
1.2 Le nombre d'acteurs présents sur le marché résidentiel est en hausse.....	18
1.3 Le nombre de sites en offre de marché a nettement progressé en 2016.....	19
1.4 Dans les deux énergies, ENGIE reste le premier fournisseur d'offres de marché sur le segment résidentiel en 2016, bien que ses parts de marché soient en légère diminution du fait de la progression des fournisseurs alternatifs.....	22
1.5 Mesure de l'intensité concurrentielle.....	23
1.5.1 Les fournisseurs historiques continuent de réaliser la majorité des mises en service alors que les fournisseurs alternatifs sont plus présents lors des changements de fournisseur .....	23
1.5.2 Le taux de rotation a progressé en 2016 dans les deux énergies.....	27
1.6 La concurrence est toujours quasi inexistante sur le territoire des ELD en 2016 .....	28
1.7 Information et médiation auprès des consommateurs.....	28
2. LES OFFRES PROPOSEES AUX CLIENTS RESIDENTIELS .....	31
2.1 Analyse des prix et des offres sur le marché de l'électricité et du gaz.....	31
2.1.1 La hausse du nombre d'offres s'explique par la multiplication des offres à prix fixe.....	31
2.1.2 Les fournisseurs alternatifs proposent des offres significativement moins chères que le tarif réglementé de vente en électricité et en gaz naturel.....	32
2.1.3 Le bénéfice réel des offres à prix fixe est difficile à évaluer <i>a priori</i> pour le client .....	35
2.2 Offres innovantes et émergence de nouveaux fournisseurs .....	40
2.2.1 De nombreuses innovations voient le jour sur le marché résidentiel.....	40
2.2.2 Les « offres online » se révèlent plus compétitives que les offres classiques .....	43
2.2.3 L'arrivée de nouveaux acteurs issus de marchés différents stimule l'innovation .....	44
2.3 Influence de la transition énergétique sur le développement de nouvelles offres .....	45
2.3.1 En 2016, les offres vertes se sont multipliées sur le marché de détail de l'électricité, dans un contexte de refonte du cadre juridique des garanties d'origine.....	45
2.3.2 Les offres vertes commencent à se développer en gaz naturel, avec l'essor des installations de production de biométhane.....	52
2.3.3 Le développement de Linky encourage l'émergence des offres week-end.....	55
2.3.4 Les offres tarifaires à effacement peinent à se développer.....	57

**SECTION 2 : LE MARCHÉ NON RÉSIDENTIEL ..... 63**

**1. ETAT DES LIEUX DU MARCHÉ NON RESIDENTIEL AU 31 DECEMBRE 2016 .....64**

1.1 Le nombre d'acteurs présents sur le marché non résidentiel continue d'augmenter en 2016..... 64

1.2 Les offres de marché sont désormais prépondérantes sur le segment non résidentiel, en gaz naturel comme en électricité, à l'exception des petits professionnels qui restent très attachés aux tarifs réglementés ..... 65

1.3 Les parts de marché des fournisseurs sur le marché libre..... 70

1.3.1 En électricité, malgré une sensible baisse de ses parts de marché en 2016, EDF reste le premier fournisseur d'offres de marché sur le segment des moyens et grands sites non résidentiels, bien devant ses concurrents ..... 70

1.3.2 En gaz naturel, ENGIE continue de perdre des parts de marché et ne détient désormais plus qu'un quart des parts de marché en volume sur le segment des clients non résidentiels raccordés au réseau de distribution..... 72

1.4 Mesure de l'intensité concurrentielle..... 74

1.4.1 Les fournisseurs alternatifs captent une grande majorité de clients lors des changements de fournisseurs, alors que les fournisseurs historiques continuent de réaliser la majorité des mises en service, notamment en électricité..... 74

1.4.2 Le taux de rotation en électricité a fortement progressé du fait de la suppression des tarifs réglementés de vente, mais reste inférieur à celui du gaz naturel en 2016 ..... 77

1.5 La concurrence sur le territoire des entreprises locales de distribution reste nettement inférieure au reste du territoire ..... 78

**2. BILAN CHIFFRE DE LA FIN DES TARIFS REGLEMENTES POUR LES PROFESSIONNELS.....83**

2.1 En gaz naturel, la suppression par étapes successives des tarifs réglementés a permis de lisser les basculements en offre de marché et limiter le nombre de clients en offre transitoire..... 83

2.1.1 Sur le réseau de transport, la concurrence déjà bien établie en 2014, au moment de la suppression des TRV, s'est accrue au cours des années 2015 et 2016..... 85

2.1.2 Sur le réseau de distribution, la suppression des TRV a fortement contribué au développement de la concurrence, notamment sur les sites de plus forte consommation..... 86

2.2 En électricité, la sortie des TRV, dont la suppression était prévue en une seule étape, a été plus tardive et concentrée qu'en gaz naturel ..... 88

2.2.1 Les clients ont attendu les derniers mois de l'année 2015 pour commencer à basculer en offre de marché, si bien qu'un nombre important de sites sont passés en offre transitoire ..... 88

2.2.2 En électricité, la suppression des tarifs réglementés de vente a permis aux fournisseurs alternatifs de progresser sur un segment peu ouvert à la concurrence avant janvier 2016 ..... 91

2.3 Le dispositif post offre transitoire ..... 92

**3. RETOUR D'EXPERIENCE SUR DE LA FIN DES TARIFS REGLEMENTES POUR LES PROFESSIONNELS .....93**

3.1 Le bilan des acteurs : un bilan mitigé, plus favorable en gaz naturel qu'en électricité ..... 93

3.2 Les consommateurs non résidentiels ont privilégié les offres à prix fixe lors de la suppression des tarifs réglementés ..... 95

3.3 Les difficultés rencontrées par les fournisseurs d'énergie ..... 97

3.3.1 Les fournisseurs ont fait état de difficultés pour contractualiser avec des clients localisés sur le territoire des entreprises locales de distribution (ELD)..... 97

3.3.2 Les processus décisionnels spécifiques aux collectivités et aux copropriétés ont soulevé des difficultés pour les fournisseurs ..... 97

3.4 Les difficultés rencontrées par les consommateurs professionnels..... 98

3.4.1 Les consommateurs professionnels regrettent le manque de concurrence en électricité où peu de fournisseurs ont répondu aux sollicitations des clients..... 98

3.4.2 Certaines entreprises en difficulté financière ou situées sur le territoire d'entreprises locales de distribution ont eu de grandes difficultés à trouver un fournisseur d'énergie ..... 99



- 3.4.3 Les consommateurs professionnels ont fait état de nombreux problèmes de facturation au lendemain de la suppression des TRV et d'une détérioration du service de suivi et de relation clients chez l'ensemble des fournisseurs..... 100
- 3.4.4 Les représentants de consommateurs professionnels sont mitigés quant à la clarté et la lisibilité des offres et des factures proposées par les fournisseurs ..... 101
- 3.5 L'émergence de nouvelles pratiques d'achat ..... 103
- 3.6 Exemple en Europe : la suppression des tarifs réglementés de vente au Portugal ..... 104
- 4. OFFRES A EFFACEMENT AU SEIN DU MARCHÉ NON RESIDENTIEL .....107**
- 4.1 Les offres tarifaires à effacement diminuent au profit des effacements explicites ..... 108
- 4.2 Le nombre de consommateurs non résidentiels bénéficiant de tarifs réglementés à effacement continue de décroître ..... 109
- 4.3 Le développement d'offres à effacement de la part des fournisseurs à destination des clients non résidentiels demeure faible..... 110

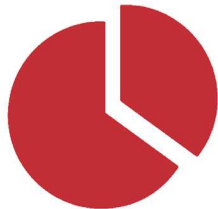
**SECTION 3 : LE FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE DÉTAIL ..... 112**

- 1. EVOLUTION DE L'ENVIRONNEMENT DES MARCHES DE DETAIL .....113**
- 1.1 Impact du démarrage du mécanisme de capacité sur les offres de marché ..... 113
  - 1.1.1 Contexte..... 113
  - 1.1.2 Principes de répercussion des coûts par les fournisseurs dans leurs offres aux consommateurs.....114
  - 1.1.3 Analyse quantitative de la répercussion du mécanisme de capacité sur les clients résidentiels et petits professionnels..... 120
  - 1.1.4 Analyse quantitative de la répercussion du mécanisme de capacité sur les moyens et grands clients professionnels profilés..... 123
  - 1.1.5 Problématiques identifiées par les acteurs ..... 126
  - 1.1.6 Conclusion sur le démarrage du mécanisme et sa répercussion sur les offres de détail ..... 128
- 1.2 Le coût des CEE et l'impact sur les prix des offres de la hausse des obligations ..... 129
  - 1.2.1 Contexte..... 129
  - 1.2.2 Impact sur les prix des offres de la hausse des obligations..... 129
- 1.3 Evolution de l'espace économique des fournisseurs alternatifs ..... 132
  - 1.3.1 Les tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz ..... 132
  - 1.3.2 La contestabilité des tarifs réglementés de vente d'électricité..... 133
  - 1.3.3 La contestabilité des tarifs réglementés de vente de gaz ..... 136
  - 1.3.4 La gestion de clients en contrat unique effectuée par les fournisseurs pour le compte des gestionnaires de réseaux de distribution (GRD)..... 142
- 1.4 L'avenir des tarifs réglementés de vente de gaz ..... 144
- 2. PRATIQUES DE PRIX DES FOURNISSEURS .....145**
- 2.1 Pratiques de prix d'ENGIE et décision de l'autorité de la concurrence ..... 145
  - 2.1.1 La saisine de l'Autorité de la concurrence par Direct Energie en date du 13 octobre 2015 ..... 145
  - 2.1.2 Le test de marché lancé par l'Autorité de la concurrence ..... 146
  - 2.1.3 La proposition d'engagements d'ENGIE ..... 146
  - 2.1.4 Décision de l'Autorité de la Concurrence..... 146
- 2.2 Surveillance des pratiques de prix par la CRE ..... 146
  - 2.2.1 Missions de la CRE et cadre d'examen des pratiques des opérateurs..... 146
  - 2.2.2 Méthodologie de surveillance des marchés de détail en termes de pratiques de prix ..... 147
  - 2.2.3 Grille d'analyse de la structure de coût applicable à un fournisseur de gaz naturel au détail ..... 153
  - 2.2.4 Grille d'analyse de la structure de coût applicable à un fournisseur d'électricité au détail..... 155



<b>ANNEXES.....</b>	<b>157</b>
<b>1. METHODOLOGIE DE CALCUL DU COUT DE LA CAPACITE RETENUE PAR LA CRE.....</b>	<b>157</b>
1.1 Calcul du coût de la capacité associée à une courbe de charge.....	157
1.2 Détermination du volume de garanties de capacité associées à l'ARENH.....	158
1.3 Calcul du coefficient de capacité associé à la courbe de charge.....	158
<b>2. SENSIBILITE DES COEFFICIENTS DE CAPACITE DES PROFILS PROFESSIONNELS AUX HYPOTHESES DE     CALCUL.....</b>	<b>159</b>
2.1 Modification de répartition des jours PP1.....	159
2.2 Inclusion des frais dans le coefficient de capacité.....	160
2.3 Coefficient CGP.....	162
<b>LEXIQUE .....</b>	<b>165</b>

# CHIFFRES CLÉS



**50%** de progression du portefeuille des fournisseurs alternatifs sur le segment non résidentiel en électricité en 1 an, suite à la suppression des TRV

**+ 871 000** sites résidentiels supplémentaires en offre de marché en 2016 sur le marché de l'électricité



Il ne reste que **12%** de la consommation de gaz naturel en France au TRV au mois de septembre 2017



Réduction de la facture TTC de **-7%** pour le gaz naturel (client «chauffage») **-8%** pour l'électricité (client «HP/HC») par rapport au TRV au 2ème trimestre 2017

Près de **30** offres de fourniture sont proposées aux clients résidentiels en électricité comme en gaz naturel



**+1,2%** d'augmentation sur la facture TTC d'un client au tarif réglementé «HP/HC» suite au démarrage du mécanisme de capacité au 1<sup>er</sup> janvier 2017



**+11** nouveaux fournisseurs en deux ans actifs sur le marché résidentiel en électricité **+3** en gaz naturel

**50%** des consommateurs ne savent pas qu'ils peuvent changer de fournisseur d'énergie



## SYNTHESE

### BIEN QUE TOUJOURS DOMINÉ PAR LES TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE, LE MARCHÉ RÉSIDENTIEL EST DÉSORMAIS PLUS DYNAMIQUE ET CONCURRENTIEL

#### **En 2016, le nombre de sites en offre de marché a nettement progressé, notamment sur le marché de l'électricité**

A partir du second semestre, le développement des offres de marché, jusque-là très modéré en électricité, s'est accéléré, dans le contexte de communication accrue liée à la fin des tarifs réglementés jaunes et verts et sous l'impulsion notamment de la nouvelle campagne de l'UFC-Que Choisir qui portait cette année sur les deux énergies. La part de marché des fournisseurs alternatifs est ainsi passée de 12 % à 14 % en 2016, et continue depuis lors sa progression.

En gaz naturel, les offres de marché, déjà bien répandues en 2015, ont continué à se développer à un rythme soutenu. ENGIE dispose toujours, toutefois, de 73 % des parts de marché sur le segment résidentiel (dont 49 % aux tarifs réglementés), soit une proportion comparable à celle d'EDF en électricité (83 % environ). Néanmoins, alors que le développement des offres de marché était principalement porté par ENGIE depuis 2013, 55 % des sites ayant souscrit une offre de marché en 2016 ont choisi un fournisseur alternatif.

#### **Cette dynamique s'inscrit dans un contexte propice au développement de la concurrence...**

Bien que les tarifs réglementés demeurent pour les clients résidentiels et petits professionnels, leur construction permet aux fournisseurs alternatifs de proposer des offres compétitives.

En électricité la méthode de construction des TRV par empilement garantit leurs contestabilité, c'est-à-dire la faculté pour un fournisseur concurrent de proposer des offres de marché au moins aussi compétitives. Par ailleurs, les tarifs réglementés de vente appliqués depuis le 1<sup>er</sup> août 2016 intègrent une composante de rattrapage tarifaire ce qui augmente l'espace économique des fournisseurs alternatifs, dans un contexte au surplus plutôt favorable où les prix de marché de gros sont inférieurs au prix de l'ARENH.

En gaz naturel, les tarifs réglementés de vente couvrent en moyenne les coûts d'ENGIE depuis 2013, y compris une marge raisonnable, et sont par ailleurs contestables par les fournisseurs alternatifs. La structure des tarifs réglementés de vente de gaz d'ENGIE continue par ailleurs de s'améliorer. Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2016, la couverture des coûts est assurée pour tous les tarifs, y compris le tarif Base (usage cuisson) auparavant fortement déficitaire.

Les fournisseurs alternatifs proposent désormais des offres significativement moins chères que le tarif réglementé, dans les deux énergies. Depuis la fin de l'année 2016, le nombre d'offres à prix variable plus attractives que le TRV a sensiblement augmenté en électricité s'accompagnant de réduction plus importantes, pouvant atteindre 8 % du montant total de la facture TTC (en comparaison au TRV). En gaz naturel, les offres à prix variable sont moins répandues qu'en électricité, les fournisseurs privilégiant les offres à prix fixe, qui remportent un grand succès auprès des consommateurs. Sur les offres à prix variable, les économies maximales constatées ont été de l'ordre de 7 %, bien moins conséquentes que celles observées sur les prix fixes, qui pouvaient atteindre 13 % au dernier trimestre 2016. Toutefois, l'intérêt financier de souscrire une offre à prix fixe dépend des évolutions des prix de marché de gros et des tarifs réglementés sur la période considérée et est, par conséquent, difficile à appréhender *a priori*.

Dans le cadre de campagnes d'achats groupés, les consommateurs ont pu bénéficier de prix encore plus avantageux, bénéficiant d'un effet d'échelle et des conditions de marché favorables en 2016. C'est le cas par exemple de la campagne « Energie moins chère ensemble » de l'UFC-Que Choisir de 2016 qui offrait respectivement -23 % (HT) et -17 % (HT) d'économies sur le prix du kWh du tarif réglementé de l'électricité et du gaz, ou de l'achat groupé Aurore-Selectra proposant 12 à 15 % d'économies sur le prix HT du kWh d'électricité et de gaz par rapport aux tarifs réglementés.

#### **...favorisant l'émergence de nouveaux fournisseurs et une diversification des offres**

Ce contexte, propice au développement du marché, a favorisé l'émergence de nouveaux fournisseurs, en particulier sur le marché de l'électricité. En deux ans, le nombre de fournisseurs d'électricité sur le segment résidentiel a presque doublé, passant de 12 en décembre 2015 à 23 en décembre 2017.

Le nombre croissant d'acteurs s'accompagne également d'une multiplication des offres. Le nombre total d'offres proposées aux consommateurs a considérablement augmenté ces deux dernières années, offrant désormais aux consommateurs le choix parmi une trentaine d'offres dans chaque énergie.

Par ailleurs, l'arrivée de nouveaux fournisseurs, proposant des offres aux structures plus innovantes et développant un nombre croissant de services associés, a également permis de dynamiser le marché. C'est le cas par exemple en électricité, où certains fournisseurs proposent désormais des offres d'électricité verte tout en incitant à réduire sa consommation (comme le fournisseur Plüm Energie) ou une électricité verte locale (comme les fournisseurs Energie d'ici et Ilek). Plusieurs fournisseurs permettent aussi à leurs clients de piloter étroitement leur budget grâce à des outils de suivi de consommation qui s'appuient sur le développement d'applications smartphone et l'utilisation d'objets connectés. C'est le cas par exemple de Greenyellow et son Pack Suivi Energie, Sowee avec sa station connectée ou encore MintEnergy et son option « Ma Conso en Direct ». Des offres spécialement conçues pour les propriétaires de voitures électriques ont également vu le jour en 2016. Ce phénomène devrait s'amplifier avec le déploiement des compteurs intelligents.

L'innovation porte également sur les canaux de distribution des offres. Les fournisseurs font dorénavant très largement appel à internet, mais d'autres vecteurs sont explorés : partenariat avec des plateformes de souscription d'abonnements lors des déménagements, achat groupé au niveau d'une commune ou vente en zone commerciale. L'arrivée sur le marché des acteurs de la grande distribution, comme les groupes Casino et Leclerc, pourrait profondément modifier l'approche traditionnelle de commercialisation de l'électricité et la perception de ce produit par les consommateurs.

L'année 2016 a également été marquée par un fort développement des offres vertes, qui s'explique aussi bien par l'arrivée de nouveaux fournisseurs, ayant une politique commerciale ciblée sur les offres vertes et les économies d'énergies (comme, par exemple, EkWateur, ILEK, Plüm, Sowee, etc.) que par la création de nouvelles offres vertes par les fournisseurs déjà présents sur le marché (ENGIE, EDF). En gaz naturel, certains fournisseurs commencent aussi à proposer des offres vertes aux clients résidentiels, adossées à des garanties d'origine issues du biométhane. La demande des clients, notamment résidentiels, pour de telles offres reste toutefois modérée.

Dans un contexte de diminution des sites aux tarifs réglementés et de multiplication du nombre d'acteurs présents sur le marché de détail, la CRE portera une attention croissante aux pratiques, tant de prix que commerciales, mises en œuvre par l'ensemble des fournisseurs, historiques mais aussi alternatifs, dont le nombre et le poids augmentent.

A titre d'illustration, la CRE demande qu'une plus grande transparence soit apportée au consommateur pour faciliter la comparaison des offres disponibles, en particulier pour les offres à prix fixe. Aujourd'hui, bien qu'il existe différents types d'offres à prix fixe, selon les composantes de la facture HT qui restent fixes au cours du contrat (offres dont le prix de l'abonnement et de la part variable est fixe, offres dont le prix hors abonnement est fixe ou offres dont seul le prix de l'énergie est fixe et qui repercutent donc, par exemple, l'évolution des tarifs d'acheminement), aucune distinction n'est effectuée dans les communications commerciales des fournisseurs et les comparateurs d'offres. Ainsi, la CRE demande aux fournisseurs d'indiquer clairement dans leurs documents promotionnels, dans la fiche descriptive de leurs offres ainsi que dans les conditions générales de vente, les composantes fixes et celles soumises à évolution.

### **La concurrence demeure toutefois inexistante sur le territoire des entreprises locales de distribution**

Les territoires des ELD ne semblent en revanche pas profiter de cette nouvelle dynamique. Sur le segment résidentiel, plus de 99 % des sites demeuraient aux tarifs réglementés à la fin de l'année 2016, en électricité comme en gaz. Les fournisseurs alternatifs ne se déploient toujours pas sur ces territoires, faute d'une harmonisation des systèmes d'information au sein des différents gestionnaires de réseau. Aujourd'hui, EkWateur est le seul fournisseur alternatif à proposer des offres, et ce uniquement sur le territoire de GEG. En conséquence, les consommateurs résidentiels ne peuvent pas faire jouer la concurrence.

Cette situation est d'autant plus préoccupante que les tarifs réglementés de vente de gaz naturel sont amenés à disparaître au cours des prochaines années.

A cet égard, la CRE entreprend des démarches afin d'encourager l'ouverture à la concurrence de ces territoires portant notamment sur une harmonisation des systèmes d'information entre les différents gestionnaires de réseau.

### **LA SUPPRESSION DES TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE POUR UNE PARTIE DES CLIENTS NON RÉSIDENTIELS A DYNAMISÉ LES MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ, QUI CONTINUENT DEPUIS À S'OUVRIRE PROGRESSIVEMENT À LA CONCURRENCE**

Plus d'un an après la dernière échéance de suppression des tarifs réglementés pour les clients professionnels, la CRE a souhaité interroger les acteurs sur le bilan qu'ils pouvaient dresser de cette étape clé de l'ouverture des marchés. Il ressort de ces retours d'expérience un bilan globalement positif, bien que contrasté selon la typologie de clients et l'énergie concernée.



**Si l'ensemble des acteurs s'accordent à dire que la suppression des TRV s'est déroulée de façon satisfaisante en gaz naturel, où le marché est désormais dynamique et concurrentiel, ils dressent un bilan plus mitigé concernant l'électricité.**

Sur le marché du gaz naturel, la concurrence était déjà bien établie en 2014 et la suppression par étapes successives des tarifs réglementés a permis de lisser les basculements en offre de marché en limitant le nombre de clients en offre transitoire.

En électricité, en revanche, la plupart des clients ont attendu les derniers mois de l'année 2015 pour commencer à basculer en offre de marché, si bien qu'un nombre important de sites ont basculé automatiquement en offre transitoire au 1<sup>er</sup> janvier 2016 (plus de 100 000 sites).

Ce manque d'anticipation a, semble-t-il, créé un engorgement auprès des fournisseurs, en incapacité de répondre aux sollicitations de tous les clients dans un intervalle de temps limité. Le nombre restreint de fournisseurs en mesure de répondre aux sollicitations des clients en électricité, en particulier des clients profilés, de plus petite taille, a accentué ce problème. En conséquence, certains clients, notamment des petits professionnels ou copropriétés, n'ont pas trouvé de fournisseur répondant à leur demande et certains appels d'offres ont été déclarés infructueux.

Les clients professionnels ont également fait état de nombreux problèmes de facturation au lendemain de la suppression des TRV et d'une détérioration du service de suivi et de relation clients chez l'ensemble des fournisseurs. Ces problèmes, qui ont engendré un fort mécontentement de la part des clients concernés, semblent toutefois s'être résorbés depuis et les clients paraissent aujourd'hui globalement satisfaits de leur fournisseur d'énergie.

**La suppression des TRV a permis de dynamiser le développement de la concurrence sur le segment non résidentiel**

La suppression des tarifs réglementés a initié le développement de la concurrence en électricité, sur des segments autrefois très peu ouverts. A titre d'illustration, seuls 1 % des sites pouvant bénéficier du tarif « jaune » et 31 % des volumes pouvant bénéficier du tarif « vert » avaient souscrit une offre de marché chez un fournisseur alternatif au début de l'année 2014. Au 31 décembre 2016, sur ces mêmes catégories de clients, un quart des sites étaient chez un fournisseur alternatif, représentant respectivement 28 et 44 % de la consommation.

En gaz naturel, les fournisseurs alternatifs ont nettement progressé depuis 2014 et devancent désormais très nettement les fournisseurs historiques en terme de volumes de consommation, avec près de deux-tiers des parts de marché au 31 décembre 2016.

Passée l'échéance du 1<sup>er</sup> janvier 2016, la part de marché des fournisseurs alternatifs a continué de progresser dans les deux énergies tout au long de l'année. Bien que les fournisseurs historiques conservent une position privilégiée, leur portefeuille est en baisse (- 6% depuis le mois de janvier 2016 en électricité et -10 % en gaz).

La suppression des TRV a également considérablement amélioré la connaissance des consommateurs finals sur l'ouverture des marchés et permis l'émergence de nouvelles pratiques d'achat d'acteurs confrontés pour la première fois à une obligation de reconsidérer leur approvisionnement en énergie. En outre, elle a représenté une opportunité pour les consommateurs finals de réaliser d'importantes économies, dans des conditions de marché favorables.

Depuis le deuxième trimestre 2015, un gain d'intérêt de la part de nouveaux acteurs ou d'acteurs présents sur d'autres marchés est également observé sur le segment non résidentiel, sous l'effet notamment de la suppression des TRV. Ainsi, entre mi-2015 et mi-2017, le nombre de fournisseurs est passé de 19 à 30 en électricité et de 24 à 29 en gaz.

**Mais des difficultés demeurent, en particulier sur le territoire des entreprises locales de distribution**

Si la suppression des TRV s'est traduite par une progression des parts de marché des fournisseurs alternatifs sur les territoires des ELD, ils restent en retard par rapport au reste du territoire.

Fournisseurs et représentants des clients professionnels ont fait part de plusieurs difficultés rencontrées sur ces territoires : pour la contractualisation avec ces sites et leur gestion au quotidien pour les premiers, pour trouver un fournisseur et un choix varié d'offres pour les seconds.

La situation sur ces territoires, où la concurrence est nettement moins développée que sur le reste du territoire national, est préoccupante. En effet, si les sites de forte consommation semblent moins concernés, les sites de faible consommation n'appartenant pas à un client multi-sites ou n'entrant pas dans le cadre d'un appel d'offres peuvent rencontrer des difficultés pour faire jouer la concurrence. De la même façon que sur le segment résidentiel, les fournisseurs alternatifs n'étant pas en mesure d'automatiser le traitement des clients sur le territoire de nombreuses ELD, ils ne souhaitent ou ne peuvent pas gérer manuellement de nombreux sites de faible consommation.

Ces difficultés freinent l'activité des fournisseurs alternatifs et empêchent les clients professionnels le désirant de faire jouer la concurrence.

A l'instar du segment résidentiel, la CRE surveille attentivement l'ouverture à la concurrence sur les territoires des ELD et initie la concertation afin de supprimer les barrières techniques existantes.

### **La CRE demande une plus grande transparence dans la présentation des offres et des factures d'électricité destinées aux professionnels**

Les représentants des clients professionnels ont souligné le manque de lisibilité et l'absence d'harmonisation dans la présentation des contrats et des factures entre les différents fournisseurs, en particulier en électricité.

En raison de ces disparités, il est très difficile pour ces clients de comparer les offres, notamment pour les petits professionnels ne disposant pas toujours d'une bonne connaissance du marché de l'énergie, et de choisir une offre adaptée à leurs besoins. Les factures sont, elles aussi, jugées trop complexes à lire et à comprendre par les clients professionnels, d'autant plus qu'il n'y a pas toujours de cohérence entre les termes employés dans les offres et ceux retrouvés sur les factures.

Compte tenu de ces retours d'expérience, la CRE recommande aux fournisseurs de faire évoluer la présentation de leurs offres et de leurs factures afin d'arriver à un format commun et complet qui faciliterait la comparaison des offres et aiderait les clients professionnels à mieux comprendre leurs factures. En effet, les dispositions du code de la consommation relatives aux contrats de fourniture d'énergie ne s'appliquent pas aux contrats souscrits par les consommateurs non domestiques ayant souscrit une puissance supérieure à 36 kVA.

### **MALGRÉ LES DIFFICULTÉS INHÉRENTES AU DÉMARRAGE TRÈS RAPIDE DU MÉCANISME DE CAPACITÉ, LES FOURNISSEURS SEMBLENT AVOIR RÉPERCUTÉ AU PLUS JUSTE LE PRIX DE LA CAPACITÉ À LEURS CLIENTS**

Le 1<sup>er</sup> janvier 2017 a marqué le lancement de la première année de livraison du mécanisme de capacité, faisant suite à l'approbation du dispositif français par la Commission européenne, le 8 novembre 2016.

Ce dispositif, visant à assurer la sécurité d'approvisionnement, contraint les fournisseurs à s'approvisionner en garanties de capacité afin de couvrir la consommation prévisionnelle de leurs clients lors des périodes de pointe de consommation. Le coût de cette obligation est ainsi répercuté par les fournisseurs aux clients dans leurs factures d'électricité.

Compte tenu du calendrier très contraint, le démarrage du dispositif a suscité de très nombreuses interrogations de la part de l'ensemble des acteurs. En effet, les fournisseurs ont dû s'adapter rapidement au mécanisme dont les nouvelles règles ont été adoptées un mois seulement avant le lancement du dispositif.

La CRE a mené en 2017 une analyse détaillée de la répercussion du mécanisme de capacité sur les offres de détail, afin de s'assurer du bon fonctionnement du mécanisme et du marché. Dans ce cadre, elle a interrogé les principaux fournisseurs, dont certains sont tenus en application des règles du mécanisme de communiquer leur méthodologie de répercussion du prix de la capacité, ainsi que certains consommateurs ou associations de consommateurs.

Ces analyses ont permis à la CRE de s'assurer que les fournisseurs avaient répercuté au plus juste le coût d'approvisionnement de la capacité à leurs clients. La CRE a en effet été en mesure d'analyser les sources d'écarts entre les offres des différents fournisseurs et n'a pas identifié de problèmes de répercussion inadéquate du coût de la capacité aux consommateurs finals.

Toutefois, la situation particulière du démarrage rapide du mécanisme de capacité a engendré des situations parfois délicates, notamment pour les clients ayant signé des contrats avant l'entrée en vigueur du mécanisme qui ne contenaient pas de clauses relatives au marché de capacité. Ces clients ont dû signer un avenant avec leur fournisseur et se sont ainsi retrouvés « captifs » de leurs contrats de fourniture. Certains ont d'ailleurs refusé de signer ces avenants, générant des difficultés pour les fournisseurs et les gestionnaires de réseau pour les rattacher à leur périmètre d'acteur obligé au sens du mécanisme de capacité.

Cette situation, conjoncturelle, ne devrait pas se reproduire à l'avenir et le jeu de la concurrence devrait faire progressivement évoluer le mécanisme pour retenir les meilleures pratiques, au bénéfice des consommateurs. La CRE encourage toutefois les fournisseurs à pratiquer des structures de prix envoyant autant que possible un signal incitant à la baisse de consommation pendant les heures de pointe, en répercutant le plus finement possible l'impact du prix de la capacité à leurs clients.

La CRE poursuivra ses analyses sur les prochaines années de livraison et restera attentive à la méthode de répercussion du prix de la capacité sur les consommateurs.

## **LA CRE SURVEILLE LES PRATIQUES DE PRIX SUR LES MARCHÉS DE DÉTAIL ET PROPOSE SA GRILLE D'ANALYSE POUR LES FOURNISSEURS D'ÉLECTRICITÉ ET DE GAZ**

Dans le cadre de sa mission de surveillance du bon fonctionnement des marchés, la CRE s'assure de l'absence de pratiques entravant le libre exercice de la concurrence. Sur ces marchés présentant encore une forte concentration, la CRE veille particulièrement à identifier de possibles abus de position dominante et peut saisir, le cas échéant l'Autorité de la concurrence.

La CRE a rendu plusieurs avis à l'Autorité de la concurrence dans le cadre de la saisine de Direct Energie du 13 octobre 2015 relative à des pratiques mises en œuvre par ENGIE concernant notamment la fixation des prix de ses offres de marché. Direct Energie reprochait notamment à ENGIE des pratiques d'éviction anticoncurrentielles, consistant à proposer des offres de marché à des prix nettement inférieurs à ses coûts.

Au-delà du prononcé de mesures conservatoires par l'Autorité de la concurrence, et dans le cadre de l'instruction au fond du dossier, ENGIE a proposé une série d'engagements relatifs au niveau de prix de ses offres de marché destinées aux clients résidentiels et non résidentiels. En particulier, ENGIE s'est engagé à renforcer le suivi de sa politique de prix en mettant en place un processus de contrôle visant à prévenir l'apparition d'offres à prix inférieur à un certain référentiel de coût.

Dans sa décision du 7 septembre 2017, l'Autorité de la concurrence a considéré que les engagements d'ENGIE en matière tarifaire étaient de nature à garantir que l'entreprise mettra effectivement en place un processus interne pérenne et complet permettant de déterminer et de vérifier la rentabilité de ses offres de marché, dans le respect des principes établis du droit de la concurrence.

La CRE portera une attention particulière aux éléments que lui transmettra le mandataire indépendant, en charge du suivi et de la vérification des engagements d'ENGIE, notamment en ce qui concerne la méthodologie retenue par ENGIE pour calculer les références de coûts sur les différentes composantes constitutives de ses offres.

En s'appuyant sur les principes établis par l'Autorité de la concurrence et la Commission européenne, la CRE a élaboré une grille d'analyse, dans chaque énergie, au travers de laquelle elle examinera les éventuelles pratiques d'éviction des fournisseurs fondées sur les prix. Cette grille propose une décomposition des différentes briques de coût d'un fournisseur, sur le fondement notamment du référentiel décrit par la Commission européenne dans ses orientations relatives aux pratiques d'éviction abusives des entreprises dominantes.

La CRE propose par ailleurs un schéma d'analyse concernant d'autres potentielles pratiques en matière de prix sur les marchés de détail, tels que les prix excessifs ou les prix abusivement bas, mises en œuvre par un acteur non dominant.

La CRE s'appuiera sur ces grilles d'analyse afin de surveiller les pratiques, en matière de prix, mises en œuvre par l'ensemble des fournisseurs, historiques comme alternatifs, sur les différents segments des marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel.

# 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, apporté 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 Groupe des régulateurs européens pour l'électricité et le gaz (CEER).

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

L'article 16 de la loi du 7 décembre 2010 n° 2010-1488 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 appellent la CRE à développer de nouveaux axes de surveillance et porter son attention sur de nouvelles pratiques pouvant altérer le bon fonctionnement des marchés. En 2017, la CRE a souhaité enrichir ses publications sur la surveillance du marché de détail en mettant en place une collecte de nouvelles données auprès des fournisseurs afin de développer de nouveaux indicateurs. 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.

De plus, l'instauration du mécanisme de capacité par la loi NOME au 1<sup>er</sup> juillet 2017 s'accompagnant d'effets sur le marché de détail, les activités de surveillance de la CRE se porte aussi sur l'impact de ce mécanisme. En application des dispositions de l'article R.335-43 du code de l'énergie, la CRE étudie dorénavant la répercussion des coûts engendrés par le mécanisme de capacité dans les offres de fourniture d'électricité.

## 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.

#### 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 dispositions 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 au cours des mois d'avril et mai 2017.

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 et l'article L. 134-18 du code de l'énergie, fait suite aux campagnes menées en 2007, 2010, 2012 et 2015 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 les aspects de concurrence et de fonctionnement des marchés de détail.

A l'occasion de cette nouvelle campagne, la CRE a rencontré non seulement les fournisseurs<sup>1</sup> mais également les représentants des consommateurs<sup>2</sup>. Plusieurs thèmes généraux ont été abordés lors des entretiens : les offres commerciales privilégiées, les stratégies commerciales et marketing, le bilan de l'ouverture du marché, le bilan de la suppression des tarifs réglementés de vente pour les clients non domestiques et les dysfonctionnements identifiés.

Le contenu de ces entretiens est restitué dans le présent rapport sous la forme d'« encadrés » qui s'attachent à résumer la position de ces derniers sur certains sujets structurant pour le fonctionnement des marchés de détail.

#### 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 :

<sup>1</sup> Alpiq, Direct Energie, EDF, Ekwateur, Energie d'ici, Energies Libres, Engie, ENI, ES, Gaz de Bordeaux, Gas Natural Fenosa, Gaz de Bordeaux, GEG, IleK, Lampiris, Plüm Energie, Sowe, Total, UEM, Uniper et Vattenfall

<sup>2</sup> AMORCE, ARC, CCI France, CLEEE, FNCCR, AFL Paris, CNAFC, Familles Rurales, UFC Que Choisir et CLCV

- 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 des échanges réguliers avec les autres autorités administratives nationales telles l'Autorité de la concurrence (AdIC), 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), 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).

### 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 2016, **37,1 millions de sites**<sup>3</sup>, pour une consommation annuelle d'électricité d'environ **470 TWh**<sup>4</sup>.

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

Segment de clientèle	Puissance souscrite P <sub>s</sub>	Niveau de tension
<b>Sites résidentiels</b>	$P_s \leq 36 \text{ kVA}$	Basse tension (BT)
<b>Petits sites non résidentiels</b>	$P_s \leq 36 \text{ kVA}$	Basse tension (BT)
<b>Moyens sites non résidentiels</b>	$36 \text{ kW} < P_s < 250 \text{ kW}$	Basse tension (BT) Haute tension A (HTA)
<b>Grands sites non résidentiels</b>	$P_s \geq 250 \text{ kW}$	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 2016, **11,4 millions de sites** pour une consommation annuelle de gaz d'environ **460 TWh**<sup>5</sup>.

Le marché se divise en trois segments :

- **Sites non résidentiels transport** : grands sites industriels raccordés au réseau de transport.

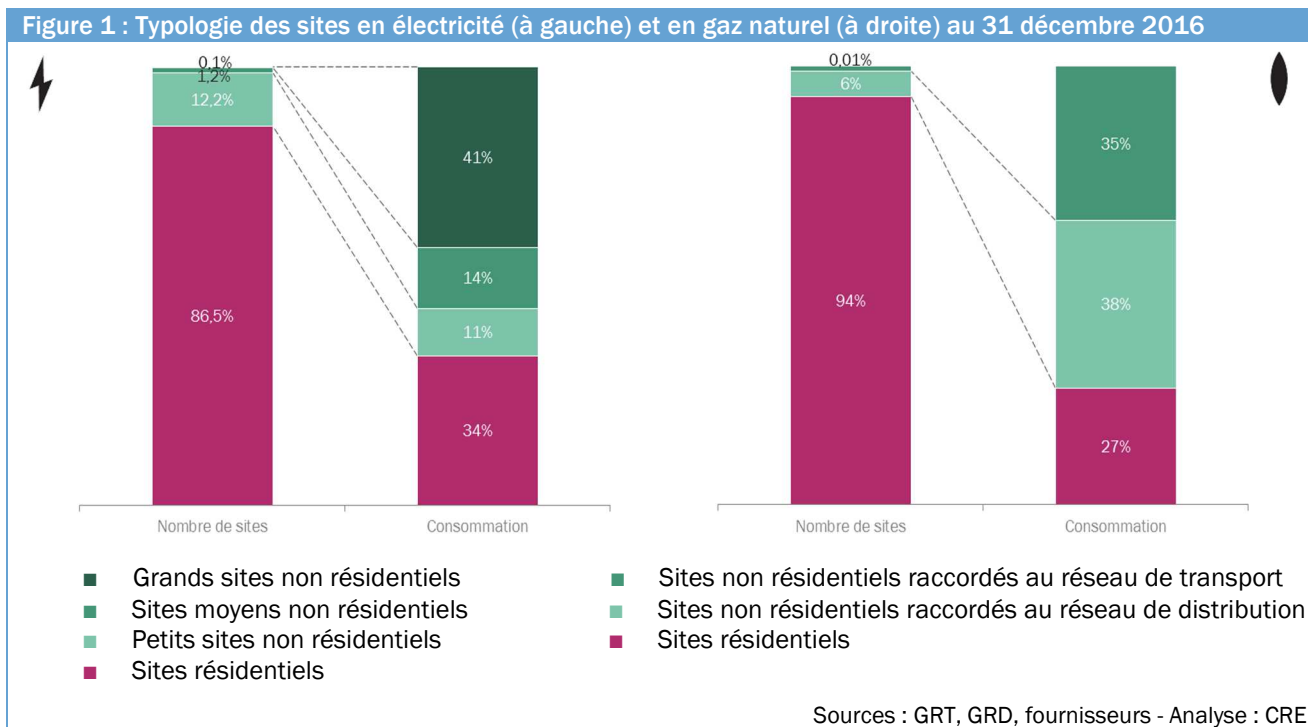
<sup>3</sup> Hors zones non interconnectées.

<sup>4</sup> Dans la suite du document, le périmètre d'étude est limité aux clients raccordés aux principaux réseaux, représentant une consommation d'environ 441 TWh.

<sup>5</sup> Dans la suite du document, le périmètre d'étude est limité aux clients raccordés aux principaux réseaux (distribution et transport), représentant une consommation d'environ 457 TWh.



- **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.



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

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

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2016, ne sont plus éligibles aux tarifs réglementés de vente :

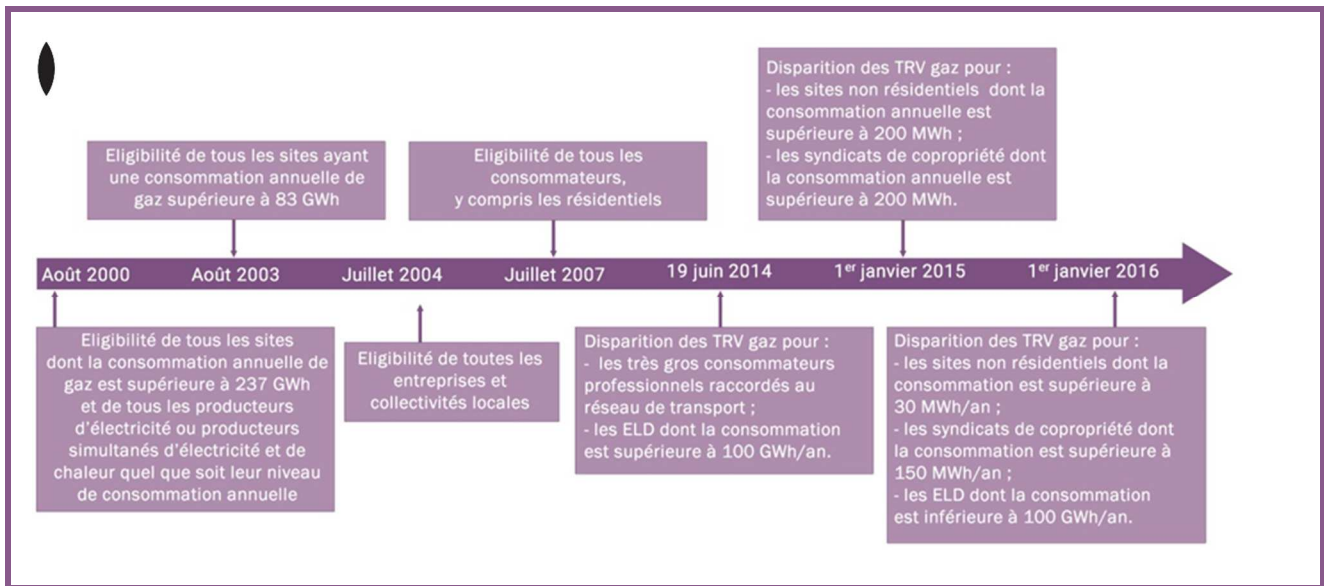
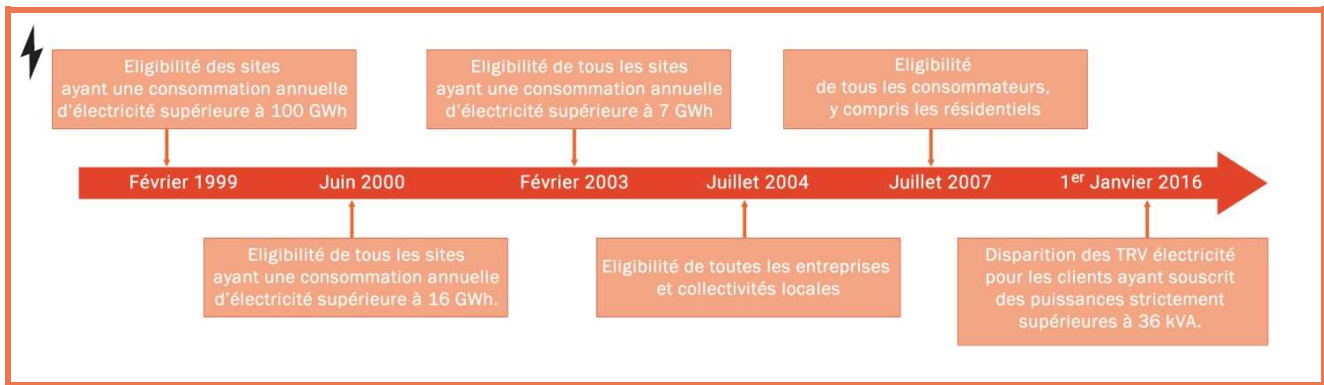
- en France métropolitaine, les sites disposant d'une puissance souscrite en électricité supérieure à 36 kVA (par exemple centres commerciaux, tours de bureau, industries, grands hôtels, collectivités locales, etc.) ;
- les clients non domestiques dont la consommation annuelle de gaz est supérieure à 30 MWh et les copropriétés consommant plus de 150 MWh de gaz par an.

Les consommateurs et les non-professionnels dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA en électricité ou dont la consommation annuelle de gaz naturel est inférieure à 30 MWh/an peuvent à tout moment et sans frais résilier son contrat et changer d'offre ou de fournisseur pour une offre de marché. De plus, les consommateurs éligibles aux tarifs réglementés de vente peuvent revenir à un contrat au tarif réglementé auprès de leur opérateur historique.

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 leur 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.

#### 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 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.



# SECTION 1 : LE MARCHÉ RÉSIDENTIEL

## 1. ETAT DES LIEUX DU MARCHÉ RESIDENTIEL AU 31 DECEMBRE 2016

## 1.1 La connaissance des français de l'ouverture des marchés demeure partielle

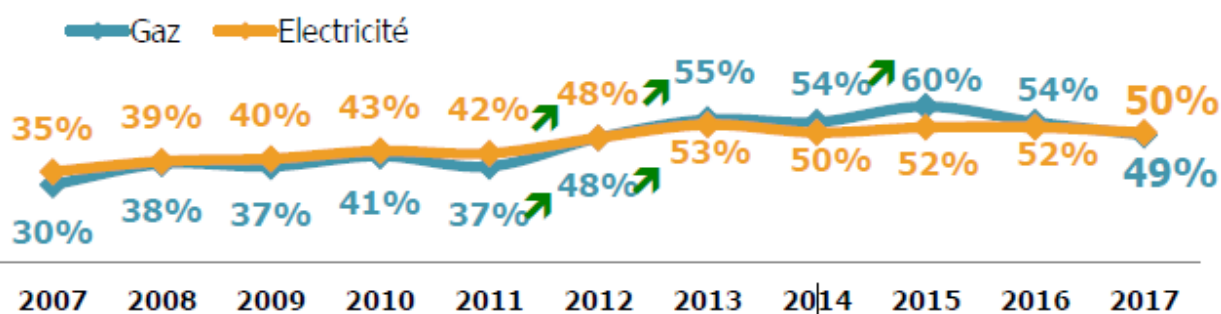
Le 11<sup>ème</sup> baromètre annuel énergie-info sur la perception des marchés de l'électricité et du gaz naturel a été réalisé par le médiateur national de l'énergie (MNE) à partir d'une enquête téléphonique menée par l'institut d'études Market Audit en septembre 2017 auprès de 1 500 foyers en France. Les résultats ont été rendus publics le 17 octobre 2017, et montrent l'attitude attentiste des consommateurs. Malgré l'arrivée de plusieurs nouveaux fournisseurs et une concurrence intensifiée, les Français s'intéressent toujours peu à ce secteur et méconnaissent son fonctionnement.

Ainsi, seuls 20 % des consommateurs ont cherché à obtenir des informations sur l'ouverture à la concurrence. Le taux de connaissance du droit au changement de fournisseur est en baisse, après une forte hausse en 2015, à 49 % en gaz naturel et 50 % en électricité. Néanmoins, 59 % des ménages français estiment être bien informés de l'ouverture des marchés à la concurrence, un résultat stable. D'autre part, l'opinion reste favorable à l'ouverture du marché. Malgré une baisse de 7 points en 4 ans, 64 % des ménages estiment que l'ouverture à la concurrence du marché est une bonne chose.

29 % des personnes interrogées ne font pas la distinction entre les deux fournisseurs historiques, ENGIE et EDF, et jugent que ces deux entités forment une seule entreprise. Cet indicateur illustre la confusion qui perdure dans l'esprit des consommateurs. 46 % des foyers français ont déjà entendu parler des tarifs réglementés, résultat en hausse de 4 points par rapport à l'année dernière. Mais à ce sujet aussi beaucoup de confusion persiste car 72 % estiment qu'il est possible d'obtenir des tarifs réglementés pour le gaz et l'électricité chez un même fournisseur, 45 % pensent que ces tarifs sont proposés par l'ensemble des fournisseurs d'énergie et 22 % pensent que s'ils quittent les tarifs réglementés, ils n'auront plus le droit d'y revenir.

Par ailleurs, 53 % des Français pensent connaître les démarches à effectuer pour changer de fournisseur, et certains font jouer la concurrence : 15 % des répondants ont déclaré avoir changé de fournisseur d'énergie cette année (contre 10 % en 2016), principalement pour des raisons économiques (75 % en 2017).

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

Source : 11<sup>ème</sup> édition du baromètre energie-info.fr - Analyse : CRE

En 2017, la prospection a été moins active sur le marché de l'énergie, seuls 36 % des foyers français ont été démarchés pour souscrire une offre de fourniture d'énergie (contre 39 % en 2016 et 40 % en 2015), notamment par téléphone (62 %) ou à domicile (28 %).

Une nouvelle question d'actualité a été posée aux Français dans cette édition du Baromètre, portant sur l'électricité verte. Les résultats montrent que plus de la moitié d'entre eux sont favorables à une offre d'électricité verte, à condition toutefois que le prix soit moins élevé ou au même niveau que l'énergie « non verte ».

La notoriété des compteurs évolués est en hausse en 2017, avec 57 % des Français ayant déjà entendu parler de ces compteurs (contre 55 % en 2016 et 40 % en 2015). 84 % des ménages informés de l'émergence des compteurs évolués estiment que ces derniers vont permettre une facturation sur les consommations réelles et 85 % sont d'avis que ces compteurs autoriseront la relève de la consommation à distance.

## 1.2 Le nombre d'acteurs présents sur le marché résidentiel est en hausse

Au 31 décembre 2016, sur le marché résidentiel, 21 fournisseurs nationaux<sup>6</sup> actifs<sup>7</sup> sont inscrits sur le site du MNE, [www.energie-info.fr](http://www.energie-info.fr). Sur le marché de l'électricité, 17 fournisseurs proposent des offres aux consommateurs contre

<sup>6</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>7</sup> Un fournisseur est dit actif sur un marché et un segment donné s'il remplit au moins l'une des conditions suivantes :

## SECTION 1 : LE MARCHÉ RÉSIDENTIEL

11 sur le marché du gaz. Parmi ces fournisseurs, 7 sont présents sur les deux marchés. Le nombre de fournisseurs est en hausse en 2016, avec 5 nouveaux fournisseurs sur le marché de l'électricité et 3 sur le marché du gaz.

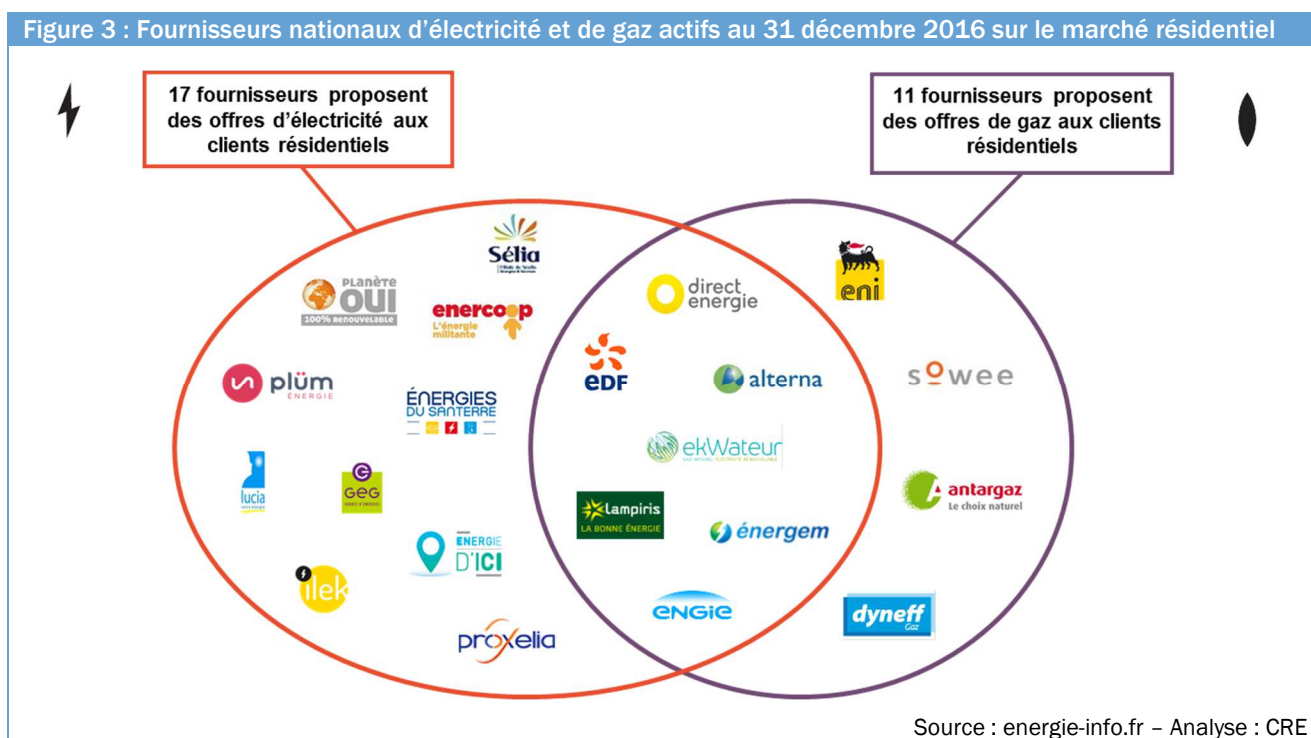
Les fournisseurs historiques<sup>8</sup> actifs se répartissent en deux catégories :

- Les fournisseurs historiques nationaux : EDF en électricité et ENGIE en gaz naturel.
- Les fournisseurs historiques non nationaux, au nombre de 150 entreprises locales de distribution (ELD) en électricité et de 22 ELD en gaz naturel.

Les fournisseurs alternatifs<sup>9</sup> actifs sont les suivants (en gras, fournisseurs apparus en 2016) :

- **Électricité** : Alterna, Direct Energie, Enercoop, Energem, **Energies du Santerre**, **Energie d'ici**, ENGIE, **EkWateur**, GEG Source d'Energies, **Ilek**, Lampiris, Lucia, Planète Oui, **Plüm Energie**, Proxelia et, Sélia.
- **Gaz naturel** : Alterna, Antargaz, Direct Energie, **Dyneff**, EDF, **EkWateur**, Energem, ENI, Lampiris et **Sowee**.

Les données utilisées dans cette section concernent les sites fournis au 31 décembre 2016 sur les réseaux d'Enedis et des six plus grandes ELD<sup>10</sup> en électricité et sur les réseaux de GRDF et des trois plus grandes ELD<sup>11</sup>, en gaz naturel<sup>12</sup>. Ces sites sont fournis soit par un fournisseur historique<sup>13</sup> soit par un fournisseur alternatif.



### 1.3 Le nombre de sites en offre de marché a nettement progressé en 2016

Sur le marché résidentiel, la plupart des clients demeurent aux tarifs réglementés de vente bien que leur nombre soit en nette décroissance sur le marché du gaz naturel. Au 31 décembre 2016, 86 % des sites en électricité et 53 % des sites en gaz naturel bénéficiaient d'un tarif réglementé (respectivement - 2 points et - 6 points par rapport à 2015).

En électricité, le développement des offres de marché, jusque-là très modéré, a connu une nette progression en 2016 avec 871 000 sites supplémentaires (contre 655 000 en 2015, soit une hausse de 23,6 %). Le nombre de sites en offre de marché a augmenté en moyenne de 72 500 sites par mois, pour s'établir à la fin de l'année 2016 à 4 560 000 sites, sur un total de 32 millions. Cette hausse s'explique notamment par la nouvelle campagne «

- 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>8</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>9</sup> Les fournisseurs alternatifs regroupent les fournisseurs qui ne sont pas des fournisseurs historiques.

<sup>10</sup> Électricité de Strasbourg Réseaux (ESR), Gaz Électricité de Grenoble (GEG), Gérédis Deux-Sèvres, SICAE de l'Oise, SRD et URM.

<sup>11</sup> Réseau GDS, RÉGAZ et Gaz Électricité de Grenoble (GEG).

<sup>12</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>13</sup> En électricité, les fournisseurs historiques sur les territoires des ELD sont ES Énergies Strasbourg (territoire d'ESR), Gaz Électricité de Grenoble, UEM (territoire d'URM), SICAE de l'Oise, Sélolis (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 Energies (territoire de Réseau GDS) et Gaz Électricité de Grenoble.

## SECTION 1 : LE MARCHÉ RÉSIDENTIEL

Energie moins chère ensemble » de l'UFC-Que Choisir, qui portait pour la première fois en 2016 sur les deux énergies. Selon l'association, plus de 100 000 consommateurs ont souscrit l'offre proposée dans le cadre de cette campagne.

En gaz naturel, le nombre de clients résidentiels en offre de marché a continué de progresser à un rythme soutenu avec + 688 000 sites en 2016 contre 908 000 en 2015. Le nombre de sites en offre de marché a augmenté en moyenne de 57 000 sites par mois en 2016, en progression de + 15,8 % sur l'année.

Figure 4 : Répartition des offres d'électricité et de gaz sur le segment résidentiel, en nombre de sites

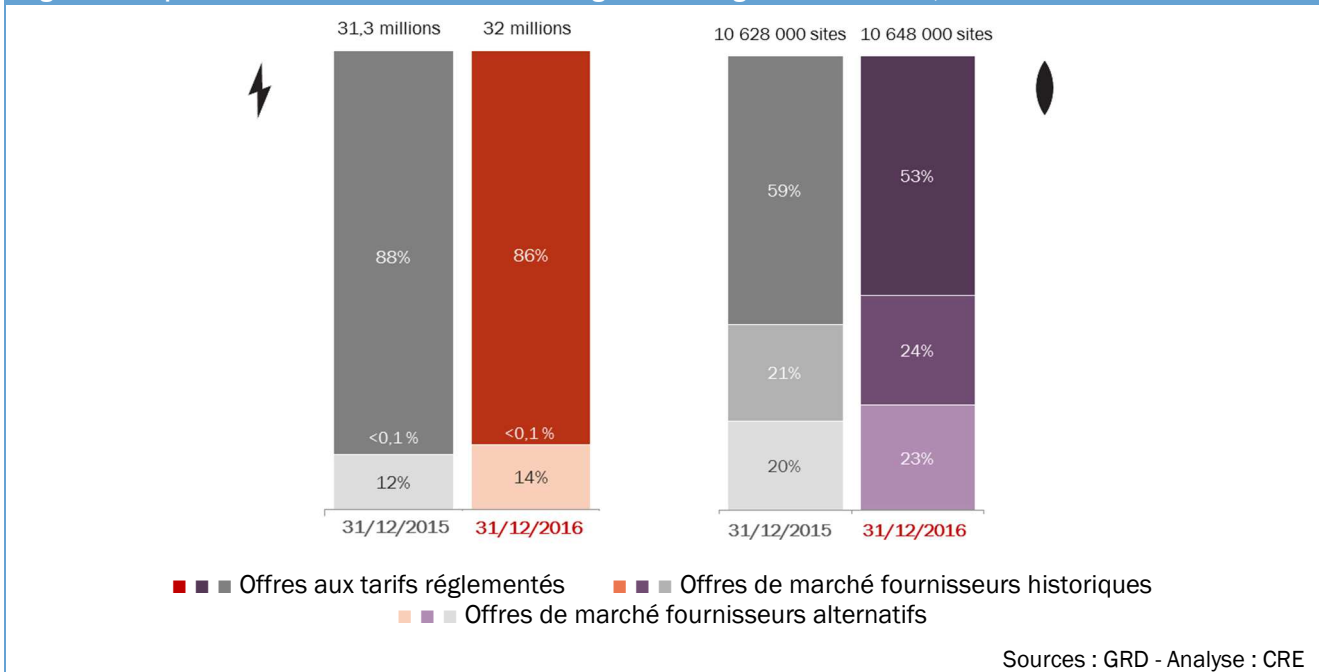
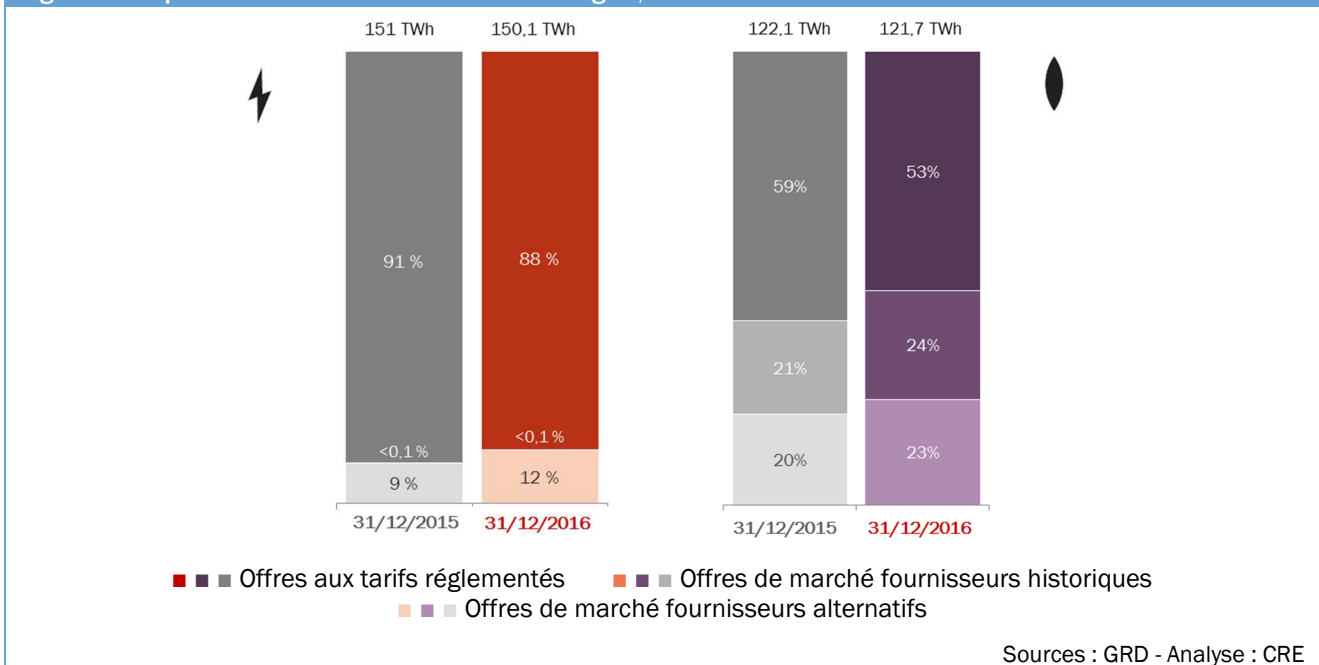
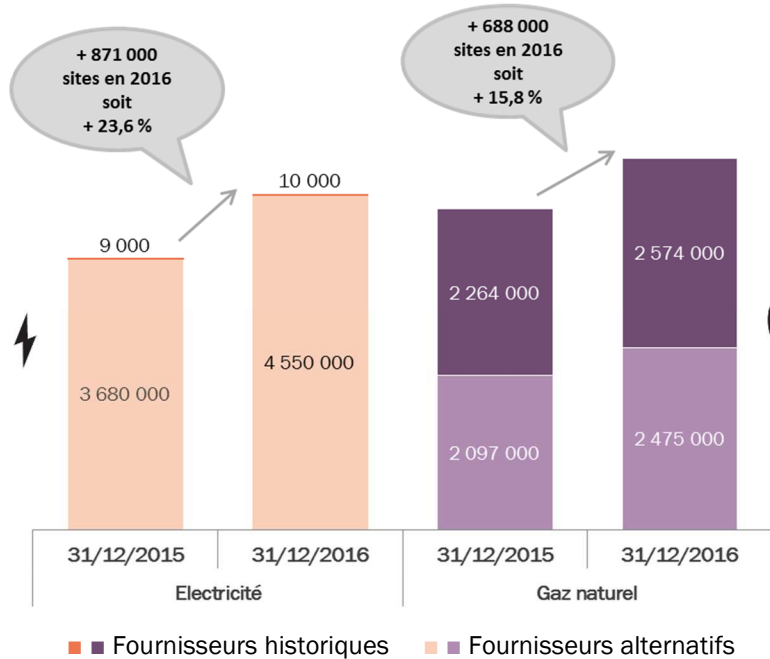


Figure 5 : Répartition des offres d'électricité et de gaz, en consommations annualisées



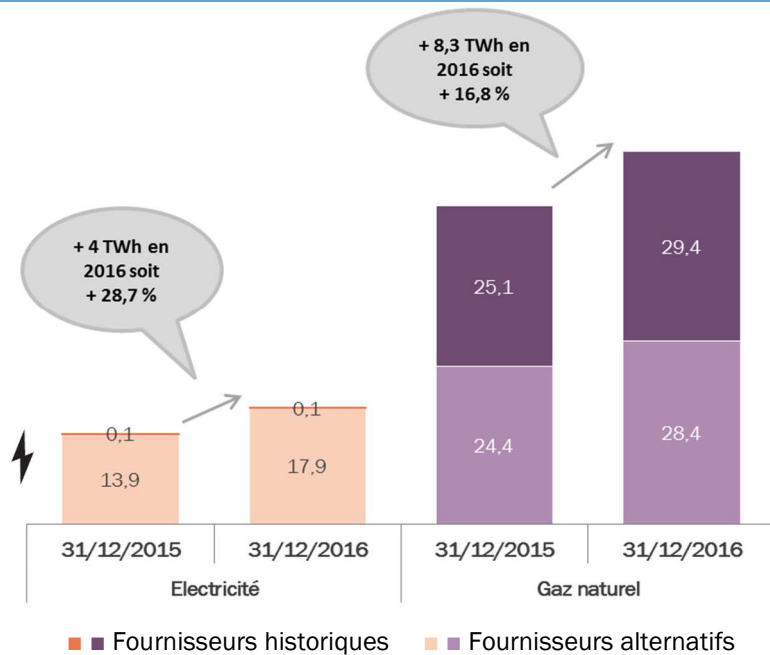
## SECTION 1 : LE MARCHÉ RÉSIDENTIEL

Figure 6 : Évolution du nombre de sites en offre de marché en électricité et en gaz



Sources : GRD - Analyse : CRE

Figure 7 : Évolution de la consommation annualisée des sites en offre de marché (en TWh)



Sources : GRD - Analyse : CRE

En électricité, plus de 99 % des sites ont souscrit une offre de marché chez un fournisseur alternatif. En 2016, EDF proposait une seule offre de marché (dite « renouvelable ») plus chère que les tarifs réglementés de vente et ne faisant l'objet que d'une promotion très modérée.

En gaz naturel, fournisseurs historiques et alternatifs se partagent à parts égales les sites en offres de marché (détenant respectivement 24 et 23 % des sites résidentiels à la fin de l'année 2016). La part de marché des fournisseurs alternatifs sur le segment résidentiel a continué de progresser régulièrement (+ 3 points en nombre de sites et en volume entre fin 2015 et fin 2016). Contrairement à la tendance observée au cours des trois dernières années, en 2016 les clients se sont davantage tournés vers les fournisseurs alternatifs lors de la souscription d'une offre de marché : 55 % des sites ayant souscrit une offre de marché ont choisi un fournisseur alternatif (contre 35 % en 2015 et 2014 et 31 % en 2013). Un peu moins d'un tiers des sites ayant souscrit une offre de marché chez un fournisseur alternatif en 2016, ont souscrit une offre de marché chez EDF.

## SECTION 1 : LE MARCHÉ RÉSIDENTIEL

### 1.4 Dans les deux énergies, ENGIE reste le premier fournisseur d'offres de marché sur le segment résidentiel en 2016, bien que ses parts de marché soient en légère diminution du fait de la progression des fournisseurs alternatifs

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.

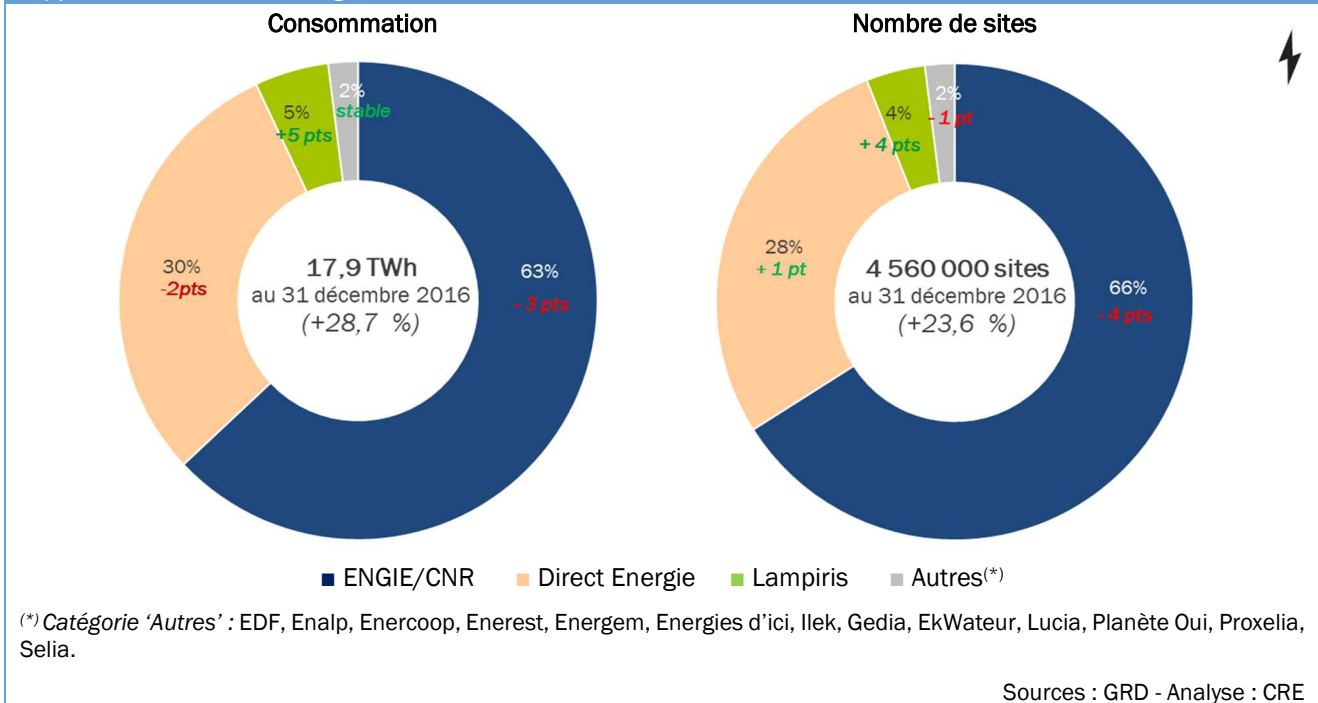
L'expéditeur final est l'entité - ayant conclu un contrat d'acheminement avec le gestionnaire de réseau de transport ou de distribution - qui prend en charge l'acheminement du gaz naturel jusqu'aux points de consommation finale. L'expéditeur final peut être le fournisseur du client (dans la majorité des cas) ou un tiers mandaté pour prendre en charge la partie acheminement seule<sup>14</sup>.

Les parts de marché des fournisseurs diffèrent légèrement de celles des RE.

Les figures ci-après présentent les parts de marché à la fin de l'année 2016 des RE et des expéditeurs finals de gaz sur le marché libre, en consommation et en nombre de sites, ainsi que leur évolution par rapport à la fin de l'année 2015.

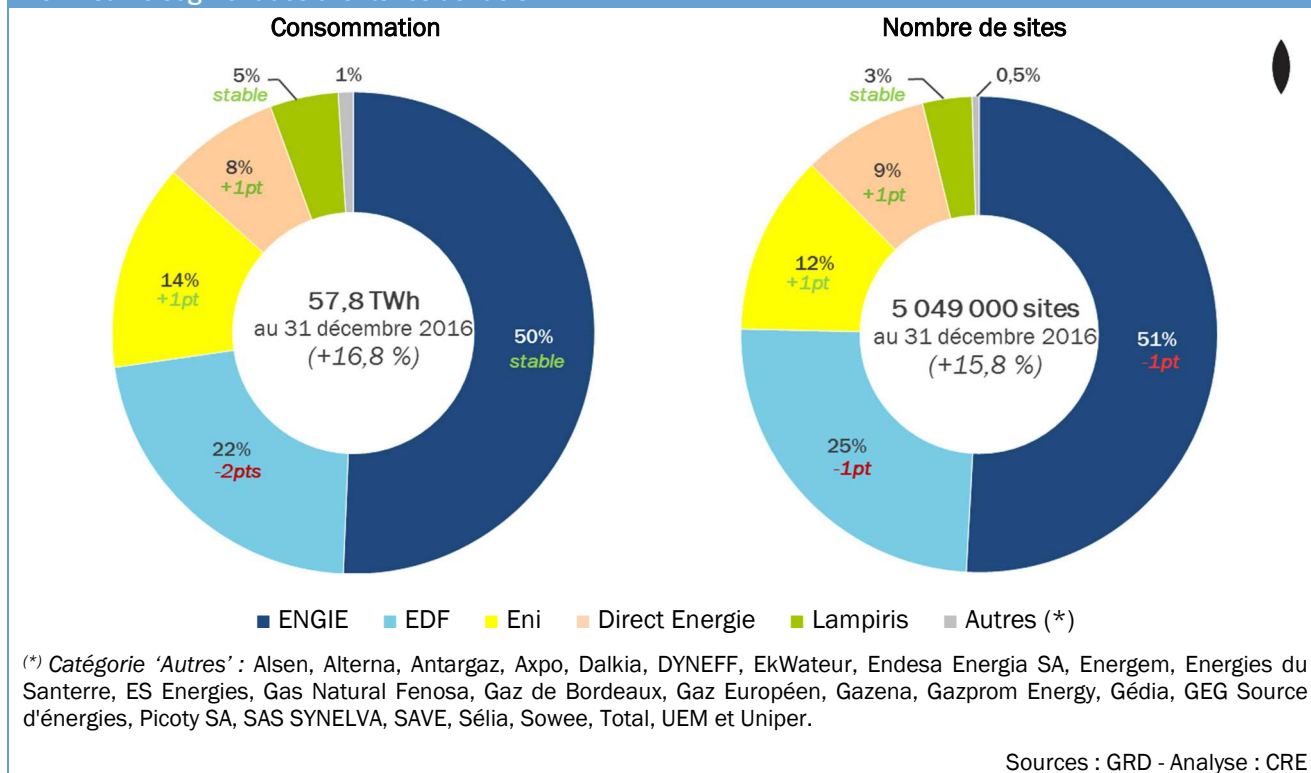
Les RE ou les expéditeurs finals qui ont une part de marché inférieure à 3 % sont regroupés dans la catégorie « Autres ».

Figure 8 : Répartition des offres de marché d'électricité des responsables d'équilibre à fin 2016 et évolution par rapport à fin 2015 sur le segment résidentiel



<sup>14</sup> Cas de clients gros consommateurs de gaz naturel.

Figure 9 : Répartition des offres de marché de gaz des expéditeurs finals à fin 2016 et évolution par rapport à fin 2015 sur le segment des clients résidentiels



En électricité (Figure 8), ENGIE et Direct Energie se partagent la quasi-totalité du marché libre sur le segment résidentiel en nombre de sites et en consommation, à raison d'environ 2/3 pour ENGIE et 1/3 pour Direct Energie. Leurs parts de marché sont néanmoins en légère baisse par rapport à 2015, du fait de la forte croissance de Lampiris<sup>15</sup>, dont la part de marché a progressé de 4 points en 2016. EDF est toujours quasi-absent du marché libre et les autres fournisseurs actifs occupent encore une place marginale.

Sur le marché du gaz, ENGIE conserve sa position de premier fournisseur en offre de marché chez les clients résidentiels, devant EDF qui continue de perdre des parts de marché. Néanmoins, sa croissance ralentit par rapport à celle observée au cours des trois dernières années ce qui permet aux autres fournisseurs alternatifs de gagner des parts de marché. Direct Energie, ENI et Lampiris détiennent ensemble un quart des parts de marché sur ce segment.

Il convient de rappeler que le nombre de clients résidentiels en offre de marché a nettement progressé en 2016, aussi bien sur le marché de l'électricité (+23,6 %) que du gaz naturel (+15,8 %).

### 1.5 Mesure de l'intensité concurrentielle

Dans ce chapitre, l'activité concurrentielle d'ENGIE en électricité et d'EDF en gaz ont été 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. Les termes utilisés dans cette partie (mises en service, ventes brutes, etc.) sont précisés dans le lexique.

#### 1.5.1 Les fournisseurs historiques continuent de réaliser la majorité des mises en service alors que les fournisseurs alternatifs sont plus présents lors des changements de fournisseur

##### Mises en service

Au cours de l'année 2016, 4 100 000 mises en service ont été enregistrées en électricité. Sur ce total, 76 % en moyenne ont été effectuées chez les fournisseurs historiques (- 4 points par rapport à 2015), 12 % chez ENGIE (+ 2 points par rapport à 2015) et 12 % chez les fournisseurs alternatifs autres qu'ENGIE (+ 2 points par rapport à 2015). Comme la CRE l'avait déjà constaté les années précédentes, les fournisseurs historiques (EDF et les ELD) semblent être contactés préférentiellement par les clients lors des mises en service.

En gaz naturel, les fournisseurs historiques sont également contactés préférentiellement (avec 47 % des mises en service effectuées en 2016), mais EDF joue également un rôle très important, avec 34 % des mises en services en 2016, en hausse de 2 points par rapport à 2015. Les fournisseurs alternatifs autre qu'EDF ont quant à eux réalisé

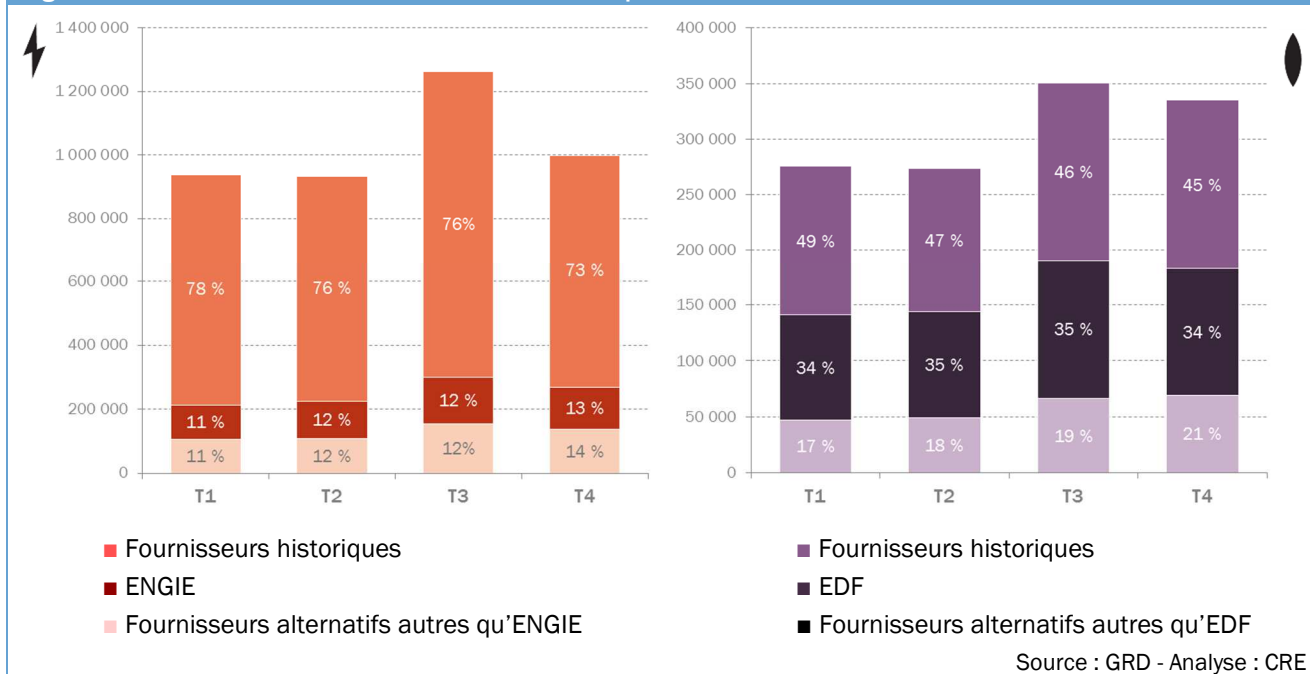
<sup>15</sup> Lampiris est devenu Total Spring au mois d'octobre 2017.

## SECTION 1 : LE MARCHÉ RÉSIDENTIEL

19 % des mises en services en 2016, sur un total de 1,2 million de mises en services, soit 4 points de plus qu'en 2015.

Ces résultats mettent en évidence les pratiques des fournisseurs historiques qui proposent des offres bi-énergies aux clients qui les contactent lors d'une mise en service. Même si EDF et ENGIE captent encore une large majorité des nouveaux clients lors des mises en service, les fournisseurs alternatifs progressent depuis 2011, où ils ne réalisaient que 3 % des mises en services en électricité et 5 % des mises en service en gaz naturel.

Figure 10 : Évolution du nombre de mises en service par trimestre de l'année 2016



### Changements de fournisseur

En électricité comme en gaz naturel, les changements de fournisseur se font principalement au bénéfice des fournisseurs alternatifs.

En électricité, parmi les 720 000 clients ayant changé de fournisseur au cours de l'année 2016, 60 % ont souscrit un contrat chez ENGIE (contre 73 % en 2015) qui parvient à capter plus de clients que l'ensemble des fournisseurs alternatifs malgré leur nette progression en 2016 (32 % en 2016 contre 21 % en 2015). En 2016, seuls 8 % des clients ont changé de fournisseur pour retourner chez un fournisseur historique (6 % en 2015).

En gaz naturel, trois-quarts des clients ayant changé de fournisseur en 2016 ont choisi un fournisseur alternatif autre qu'EDF (+5 points par rapport à 2015). 20 % des clients sont revenus chez un fournisseur historique (-5 points par rapport à 2015) et 4 % sont allés chez EDF (stable par rapport à 2015). Ces résultats illustrent la progression des fournisseurs alternatifs par rapport aux fournisseurs historiques. Au total, 417 000 changements de fournisseurs ont été effectués en 2016, en hausse de 8 % par rapport à 2015.

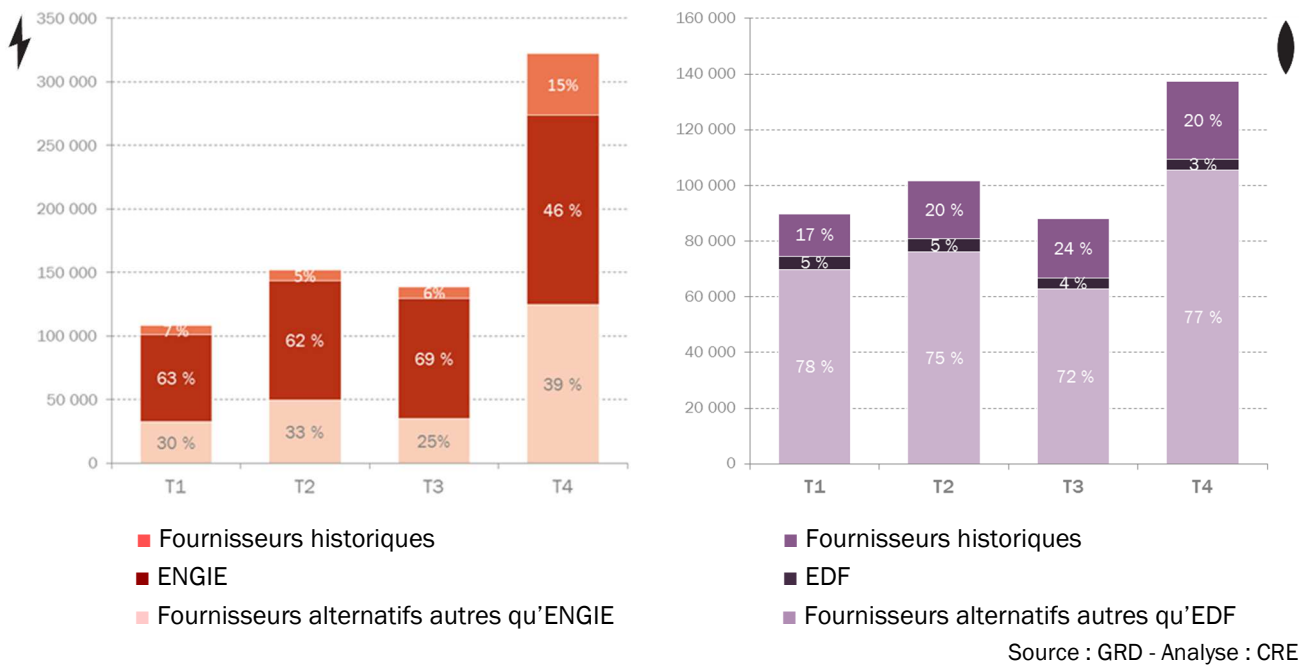
Le nombre élevé de changements de fournisseur au cours du dernier trimestre 2016, aussi bien sur le marché de l'électricité que du gaz naturel, s'explique notamment par la nouvelle campagne « Énergie moins chère ensemble » de l'UFC-Que Choisir.

Le fournisseur Lampiris, lauréat de la campagne, offrait respectivement -23 % (HT) et -17 % (HT) d'économies sur le prix du kWh du tarif réglementé de l'électricité et du gaz (au mois de septembre 2016). Les clients ayant accepté la proposition commerciale de Lampiris, envoyée au cours du mois d'octobre 2016, ont été basculés chez ce fournisseur durant les mois de novembre et décembre. Selon l'association, plus de 100 000 consommateurs ont exprimé le souhait de souscrire à l'offre qui leur a été adressée.



## SECTION 1 : LE MARCHÉ RÉSIDENTIEL

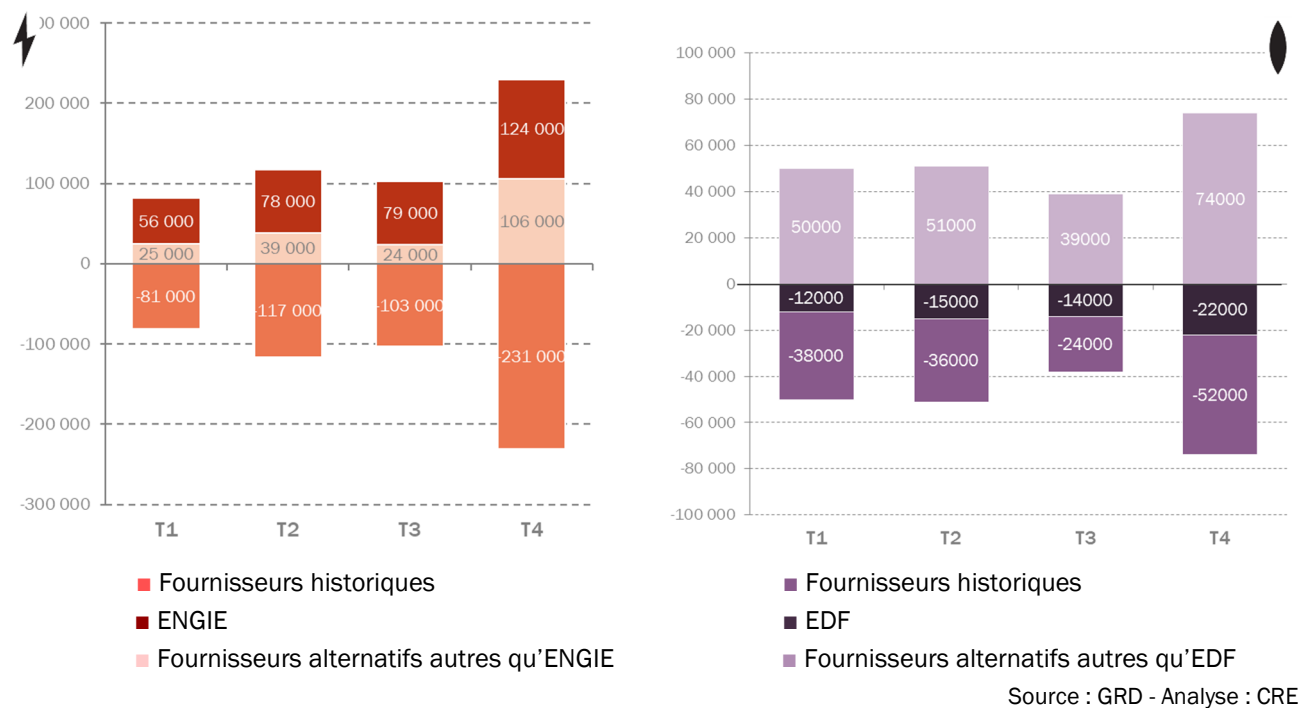
Figure 11 : Évolution du nombre de changements de fournisseur par trimestre de l'année 2016



### Démarchage net

Le démarchage net, présenté à la Figure 12, reflète 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.

Figure 12 : Évolution du démarchage net pour la vente d'électricité et de gaz sur l'année 2016



En électricité, le flux de clients dû au démarchage net est positif sur l'année 2016 pour tous les fournisseurs alternatifs, y compris ENGIE, qui gagnent beaucoup de clients dans leur portefeuille et n'en perdent que très peu.

En gaz naturel, le flux de clients dû au démarchage net est toujours positif en 2016 pour les fournisseurs alternatifs autres qu'EDF, et négatif pour les fournisseurs historiques et EDF. La concurrence semble bien se développer sur le segment de marché des clients résidentiels. Le flux de clients dû au démarchage net en 2016 est en nette hausse par rapport à 2015 pour les fournisseurs alternatifs (+23 %).

N.B : le basculement d'un tarif réglementé vers une offre de marché au sein d'un même fournisseur historique n'est pas comptabilisé en tant que changement de fournisseur.

## SECTION 1 : LE MARCHÉ RÉSIDENTIEL

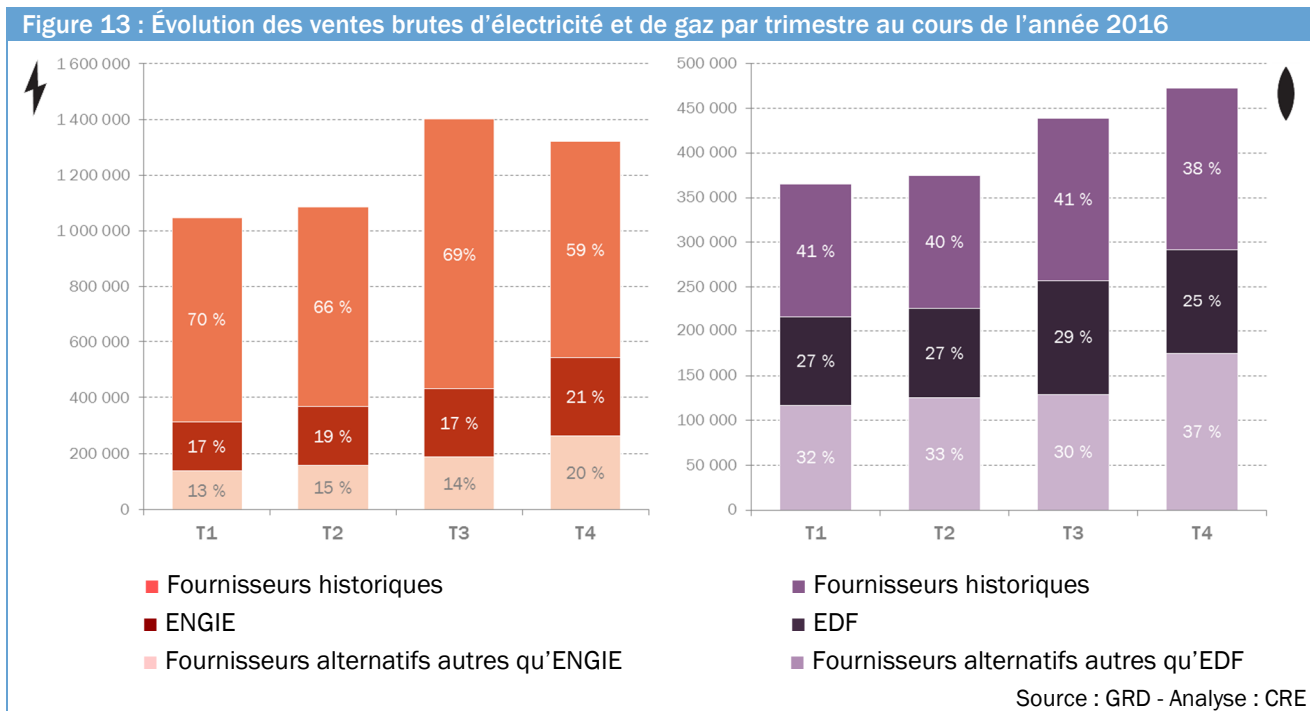
### Entrées en portefeuille

#### 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, les fournisseurs historiques réalisent la grande majorité des ventes brutes. En 2016, 66 % des nouveaux contrats conclus en électricité l'ont été par des fournisseurs historiques (contre 72 % en 2015), 18 % par ENGIE (stable par rapport à 2015) et 15 % par les autres fournisseurs alternatifs (+ 4 points par rapport à 2015).

En gaz naturel, les ventes brutes sont mieux réparties : 40 % des ventes brutes ont été réalisées par les fournisseurs historiques (- 6 pts par rapport à 2015), 33 % par les fournisseurs alternatifs (+ 5 pts par rapport à 2015) et 27 % par EDF (+ 1 pt par rapport à 2015).



#### Ventes nettes

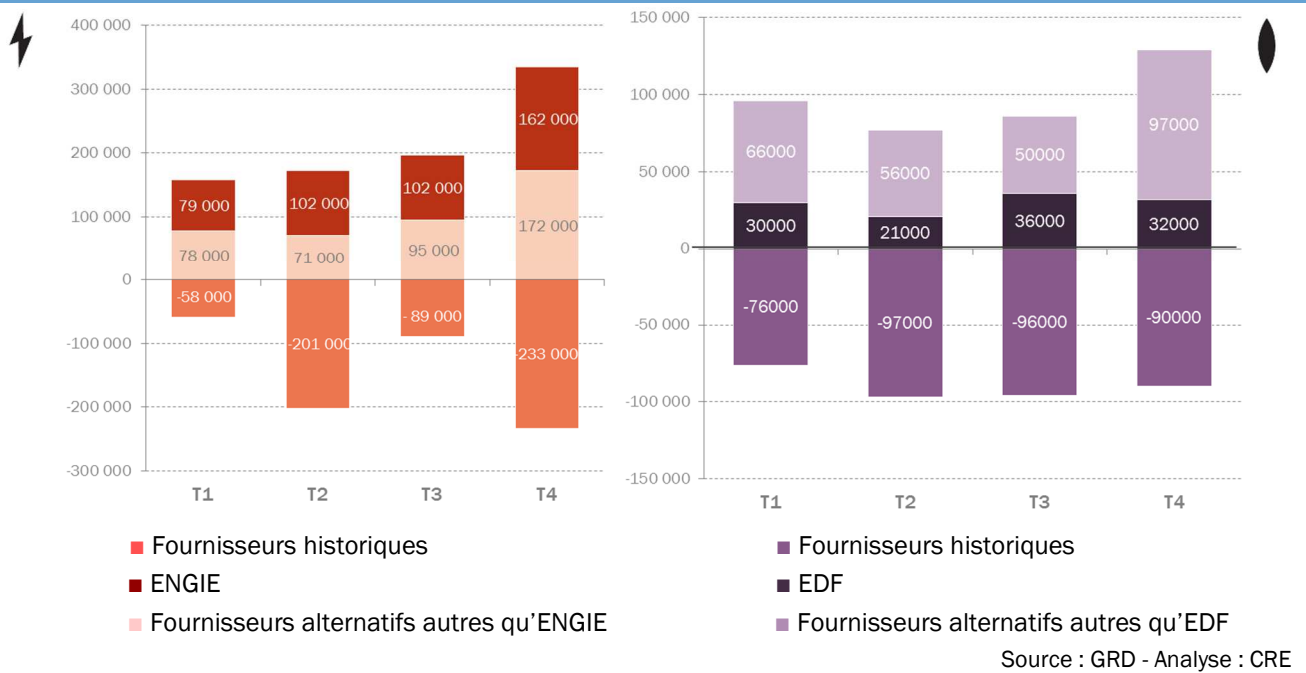
Les ventes nettes représentent le nombre de clients que le fournisseur a réellement acquis ou perdu au cours de la période considérée.

Au cours de l'année 2016, dans les deux énergies, les fournisseurs historiques ont perdu des sites au profit des fournisseurs alternatifs principalement du fait des changements de fournisseur sortants.

En 2016, les ventes nettes des fournisseurs alternatifs ont progressé aussi bien en électricité (416 000 en 2016 contre 250 000 en 2015) qu'en gaz naturel (269 000 en 2016 contre 208 000 en 2015), ce qui traduit la poursuite du développement de l'ouverture à la concurrence.

## SECTION 1 : LE MARCHÉ RÉSIDENTIEL

Figure 14 : Évolution des ventes nettes d'électricité et de gaz par trimestre au cours de l'année 2016



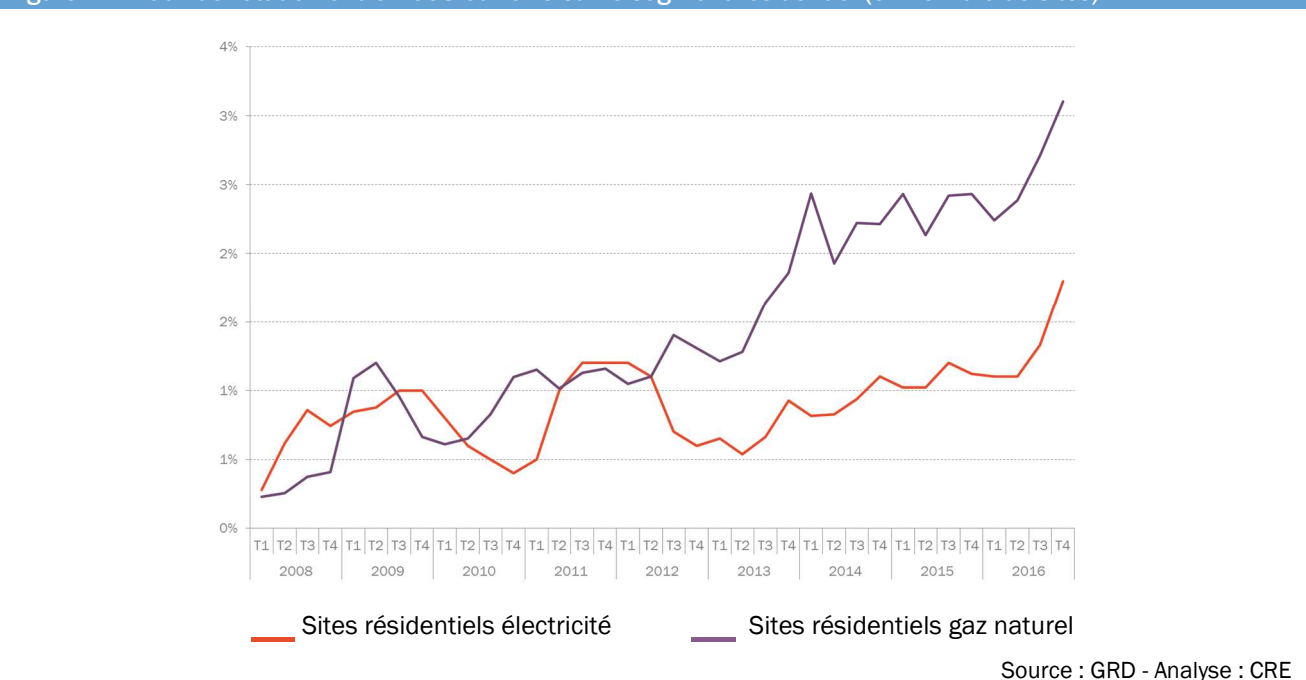
### 1.5.2 Le taux de rotation a progressé en 2016 dans les deux énergies

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 dans chaque segment de clientèle. 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. En 2016, le taux de rotation annuel s'élève à 5,4 % en électricité et 10,4 % en gaz naturel (contre respectivement 4,4 % et 9,4 % en 2015). Il est plus élevé sur le marché du gaz que sur le marché de l'électricité, ce qui traduit une meilleure ouverture du marché du gaz naturel et une plus forte mobilité des clients. En électricité, la grande majorité des clients n'a jamais exercé son éligibilité et reste aux TRV. Plusieurs explications sont possibles, comme le montrent les résultats du Baromètre (cf. paragraphe 1.1) : le fort attachement des clients pour leur fournisseur historique, le sentiment de sécurité auprès de ce dernier ou encore la méconnaissance de l'ouverture du marché.

La forte hausse du taux de rotation sur les deux derniers trimestres de l'année 2016, dans les deux énergies, s'explique notamment par la campagne « Énergie moins chère ensemble » de l'UFC-Que Choisir.

Figure 15 : Taux de rotation entre 2008 et 2016 sur le segment résidentiel (en nombre de sites)

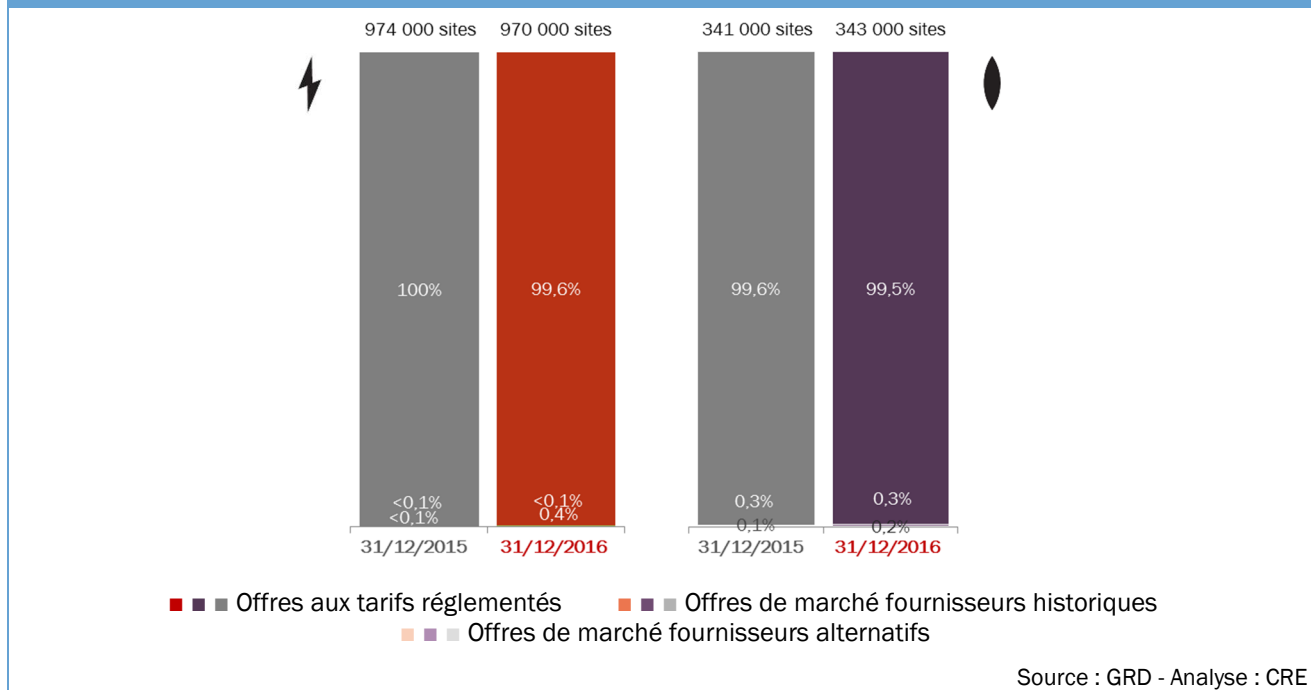


### 1.6 La concurrence est toujours quasi inexistante sur le territoire des ELD en 2016

Ce paragraphe présente l'état de l'ouverture à la concurrence dans les zones historiques des principaux gestionnaires non nationaux d'électricité et de gaz naturel, à savoir :

- Électricité de Strasbourg Réseaux (ESR), Gaz Électricité de Grenoble, URM à Metz, Gérédis Deux-Sèvres, SICAIE de l'Oise et SRD dans la Vienne, en électricité ;
- RÉGAZ à Bordeaux, Réseau GDS à Strasbourg et Gaz Électricité de Grenoble, en gaz naturel.

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



Sur le territoire des ELD, la concurrence est toujours inexistante sur le segment résidentiel neuf ans après la libéralisation. Plus de 99 % des sites et des volumes sont aux tarifs réglementés en électricité comme en gaz naturel. Au 31 décembre 2016, seuls 0,4 % des sites résidentiels en électricité et 0,2 % des sites en gaz étaient en offre de marché chez un fournisseur alternatif.

Selon le site energie-info.fr, sur le territoire des principales ELD en électricité comme en gaz naturel, seuls les fournisseurs historiques proposent des offres aux clients résidentiels<sup>16</sup>. Eni, auparavant présent en gaz naturel sur ces territoires, a cessé de commercialiser ses offres il y a quelques années.

La plupart des ELD proposent uniquement le tarif réglementé de vente, notamment en électricité. ES Energies propose toutefois depuis quelques années des offres de marché à prix indexé sur le tarif réglementé dans les deux énergies et a lancé récemment la commercialisation d'offres à prix fixe. Gaz de Bordeaux propose également, depuis le début de l'année 2017, une offre à prix fixe pour les clients résidentiels en gaz naturel.

Le très faible volume représenté par les offres de marché sur ce segment est dominé par ES Énergies, qui en approvisionne près de la moitié en électricité et plus de la moitié en gaz.

### 1.7 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

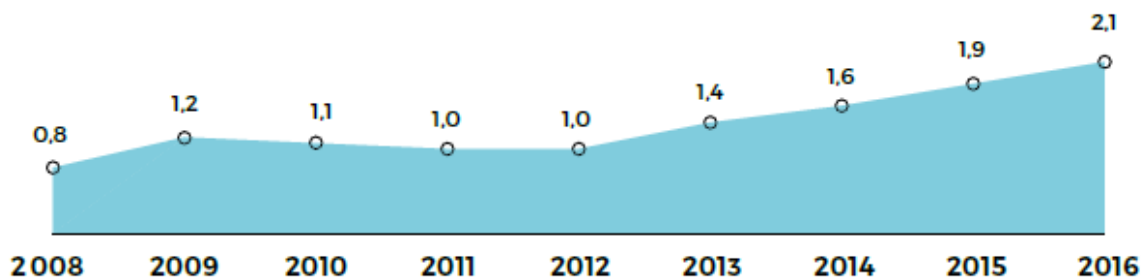
<sup>16</sup> Depuis le mois de juillet 2017, Ekwater propose des offres de marché en électricité sur le territoire de Gaz Electricité de Grenoble.

## SECTION 1 : LE MARCHÉ RÉSIDENTIEL

concernant principalement les offres des fournisseurs (31 %), les factures (26 %), les contrats (15 %) et le raccordement et/ou le compteur, y compris Linky (9 %). Les demandes plus complexes, gérées par une cellule d'expertise du MNE, concernent davantage les réclamations (36 %).

En cinq ans, le nombre des consommateurs renseignés a plus que doublé, passant de un million en 2011 à 2,1 millions en 2016.

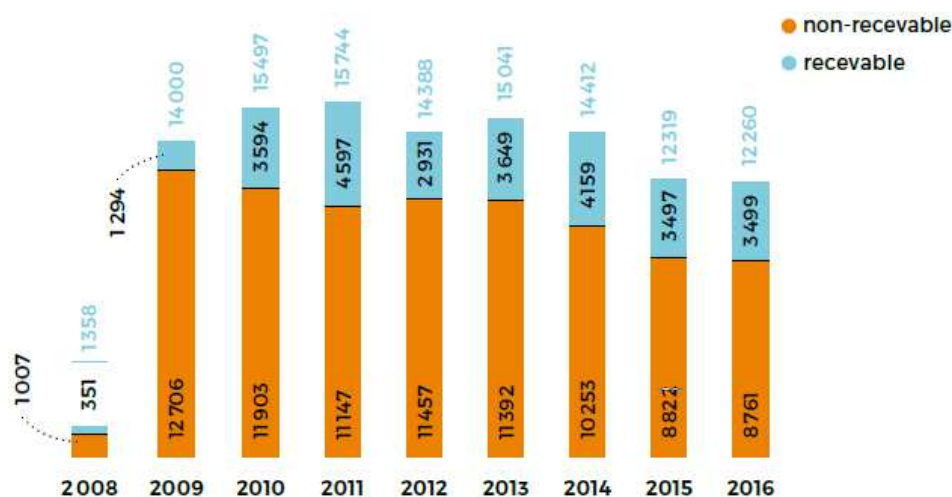
Figure 17 : Nombre de consommateurs informés par an par le Médiateur National de l'Énergie (en millions)



Source : Médiateur national de l'énergie

En 2016, le service médiation du MNE a de nouveau connu une forte activité, avec 12 260 litiges enregistrés, dont 5 470 demandes de médiations écrites. Parmi ces litiges, 3 499 ont été déclarés recevables.

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



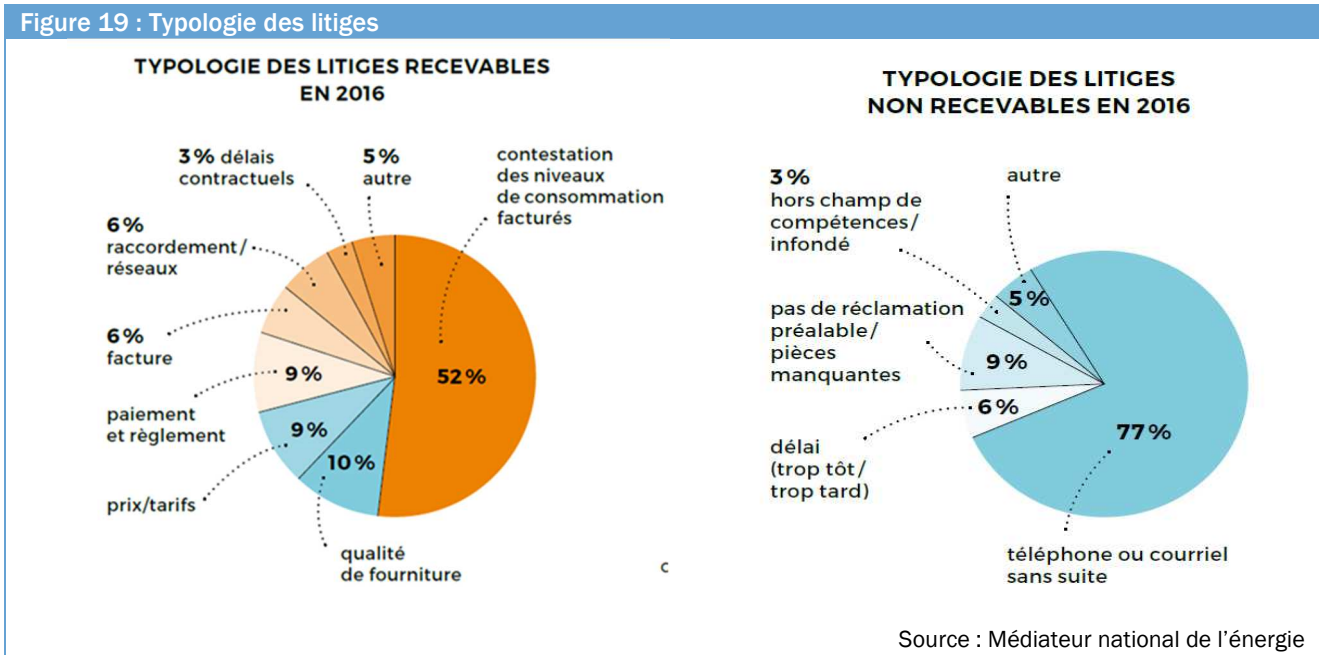
Source : Médiateur national de l'énergie

Les problèmes de facturation constituent la majorité des dossiers traités, avec 52 % de litiges liés à une contestation des niveaux de consommation facturés et 6 % à des anomalies dans la facture (voir Figure 18). Il s'agit le plus souvent d'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, mais aussi de factures bloquées ou incompréhensibles. En 2016, le nombre de dossiers traitant de la qualité de fourniture a augmenté (10 % en 2016 contre 7 % en 2015).

9 % des litiges recevables ont porté sur le paiement ou le règlement des factures, un léger recul par rapport à 2015 (11 %). Il s'agit de 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. 9 % des litiges recevables ont été liés à des problèmes de prix - manque de conseil tarifaire du fournisseur, application d'un tarif ne correspondant pas à celui du contrat, défaut d'attribution des tarifs sociaux. Les dossiers ayant trait aux délais contractuels, c'est-à-dire aux retards dans la mise en service ou la résiliation d'un contrat, ont représenté une part de 3 %, en recul par rapport à l'année dernière (6 %). Les litiges atypiques, regroupés dans la catégorie « Autres », représentent 5 % 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.

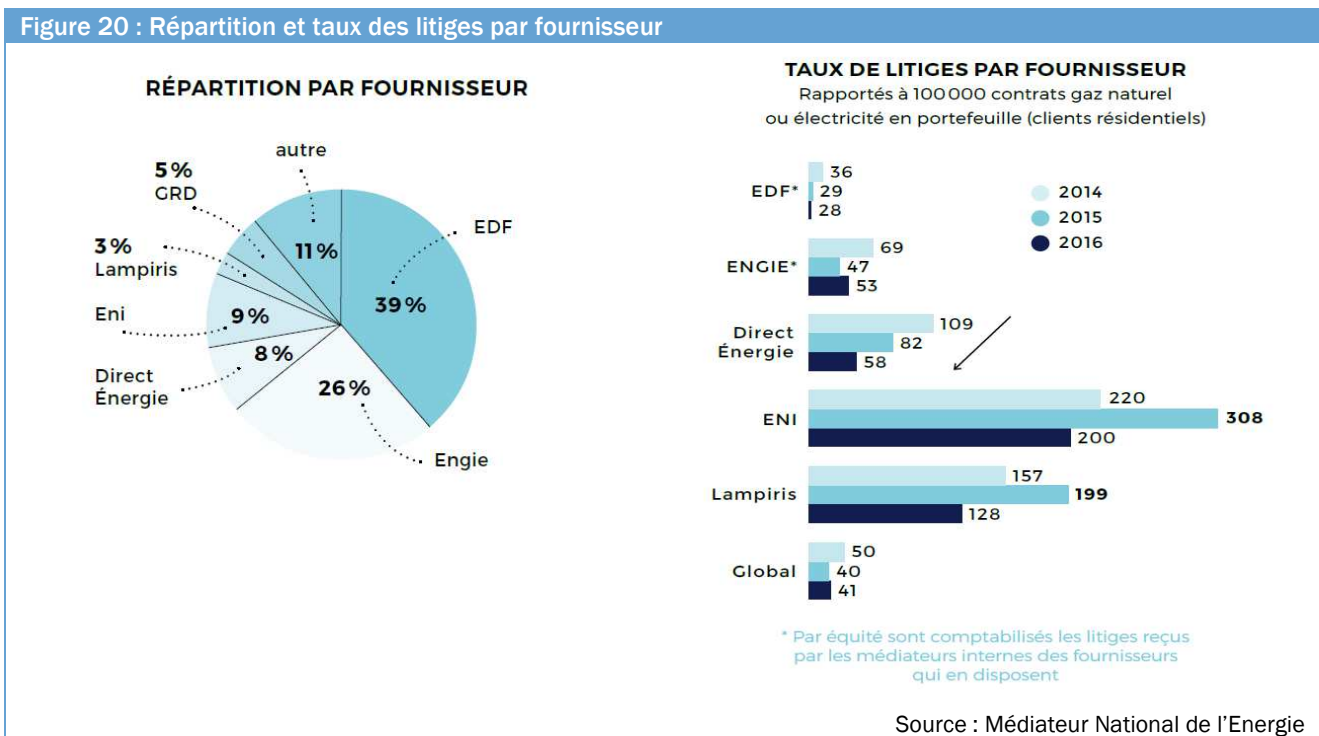
## SECTION 1 : LE MARCHÉ RÉSIDENTIEL

Figure 19 : Typologie des litiges



Comme chaque année, le taux de litiges est plus important chez les fournisseurs alternatifs, notamment parce que les consommateurs qui changent de fournisseur sont plus attentifs que les autres au respect du contrat et à leurs factures.

Figure 20 : Répartition et taux des litiges par fournisseur



## 2. LES OFFRES PROPOSÉES AUX CLIENTS RÉSIDENTIELS

## 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 client résidentiel situés à Paris<sup>17</sup>.

En électricité, les clients-type étudiés sont les suivants<sup>18</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.

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.

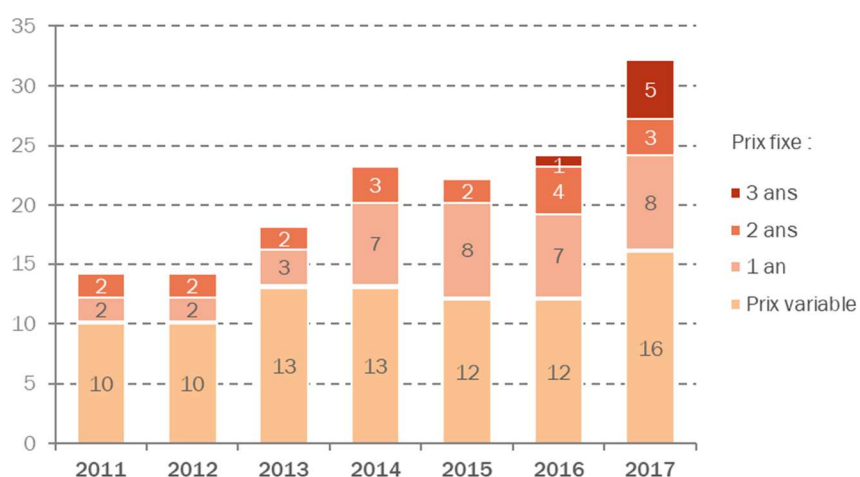
Le périmètre des offres présentées n'est pas constant d'un trimestre à l'autre. Il peut évoluer en raison de l'arrivée de nouveaux fournisseurs, de la publication de nouvelles offres ou de la suppression de certaines offres.

Enfin, les offres présentées sur le site d'[energie-info.fr](http://energie-info.fr) sont enregistrées sur une base volontaire par les fournisseurs eux-mêmes et ne sont donc pas nécessairement exhaustives.

## 2.1.1 La hausse du nombre d'offres s'explique par la multiplication des offres à prix fixe

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 comparateurs d'offres du site [www.energie-info.fr](http://www.energie-info.fr), à la fin du premier trimestre de chaque année.

Figure 21 : Évolution du nombre d'offres de marché proposées à un consommateur de type « Base » situé à Paris, en électricité

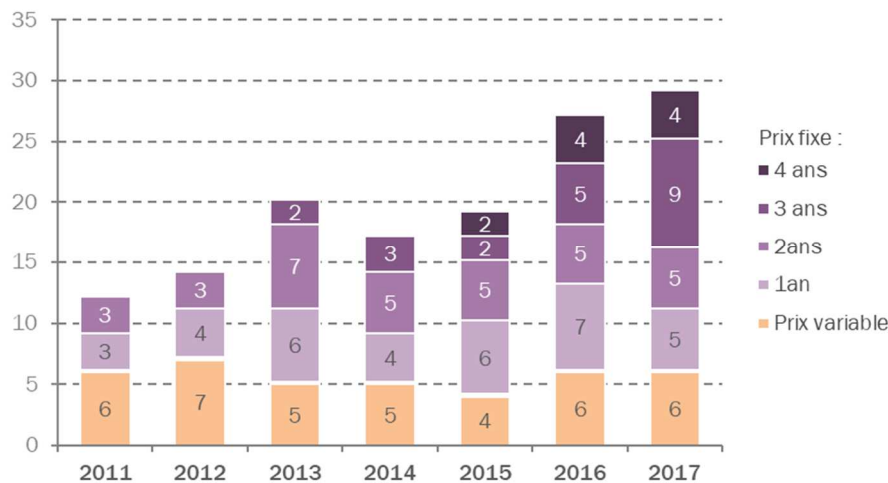


Source : [energie-info.fr](http://energie-info.fr) - Analyse : CRE

<sup>17</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>18</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.

Figure 22 : Évolution du nombre d'offres de marché proposées à un consommateur de type « Chauffage » situé à Paris, en gaz naturel



Source : energie-info.fr - Analyse : CRE

Une augmentation quasi-constante de la quantité d'offres est observée depuis 2011 aussi bien en électricité qu'en gaz. À la fin du premier trimestre 2017, les consommateurs type « Base » en électricité et « Chauffage » en gaz naturel avaient le choix entre respectivement 32 et 29 offres de marché alors que seulement 14 offres en électricité et 12 offres en gaz étaient disponibles début 2011. La multiplication des offres va de pair avec le développement des offres à prix fixe, les fournisseurs proposant généralement plusieurs offres à prix fixe portant sur des durées différentes. Les offres à prix fixe se sont développées à partir de 2013 et sont progressivement devenues prépondérantes, notamment sur le marché du gaz.

En électricité, le nombre d'offres à prix variable est équivalent au nombre d'offres à prix fixe. En revanche, en gaz naturel, seules six offres de marché à prix variable sont proposées aux consommateurs de type « Chauffage » sur un total de 30. Seuls 4 fournisseurs proposaient des offres à prix variable en gaz naturel au mois de mars 2017 : Direct énergie, Dyneff, ENI et Lampiris. Direct Energie est le seul fournisseur à proposer uniquement des offres à prix variable aux clients résidentiels en gaz.

En électricité, le nombre total d'offres proposées aux consommateurs a considérablement augmenté en 2017, passant de 24 à 32 en 1 an. Ce phénomène est dû à l'entrée sur le marché de nouveaux fournisseurs et à l'augmentation du nombre d'offres par fournisseur. D'autre part, les offres à prix fixe de longue durée se sont accrues avec 5 offres d'une durée de 3 ans, proposées par 3 fournisseurs (ENGIE, ENI, Energies du Santerre) contre une seule offre à prix fixe sur 3 ans en 2016 et aucune auparavant.

En gaz naturel, les offres à prix fixe ont continué à se multiplier en 2017. Cette hausse trouve son origine, d'une part, par l'arrivée de 3 nouveaux fournisseurs sur le segment résidentiel, Energem courant 2015, Dyneff début 2016 et Sowe à la fin de l'année 2016, et d'autre part, par une diversification des offres des fournisseurs.

Les offres à prix fixe remportent un grand succès auprès des consommateurs car elles assurent une stabilité des prix ainsi qu'une prévisibilité sur la facture, deux arguments importants aux yeux du consommateur. La Figure 22 illustre l'allongement de la durée des offres à prix fixe proposées par les fournisseurs, pouvant aller jusqu'à 4 ans en gaz naturel depuis 2015. Début 2017, la majorité des offres à prix fixe portait sur des durées de 3 ans.

### 2.1.2 Les fournisseurs alternatifs proposent des offres significativement moins chères que le tarif réglementé de vente en électricité et en gaz naturel

Les figures suivantes représentent les évolutions, par trimestre, depuis 2015, du nombre d'offres à prix variable et à prix fixe moins chères que le tarif réglementé de vente en électricité (pour un client type 1 « Base » et un client type 2 « HPHC ») et en gaz naturel (pour un client type 2 « Chauffage »), comparé respectivement à l'évolution du nombre total d'offres à prix variable et à prix fixe pour chacune des énergies. Cette analyse précise par ailleurs les réductions, *ex ante*, sur le montant total TTC de la facture associée à chacune des offres par rapport au tarif réglementé de vente.

En électricité, pour un client type « Base », entre l'année 2015 et le milieu de l'année 2016, seules 3 offres à prix variable offraient des réductions supérieures à 2 %. À partir de la fin de l'année 2016, le nombre d'offres inférieures au TRV, et le gain engendré, deviennent nettement plus importants. Le nombre d'offres plus attractives que le TRV passe de 4 à 11, s'accompagnant de réductions pouvant aller jusqu'à 5 %.

Pour un client type « HPHC », des tendances similaires sont observées, mais avec des réductions par rapport au TRV plus importantes. Des offres entre 5 et 7 % inférieures au TRV existaient déjà en 2015. Depuis la fin de l'année



## SECTION 1 : LE MARCHÉ RÉSIDENTIEL

2016, dans un contexte plutôt favorable sur les marchés de gros, des offres incluant des réductions entre 7 % et 8 % commencent à être proposées par certains fournisseurs.

Figure 23 : Évolution 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



Pour un client type « Base », le nombre total d'offres à prix fixe a évolué de 10 à 15 en deux ans, et celui des offres inférieures au TRV de 3 à 9 sur la même période. Pour un client type « HPHC », le nombre total d'offres à prix fixe a progressé de 10 à 16 en deux ans, et celui des offres inférieures au TRV de 6 à 14 sur la même période.

Pour les deux types de clients, les réductions les plus importantes, de l'ordre de plus de 7 %, ont été proposées par les fournisseurs sur les deux premiers trimestres de l'année 2016. Sur le premier semestre de l'année 2017, les consommateurs ont pu profiter de gains estimés *ex ante* entre 2 et 5 % (10 offres) et entre 5 et 7 % (2 offres pour un client type 1 et 8 offres pour un client type 2).

Figure 24: Évolution du nombre d'offres de marché à prix fixe 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 fixe en électricité



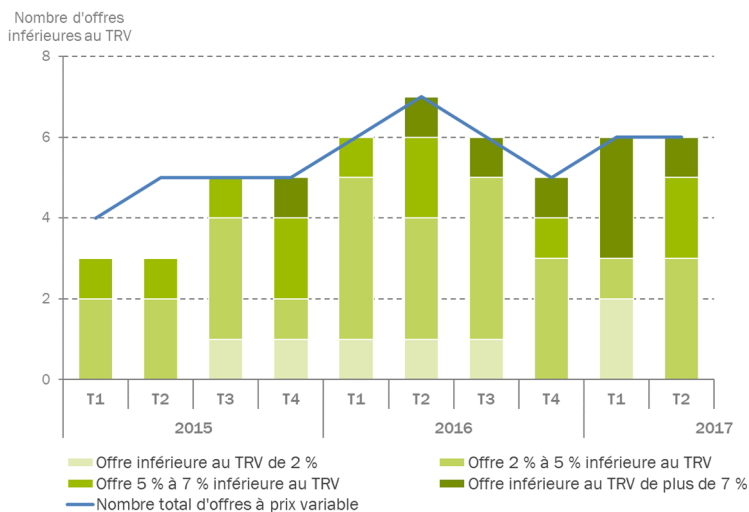
En gaz, comme illustré par la Figure 25, le nombre total d'offres à prix variable demeure faible et a peu évolué depuis 2015, passant de 4 à 6 offres en deux ans. *A contrario*, les offres à prix fixe remportent un grand succès

## SECTION 1 : LE MARCHÉ RÉSIDENTIEL

auprès des consommateurs depuis 2013 et dominant le marché, avec 20 offres au total en 2017 (+ 5 offres par rapport à 2015).

Par comparaison avec les offres en électricité, le nombre d'offres à prix variable en gaz naturel proposant des économies de plus de 5 % par rapport au TRV est cependant beaucoup plus important.

Figure 25: 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



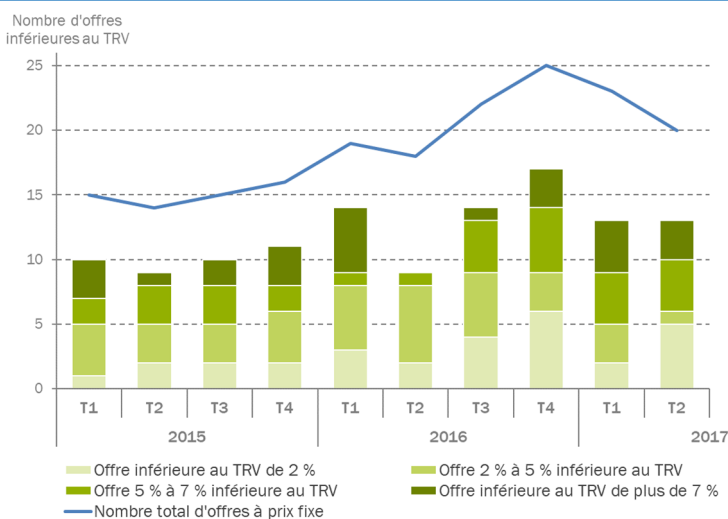
Source : energie-info.fr - Analyse : CRE

La Figure 26 fait apparaître le nombre élevé d'offres à prix fixe sur le marché résidentiel de gaz naturel. Un nombre croissant d'offres à prix fixe proposent des économies de plus de 5 %, et même au-delà de 7 %. Sur les deux premiers trimestres de 2017, les réductions maximales observées *ex ante* pouvaient atteindre 16 %.

Une certaine saisonnalité peut être observée s'agissant des économies à réaliser lors d'une souscription d'une offre à prix fixe en gaz naturel. Les tarifs réglementés de gaz étant généralement plus élevés en hiver, les économies anticipées lors de la souscription d'une offre à prix fixe l'hiver semblent plus importantes que l'été. Toutefois, le tarif réglementé est plus susceptible de baisser après l'hiver réduisant de fait les économies réalisées *in fine* (cf. paragraphe 2.1.3).

Les conclusions de la présente analyse reposent toutefois sur une analyse *ex ante* des économies escomptées. Les tarifs réglementés étant soumis à des variations mensuelles pour le gaz naturel et annuelles pour l'électricité, une analyse *a posteriori* des offres à prix fixe est détaillée dans la partie suivante.

Figure 26 : Évolution du nombre d'offres de marché à prix fixe moins chères que le tarif réglementé de vente, proposées à un client type 2 « Chauffage » situé à Paris, et évolution du nombre total des offres à prix fixe en gaz



Source : energie-info.fr - Analyse : CRE

### 2.1.3 Le bénéfice réel des offres à prix fixe est difficile à évaluer *a priori* pour le client

L'ensemble des offres à prix fixe proposées par les fournisseurs s'entendent hors taxes, le prix étant toujours soumis aux évolutions des taxes et contributions.

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

- des **offres entièrement fixes** (hors évolutions des taxes et contributions), dont le prix hors taxe du kWh et de l'abonnement sont fixes sur la durée du contrat. Quelques fournisseurs proposent ce type d'offre, notamment ENGIE, Gaz de Bordeaux et Enegem.
- des **offres dont le prix hors abonnement est fixe**. L'abonnement peut varier afin de prendre en compte les évolutions de la part fixe des tarifs d'acheminement fixés par la CRE (le TURPE en électricité et l'ATRD en gaz, qui évoluent respectivement au 1<sup>er</sup> août et au 1<sup>er</sup> juillet) ou être indexé sur l'abonnement des tarifs réglementés. La plupart des offres à prix fixe en électricité et en gaz sont de ce type.
- des offres dont **le seul prix de l'énergie est fixe**, le prix du kWh et de l'abonnement étant soumis aux évolutions des tarifs d'acheminement, voir aux évolutions du prix de la capacité en électricité. Ce type d'offre est proposé par quelques fournisseurs, notamment en électricité.

La CRE a constaté que ces informations ne figurent pas toujours dans la description des offres. Elles figurent parfois exclusivement dans les conditions générales de vente des offres et sont parfois tout simplement inexistantes. Ce manque de transparence peut créer de la confusion pour le consommateur, qui voit ses dépenses augmenter, du fait des évolutions des tarifs d'acheminement ou de son abonnement, alors qu'il pensait que son prix était fixe. Ces offres, toutes considérées comme des offres à prix fixe, sans distinction dans le discours des fournisseurs et dans les comparateurs d'offres, peuvent conduire à des écarts sur la facture du client selon le niveau du prix fixe appliqué par le fournisseur.

**La CRE demande qu'une plus grande transparence soit apportée au consommateur pour faciliter la comparaison des offres disponibles. Elle recommande à cette fin que les fournisseurs indiquent clairement dans leurs documents promotionnels et dans la fiche descriptive de leurs offres ainsi que dans les conditions générales de vente les composantes fixes et celles soumises à évolution.**

#### Comparaison *a posteriori* du tarif réglementé de vente et des offres à prix fixe

Si les offres à prix fixe apportent de la visibilité au consommateur, le bénéfice par rapport aux tarifs réglementés est difficile à évaluer *a priori*. En gaz naturel, les tarifs réglementés d'ENGIE évoluent tous les mois depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2013 en fonction des coûts d'approvisionnement d'ENGIE. Cette évolution, indexée sur différents indicateurs de marché (prix du gaz naturel sur le marché de gros, indices relatifs à un panier de produits pétroliers, taux de change euro/dollar) est difficile à appréhender pour un consommateur. En électricité, les tarifs réglementés évoluent au moins une fois par an, au 1<sup>er</sup> août, avec l'évolution du TURPE, et sont susceptibles d'être réévalués en cours d'année (en fonction de l'évolution des coûts commerciaux, des prix de marché, du prix de l'ARENH, du prix de la capacité ou une réévaluation du TURPE).

Les analyses des paragraphes précédents portant sur la comparaison des offres des fournisseurs sont fondées sur les factures annuelles estimées à un instant *t* et ne prennent pas en compte les évolutions des prix ou des taxes à venir. La comparaison avec les tarifs réglementés donne une indication sur le niveau des offres à prix fixe proposées mais ne permet pas de savoir si, *in fine*, le consommateur fera effectivement des économies.

Cette partie analyse l'intérêt pour un consommateur de souscrire une offre à prix fixe par rapport au TRV sur l'année 2016. L'analyse ne présume pas de l'intérêt, en général, des offres à prix fixe des fournisseurs. Sur une période différente, elle pourrait conduire à d'autres conclusions.

- **Sur le marché de l'électricité :**

#### Comparaison des offres à prix fixe et des tarifs réglementés

En électricité, l'analyse est fondée sur un client type « HPHC » consommant 8 500 kWh par an (cf. définition en introduction de la partie 2.1). Elle consiste à comparer le gain (ou la perte) effective d'un consommateur ayant choisi une offre de marché à prix fixe d'une durée de deux ans au début du mois de janvier 2016 par rapport à un consommateur au tarif réglementé de vente.

En électricité, les tarifs réglementés de vente pour les clients résidentiels ont légèrement baissé au 1<sup>er</sup> août 2016, de - 0,5 % en moyenne, mais l'impact sur la facture annuelle du consommateur type « HPHC » est très limité. En revanche, au 1<sup>er</sup> août 2017, ils ont augmenté de + 1,7 % en moyenne.

## SECTION 1 : LE MARCHÉ RÉSIDENTIEL

S'agissant des taxes, la CTA (Contribution Tarifaire d'Acheminement) a évolué à la suite de l'augmentation du TURPE au 1<sup>er</sup> août 2016<sup>19</sup> mais son impact sur la facture annuelle du consommateur est négligeable. Au 1<sup>er</sup> janvier 2016, la CSPE est passée de 19,5 €/MWh à 22,5 €/MWh et n'a pas évolué depuis<sup>20,21</sup>.

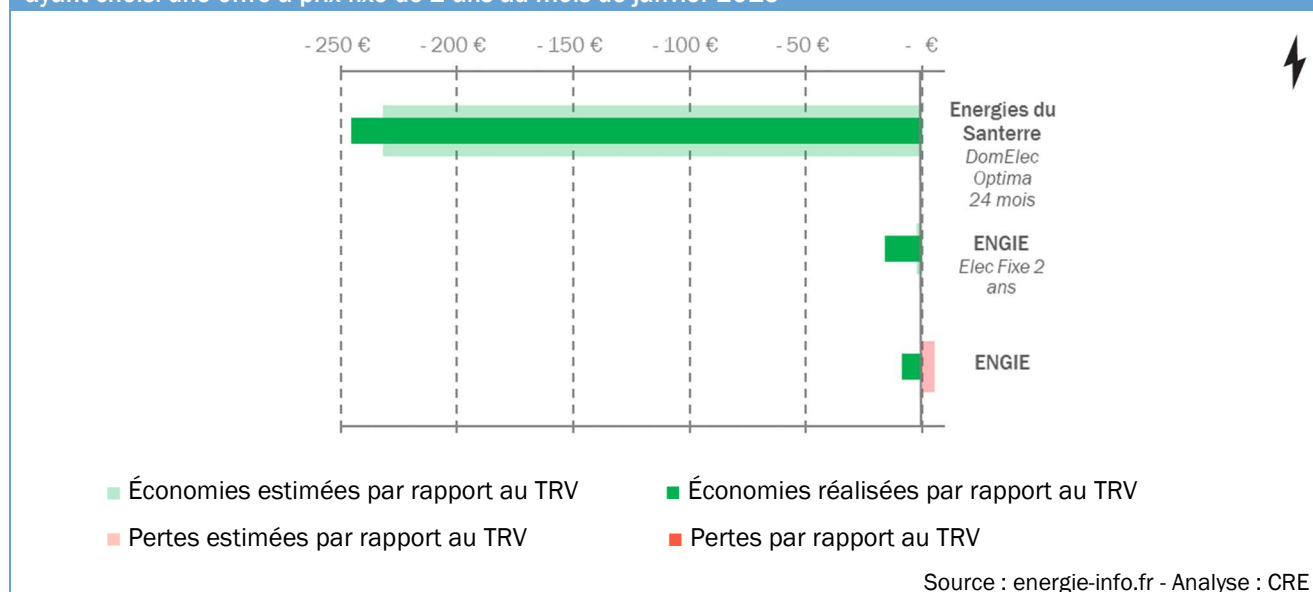
Le Tableau 1 ci-après compare les prévisions de facture pour un client type « HPHC » ayant anticipé une stabilité du tarif réglementé sur l'année 2016 et 2017 et les factures effectives d'un client ayant souscrit au tarif réglementé ou à une offre à prix fixe au 1<sup>er</sup> janvier 2016. La comparaison est réalisée sur un échantillon non exhaustif d'offres à prix fixe de deux ans proposées par les fournisseurs au début du mois de janvier 2016. L'analyse suppose que l'ensemble des offres à prix fixe sont « entièrement fixes » au sens du paragraphe 2.1.3.

**Tableau 1 : Comparaison des factures annuelles TTC estimées et effectives pour un client type « HPHC » en électricité ayant souscrit une offre à prix fixe 2 ans au mois de janvier 2016**

		TRV	Offres à prix fixe 2 ans		
		EDF	Energies du Santerre DomElec Optima 24 mois	ENGIE Elec Fixe 2 ans	ENGIE Elec Vert 2 ans
Facture annuelle (en €TTC)	Estimée	<b>1 328 €</b>	1 212 €	1 327 €	1 330 €
	Réalisée 2016	<b>1 328 €</b>	1 212 €	1 327 €	1 330 €
	Réalisée 2017	<b>1 344 €</b>	1 215 €	1 329 €	1 333 €
Ecart sur 2 ans		<b>+ 17 €</b>	+ 3 €	+ 3 €	+ 3 €
Économies ou pertes par rapport au TRV	Estimées	- €	- 232 €	- 2 €	+ 5 €
	Réalisées	- €	- 246 €	- 16 €	- 8 €

Source : energie-info.fr – Analyse : CRE

**Figure 27 : Comparaison des économies ou pertes estimées et effectives pour un client type « HPHC » en électricité ayant choisi une offre à prix fixe de 2 ans au mois de janvier 2016**



Un consommateur ayant choisi une offre à prix fixe d'un an au 1<sup>er</sup> janvier 2016 a effectivement payé le montant anticipé au moment de la souscription de son offre, du fait de l'absence d'évolution des taxes et contribution sur cette période. Les tarifs réglementés n'ayant quasiment pas varié au cours de l'année 2016, le consommateur ayant souscrit au 1<sup>er</sup> janvier 2016 une offre à prix fixe d'un an inférieure au tarif réglementé aura effectivement réalisé des économies correspondant à ses anticipations.

<sup>19</sup> La CTA s'élève à 27,04 % de la partie fixe du tarif d'acheminement appliqué par les gestionnaires des réseaux de distribution d'électricité.

<sup>20</sup> Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2016, la CSPE a fusionné avec la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE), anciennement incluse dans les TCFE, et finance une partie des charges imputables au service public de l'électricité et du gaz (financées auparavant par l'ancienne taxe CSPE). Elle conserve néanmoins le même nom.

<sup>21</sup> Pour simplifier l'analyse, nous supposons que la TCFE, fixée par chaque commune et chaque département n'a pas évolué sur cette période.

## SECTION 1 : LE MARCHÉ RÉSIDENTIEL

Le consommateur ayant souscrit en janvier 2016 une offre à prix fixe de deux ans a pu s'affranchir de l'augmentation du tarif réglementé au mois d'août 2017. Si le consommateur avait choisi une offre inférieure au TRV, les économies réalisées *in fine* ont été légèrement plus importantes que ses prévisions.

### Comparaison des différents types d'offres à prix fixe

L'étude précédente s'intéresse aux gains (ou aux pertes) réalisés par un consommateur ayant souscrit une offre à prix entièrement fixe d'une durée d'un ou deux ans en janvier 2016. L'objet de ce paragraphe est d'illustrer les variations de factures induites par la souscription des différents types d'offres à prix fixe proposés par les fournisseurs et détaillés en introduction de cette partie.

On s'intéresse ici à un client type « HPHC » ayant souscrit une offre à prix fixe d'un ou deux ans au mois de janvier 2016. Le Tableau ci-dessous illustre les écarts entre la facture estimée au moment de la souscription et la facture effectivement payée selon les 3 grandes catégories d'offres à prix fixe.

**Tableau 2 : Comparaison des écarts (en €TTC) entre la facture réelle et la facture estimée d'un client type « HPHC » en électricité ayant souscrit une offre à prix fixe en janvier 2016**

	Prix entièrement fixe	Prix du kWh HT fixe	Prix HT énergie fixe
Offre fixe 1 an	+ 0,04	+ 0,2	+ 1,7
Offre fixe 2 ans	+ 2,7	+ 12,5	+ 14,9

Analyse : CRE

Un client ayant souscrit une offre à prix entièrement fixe ne subit que les évolutions des taxes et contributions. Durant cette période, la CTA a évolué à deux reprises, au 1<sup>er</sup> août 2016 et 2017, à la suite de l'évolution du TURPE. Du fait de la stabilité de la CSPE, l'évolution des taxes et contributions a eu un effet limité sur la facture du consommateur. En revanche, au 1<sup>er</sup> août 2017, l'évolution du TURPE, qui a augmenté en moyenne de 3,9 % pour les utilisateurs raccordés en BT ≤ 36 kVA, a engendré une hausse de la part fixe de 22,4 €TTC/an pour le client type « HPHC » (ce qui correspond à une hausse de 9,3 €TTC pour une offre se terminant en décembre 2017).

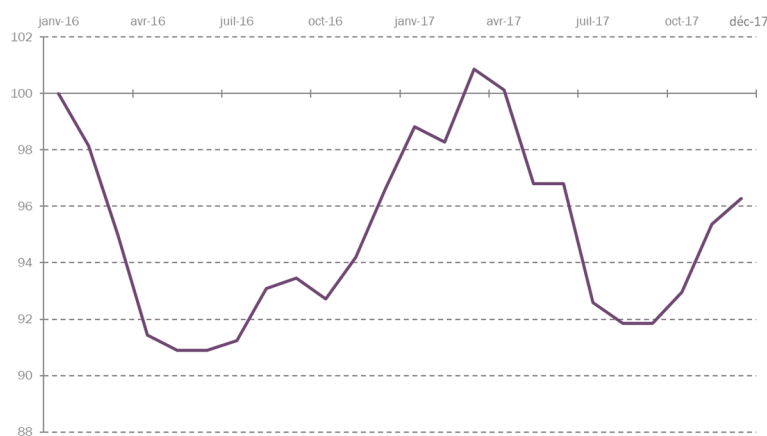
Un client ayant souscrit une offre entièrement fixe sur 2 ans a économisé 9,9 €TTC par rapport à une offre dont le prix du kWh est fixe mais pas l'abonnement et 12,3 €TTC par rapport à une offre dont seule la part énergie est fixe (soit une hausse de 1,1 % de la facture TTC). Les écarts sur la facture TTC entre les différents types d'offres à prix fixe sur les années 2016-2017, représentent environ 1 % de la facture TTC. Ainsi, il est important que le client soit correctement informé des composantes variables de son offre.

- **Sur le marché du gaz naturel :**

### Comparaison des offres à prix fixe et des tarifs réglementés

Les tarifs réglementés de gaz naturel évoluent tous les mois en fonction des coûts d'approvisionnement d'ENGIE indexés sur différents indices de marché gaziers et pétroliers (Brent, TTF, PEGN, taux de change euro/dollar). Les tarifs réglementés de vente suivent ainsi les évolutions saisonnières des marchés gaziers. La figure ci-dessous illustre l'évolution en base 100 des tarifs réglementés de vente d'ENGIE depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2016. Au cours de l'année 2016, les évolutions du tarif ont engendré une baisse cumulée de 3,4 %.

**Figure 28 : Évolution du tarif réglementé de vente de gaz moyen d'ENGIE, hors taxes et CTA, depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2016 (en €/MWh, base 100 en janvier 2016)**



Source : energie-info.fr - Analyse : CRE

## SECTION 1 : LE MARCHÉ RÉSIDENTIEL

L'intérêt d'une offre à prix fixe peut varier fortement en fonction du niveau du TRV au moment de sa souscription. Un consommateur qui choisit une offre à prix fixe moins chère que le TRV durant l'été, moment où le TRV est généralement bas, aura de fortes chances de réaliser des économies. L'intérêt de souscrire une offre à prix fixe en période hivernale, lorsque les prix sur les marchés gaziers, et donc le niveau du TRV, sont en hausse est plus difficile à anticiper.

L'analyse suivante<sup>22</sup> compare, *a posteriori*, la facture annuelle d'un consommateur ayant souscrit une offre à prix fixe d'une durée d'un an et celle d'un consommateur au tarif réglementé de vente durant cette période. Elle porte sur deux périodes distinctes, selon que la souscription a eu lieu au début du mois de janvier ou du mois de juin 2016. L'analyse suppose que l'ensemble des offres à prix fixe proposées par les fournisseurs sont des offres entièrement fixes (abonnement et prix du kWh HT).

L'analyse est fondée sur le client type « Chauffage » en gaz (cf. définition en introduction de la partie 2.1). Les tableaux suivants présentent les factures effectives, calculées en tenant compte des prix mensuels des tarifs réglementés de vente d'ENGIE sur cette période, ainsi que la facture annuelle telle qu'elle avait pu être estimée en janvier et juin 2016 par un consommateur, c'est-à-dire avec le prix du mois de janvier ou de juin 2016 utilisé pour valoriser la totalité de la consommation de l'année. Les consommations mensuelles du client type ont été estimées à partir d'un profil de consommation. La comparaison est réalisée sur un échantillon non exhaustif d'offres à prix fixe d'un an proposées par les fournisseurs au début du mois de janvier 2016 (Tableau 3) et au mois de juin 2016 (Tableau 4).

**Tableau 3 : Comparaison des factures annuelles TTC estimées et effectives pour un client type « Chauffage » en gaz naturel, au mois de janvier 2016**

		TRV	Offres à prix fixe 1 an			
		ENGIE	ENGIE Gaz Fixe 1 an	ENGIE Gaz Vert 1 an	Antargaz Le Pack Antargaz fixe 1 an	Lampiris Offre Gaz naturel fixe
Facture annuelle (en €TTC)	Estimée	<b>1 124 €</b>	1 075 €	1 113 €	1 108 €	1 006 €
	Réalisée	<b>1 079 €</b>	1 075 €	1 113 €	1 108 €	1 006 €
	Écart	<b>- 45 €</b>	- €	- €	- €	- €
Économies ou pertes par rapport au TRV	Estimées	- €	- 49 €	- 11 €	- 16 €	- 118 €
	Réalisées	- €	- 4 €	+ 34 €	+ 29 €	- 73 €

Source : energie-info.fr – Analyse : CRE

**Tableau 4 : Comparaison des factures annuelles TTC estimées et effectives pour un client type « Chauffage » en gaz naturel, au mois de juin 2016**

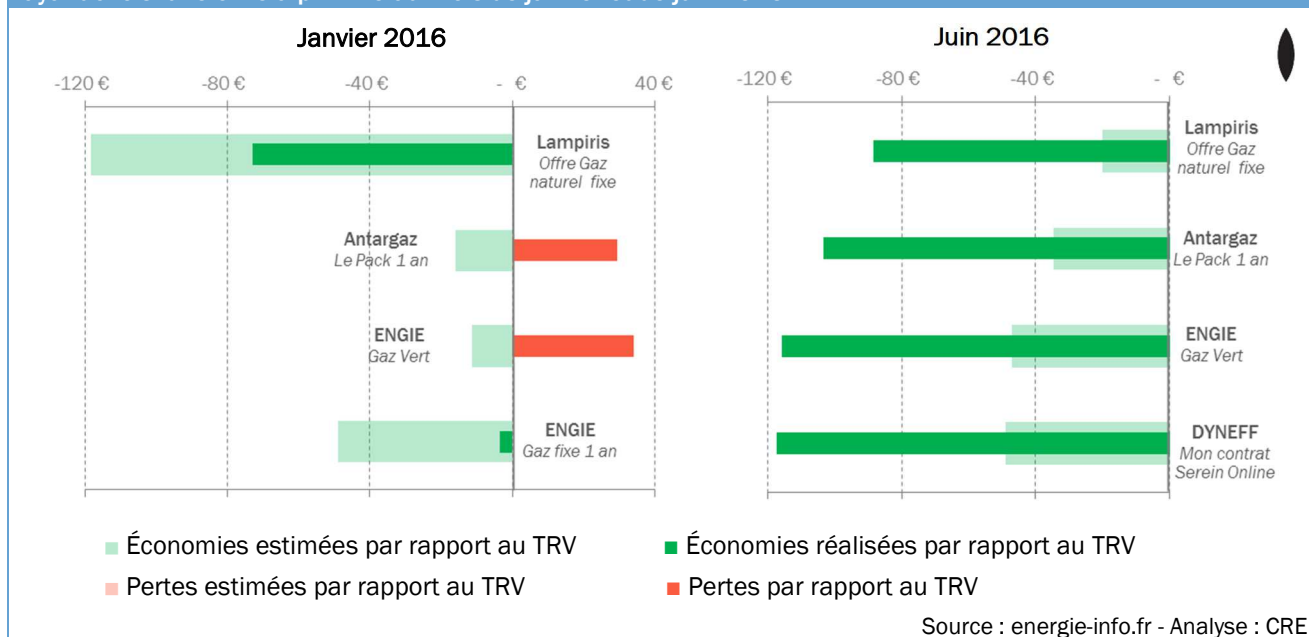
		TRV	Offres à prix fixe 1 an			
		ENGIE	Dyneff Mon contrat serein Online	ENGIE Gaz Vert 1 an	Antargaz Le Pack Antargaz fixe 1 an	Lampiris Offre Gaz naturel fixe
Facture annuelle (en €TTC)	Estimée	<b>1 024 €</b>	975 €	977 €	989 €	1 004 €
	Réalisée	<b>1 110 €</b>	993 €	995 €	1 007 €	1 022 €
	Écart	<b>+ 86 €</b>	+ 18 €	+ 18 €	+ 18 €	+ 18 €
Économies ou pertes par rapport au TRV	Estimées	- €	- 49 €	- 47 €	- 35 €	- 20 €
	Réalisées	- €	- 117 €	- 116 €	- 103 €	- 88 €

Source : energie-info.fr – Analyse : CRE

<sup>22</sup> L'analyse ne présume pas de l'intérêt, en général, des offres à prix fixe des fournisseurs. Sur une année ou période différente, elle pourrait conduire à d'autres conclusions.

## SECTION 1 : LE MARCHÉ RÉSIDENTIEL

Figure 29 : Comparaison des économies ou pertes estimées et effectives pour un client type « Chauffage » en gaz ayant choisi une offre à prix fixe au mois de janvier et de juin 2016



Entre le 1<sup>er</sup> janvier et le 31 décembre 2016, le niveau des taxes et contributions de gaz n'a pas évolué<sup>23</sup>. Ainsi, la facture annuelle effective d'un client ayant souscrit une offre à prix fixe pour une durée d'un an au 1<sup>er</sup> janvier 2016 correspond à la facture estimée au mois de janvier 2016. Au 1<sup>er</sup> janvier 2017, la TICGN est passée de 4,34 €/MWh à 5,88 €/MWh, ce qui a engendré une hausse notable sur la facture annuelle des consommateurs (31,4 €TTC sur la facture annuelle 2017 du consommateur type « Chauffage », soit une hausse de 2,8 % de la facture annuelle). La hausse de la TICGN sur les 6 derniers mois du contrat souscrit en juin 2016, conduit à un surcoût de 18 €TTC sur la facture annuelle par rapport à l'estimation réalisée au mois de juin 2016.

La facture payée *in fine* par le client type « Chauffage » au tarif réglementé sur l'année 2016 a été sensiblement inférieure à l'estimation faite au mois de janvier (- 45 €TTC sur la facture annuelle). L'économie réalisée par un client ayant souscrit une offre à prix fixe a donc été *in fine* moins importante que prévue. Le consommateur qui, craignant une hausse des tarifs, a souscrit une offre à prix fixe plus chère ou au même niveau que le tarif réglementé au mois de janvier 2016, a finalement réalisé une perte. Seules les offres à prix fixe proposant une facture annuelle nettement inférieure au tarif réglementé au mois de janvier 2016 ont effectivement conduit à des économies.

*A contrario*, du fait de la nette augmentation des TRV à partir du mois de juillet 2016, un consommateur ayant souscrit au TRV au mois de juin 2016 a payé *in fine* plus qu'estimé au moment de sa souscription (86 €TTC de plus sur la facture annuelle). L'économie réalisée par un client ayant souscrit une offre à prix fixe a donc été plus importante que prévue.

### Comparaison des différents types d'offres à prix fixe

L'étude précédente s'intéresse aux gains et aux pertes réalisées par un consommateur ayant souscrit une offre à prix entièrement fixe sur deux périodes distinctes en gaz. L'objet de ce paragraphe est d'illustrer les variations de factures induites par la souscription des différents types d'offres à prix fixe proposées par les fournisseurs et détaillées en introduction de cette partie.

On s'intéresse ici à un client type « Chauffage » ayant souscrit une offre à prix fixe d'un an ou de deux ans au mois de janvier 2016. Le Tableau ci-dessous illustre les écarts entre la facture estimée au moment de la souscription et la facture effectivement payée selon les 3 grandes catégories d'offres à prix fixe.

Tableau 5 : Comparaison des écarts (en €TTC) entre la facture réelle et la facture estimée d'un client type « Chauffage » gaz ayant souscrit une offre à prix fixe en janvier 2016

	Prix entièrement fixe	Prix du kWh HT fixe	Prix HT énergie fixe
Offre fixe 1 an	-	+ 1,1	+ 3,7
Offre fixe 2 ans	(hors TICGN)	+ 1,8	+ 6,6
	(avec TICGN)	+ 31,4	+ 38,1

Analyse : CRE

<sup>23</sup> Nous faisons ici l'hypothèse que la CTA des fournisseurs alternatifs n'a pas évolué au cours de cette période

## SECTION 1 : LE MARCHÉ RÉSIDENTIEL

Chaque année, l'ATRD évolue au 1<sup>er</sup> juillet. En juillet 2016, l'ATRD5 est entré en vigueur, engendrant une hausse de 2,76 % du tarif. En juillet 2017 en revanche, la grille tarifaire de GRDF a diminué de 2,05 %.

Un client ayant souscrit une offre entièrement fixe sur 2 ans a économisé 6,6 €TTC par rapport à une offre dont seule la part énergie est fixe et 1,8 €TTC par rapport à une offre dont le prix du kWh est fixe mais pas l'abonnement. L'impact de la typologie de l'offre à prix fixe a eu un effet limité sur les factures en 2016 et 2017 du fait des évolutions contraires de l'ATRD en 2016 et 2017. L'évolution des taxes et contributions a engendré une hausse bien plus importante des factures.

### 2.2 Offres innovantes et émergence de nouveaux fournisseurs

#### 2.2.1 De nombreuses innovations voient le jour sur le marché résidentiel

Les directives européennes relatives à l'ouverture des marchés de l'énergie<sup>24</sup> rappellent la finalité de l'instauration d'un marché intérieur du gaz et de l'électricité : « *Le marché intérieur du gaz naturel [...] a pour finalité [...] de créer de nouvelles perspectives d'activités économiques et d'intensifier les échanges transfrontaliers, de manière à réaliser des progrès en matière d'efficacité, de compétitivité des prix et de niveau de service* ». Les progrès en termes d'efficacité et de compétitivité devraient notamment être obtenus par la pression concurrentielle exercée sur tous les acteurs, qui favoriserait un certain nombre d'initiatives innovantes : « *la politique de concurrence stimule l'innovation*<sup>25</sup> ». L'ouverture progressive des marchés de détail de l'énergie pour les clients résidentiels s'accompagnerait, en conséquence, d'innovations développées par les fournisseurs.

Un bilan qualitatif des innovations observées sur le marché de détail est proposé en s'appuyant sur le Manuel d'Oslo<sup>26</sup> élaboré sous l'égide conjointe de l'OCDE et de la Commission européenne. L'innovation est définie dans le manuel comme la mise en œuvre d'un produit (bien ou service) ou d'un procédé nouveau ou sensiblement amélioré, d'une nouvelle méthode de commercialisation ou d'une nouvelle méthode organisationnelle dans les pratiques de l'entreprise, l'organisation du lieu de travail ou les relations extérieures. On distingue quatre catégories d'innovations : les innovations de produit, les innovations de procédé, les innovations de commercialisation et les innovations d'organisation. Une analyse non exhaustive des principales innovations est décomposée sur chacun des trois premiers axes.

#### Innovation de produit

*Une 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.*

##### Offre verte

Innovation de produit dorénavant largement répandue auprès des fournisseurs d'électricité, et dans une moindre mesure des fournisseurs de gaz, l'offre verte consiste en une fourniture d'énergie certifiée renouvelable par des garanties d'origine<sup>27</sup>. Ce type d'offre est décrit plus amplement dans le paragraphe 2.3.1.

##### Offres liées à des garanties d'origine renouvelables locales et des sites de production identifiés

Apparues au cours de l'année 2016, et principalement portées par Ilek et Ekwateur, ces offres « vertes » garantissent, en plus de l'origine renouvelable de l'énergie, l'identification exacte du site ayant émis les garanties d'origine utilisées. La traçabilité de l'énergie fournie est rendue possible par les dispositions de l'article R. 314-60 du code de l'énergie précisant qu'une garantie d'origine doit comporter « *Le nom et la localisation de l'installation de production d'électricité* ». Le fournisseur peut aussi s'engager, le cas échéant, à effectivement acheter l'énergie aux producteurs en plus de la garantie d'origine. Ces engagements d'approvisionnement direct auprès de producteurs locaux renvoient au modèle qu'entretient Enercoop depuis plusieurs années.

Le consommateur est ainsi en mesure de choisir une offre de fourniture différenciée en fonction du site de production. Ilek, par exemple, propose aux consommateurs de choisir entre une dizaine d'offres de fourniture associées chacune à une centrale de production d'énergie verte (éolienne ou hydraulique) offrant une grille tarifaire différente. Ekwateur offre la possibilité à ses clients de choisir la provenance des garanties d'origine de leur offre verte parmi une sélection de centrales hydrauliques identifiées par le fournisseur. Dans le cas d'Ekwateur, la grille tarifaire n'est pas modifiée en fonction du choix du consommateur.

Pour un nombre restreint de clients, ENGIE a proposé mi-2017 l'offre « Mon Elec ». Cette offre consiste à couvrir l'ensemble de la consommation d'un client par des garanties d'origine associées à un site de production d'énergie renouvelable au choix du client (1 en Belgique et 2 en France).

<sup>24</sup> Directives 2009/72/CE et 2009/73/CE du 13 juillet 2009

<sup>25</sup> RAPPORT DE LA COMMISSION AU PARLEMENT EUROPÉEN, AU CONSEIL, AU COMITÉ ÉCONOMIQUE ET SOCIAL EUROPÉEN ET AU COMITÉ DES RÉGIONS Rapport sur la politique de concurrence 2015

<sup>26</sup> Principes directeurs pour le recueil et l'interprétation des données sur l'innovation, 3e édition

<sup>27</sup> Le système de garanties d'origine permet de labelliser la production d'électricité afin de montrer au client final qu'une part ou une quantité déterminée d'électricité est d'origine renouvelable ou produite par cogénération.



## SECTION 1 : LE MARCHÉ RÉSIDENTIEL

### Offre d'autoconsommation

L'offre d'autoconsommation associe un service de fourniture et de production d'électricité. Les fournisseurs proposent des offres d'autoconsommation (par exemple l'offre « Mon soleil & Moi » d'EDF, l'offre « My Power » d'ENGIE ou l'offre autoconsommation d'Ilek) mais celles-ci portent davantage sur l'investissement en moyen de production photovoltaïque et de stockage que sur la fourniture. Les fournisseurs proposent en effet des offres standards en complément de l'électricité produite et orientent le plus souvent ces autoconsommateurs vers des offres vertes afin de bénéficier d'une électricité 100 % issue de sources renouvelables.

Le développement de ces offres est amené à se poursuivre dans le cadre de l'application de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) dont l'article 2 dispose que « *Les politiques publiques [...] soutiennent l'autoconsommation d'électricité* »<sup>28</sup>.

### Innovation de procédé

*Une 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.*

#### Les offres 100 % online

Les offres 100 % online reposent sur une relation clientèle entièrement numérisée. Tous les échanges entre le client et le fournisseur transitent par une plateforme web, aussi bien lors de l'établissement de l'offre que lors des échanges ultérieurs qui pourraient avoir lieu, avec notamment la possibilité d'utiliser une messagerie électronique. Ce procédé de gestion clientèle autorise, selon les fournisseurs, d'importants gains d'efficacité impliquant des offres de fourniture moins coûteuses. Une analyse plus détaillée est menée dans le paragraphe 2.2.2.

#### Suivi de la consommation et emploi de l'IoT (Internet of Thing)

De nombreux fournisseurs permettent à leur client de piloter étroitement leur budget grâce à des outils de suivi de consommation et d'historisation des données. Ces outils permettraient une optimisation de la consommation et l'identification de postes énergivores grâce à des applications logicielles. Les offres innovantes des fournisseurs s'appuient sur le développement d'applications smartphone et l'utilisation d'objets connectés tel que des thermostats. Par exemple, Budget Telecom propose une offre de fourniture d'électricité, Mint Énergie, lancée en avril 2017, et structurée autour de l'IoT. Mint Énergie fournit une solution clé en main à tous les particuliers qui souhaitent pouvoir mesurer leur consommation en temps réel. L'option « Ma conso en direct », permet de suivre la consommation d'électricité grâce à une application smartphone disponible à la fois sous iOS et Android. Le fournisseur fait parvenir aux clients ayant souscrit l'option une box Wi-Fi, reliée au compteur électrique puis connectée au réseau Internet de la maison. Une offre similaire en gaz impliquant une station connectée est proposée par Sowe. Ces nouvelles offres, bien que pouvant être identifiées comme des innovations produits, modifient en profondeur la relation fournisseur-client et les technologies impliquées dans le procédé de fourniture d'énergie.

### Innovations de commercialisation

*Une 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.*

#### Les achats groupés

Depuis 2013, l'association UFC-Que Choisir organise des appels d'offres auprès de l'ensemble des fournisseurs nationaux de gaz naturel dans l'objectif de proposer une offre compétitive à tous les consommateurs intéressés. Selon l'association, la première campagne avait permis à 71 000 clients de faire une économie de 15,5 % par rapport au prix proportionnel du tarif réglementé de vente de gaz de novembre 2013. Outre la baisse des prix de l'énergie, les clients ont également pu profiter de conditions contractuelles plus protectrices que celles habituellement proposées dans les contrats de fourniture d'énergie. L'UFC-Que Choisir propose dorénavant ces offres via la plateforme « énergie moins chère ensemble ». En 2016, un nouvel appel d'offres portant sur les deux énergies a vu Lampiris emporter les lots « Électricité » et « Gaz » pour un rassemblement initial de plus de 270 000 consommateurs. Le lot « Électricité » proposait jusqu'à 23 % d'économie par rapport au prix du kWh (HT) du tarif réglementé d'électricité. Pour un client au TRV d'électricité consommant 3 200 kWh (de puissance souscrite 6 kVA), l'économie annuelle s'élevait à 67 euros HT. Pour un ménage chauffé à l'électricité (consommation 7 600 kWh, puissance souscrite 9 kVA), l'économie annuelle (HT) s'élevait à 156 euros. Concernant le lot « Gaz », 17 % d'économies par rapport au prix du kWh (HT) du tarif réglementé de septembre 2016 pouvaient être réalisées. Concrètement, pour un client au TRV gaz consommant 20 000 kWh en zone de prix 1, l'économie annuelle (HT) s'élevait à 118 euros.

En 2017, Selectra, en partenariat avec SeLogger.com, a rassemblé 13 000 inscrits autour d'une offre Électricité et Gaz. L'UFC-Que Choisir continue aussi, par l'intermédiaire de sa plateforme, de proposer des lots Électricité + gaz avec un nouveau lot de type « électricité - soutien aux petits producteurs renouvelable ». La campagne 2017 de l'UFC-Que Choisir, clôturée en décembre, a vu s'inscrire 220 000 consommateurs pour des offres lauréates à prix

<sup>28</sup> LOI n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte

## SECTION 1 : LE MARCHÉ RÉSIDENTIEL

fixe de 2 ans d'Happ'e (ENGIE) en électricité et d'Eni en gaz naturel. L'association annonce, en électricité, une réduction de 9 % sur le prix du kWh (HT) et de l'abonnement (HT) du tarif réglementé en vigueur au 1<sup>er</sup> septembre 2017 et une réduction de 9% sur le prix du kWh (HT) du tarif réglementé de septembre 2017 en gaz naturel.

### Les offres communales

Certaines communes, par l'intermédiaires de courtiers en énergie, ont organisé des achats groupés destinés exclusivement à leurs habitants. Le principal courtier ayant proposé ce type d'offre aux communes est « placedesenergies.com », lequel avait en 2015 organisé un des premiers appels d'offres de ce type avec la commune de Petite-Forêt dans le département du Nord. Cet appel d'offres avait vu Direct Energie l'emporter sur ses concurrents en proposant une remise de 5 % sur ses offres « Directe » et « Online ». Le courtier annonce une dizaine de partenariats avec des communes françaises.

### Les partenariats

De très nombreux partenariats sont observés entre les fournisseurs et des entreprises ayant une activité connexe avec la consommation d'énergie. Ces partenariats s'accompagnent ou non d'avantages financiers pour les clients de l'entreprise partenaire. Divers partenariats notables peuvent être cités : le partenariat entre ENGIE et Darty, les conseillers de Darty proposent les offres AJUST 3 ANS, Electricité, Gaz Naturel ou Duo d'ENGIE ; le partenariat entre Foncia et Direct Energie, les clients Foncia et Direct Energie disposent d'une remise de 7 % sur le prix proportionnel de l'offre classique de Direct Energie.

L'apparition récente de plateformes web proposant des services clé en main de souscription d'abonnements relatifs à l'habitat (abonnement internet, téléphonique, assurance, électricité + gaz) a été suivie par les fournisseurs d'électricité et de gaz. Parmi ces plateformes, Souscritoo (devenu Papernest) a établi des partenariats avec ENGIE, Direct Energie et ENI et Izigloo exclusivement avec Direct Energie.

Des partenariats peuvent aussi être établis avec des entreprises possédant une activité éloignée de la fourniture d'énergie, notamment dans le cas des déménagements. Lors de son opération « Mon Déménagement », EDF a noué des accords avec des entreprises de mobilier, de nettoyage, de location de véhicule et de stockage pour accompagner les clients ayant choisi de souscrire une offre EDF dans le cadre d'un déménagement.

### Les comparateurs d'offres

A l'instar du comparateur d'offres du MNE, de nombreux sites privés proposent dorénavant des comparateurs d'offres de fourniture d'énergie en ligne : Selectra, Hello Watt, UFC-Que Choisir, Kelwatt, jechange... Ces comparateurs, qui ne sont pas nécessairement exhaustifs ou contrôlés, peuvent présenter des services complémentaires aux clients, tels que l'aide à la résiliation ou l'accès à un conseil personnalisé. Divers sites de comparaison mettent en avant des offres ou promotions négociées directement avec le fournisseur.

### Tarif innovant

La grande majorité des offres de fourniture sur le marché résidentiel sont à prix fixe (révisable ou non à la baisse) ou à prix variable (en général indexé sur les tarifs réglementés de vente) pour toute la durée du contrat. Des offres permettant de basculer d'un prix variable à un prix fixe sans changer de contrat sont apparues pour les particuliers.

L'innovation portant sur les grilles tarifaires peut aussi être induite par la structure de ces dernières. L'offre Elec Car d'ENGIE illustre cette innovation, avec une différence de 50 % entre le prix du kWh des heures creuses et des heures pleines, différence censée être profitable aux consommateurs intensifs d'électricité en heures creuses tels que les propriétaires de voitures électriques. Les compteurs communiquant, Linky et Gazpar, devraient permettre l'émergence de nombreuses offres innovantes portant sur les structures tarifaires (cf. paragraphe 2.3.3).

### Responsabilisation du consommateur et remise

Les fournisseurs offrent désormais la possibilité aux consommateurs de réduire leur facture d'énergie en contrepartie d'une baisse de leur consommation ou d'une participation active du client à son service de fourniture. C'est le cas de Plüm Energie, qui estime, dans un premier temps, la consommation de ses clients en fonction de leurs caractéristiques. Lorsque la consommation effective des clients est plus faible que l'estimation, le client est naturellement facturé sur la base de sa consommation effective et, en complément, la différence entre la consommation effective et la consommation estimée est créditée dans une cagnotte. Le montant ainsi accumulé peut être utilisé en réduction de futures factures.

Dans un registre similaire, Planète Oui, à travers ses services « collaboratifs » Electréconso et Electrécolo, octroie jusqu'à 20 % de réduction sur la part abonnement de ses offres sous certaines conditions : 10 % en réalisant son auto-relève des index et 10 % supplémentaires dans le cas où la consommation mensuelle du client ne dépasse pas un certain seuil établi par le fournisseur.

### Solar coin

Le SolarCoin est une monnaie numérique basée sur l'électricité de source solaire. Elle est régie par la Fondation SolarCoin et a été développée sur la base de la technologie blockchain pour générer une monnaie complémentaire

## SECTION 1 : LE MARCHÉ RÉSIDENTIEL

pour les producteurs d'électricité solaire. Les propriétaires d'installations solaires enregistrées dans le réseau SolarCoin reçoivent un SolarCoin pour chaque mégawattheure (MWh) d'électricité solaire produite. Depuis début 2017, Ekwateur permet à tous ses clients de régler leurs consommations d'énergie en SolarCoins.

### 2.2.2 Les « offres online » se révèlent plus compétitives que les offres classiques

Le rapport intitulé « *Guide pour les régulateurs nationaux de l'énergie – Comment évaluer le fonctionnement du marché de détail* »<sup>29</sup> du Conseil Européen des Régulateurs de l'Energie (CEER), publié en janvier 2017, propose une série d'indicateurs permettant d'aider les régulateurs dans le processus d'évaluation de la performance de leurs marchés de détail nationaux. Parmi les 25 indicateurs proposés figure un indicateur sur l'existence et la disponibilité des offres en ligne, plus connues sous le nom d'« offres online ». L'objectif de cet indicateur est de suivre le développement de l'innovation sur les marchés de détail. En effet, selon le CEER, l'existence de différents canaux de souscription et, plus largement, la possibilité pour un client d'interagir avec son fournisseur dans les processus contractuels clés (comparaison de différentes offres, contractualisation, réception d'une facture en ligne, ainsi que le service client en ligne) peut être considéré comme un signe d'innovation et de progrès sur le marché de détail de l'énergie.

En France, plusieurs fournisseurs proposent aujourd'hui des « offres online ».

Le terme « offre 100 % online » désigne ici toute 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. De cette manière, les coûts commerciaux supportés par le fournisseur se trouvent réduits, ce que le fournisseur peut répercuter en proposant des offres plus compétitives.

Au 30 juin 2017, selon le comparateur d'offres [www.energie-info.fr](http://www.energie-info.fr), 3 fournisseurs proposaient des offres « 100% online » en électricité : Direct Energie avec son « Offre Online Electricité », ENGIE avec l'offre « Happ-e » et ENI avec l'offre « Webeo 2 ans Electricité ». Deux fournisseurs proposent des offres « 100 % online » en gaz : Direct Energie avec son « Offre Online Gaz » et ENI avec l'offre « Webeo 2 ans Gaz ».

#### Les « offres online » de Direct Energie en électricité et en gaz

L'offre « Online Electricité » de Direct Energie est une offre de marché à prix variable proposant une part d'électricité verte de 15 %. Cette offre est valable uniquement sur le réseau géré par Enedis, et pour les nouveaux clients souscrivant en ligne (offre non disponible par téléphone).

L'offre Online dispose d'un service client en ligne dédié et séparé du service client à destination des autres offres de Direct Energie. L'espace client en ligne propose les services suivants : consultation de relevés, consultation de facture, changement d'offre, modification des coordonnées bancaires, facture en ligne et bilan consommation par email.

En électricité, pour un client type « Base », le coût annuel total estimé, hors promotion, de l'offre Online est de 419 euros TTC, soit 6 % moins chère que l'offre au tarif réglementé de vente d'EDF. En gaz naturel, pour un client type « Chauffage », le coût annuel estimé total, hors promotion, est de 1 002 € TTC, soit 10 % moins chère que l'offre au tarif réglementé de vente d'ENGIE.

Les tableaux suivants comparent l'« Offre Online » en électricité et en gaz avec l'« Offre Classique » de Direct Energie, toutes deux des offres indexées d'une durée d'un an, afin d'évaluer les économies engendrées par l'offre online.

Tableau 6 : Comparaison entre la grille tarifaire de l'offre « Online électricité » et de l'offre « Classique » de Direct Energie pour un client type « Base » au 30 juin 2017

Fournisseur	Offre	Prix de l'abonnement TTC	Prix du kWh TTC	Prix total TTC
Direct Energie	Offre Online Electricité	96 €	0,1342 €	419 €
Direct Energie	Offre Classique	96 €	0,1395 €	431 €

-3 %

<sup>29</sup> [http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/EER\\_PUBLICATIONS/CEER\\_PAPERS/Customers/Tab4/C16-SC-52-03\\_Handbook%20final\\_as%20of%2014%20feb.pdf](http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Customers/Tab4/C16-SC-52-03_Handbook%20final_as%20of%2014%20feb.pdf)

## SECTION 1 : LE MARCHÉ RÉSIDENTIEL

Tableau 7 : Comparaison entre la grille tarifaire de l'offre « Online gaz » et de l'offre « Classique » de Direct Energie pour un client type « Chauffage » au 30 juin 2017

Fournisseur	Offre	Prix de l'abonnement TTC	Prix du KWh TTC	Prix total TTC
Direct Energie	Offre Online Gaz	231 €	0,0453 €	1002 €
Direct Energie	Offre Classique	231 €	0,0475 €	1038 €

-3 %

### L'offre « Happ-e » d'ENGIE en électricité

« Happ-e » est une offre de marché d'électricité d'ENGIE dont le prix est indexé sur le tarif réglementé de vente, incluant 14 % d'électricité verte. Cette offre s'articule autour d'un site internet dédié et distinct de celui d'ENGIE.

Bien que considérée comme une « offre online », elle dispose d'un service client téléphonique, quoique différent de celui d'ENGIE. L'offre se décrit comme 100 % en ligne et disponible 24h/24h et 7j/7j. Les services liés à l'offre « Happ-e » sont minimaux : espace client en ligne permettant de consulter la facture et de disposer d'un historique des consommations. En électricité, pour un client type Base, le coût annuel estimé total, hors promotion, de l'offre « Happ-e » est de 424 euros TTC, soit 5 % moins chère que l'offre au tarif réglementé de vente d'EDF.

### Les offres « Webeo 2 ans » d'ENI en électricité et en gaz

L'offre « Webeo 2 ans » d'ENI est une offre de marché à prix fixe d'une durée de 2 ans. Elle se décrit elle-même comme une offre 100 % web pour les consommateurs préférant communiquer avec leur service client par e-mail plutôt que par téléphone, et ainsi ne pas payer des services non utilisés. Néanmoins, le service client est identique à celui des autres offres d'ENI.

Toute la gestion courante comme la consultation de relevés, consultation de facture (facture électronique), modification des coordonnées (téléphone, mail), auto-relève, détail de l'historique de consommation est réalisée depuis l'espace client en ligne disponible 7j/7, 24h/24. En électricité, pour un client type Base, le coût annuel estimé total, hors promotion, de l'offre « Webeo 2 ans » est de 424 euros TTC, soit 5 % moins chère que l'offre au tarif réglementé de vente d'EDF. En gaz naturel, pour un client type « Chauffage », le coût annuel estimé total, hors promotion, est de 1 048 € TTC, soit 6 % moins chère que l'offre au tarif réglementé de vente d'ENGIE.

Les tableaux suivants comparent l'offre « Webeo » en électricité et en gaz avec l'offre « Astucio Eco 3 ans » (offre à prix fixe en électricité et en gaz) d'ENI afin d'évaluer les économies engendrées par l'offre online.

Tableau 8 : Comparaison entre la grille tarifaire de l'offre Webeo en électricité et de l'offre Astucio Eco 3 ans d'ENI pour un client type « Base » au 30 juin 2017

Fournisseur	Offre	Prix de l'abonnement TTC	Prix du KWh TTC	Prix total TTC
ENI	Webeo Electricité 2 ans	96 €	0,1364 €	424 €
ENI	Astucio 3 ans	96 €	0,1417 €	437 €

-3 %

Tableau 9 : Comparaison entre la grille tarifaire de l'offre Webeo en gaz et de l'offre Astucio Eco 3 ans d'ENI pour un client type « Chauffage » au 30 juin 2017

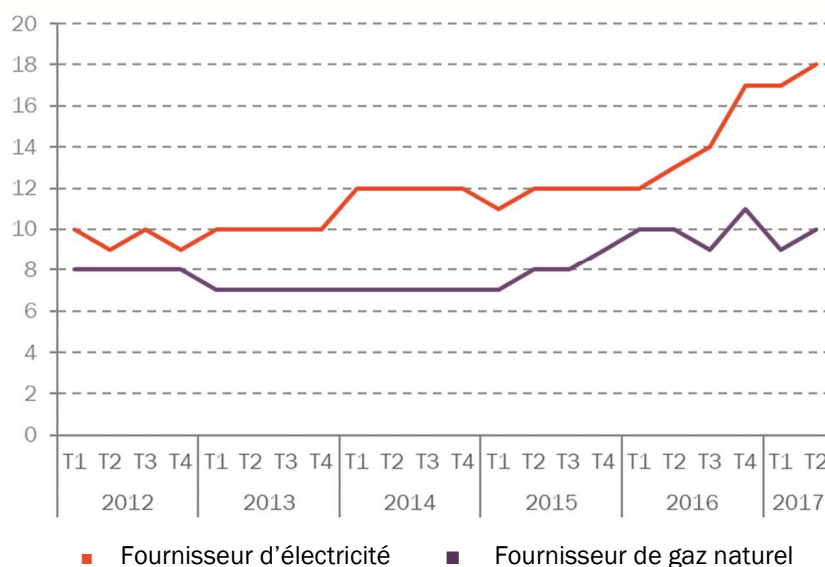
Fournisseur	Offre	Prix de l'abonnement TTC	Prix du KWh TTC	Prix total TTC
ENI	Webeo Gaz 2 ans	244 €	0,0473 €	1048 €
ENI	Astucio Eco 3 ans	244 €	0,0505 €	1102 €

-5 %

### 2.2.3 L'arrivée de nouveaux acteurs issus de marchés différents stimule l'innovation

L'émergence de nouveaux fournisseurs est un des facteurs pouvant expliquer le développement du volume d'offres sur le marché résidentiel et de l'innovation associée. Comme l'illustre la figure suivante, la CRE observe une augmentation nette du nombre de fournisseurs nationaux d'énergie depuis 2 ans. L'inflexion est particulièrement visible en électricité.

Figure 30 : Evolution du nombre de fournisseurs nationaux actifs d'électricité et de gaz naturel pour les sites résidentiels enregistrés sur le site énergie-info



Source : energie-info.fr - Analyse : CRE

Parmi les 23 fournisseurs nationaux répertoriés par energie-info.fr en juillet 2017, un tiers n'existait pas en 2015 : Energie d'ici, Energies du Santerre, Ekwateur, Plüm Energie, Mint Energie, Ilek, Greenyellow et Sowee. L'origine de ces fournisseurs est variée :

- Energies du Santerre est issu d'une ELD,
- Sowee est une filiale à 100 % d'EDF,
- Ekwateur, Ilek et Plüm Energies sont des start-up françaises et ont pu se développer en partie grâce au financement participatif,
- Mint Energie a été lancé par l'opérateur téléphonique Budget Telecom,
- Greenyellow est une filiale du groupe Casino auparavant spécialisée dans l'efficacité énergétique et la production d'énergie renouvelable.
- Energie d'ici est une marque de l'Union des Producteurs Locaux d'Electricité qui regroupe des producteurs d'énergie hydraulique.

Elle démontre l'appétence de nouveaux acteurs issus de marchés différents pour investir dans la fourniture d'énergie aux clients particuliers.

## 2.3 Influence de la transition énergétique sur le développement de nouvelles offres

### 2.3.1 En 2016, les offres vertes se sont multipliées sur le marché de détail de l'électricité, dans un contexte de refonte du cadre juridique des garanties d'origine

Dans cette partie, nous désignerons par offre verte toute offre pour laquelle la totalité de l'électricité fournie est certifiée par des garanties d'origine. Une garantie d'origine (« GO ») est un document électronique attestant au consommateur final que tout ou partie de son électricité est d'origine renouvelable ou produite par cogénération. Délivrées aux producteurs proportionnellement à la quantité d'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables et de cogénération, 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.

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2012 et en application des dispositions de l'article L. 314-16 du code de l'énergie, seules les garanties d'origine « ont valeur de certification de l'origine de l'électricité produite à partir de sources renouvelables aux fins de démontrer aux clients finals la part ou la quantité d'énergie produite à partir de sources renouvelables que contient l'offre commerciale contractée auprès de leurs fournisseurs d'énergie ».

Au vu du fonctionnement du système des garanties d'origine, un fournisseur souhaitant proposer des offres « vertes » à ses clients a le choix entre :

- acheter directement l'électricité auprès d'un producteur d'électricité renouvelable avec les garanties d'origine associées ;

## SECTION 1 : LE MARCHÉ RÉSIDENTIEL

- s'approvisionner à partir de différentes sources d'électricité renouvelables ou non (sur le marché, par l'intermédiaire de l'ARENH, etc.) et acheter, en parallèle, les garanties d'origine correspondant au volume d'électricité d'origine renouvelable vendu à ses clients ;
- s'approvisionner à partir de ses propres sites de production d'électricité renouvelable. Dans ce cas, le fournisseur doit tout de même utiliser le système des garanties d'origine pour certifier sa production.

L'organisme en charge de la gestion du registre national des garanties d'origine et qui assure la délivrance, le transfert et l'annulation des garanties d'origine est désigné par le ministre chargé de l'énergie, après une procédure de mise en concurrence, pour une durée qui ne peut dépasser 5 ans. Pownext assure ces missions depuis le 1er mai 2013.

### Evolution du cadre juridique en 2016-2017

#### Evolution au niveau européen

Les garanties d'origine sont régies au niveau européen par la [directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE](#).

En 2016, la Commission européenne a proposé une révision de cette directive<sup>30</sup>. L'article 19 de la proposition de directive intègre certaines modifications du système des garanties d'origine (i) en vue d'étendre le système des garanties d'origine au gaz provenant de sources renouvelables, (ii) afin de rendre la délivrance de garanties d'origine pour le chauffage et le refroidissement obligatoires à la demande du producteur<sup>31</sup>, (iii) pour rendre l'utilisation des garanties d'origine obligatoire afin d'assurer la communication concernant l'électricité et le gaz produits à partir de sources d'énergie renouvelables<sup>32</sup>, (iv) afin de permettre la délivrance de garanties d'origine pour l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables bénéficiant d'une aide, allouées par vente aux enchères et générant des revenus servant à réduire les coûts du soutien aux énergies renouvelables et (v) afin d'améliorer les procédures administratives par l'application de la norme CEN.

En application des dispositions proposées par la Commission européenne, l'impossibilité pour un producteur bénéficiant d'un mécanisme de soutien d'obtenir des garanties d'origine deviendrait désormais la règle : « *En outre, afin d'éviter la double compensation, il convient que les producteurs d'énergie renouvelable percevant déjà une aide financière ne reçoivent pas de garantie d'origine. Cependant, ces garanties d'origine devraient être utilisées à des fins de communication de manière à ce que les consommateurs finals puissent bénéficier de preuves adéquates, claires et fiables de l'origine renouvelable des unités d'énergie concernées. De plus, en ce qui concerne l'énergie ayant bénéficié d'un soutien, il convient que les garanties d'origine soient mises aux enchères sur le marché et que les revenus servent à réduire les subventions publiques destinées à l'énergie renouvelable* » (Considérant 53).

L'article 19 de cette proposition de révision de la directive 2009/28/CE du 23 avril 2009 ouvre également la possibilité pour les Etats membres de prévoir que des garanties d'origine soient émises pour des sources d'énergie non renouvelables.

La proposition de révision de la [directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE](#) introduit également des modifications concernant la communication des fournisseurs sur les sources d'énergies utilisées.

L'article 3 de cette directive prévoit actuellement en son paragraphe 9 que « *les fournisseurs d'électricité spécifient dans ou avec les factures et dans les documents promotionnels envoyés aux clients finals la contribution de chaque source d'énergie à la totalité des sources d'énergie utilisées par le fournisseur au cours de l'année écoulée* ». La proposition de révision de la Commission européenne introduit en sus de cette obligation la nécessité pour les fournisseurs de communiquer auprès des clients la contribution de chaque source d'énergie à l'électricité qui leur est fournie au titre de leur propre contrat de fourniture.

#### Evolution de la législation française

En 2016-2017, le cadre applicable aux garanties d'origine a fait l'objet d'évolutions législatives visant à réviser l'articulation entre le système des garanties d'origine et les dispositifs nationaux de soutien aux énergies renouvelables.

<sup>30</sup> Proposition de DIRECTIVE DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (refonte)

<sup>31</sup> A la différence de l'électricité pour laquelle la délivrance de garanties d'origine est obligatoire à la demande du producteur, la directive 2009/28/CE du 23 avril 2009 susmentionnée dispose actuellement que les Etats membres « *peuvent prévoir que des garanties d'origine soient émises en réponse à une demande d'un producteur de chauffage ou de refroidissement utilisant des sources d'énergie renouvelables* ».

<sup>32</sup> S'agissant de l'électricité, la directive 2009/28/CE du 23 avril 2009 susmentionnée prévoit seulement que « *lorsqu'un fournisseur d'électricité est tenu de prouver la part ou la quantité d'énergie produite à partir de sources renouvelables que contient son bouquet énergétique [...], il peut le faire en utilisant ses garanties d'origine* ».

## SECTION 1 : LE MARCHÉ RÉSIDENTIEL

Une telle articulation est nécessaire s'agissant de la production d'électricité renouvelable soutenue afin d'éviter que la valorisation des garanties d'origine donne lieu à une rémunération des installations au-delà de celle prévue dans le cadre de leur contrat de soutien, tout en permettant une participation volontaire des consommateurs au financement des énergies renouvelables au-delà des impôts et taxes levés à cet effet.

La loi n° 2017-227 du 24 février 2017 ratifiant les ordonnances n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'auto-consommation d'électricité et n° 2016-1059 du 3 août 2016 relative à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et visant à adapter certaines dispositions relatives aux réseaux d'électricité et de gaz et aux énergies renouvelables, a fait évoluer l'articulation entre le système des garanties d'origine et les dispositifs nationaux de soutien en introduisant le principe d'une mise aux enchères au bénéfice de l'État des garanties d'origine 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 dispositions afférentes à la mise aux enchères des garanties d'origine ont été codifiées aux articles L. 314-14 et L. 314-14-1 du code de l'énergie.

L'article L. 314-14 du code de l'énergie dispose que « *l'émission par le producteur d'une garantie d'origine portant sur l'électricité produite dans le cadre d'un contrat [d'obligation d'achat ou de complément de rémunération] entraîne [...] la résiliation immédiate du contrat* ». Cette résiliation, qui s'applique à la fois aux nouveaux contrats et aux contrats en cours, entraîne également le remboursement des sommes actualisées perçues au titre du complément de rémunération ou de l'obligation d'achat depuis la publication de la loi n° 2017-227 du 24 février 2017 susmentionnée.

Enfin, le code de l'énergie dispose que les revenus tirés de la mise aux enchères des garanties d'origine, déduction faite des frais de gestion de cette mise aux enchères et des frais d'inscription au registre des garanties d'origine, viennent en diminution des charges imputables aux missions de service public.

La loi n° 2017-1837 du 30 décembre 2017 de finances pour 2018 supprime cette dernière disposition et prévoit d'affecter les revenus tirés de la mise aux enchères des garanties d'origine, déduction faite des frais de gestion de cette mise aux enchères et des frais d'inscription au registre des garanties d'origine, au compte d'affectation spéciale (CAS) « Transition énergétique ».

Ce mécanisme est cohérent avec l'article 15 de la directive du 23 avril 2009 susmentionnée qui dispose que « *les États membres peuvent prévoir qu'aucune aide n'est accordée à un producteur lorsqu'il reçoit une garantie d'origine pour la même production d'énergie à partir de sources renouvelables* ». Il apparaît également en ligne avec la proposition de révision de cette directive de la Commission européenne, qui prévoit un dispositif identique de mise aux enchères des garanties d'origine de la production aidée et d'affectation du produit obtenu à la réduction des aides publiques aux énergies renouvelables.

Le 12 octobre 2017, le Ministre d'État, ministre de la transition écologique et solidaire a saisi, pour avis, la CRE d'un projet de décret définissant les modalités et les conditions de la mise aux enchères des garanties d'origine de l'électricité d'origine renouvelable produite par les installations bénéficiant d'un contrat de soutien. Outre le fait de préciser les modalités de mise aux enchères et de désignation de l'organisme responsable de la tenue du registre national des garanties d'origine et de l'organisation des enchères, ce projet de décret fait également évoluer différentes dispositions du cadre réglementaire applicables aux garanties d'origine, dont notamment les dispositions réglementaires du code de l'énergie relatives aux obligations des fournisseurs en matière d'information des consommateurs d'électricité.

Le projet de décret prévoit par exemple de mettre en cohérence les périodes de production et de consommation de l'électricité renouvelable certifiée par des garanties d'origine, en disposant que pour attester de la source renouvelable de l'électricité consommée, la garantie d'origine doit provenir d'une production du même mois que le mois de consommation qu'elle certifie. La CRE a rendu un avis défavorable<sup>33</sup> à ce projet de décret en ce que le mécanisme envisagé se révèle d'une complexité importante, les coûts induits par la mise aux enchères des garanties d'origine pouvant être supérieurs aux recettes tirées de la vente des garanties d'origine.

### Le marché des garanties d'origine en France

Sur les 94,7 TWh d'électricité renouvelable produits en France en 2016, 43,8 TWh, soit 46,3 %, ont été certifiés par des garanties d'origines (en 2013, seuls 20 % de la production d'électricité renouvelable avait été certifiée).

Selon Powernext, entre le 1<sup>er</sup> avril 2016 et le 31 mars 2017, 22,6 TWh<sup>34</sup> de garanties d'origine ont été annulés afin d'attester du caractère renouvelable de l'électricité consommée en France en 2016, soit près de 5 % de la consommation totale d'électricité. Sur cette période, la France a été exportatrice nette de garanties d'origine, puisque 30,5

<sup>33</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 7 décembre 2017 portant avis sur le projet de décret organisant la mise aux enchères des garanties d'origine de l'électricité produite à partir de sources renouvelables en application des articles L. 314-14-1 et L. 314-17 du code de l'énergie

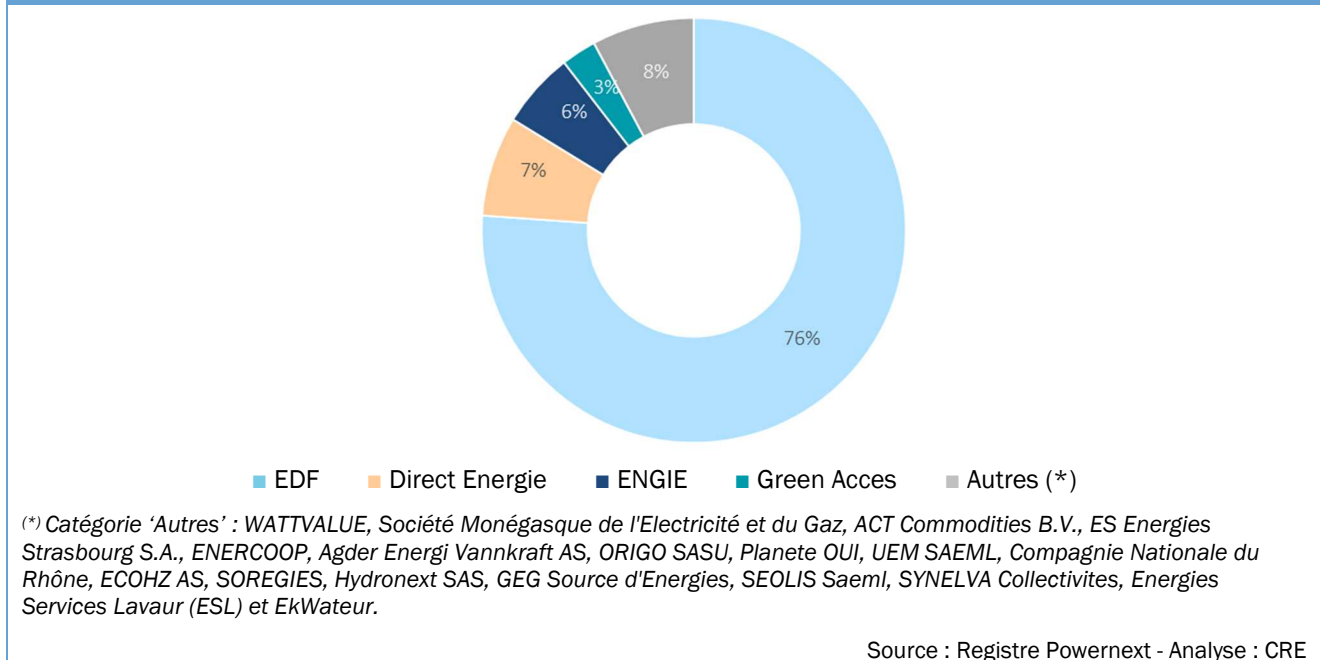
<sup>34</sup> L'article R. 314-66 du code de l'énergie précise que « *Pour attester de la source renouvelable de l'électricité consommée au titre d'une année civile, les garanties d'origine doivent être utilisées avant le 31 mars de l'année civile suivante. Les garanties d'origine issues d'une production d'une année civile donnée et utilisées après le 31 mars de l'année civile suivante certifient la consommation au titre de l'année civile suivante.* »

## SECTION 1 : LE MARCHÉ RÉSIDENTIEL

TWh de garanties d'origine ont été exportés pour 5,2 TWh importés. Les garanties d'origine émises en France proviennent en quasi-totalité des centrales hydrauliques.

La figure suivante représente la part des garanties d'origine françaises utilisées par les différents acteurs inscrits sur le registre pour attester de la source renouvelable de l'électricité consommée en 2016<sup>35</sup>. Elle a été établie à partir des données disponibles sur le registre de Powernext. En effet, le décret n°2016-944 du 11 juillet 2016, prévoit que le nom du titulaire qui utilise la garantie d'origine figure parmi les éléments du registre des garanties d'origine accessible au public. Les importations, non disponibles sur le registre, ne sont pas prises en compte.

Figure 31 : Ventilation par acteur des garanties d'origine françaises utilisées pour attester du caractère renouvelable de l'électricité consommée en France en 2016



Outre leur utilisation par les fournisseurs d'électricité dans le cadre d'offres vertes proposées aux consommateurs finals, les garanties d'origine sont également utilisées par des grandes enseignes n'ayant pas souscrit une offre verte auprès de leur fournisseur mais qui achètent directement des garanties d'origine afin de « verdier » leur approvisionnement en électricité, dans le cadre de leur communication environnementale ou encore pour obtenir des Ecolabels.

En 2016, la grande majorité de garanties d'origines a été utilisée par EDF. Green Access, fournisseur de garanties d'origine pour les clients désirant « verdier » leur approvisionnement sans souscrire une offre d'électricité verte auprès d'un fournisseur, est le 4<sup>ème</sup> acteur avec 2,7 % des garanties d'origine utilisées pour certifier la consommation des clients en 2016.

### Les offres vertes se sont multipliées sur le marché de l'électricité en 2016

Les offres vertes se sont fortement développées sur le marché de détail. Au 30 septembre 2017, 18 fournisseurs nationaux proposaient de telles offres aux consommateurs résidentiels, soit 8 de plus qu'en juin 2014.

Au 30 septembre 2017, le consommateur pouvait choisir entre 29 offres d'électricité verte. Cette multiplication des offres vertes s'explique aussi bien par l'arrivée de nouveaux fournisseurs, ayant une politique commerciale ciblée sur les offres vertes et les économies d'énergies (comme, par exemple, EkWateur, ILEK, Plum, Sowe, etc.) que par la création de nouvelles offres vertes par les fournisseurs déjà présents sur le marché. En effet, depuis le mois d'octobre 2016, ENGIE ne propose plus que des offres 100 % vertes à ses nouveaux clients particuliers et petits professionnels. Pour accompagner ce changement, ENGIE a mené une grande campagne publicitaire dans toute la France. EDF a également annoncé le lancement de son offre de fourniture d'électricité 100 % renouvelable destinée aux clients résidentiels à la fin de l'année 2015, lors de la COP21 à Paris. Enfin, à la suite de l'acquisition de Lampiris, Total s'est lancé sur le marché de l'électricité pour les consommateurs résidentiels sous la marque Total Spring en octobre 2017, et propose désormais une offre d'électricité 100 % verte.

En sus d'une électricité certifiée « 100 % verte » par les garanties d'origine, ces offres sont souvent assorties de services de suivi de la consommation en temps réel grâce à des applications après l'installation de capteurs ou de stations connectées. C'est le cas par exemple de Greenyellow et son Pack Suivi Energie, Sowe avec sa station connectée ou encore MintEnergy et son option « Ma Conso en Direct ». Le fournisseur Planète OUI incite ses clients à maîtriser leurs consommations via des services coopératifs comme le service Electrécolo, qui propose 10 % de

<sup>35</sup> Garanties d'origine utilisées entre le 1<sup>er</sup> avril 2016 et le 31 mars 2017.



## SECTION 1 : LE MARCHÉ RÉSIDENTIEL

réduction sur l'abonnement si la consommation du client n'excède pas la consommation Electrécolo de référence. De façon similaire, Plüm propose de récompenser ses clients en alimentant une cagnotte pouvant servir au règlement de leurs futures factures, si leur consommation est inférieure à leur consommation de référence, estimée par Plüm. Enercoop propose quant à lui des formations pour réaliser des économies d'énergies. Mint Energy propose également de compenser les émissions de CO<sub>2</sub> liées à la consommation d'électricité de ses clients en participant à un programme de reboisement.

Certains fournisseurs proposent au consommateur de choisir leur site de production d'électricité renouvelable. C'est le cas notamment d'ILEK qui propose de choisir entre une dizaine d'offres associées chacune à une centrale de production d'électricité renouvelable (éolien ou hydraulique).

Aujourd'hui, près de 1 300 000 clients résidentiels<sup>36</sup> ont souscrit une offre verte ce qui représente 4 % de l'ensemble des sites résidentiels et 23 % des sites résidentiels en offre de marché. En juin 2014, ils n'étaient que 170 000.

### Coût des offres vertes proposées aux clients résidentiels

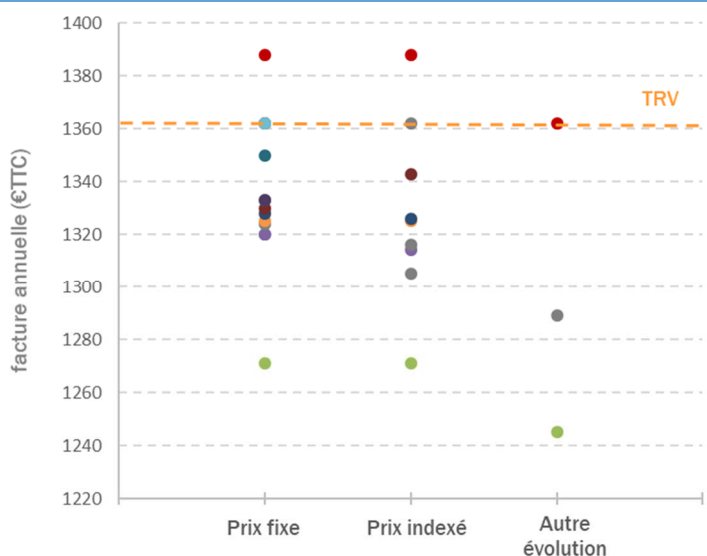
13 fournisseurs nationaux proposent des offres vertes à titre exclusif.

L'objet de cette section est de comparer les prix des offres vertes proposées aux clients résidentiels par rapport aux tarifs réglementés de vente d'une part, et par rapport aux offres classiques des fournisseurs d'autre part. Par « offres classiques », on entend les offres dont l'électricité ne provient pas en totalité de sources renouvelables, qu'il s'agisse d'offres à prix fixe ou variable. Les comparaisons sont effectuées à partir du client-type « HPHC » situé à Paris, consommant 8 500 kWh/an avec une puissance souscrite de 9 kVA.

Au 30 septembre 2017, 28 offres vertes étaient proposées au client-type « HPHC »<sup>37</sup>, la quasi-totalité d'entre elles étant inférieures ou égales au TRV. Seules deux offres sont plus chères que le TRV, l'offre « Integreen » de Sélia et « Astucio Planète » d'ENI dont le surcoût sur la facture annuelle s'élève à 1,9 %. Les économies sur les offres vertes peuvent aller jusqu'à 8,6 % pour l'offre la moins chère, proposée par Mint Energie.

Le graphique ci-dessous représente, en fonction de la typologie d'offres, le montant en €TTC de la facture annuelle des offres à prix fixe.

Figure 32 : Comparaison des offres vertes pour un client type « HPHC » selon la typologie de l'offre



Source : CRE

### Comparaison des offres par rapport aux offres classiques

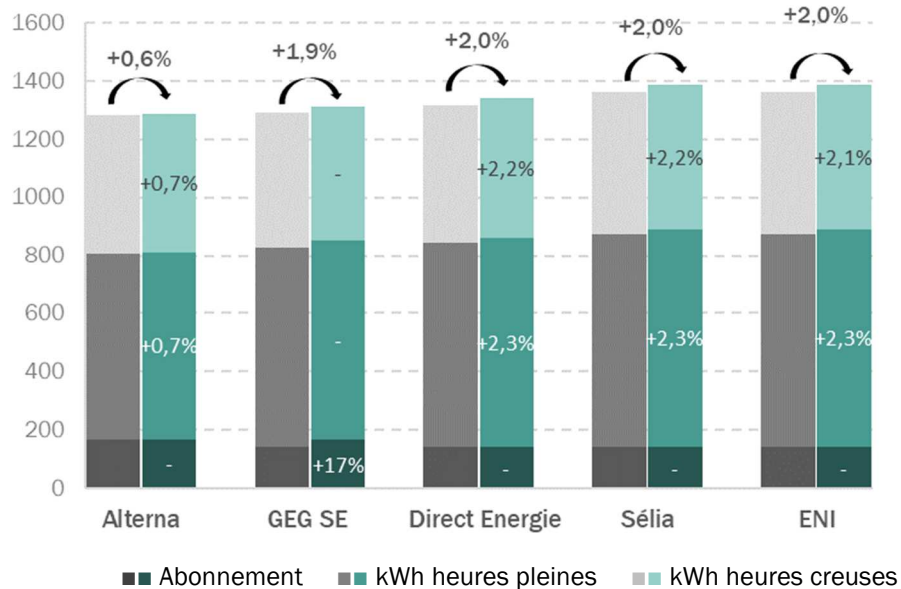
Ce paragraphe étudie le coût additionnel des offres vertes, évalué en comparant, lorsque les fournisseurs proposent un panel d'offres de marché incluant une offre verte, le prix de leur offre verte avec celui de leur offre classique équivalente. L'offre classique équivalente correspond à l'offre ayant 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.

<sup>36</sup> Non exhaustif. Données recueillies auprès des principaux fournisseurs d'électricité sur le segment résidentiel : Direct Energie, EDF, ENGIE et Total Spring.

<sup>37</sup> Enercoop ne propose pas de tarification spécifique Heure pleine/Heure Creuse à ses clients.

## SECTION 1 : LE MARCHÉ RÉSIDENTIEL

Figure 33 : Comparaison des différentes composantes des offres vertes par rapport aux offres classiques équivalentes, pour un client type « HPHC », au 30 septembre 2017



Les offres classiques sont représentées en couleurs grises, les offres vertes en couleurs vertes.

Les offres étudiées sont les suivantes : les offres « Idea » et « Idea Vert » d'Alterna, l'« Offre 100% Web » et l'« Offre Verte 100% Web » de GEG Source d'énergies, l'« Offre Classique électricité » et l'« Offre Verte électricité » de Direct Energie, les offres « Intégrall » et « Integreen » de Sélia et les offres « Astucio Eco 3 ans Electricité » et « Astucio Planète 3 ans électricité » d'ENI.

Source : comparateur d'offres énergie-info, analyse CRE

L'analyse montre que les offres vertes sont en moyenne 1,7 % plus chères que leurs homologues classiques pour le client-type « HPHC ». La part abonnement des offres vertes est généralement identique à celle des offres classiques, la différence se faisant sur le prix du kilowattheure. Seul GEG source d'énergies propose un abonnement plus élevé pour son offre verte (+17 %), le prix du kilowattheure étant inchangé.

Les coûts additionnels inhérents aux offres vertes sont liés au coût d'achat de l'électricité parfois plus élevé pour certaines sources renouvelables, à l'émission des garanties d'origine associées à l'électricité renouvelable produite (frais d'inscription, d'émission et d'annulation sur le registre de Powernext), à l'achat de garanties d'origine, aux certifications additionnelles éventuelles, ainsi qu'aux frais de gestion en interne des garanties d'origine (services achat-trading) ou d'externalisation le cas échéant. Ils sont généralement intégrés dans les coûts variables.

Pour les fournisseurs proposant des offres classiques et des offres vertes, l'analyse de l'écart de prix du kWh permet une estimation du surcoût d'approvisionnement d'un site en électricité renouvelable. Les surcoûts diffèrent d'un fournisseur à l'autre et selon que l'on considère les heures pleines ou les heures creuses : de 1 €/MWh à 3,6 €/MWh en heures pleines selon les fournisseurs et de 0,9 à 2,7 €/MWh en heures creuses. Direct Energie, Sélia et ENI ont des surcoûts identiques en heures pleines et très proches sur les heures creuses.

Pour un fournisseur s'approvisionnant à partir de différentes sources d'électricité, renouvelable ou non, et achetant en parallèle des garanties d'origine, cet écart permet d'estimer le prix global des GO, frais de personnel et de registre inclus. Le prix des garanties d'origine varie fortement, en fonction de la source d'énergie renouvelable, de son pays d'origine, de sa localisation (production régionale, nationale ou internationale), de l'existence de certifications additionnelles et selon les périodes de l'année. Aujourd'hui les échanges se faisant principalement de gré à gré, il est difficile de connaître le prix des GO.

### Encadré : Une plus grande transparence sur l'utilisation des garanties d'origine est nécessaire pour éclairer les choix des consommateurs

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 relatifs à l'électricité adressés aux consommateurs finals les différentes sources d'énergie primaire utilisées pour produire l'électricité qu'ils ont commercialisée et la contribution respective de chacune d'elles à leur offre globale d'électricité au cours de l'année précédente. Les fournisseurs peuvent se prévaloir du mix résiduel pour la part de l'électricité commercialisée dont l'origine n'est pas certifiée par des mécanismes de traçabilité. La contribution en sources d'énergie renouvelable ou produite par cogénération ne peut être supérieure à la part contenue dans le mix résiduel que si des garanties d'origine ont été utilisées.

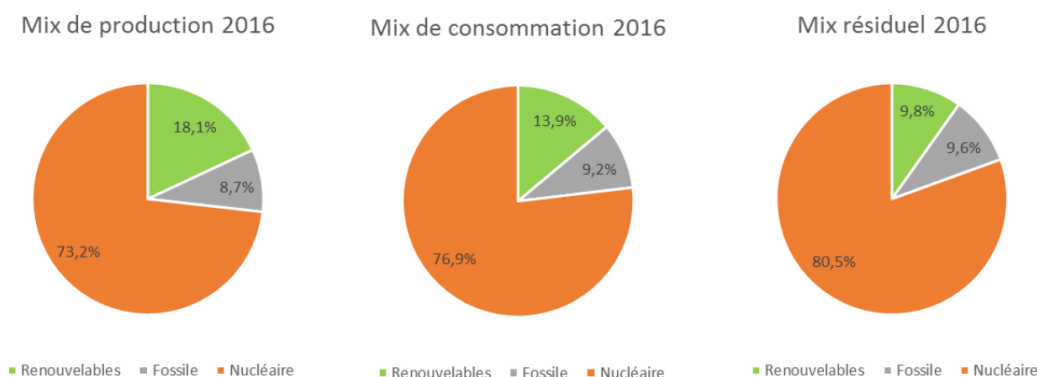
## SECTION 1 : LE MARCHÉ RÉSIDENTIEL

En 2016, le décret n° 2016-944 du 11 juillet 2016 est venu préciser les modalités de calcul et d'affichage par les fournisseurs de l'origine de l'électricité qu'ils commercialisent, notamment s'agissant de l'électricité d'origine renouvelable.

Le mix résiduel est publié chaque année par l'organisme en charge du registre des garanties d'origine, à savoir Povernext depuis 2012. Il correspond au mix de consommation dont sont soustraites les garanties d'origine utilisées en France. Le mix de consommation d'électricité correspond à la production électrique de l'année précédente en France, corrigée des imports et des exports d'électricité physique, et ajustée, le cas échéant, par la part de l'électricité certifiée par des mécanismes de traçabilité. Le mix de consommation est ensuite corrigé des garanties d'origine exportées et importées.

A titre d'illustration, en 2016, la part d'électricité renouvelable dans le mix de consommation s'élevait à 13,9 %. Une fois déduites les garanties d'origine utilisées en France, la part d'électricité renouvelable dans le mix résiduel ne représente plus que 9,8 %.

**Figure 34 : Mix de production, mix de consommation et mix résiduel sur l'année 2016**



Source : Povernext

La CRE est favorable à une évolution des dispositions des articles R. 333-10 à R. 333-15 du code de l'énergie afin de promouvoir une plus grande transparence de l'utilisation des garanties d'origine par les fournisseurs en vue d'éclairer les choix des consommateurs. C'est d'ailleurs le sens des propositions qu'elle a formulées dans son avis du 7 décembre 2017

Notant que les consommateurs souscrivant à une offre d'électricité « verte » visent à encourager le développement des énergies renouvelables dans la production d'électricité, la CRE a fait remarquer que selon le pays d'implantation des installations auxquelles correspondent les garanties d'origine utilisées par les fournisseurs, cet encouragement pouvait contribuer à l'atteinte des objectifs que l'État français 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 garanties d'origine utilisées entre les installations de production situées en France et les installations de production situées dans d'autres États membres de l'Union européenne – l'obligation de faire mention des garanties d'origine correspondant aux installations bénéficiant d'un soutien, prévue par le projet de décret pour les installations situées en France, devant également trouver à s'appliquer aux garanties d'origine importées.

Par ailleurs, la CRE a recommandé que l'obligation des fournisseurs en matière d'information des consommateurs sur l'origine de l'électricité qu'ils commercialisent porte à la fois sur leur offre globale d'électricité, comme cela est prévu aujourd'hui par l'article R. 333-10 du code de l'énergie, et sur chacune des offres qu'ils proposent à leur client. Cette évolution, cohérente avec la proposition de révision de la directive concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité de la Commission européenne, doit permettre d'éviter qu'un fournisseur proposant à la fois une offre « verte » et une offre « standard » puisse communiquer auprès de ses clients en offre « standard » sur une part d'électricité renouvelable déjà utilisée par ses clients en offres vertes.

Concernant le mix résiduel, la CRE a fait remarquer que l'articulation prévue à ce jour par l'article R. 333-10 du code de l'énergie entre le mix résiduel et les garanties d'origine permettait à des fournisseurs d'afficher une contribution en sources d'énergie renouvelables ne correspondant ni à l'utilisation du mix résiduel, ni à l'annulation de garanties d'origine – cela étant possible lorsque leur offre commerciale intègre un pourcentage d'électricité produite à partir de sources renouvelables inférieur ou égal à celui contenu dans le mix résiduel. Elle a recommandé, en conséquence, que les dispositions afférentes puissent être amendées afin d'assurer que l'utilisation des garanties d'origine constitue effectivement pour l'ensemble des fournisseurs le seul moyen de certifier l'origine renouvelable de l'électricité qu'ils commercialisent – que celle-ci provienne ou non de leurs propres moyens de production.

## SECTION 1 : LE MARCHÉ RÉSIDENTIEL

La CRE a par ailleurs souhaité que les informations relatives à l'origine de l'électricité commercialisée par les fournisseurs soient également mises à disposition du médiateur national de l'énergie, afin que ce dernier puisse en informer les consommateurs par l'intermédiaire de son service « Energie-Info ».

Enfin, la CRE a soulevé la nécessité que le respect de l'ensemble des dispositions réglementaires visant à accroître la transparence sur l'utilisation des garanties d'origine soit effectivement contrôlé, et le cas échéant sanctionné, par les organes compétents en la matière.

### 2.3.2 Les offres vertes commencent à se développer en gaz naturel, avec l'essor des installations de production de biométhane

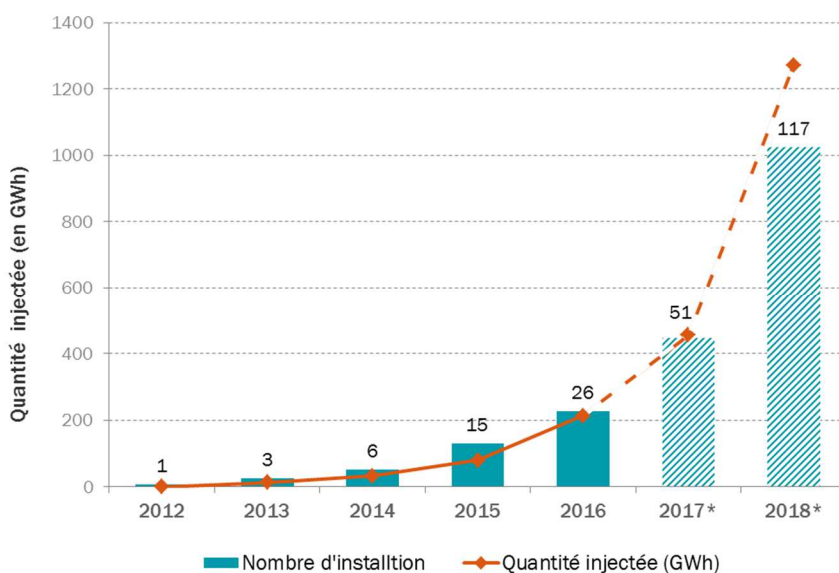
Le biométhane est un gaz obtenu après épuration du biogaz, gaz issu de la dégradation de matières organiques animales ou végétales. Le biogaz est produit spontanément dans des installations telles que les décharges ou produit dans des stations d'épuration des eaux usées<sup>38</sup> ou des installations de méthanisation à partir de déchets agricoles, ménagers ou industriels. Le biogaz peut ensuite être valorisé (i) sous forme de chaleur, d'électricité ou de cogénération (chaleur et électricité combinées), une fois le gaz brûlé ou (ii) sous forme épuré, le biométhane, pour être injecté dans les réseaux de gaz naturel ou utilisé en tant que carburant (bio GNV).

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'énergie (PPE) précise cet objectif en prévoyant l'injection de 1,7 TWh de biométhane dans les réseaux de gaz en 2018 et de 8 TWh en 2023<sup>39</sup>. S'agissant du développement du bioGNV, l'objectif est d'atteindre 0,7 TWh consommé en 2018 et 2 TWh en 2023, dans la perspective que le bioGNV représente 20 % des consommations de GNV en 2023.

En 2016, 26 installations ont produit du biométhane, dont 9 mises en services en cours d'année représentant 215 GWh de gaz injecté dans les réseaux (contre 82 en 2015)<sup>40</sup>. La production de biométhane a ainsi permis de couvrir 0,05 % de la consommation annuelle de gaz en France en 2016.

La figure ci-dessous représente l'évolution du nombre d'installations et de la quantité de biométhane injectée sur la période 2012 - 2016 et les prévisions pour 2017 et 2018 sur la base des prévisions transmises à la CRE par les fournisseurs supportant des charges de service public de l'énergie dans le cadre du calcul de ces charges.

Figure 35 : Evolution du nombre d'installations et de la quantité de biométhane injectée dans les réseaux depuis 2012, bénéficiant de l'obligation d'achat



\*estimations sur la base des prévisions transmises à la CRE par les fournisseurs supportant des charges de service public de l'énergie dans le cadre du calcul de ces charges

Source : CRE

Malgré la dynamique actuelle, le rythme de développement des projets n'est pas suffisant pour atteindre les objectifs de la PPE. En effet, selon les prévisions transmises à la CRE par les fournisseurs de gaz, seuls 1,3 TWh de biométhane devraient être produits en 2018. De nombreux projets sont toutefois en attente. Selon le tableau de

<sup>38</sup> Les stations d'épuration doivent être équipées de digesteurs pour produire du biogaz.

<sup>39</sup> Décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie

<sup>40</sup> Source : Tableau de bord : biométhane injecté dans les réseaux de gaz

## SECTION 1 : LE MARCHÉ RÉSIDENTIEL

bord du biométhane<sup>41</sup> publié par le ministère, au 30 juin 2017, 297 projets étaient inscrits en file d'attente de raccordement, pour une capacité d'injection maximale cumulée de près de 6,5 TWh par an.

### 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, pour une durée de 15 ans.

Un producteur de biométhane peut conclure un contrat de vente de biométhane avec le fournisseur de gaz naturel de son choix. Le fournisseur ayant conclu le contrat d'achat peut émettre les garanties d'origine associées au biométhane injecté. Si le producteur ne trouve pas d'acheteur, il peut s'adresser à un des acheteurs de biométhane de dernier recours, désignés par l'arrêté<sup>42</sup> du 4 juin 2012. L'article L. 121-36 du code de l'énergie dispose que les charges imputables aux obligations de service public assignées aux fournisseurs de gaz naturel au titre de l'obligation d'achat du biométhane sont compensées.

De la même façon qu'en électricité, une garantie d'origine 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 arrêté en 2012 pour une durée de 5 ans<sup>43</sup>. Les garanties d'origine peuvent être échangées via le registre.

Le fournisseur peut valoriser les garanties d'origine sous forme de carburant pour véhicules, auquel cas il conserve la totalité de la valorisation financière des garanties d'origine. S'il les valorise sous une autre forme (offre verte ou vente à un autre opérateur inscrit sur le registre), il conserve 25 % de la valorisation financière et le montant restant est déduit de ses charges de service public de l'énergie. Cette différence de traitement constitue une incitation forte à la valorisation du biométhane sous forme de carburant.

En 2016, 138,5 GWh de garanties d'origine ont été valorisés, dont 43 % sous forme de carburant pour véhicules. Les garanties d'origine restantes ont soit été vendues par les fournisseurs par un transfert sur la plateforme, soit valorisées par ces derniers dans une offre verte auprès de leurs clients. Seuls 12 % des garanties d'origine valorisées l'ont été dans le cadre d'offres vertes aux consommateurs.

### Les offres biométhane en France

Les fournisseurs intéressés par l'achat de biométhane peuvent manifester leur intérêt auprès du ministère de la transition écologique et solidaire. Au mois d'avril 2017, 19 fournisseurs avaient manifesté leur intérêt pour l'achat de biométhane : Air Liquid, Direct Energie, Enercoop, ES Energies Strasbourg, ENI, EkWateur, Gaz de Barr, Gaz de Bordeaux, ENGIE, Gaz Natural Europe, GEG Sources d'Energies, Lampiris, Régie de La Réole, SAVE, Total Energies Gaz, Vialis, ENDESA, Dalkia, Proviridis.<sup>44</sup> Toutefois, seuls 8 fournisseurs ont déclaré avoir supporté des charges liées à l'achat de biométhane en 2016. D'après les déclarations transmises à la CRE dans le cadre des charges liées à l'achat du biométhane, 9 fournisseurs prévoient d'acheter du biométhane en 2018 auprès d'un producteur. Il s'agit de Direct Energie, ENGIE, Total, SAVE, SEGE, GEG, SVD17(Dalkia), Terreal et Enercoop.

Un fournisseur qui n'achète pas de biométhane auprès d'un producteur par l'intermédiaire d'un tarif d'achat, peut toutefois se procurer des garanties auprès de ces fournisseurs s'il souhaite proposer des offres vertes à ses clients.

### Encadré consultations de fournisseurs et des associations de consommateurs : le développement des offres biométhane

Si les offres vertes en électricité ont connu un fort développement en 2016, les offres biométhane restent très marginales. La demande des clients, notamment résidentiels, pour de telles offres reste faible. Sur ce segment, 3 fournisseurs nationaux proposent aujourd'hui des offres vertes à base de biométhane (Direct Energie, ENGIE et EkWateur). Enercoop a déclaré vouloir lancer une offre de gaz 100 % renouvelable à base de biométhane en 2019.

Les sollicitations concernant le biométhane semblent plutôt provenir des clients non résidentiels, collectivités et industriels. Toutefois, les fournisseurs ne perçoivent pas une forte demande de part des clients pour le moment et certains clients intéressés sont découragés par le surcoût associé aux garanties d'origines.

Dans son rapport sur les Achats d'énergies renouvelables par les collectivités, publié en septembre 2016, AMORCE indique que très peu de collectivités ont choisi d'intégrer une part de biométhane dans leur contrat de fourniture. Sur les 51 marchés étudiés, seuls 5 ont ouvert la possibilité d'un approvisionnement en biométhane et deux seulement ont finalement intégré une part de biométhane dans leurs contrats. Selon cette étude, le surcoût en 2016 pour une offre 100 % biométhane était de l'ordre de 10 à 20€ HT par MWh.

<sup>41</sup> <http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/publicationweb/42>

<sup>42</sup> Arrêté du 4 juin 2012 fixant la liste des fournisseurs de gaz naturel désignés comme acheteurs de biométhane de dernier recours

<sup>43</sup> L'arrêté du 22 décembre 2017 modifiant l'arrêté du 5 décembre 2012 désignant l'organisme en charge de créer et gérer un registre national des garanties d'origine du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel, a prolongé la mission de GRDF jusqu'au 31 mars 2018.

<sup>44</sup> [https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/2017-04-27%20%20liste\\_fournisseurs.pdf](https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/2017-04-27%20%20liste_fournisseurs.pdf)

Sur ce segment, un nombre plus important de fournisseurs semble répondre aux sollicitations des clients mais sans pour autant proposer d'offres vertes standardisées.

Le principal frein au développement des offres vertes réside dans le nombre très limité de volumes disponibles en France. Les fournisseurs insistent sur la difficulté de remporter les appels d'offres pour l'achat du biométhane auprès des producteurs, du fait du nombre limité de projets biométhane qui se développent chaque année. En l'absence de contrat direct avec le producteur, l'achat de garanties d'origine biométhane en France est complexe car le marché est peu liquide et les prix très élevés, notamment en comparaison des pays voisins (Allemagne, Angleterre, Irlande). Ce phénomène est lié au reversement de 75 % de la valorisation des garanties d'origine lorsque le biométhane est injecté dans les réseaux de gaz. Selon certains fournisseurs, cette mesure incite les fournisseurs qui achètent du biométhane à revendre leurs garanties d'origine 4 fois plus cher, afin de conserver le bénéfice issu de la valorisation des GO. D'autre part, il existe une incitation forte pour les fournisseurs à valoriser le biométhane sous forme de carburant, qui limite *de facto* le nombre de garanties d'origine valorisées sous forme de biométhane.

Contrairement à l'électricité, il n'existe pas d'harmonisation européenne des garanties d'origine du biométhane injecté dans les réseaux permettant des échanges intracommunautaires. Certains fournisseurs s'interrogent sur la possibilité de recourir à des garanties d'origine européennes. EkWateur utilise d'ores et déjà des garanties d'origine anglaises pour la fourniture de ses offres vertes.

Malgré ces difficultés, les fournisseurs se disent attentifs aux évolutions sur ce marché et plusieurs indiquent examiner la possibilité de proposer des offres vertes biométhane dans les années à venir.

### Les offres biométhane proposées aux consommateurs résidentiels

Le coût très élevé des garanties d'origine biométhane semble dissuasif pour les consommateurs pour lesquels le prix demeure le principal facteur de décision. Si aujourd'hui certains fournisseurs proposent des offres vertes en électricité à des prix équivalents à des offres classiques ou très légèrement supérieurs, le surcoût des offres biométhane est bien plus important.

Le paragraphe suivant compare le prix des offres vertes 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. Elle se base sur le prix des offres au mois d'octobre 2017.

3 fournisseurs nationaux proposent des offres vertes à base de biométhane : Direct Energie, ENGIE et EkWateur. ENGIE et Direct Energie disposent de contrat d'achat de biométhane auprès de producteurs ce qui n'est pas le cas pour EkWateur.

Les offres vertes de Direct Energie et d'ENGIE ne portent que sur 10 % de la consommation de gaz naturel, certifiée par des garanties d'origine françaises. ENGIE propose aux consommateurs de choisir parmi trois installations de production de biométhane. EkWateur quant à lui indique que les garanties d'origine proviennent d'Angleterre.

### Comparaison par rapport au tarif réglementé

Dans un premier temps, la CRE s'est concentrée sur la comparaison des prix des offres vertes par rapport aux tarifs réglementés. L'analyse porte sur une comparaison de la facture annuelle 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, au mois d'octobre 2017.

Tableau 10 : Comparaison entre les offres biométhane de trois fournisseurs et le TRV au mois d'octobre 2017

Fournisseur	Nom de l'offre	Type d'offre	Abonnement (€TTC/an)	Prix du kWh en €HT	Prix du kWh en €TTC	Facture annuelle (€TTC/an)	Ecart au TRV
ENGIE	Tarif réglementé de vente		231	0,0357	0,0499	1079	-
EkWateur	Gaz 100% renouvelable	Prix indexé TRV	291	0,0359	0,0431	1024	-5,1 %
EkWateur	Gaz 100% renouvelable	Prix fixe (1 an)	291	0,0360	0,0432	1026	-5,0 %
Direct Energie	Offre verte	Prix indexé TRV	231	0,0349	0,0489	1062	-1,6 %
ENGIE	Mon Gaz Vert	Prix fixe (1 an)	231	0,0390	0,0531	1134	+5,0 %

Le prix des offres biométhane est très différent d'un fournisseur à l'autre : alors que l'offre d'ENGIE est sensiblement plus chère que le TRV, les offres des deux autres fournisseurs sont moins chères que le TRV.

## SECTION 1 : LE MARCHÉ RÉSIDENTIEL

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2017, en application de l'article 26 de la loi n°2016-1917 du 29 décembre 2016 de finances pour 2017, les consommations de biométhane pour des usages hors carburant sont exonérées de TICGN<sup>45</sup>. Cette exonération peut permettre aux offres biométhane d'être plus compétitives par rapport aux offres classiques malgré le surcoût généré par le biométhane. La TICGN s'élève en effet à 5,88€/MWh depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2017 et représentait 14,1 % du prix du kWh TTC du TRV en octobre 2017.

### Comparaison par rapport aux offres classiques

L'objet de ce paragraphe est d'étudier le coût additionnel des offres vertes biométhane, évalué en comparant, lorsque les fournisseurs proposent un panel d'offres de marché incluant une offre verte, le prix de leur offre verte avec celui de leur offre classique équivalente. 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.

Le prix de l'abonnement des offres d'ENGIE et de Direct Energie est identique et égal à celui du TRV. L'étude se concentrera sur le prix du kWh HT, du fait de l'exemption de TICGN pour les consommateurs de biométhane.

Tableau 11 : Comparaison entre les offres biométhane et les offres classiques au mois d'octobre 2017

Fournisseur	Nom de l'offre	Type d'offre	Prix du kWh HT	Différence en €HT/MWh
ENGIE	Mon Gaz Vert	Prix fixe 1 an	0,0390	4,7
	Gaz fixe 1 an	Prix fixe 1 an	0,0343	
Direct Energie	Offre verte	Prix indexé TRV	0,0349	1,0
	Offre classique	Prix indexé TRV	0,0339	

L'analyse de l'écart de prix du kilowattheure HT permet une estimation du surcoût, pour ces fournisseurs, d'approvisionner un site en biométhane. La part biométhane de ces offres n'étant que de 10 %, on peut estimer que le surcoût pour une offre 100 % verte s'élève à 47 €/MWh pour ENGIE et à 10 €/MWh pour Direct Energie.

EkWateur ne propose pas d'offre classique mais deux offres intégrant respectivement 5 et 100 % de biométhane. EkWateur indique que son offre à 5 % de biométhane fait économiser 6,99 €TTC/MWh par rapport à l'offre 100 % biométhane. La comparaison des deux offres permet d'estimer le surcoût lié à l'achat du biométhane à 6,1 €HT/MWh.

### Le biométhane en Europe

En Europe, un certain nombre de pays pratique l'injection de biométhane dans les réseaux. Les principaux étant l'Allemagne avec 9,1 TWh injectés en 2016, le Royaume-Uni et les Pays-Bas avec respectivement 2 TWh et 0,9 TWh injecté en 2016. La France se place à la 6<sup>ème</sup> position après le Danemark et l'Autriche<sup>46</sup>.

Contrairement à l'électricité, il n'existe pas d'harmonisation européenne des garanties d'origine du biométhane injecté dans les réseaux permettant des échanges intracommunautaires. A la suite de la consultation relative aux garanties d'origine du biométhane injecté, organisée en mai 2014 par la DGEC, il a été décidé en l'absence d'obligation européenne, de ne pas envisager d'évolution vers un système d'échanges européen de garanties d'origine. Cette décision s'explique notamment par la grande disparité des modes de soutien dans les différents pays de l'Union Européenne, et le risque de distorsions de concurrence possibles dans un système ouvert qui pourrait nuire à la filière française, surtout en phase de démarrage.

Le projet de directive de la Commission européenne prévoit une extension du dispositif des garanties d'origine au gaz renouvelable, afin d'apporter de la transparence aux consommateurs et de faciliter la commercialisation transfrontalière du gaz renouvelable.

### 2.3.3 Le développement de Linky encourage l'émergence des offres week-end

Le développement des compteurs électriques évolués « Linky » représente en France l'émergence de la troisième génération de compteurs, après les compteurs électromécaniques et les compteurs électroniques. Au-delà des obligations découlant du droit européen<sup>47</sup> et national<sup>48</sup>, cette nouvelle génération de compteurs est porteuse d'opportunités et s'inscrit dans un contexte d'évolution importante du marché de l'électricité.

Les compteurs Linky actuellement en cours d'installation assureront de nombreuses fonctionnalités :

- le relevé des données du compteur à intervalle régulier ;

<sup>45</sup> Les modalités d'application de l'exonération de la taxe intérieure de consommation sur le gaz naturel du biogaz seront précisées par décret.

<sup>46</sup> Panorama du Gaz renouvelable au 31 décembre 2016, p.16

<sup>47</sup> Directive européenne 2009/72/CE

<sup>48</sup> Article L. 341-4 du code de l'énergie

## SECTION 1 : LE MARCHÉ RÉSIDENTIEL

- la télérelève ;
- la gestion de compteurs à distance (réduction de la puissance, coupure, gestion de la demande) par le gestionnaire de réseau de distribution ;
- la mesure de la consommation et, le cas échéant, de la production décentralisée ;
- la gestion à distance des paramètres du compteur tels que les structures tarifaires, la puissance contractuelle, les intervalles de relevé du compteur par les fournisseurs ;
- le transfert des messages à distance des acteurs du marché pour le client (consommateur/producteur) comme, par exemple, les signaux tarifaires ;
- l’affichage des informations sur le compteur et/ou un téléreport à partir de la TIC (télé-information client) installée ;
- la mesure de la qualité de l’alimentation électrique (niveau de tension, coupures, etc.)

Le déploiement des compteurs a commencé en 2015 avec 3 millions de compteurs déployés en un an, précédé par une phase d’expérimentation de 2009 à 2010 avec 300 000 compteurs déployés à Lyon et en Touraine. Au 31 août 2017, 5 801 000 compteurs ont été remplacés sur tout le territoire, le déploiement final étant prévu pour 2021 pour un total 35 millions de nouveaux compteurs installés.

Les fonctionnalités de Linky devraient permettre aux fournisseurs de proposer des offres tarifaires adaptées aux besoins spécifiques de chaque consommateur.

Dans ce contexte, deux fournisseurs proposent des offres week-end. ENGIE propose l’offre « Elec Weekend », une offre à prix indexé sur le TRV d’une durée de 2 ans et 100 % verte. ENGIE met en avant la réduction possible de 30 % sur le prix variable de l’électricité entre les heures pleines en semaine et les heures creuses et pleines le week-end. EDF propose également une offre week-end « Vert électrique Weekend », offre à prix de marché de durée indéterminée. EDF présente cette offre comme étant avantageuse pour un consommateur capable de reporter sa consommation en fin de semaine, le prix du kilowattheure étant inférieur le week-end. Cette offre se décompose en deux options, « Weekend » et « option Heures Creuses + Weekend », selon le souhait du client d’appliquer une distinction heures pleines/ heures creuses en semaine.

Ces offres ne sont pas répertoriées sur le comparateur d’offres du site énergie-info.fr.

Afin d’effectuer une comparaison de ces offres avec le tarif réglementé de vente et une liste - non exhaustive - d’offres de fournisseurs alternatifs, et ainsi évaluer les avantages présentés par les fournisseurs, le montant total TTC de la facture d’un client type « HP/HC » (cf. définition au paragraphe 2.1) est évalué pour chacune des offres.

Le montant de la facture des offres week-end est fondé sur une répartition de consommation entre le week-end et la semaine. L’étude du profil de consommation du client (supposé profil RES2<sup>49</sup>) montre qu’un consommateur en option « HPHC » concentre en moyenne 29 % de sa consommation le week-end.

Le tableau ci-dessous donne la grille tarifaire en vigueur au 1<sup>er</sup> octobre 2017 de l’offre Elec Weekend d’ENGIE et la grille tarifaire en vigueur au 16 octobre 2017 des autres offres.

**Tableau 12 : Comparaison des grilles tarifaires option HP/HC, destinées au client type « HP/HC » et en vigueur au 16 octobre, des offres week-end, du tarif réglementé de vente et d’offres concurrentes à prix variable**

Fournisseur	Offre	Abonnement/an TTC	Prix Heures Creuses Semaine TTC	Prix Heures Creuses week-end TTC	Prix Heures Pleines Semaine TTC	Prix Heures Pleines week-end TTC	Facture finale TTC
EDF TRV	TRV option HP/HC	140,65	0,125	0,125	0,159	0,159	<b>1 359</b>
EDF	Vert Electrique Weekend option HP/HC	140,65	0,123	0,123	0,174	0,123	<b>1 351</b>
ENGIE	Elec Weekend	140,65	0,125	0,125	0,162	0,125	<b>1 323</b>
Direct Energie	Offre Classique indexé option HP/HC	140,65	0,121	0,121	0,153	0,153	<b>1 316</b>
Greenyellow	Energie connectée (offre indexée la plus compétitive en octobre 2017) option HP/HC	140,65	0,116	0,116	0,146	0,146	<b>1 265</b>

Comme le montre le Tableau 12, l’abonnement est identique pour toutes les offres. Le prix du kWh TTC en heures pleines semaine de l’offre d’ENGIE est moins élevé (- 6,8 %) que celui de l’offre Weekend d’EDF. Par contre, le prix du kWh TTC en heures creuses semaine et en week-end de l’offre d’ENGIE est plus cher que celui de l’offre Weekend d’EDF de 1,6 %.

<sup>49</sup> Défini par les Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d’Ajustement et au dispositif de Responsable d’Equilibre



## SECTION 1 : LE MARCHÉ RÉSIDENTIEL

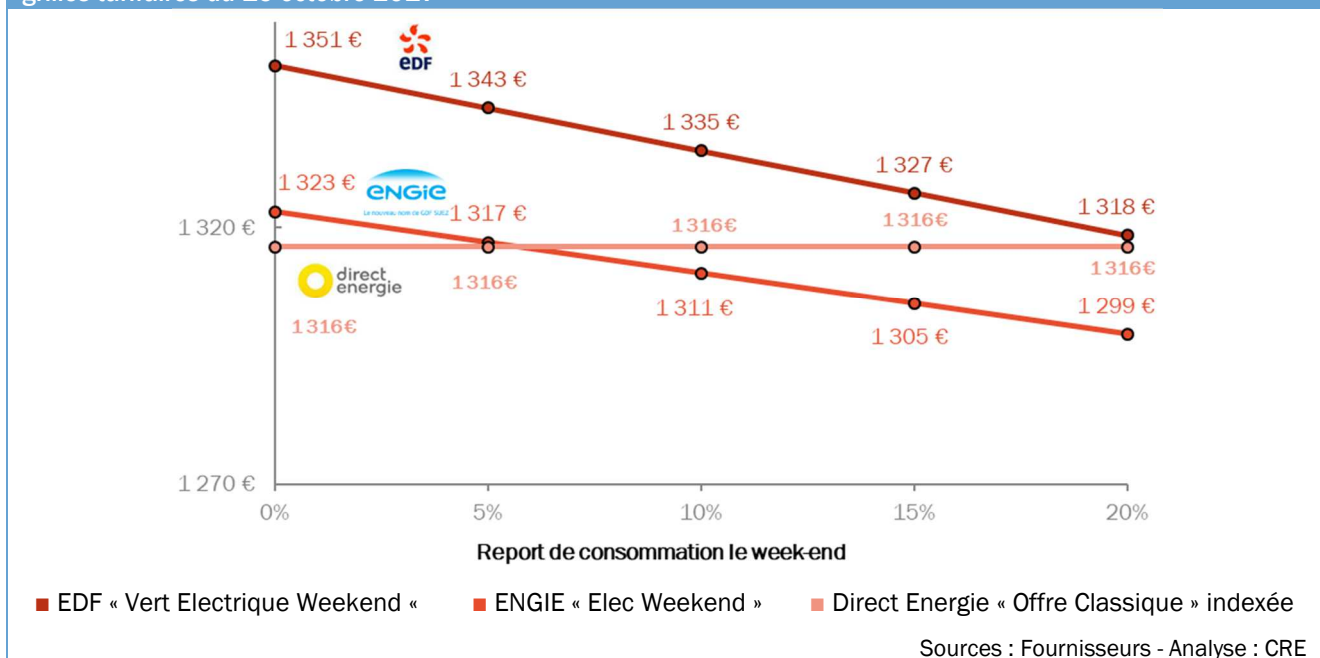
Le prix du kWh TTC des heures creuses de ces offres week-end apparaît au même niveau que celui des autres offres proposées sur le marché. Néanmoins, le prix du kWh TTC des heures pleines, pour l'offre d'ENGIE et pour l'offre d'EDF, est nettement plus élevé que celui des autres offres à prix fixe ou indexé sur le TRV proposées par les autres fournisseurs.

La réduction importante du prix du kWh en heures creuses, mise en avant par les fournisseurs, peut prêter à confusion, la réduction devant s'entendre par rapport au prix du kWh en heures pleines de l'offre elle-même, plus élevé que ceux observés dans d'autres offres de marché. Le gain potentiel pour le consommateur est alors obtenu par une hausse du nombre d'heures creuses dans une semaine et non par une baisse du prix de l'énergie à poste identique.

Par rapport au tarif réglementé de vente, le montant total de la facture annuelle pour un client type « HP/HC », dont la répartition de consommation entre le week-end et la semaine est déterminé par le profil RES2, est moins élevé de 0,6 % pour l'offre d'EDF Week-end et de 2,6 % pour l'offre d'ENGIE Week-end. Sans report de consommation, les offres week-end sont moins avantageuses pour le client type que certaines offres de fournisseurs alternatifs.

Afin d'étudier le report de consommation nécessaire pour rendre l'offre week-end attractive, une comparaison entre les offres week-end et l'offre de Direct Énergie classique indexée est menée pour différents niveaux de report de consommation. Le report désigne ici le pourcentage de consommation en semaine déplacé vers le week-end.

Figure 36 : Montant total de la facture TTC des offres Weekend d'un client type « HP/HC » en comparaison de l'offre classique indexée de Direct énergie en fonction du report de consommation vers le weekend, selon les grilles tarifaires du 16 octobre 2017



Un consommateur ayant choisi l'offre Weekend d'ENGIE ou d'EDF et possédant une répartition moyenne de consommation entre le week-end et la semaine ne ferait pas d'économie par rapport à une offre de marché compétitive. Dans le cas où le consommateur est capable de modifier son comportement et de concentrer une part plus importante de sa consommation le week-end, ce type d'offres peut présenter un intérêt économique. Néanmoins, comme la CRE l'a déjà indiqué dans ses précédentes études<sup>50</sup>, l'ampleur des gains apparaît limité, compte-tenu des typologies de consommations susceptibles d'être déplacées.

### 2.3.4 Les offres tarifaires à effacement peinent à se développer

Les articles L. 271-1, L. 271-2, R. 271-1 et R. 271-2 du code de l'énergie définissent la notion d'effacement de consommation électrique et les acteurs pouvant proposer des offres associées. Ainsi, les dispositions de l'article R. 271-1 du code de l'énergie prévoient que :

« L'effacement de consommation d'électricité n'inclut pas les variations de consommation résultant du comportement naturel ou récurrent du consommateur final.

<sup>50</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 6 juillet 2017 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité 57/174

## SECTION 1 : LE MARCHÉ RÉSIDENTIEL

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 (...) »

Les dispositions de l'article R. 271-2 du code de l'énergie précisent que :

« 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 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 à moduler son soutirage du réseau électrique de deux manières : soit via son offre de fourniture, soit par l'intermédiaire d'un tiers, l'opérateur d'effacement.

### Encadré : Valorisation de l'effacement résidentiel

#### Effacement dissociable de l'offre de fourniture et valorisable sur les marchés

L'effacement dissociable de l'offre de fourniture peut être valorisé sur les marchés en énergie et en capacité. Au regard du potentiel d'effacement d'un consommateur résidentiel (de l'ordre du kW), il doit pour cela être agrégé avec d'autres effacements par un opérateur d'effacement pour constituer une offre compatible avec les règles des marchés.

Un agrégat d'effacements est dit « diffus » lorsqu'il fait appel à un grand nombre de capacités d'effacements éparses. L'effacement résidentiel est souvent valorisé sur les marchés via des offres d'effacement diffus, constituées essentiellement des flexibilités de consommations à usage thermique telles que les radiateurs et les ballons d'eau chaude électriques.

L'effacement diffus est ainsi valorisable sur les services système, sur le mécanisme d'ajustement<sup>51</sup>, sur les marchés journalier et infra-journalier grâce au mécanisme NEBEF<sup>52</sup> et sur le mécanisme de capacité<sup>53</sup>. Un appel d'offres annuel, dit « appel d'offres effacements » offre par ailleurs une rémunération additionnelle aux capacités d'effacement lauréates. Cet appel d'offre comporte désormais deux lots, dont l'un est réservé aux capacités de faibles puissance telles que les agrégats d'effacement diffus.

Conformément aux demandes de l'Autorité de la concurrence, le cadre réglementaire assure que l'opérateur d'effacement n'ait pas à négocier avec le fournisseur les conditions de participation et de valorisation du site effacé : l'opérateur d'effacement peut vendre l'énergie effacée sur les marchés, comme s'il l'avait lui-même produite ou achetée, sans en référer préalablement au fournisseur ni obtenir son autorisation.

Pour cela, lors d'un effacement, une injection est comptabilisée dans le périmètre de responsable d'équilibre de l'opérateur d'effacement et, pour le bon fonctionnement du dispositif d'équilibrage français, cette affectation s'accompagne de l'affectation d'un bloc de soutirage dans celui du responsable d'équilibre du fournisseur.

En contrepartie de ce transfert d'énergie, l'opérateur d'effacement doit s'acquitter d'un versement financier au bénéfice du fournisseur du site effacé. Ce versement représente la part « énergie » du prix de fourniture du site de consommation effacé. Pour respecter le principe d'indépendance entre l'opérateur d'effacement et le fournisseur du site effacé, il est effectué par l'intermédiaire d'un tiers (RTE en l'occurrence).

Aujourd'hui, Voltalis est l'acteur principal sur le segment résidentiel. Il propose à ses clients d'installer chez eux un boîtier de pilotage de certaines installations grâce auquel il peut réaliser des effacements de consommation. D'autres acteurs s'intéressent à ce segment, par exemple Direct Energie.

<sup>51</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 ou leur consommation.

<sup>52</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>53</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.

### Effacement 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 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. Cet effacement peut se superposer à un effacement dissociable de l'offre de fourniture, valorisable sur les marchés.

Les effacements tarifaires, indissociables de la fourniture, 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 du mécanisme de capacité approuvées par l'arrêté au 29 novembre 2016 pris en application de l'article R. 335-2 du code de l'énergie: « *un dispositif de contrôle du réalisé ad hoc assure l'établissement des courbes de réalisation des Entités d'Effacement contrôlées, exploitées par un Fournisseur au titre d'offres d'effacement indissociables de la fourniture. Dès que des modalités satisfaisantes seront définies pour ce dispositif de contrôle du réalisé, et au plus tôt pour l'Année de Livraison 2019, la certification des effacements exploités par un Fournisseur au titre d'offres d'effacement indissociables de la fourniture sera rendue possible. RTE rapportera son instruction du sujet au cours de l'Année 2017.*»

### 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, 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. Depuis le 1<sup>er</sup> novembre 2016, le signal EJP est activé simultanément sur toute la France métropolitaine continentale. 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 5 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. Une année « Tempo » débute le 1<sup>er</sup> septembre. Les jours rouges sont activés entre le 1<sup>er</sup> novembre et le 31 mars, sauf le weekend et les jours fériés, dans la limite de 5 jours rouges consécutifs. Les jours blancs peuvent être activés toute l'année sauf le dimanche. Au sein de chaque jour on distingue deux périodes tarifaires : 8 heures d'heures creuses (22h-6h) et 16h d'heures pleines.

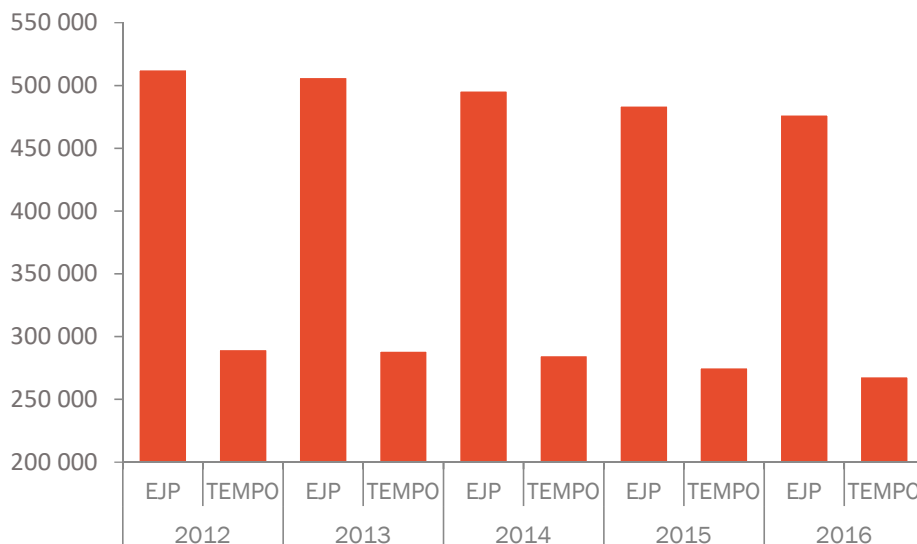
Afin de permettre à l'ensemble des fournisseurs de proposer des offres équivalentes à l'option « Tempo » des TRV, la délibération de la CRE du 30 octobre 2014 a confié la gouvernance du signal Tempo à RTE. La délibération de la CRE du 16 juillet 2015 a étendu cette gouvernance aux clients du segment non résidentiel. Elle précise également que « *la CRE est favorable à une convergence du dispositif Tempo avec le mécanisme de capacité* » et « *invite les acteurs à poursuivre l'instruction* » des évolutions pour mettre en œuvre une telle convergence.

#### Bilan des offres Tempo et EJP

Une baisse constante des sites résidentiels bénéficiant de l'offre « Tempo » ou « EJP » est observée au cours du temps. En 2012, 290 000 sites disposaient d'une offre Tempo et 513 000 d'une offre EJP. En 2016 ce chiffre passe à 268 000 en Tempo et 476 000 en EJP, soit respectivement une baisse de 7,2 % et 7,5 %.

## SECTION 1 : LE MARCHÉ RÉSIDENTIEL

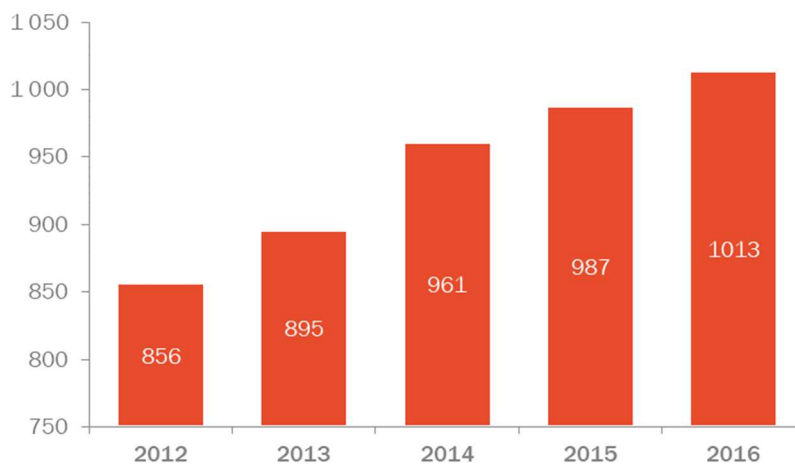
Figure 37 : Nombre de sites bleus résidentiels ayant souscrit une offre tarifaire réglementé option « Tempo » ou « EJP »



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 10 000 kWh annuel, a subi une hausse du tarif HT en euros courants de 18,3 % entre 2012 et 2016. 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 n'a augmenté que de 9,7 %.

Figure 38 : Montant total HT de la facture annuelle, en euros courants, d'un consommateur résidentiel moyen au tarif option Tempo résidentiel (12 kVA) consommant 10 000 kWh. Le montant est calculé en utilisant les tarifs applicables rétroactivement sur les périodes concernées (en août de chaque année)\*.

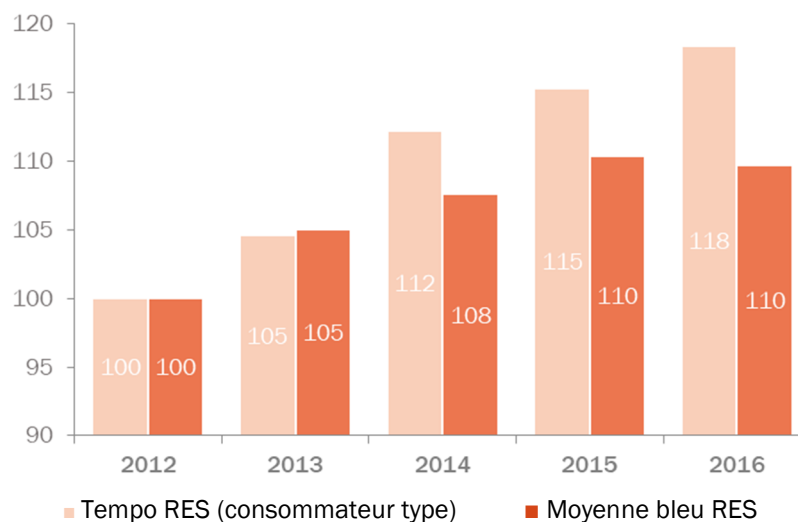


\*En raison des modifications rétroactives de la grille tarifaire en 2014, le montant total HT de la facture en 2014 est ici calculé en fonction de la grille tarifaire rétroactive applicable au 1<sup>er</sup> novembre 2014.

Source : Fournisseurs historiques - Analyse : CRE

## SECTION 1 : LE MARCHÉ RÉSIDENTIEL

Figure 39 : Comparaison de l'évolution de la facture annuelle moyenne HT d'un consommateur résidentiel moyen au tarif option Tempo (12 kVA) consommant 10 000 kWh et de la facture annuelle d'un consommateur résidentiel au tarif bleu moyen (en € courants, référence 100 pour 2012).



Source : Fournisseurs historiques - Analyse : CRE

Cette diminution de nombre de sites a pour conséquence de limiter la puissance totale effaçable disponible associée à de l'effacement de consommation de clients résidentiels.

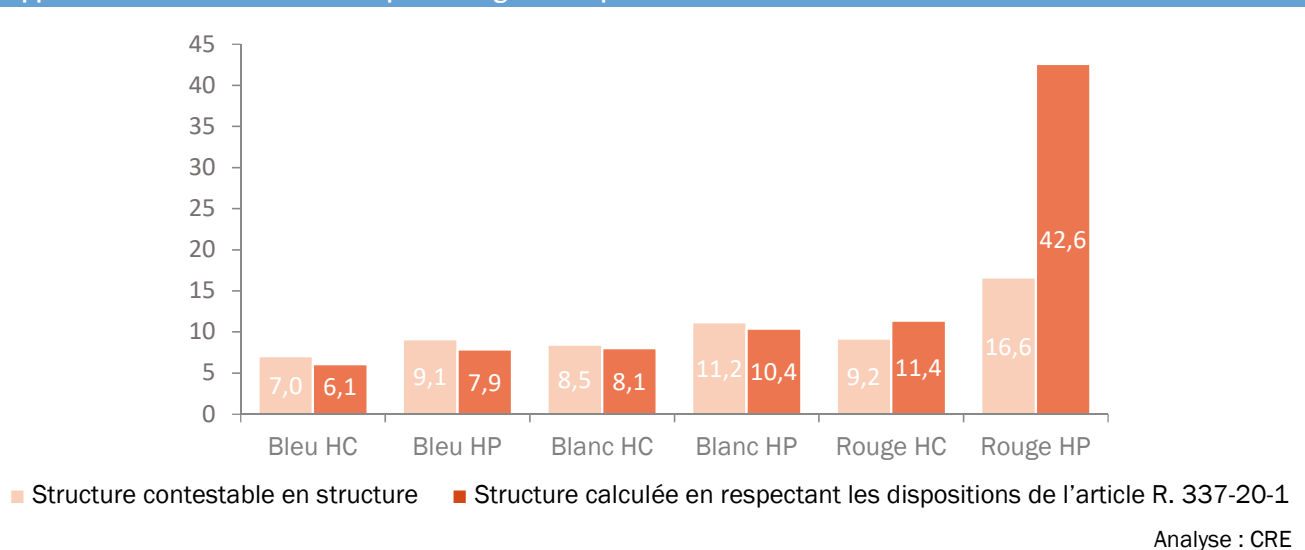
### Développement de nouvelles offres tarifaire à effacement

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 contestabilité en moyenne<sup>54</sup> du tarif Tempo et l'absence de pointe mobile en BT dans le tarif d'acheminement peuvent expliquer cette absence de développement.

La structure du tarif option Tempo est une conséquence 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 la plus élevée et le prix de la période tarifaire la plus faible que doit respecter au moins une option du "tarif bleu" accessible aux consommateurs résidentiels ». L'arrêté du 30 juin 2017 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 40 : Comparaison du prix de l'énergie HT (c€/kWh) au 1<sup>er</sup> août 2017 du tarif Tempo avec ou sans application du ratio de 7 entre le poste rouge heure pleine et bleu heure creuse



Analyse : CRE

<sup>54</sup> La contestabilité se définit comme « la faculté pour un opérateur concurrent d'EDF présent ou entrant sur le marché de la fourniture d'électricité de proposer, sur ce marché, des offres à prix égaux ou inférieurs aux tarifs réglementés » (Conseil d'Etat, ordonnance du juge des référés du 7 janvier 2015 N° 386076, Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (ANODE)). Le tarif réglementé de vente « Tempo » est contestable en niveau, c'est-à-dire pour un client moyen, mais ne l'est pas client par client.

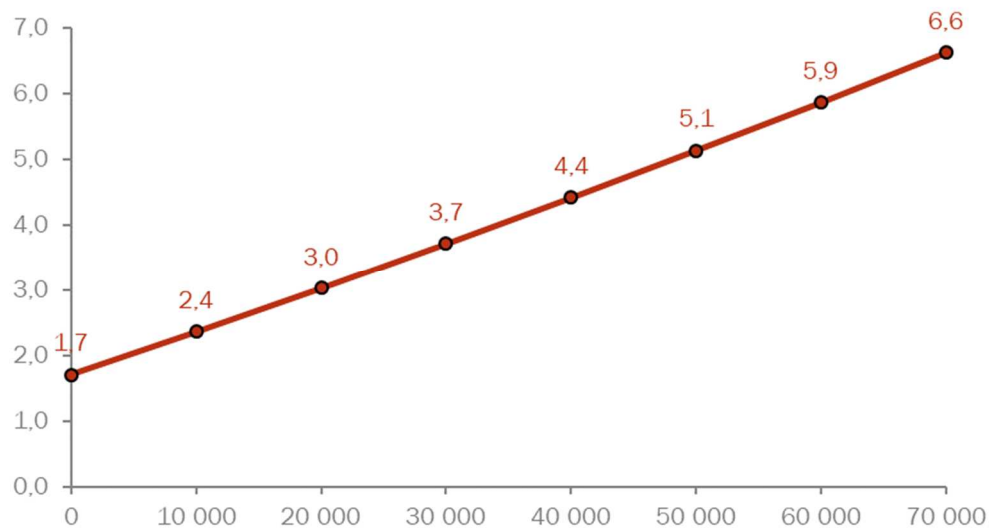
## SECTION 1 : LE MARCHÉ RÉSIDENTIEL

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 40, qui reflète les niveaux de prix sur les marchés de gros, la facture annuelle moyenne HT d'un consommateur résidentiel<sup>55</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 négligeables pour un consommateur résidentiel eu égard à un report qui peut s'accompagner de forts désagréments en termes de confort.

La mise en place du mécanisme de capacité accentue la différenciation tarifaire entre les postes de pointe et de base. En effet, l'impact de l'obligation de capacité est concentré sur les postes contenant le plus fort nombre d'heures PP1, c'est-à-dire majoritairement le poste rouge heures pleines. A partir du 1<sup>er</sup> janvier 2017, un fournisseur devra donc considérer, pour l'élaboration de sa tarification par empilement, un poste capacitaire. 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 2017 en fonction du coût de la capacité et sans appliquer le ratio de 7.

Figure 41 : Ratio du prix HT de l'énergie 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 2017 sans application du ratio de 7, en fonction du prix de la garantie de capacité exprimé en €/MW



Source : EPEX - Analyse : CRE

Le mécanisme de capacité contribue à la différenciation du prix de fourniture entre les périodes de pointe et de base et devrait ainsi encourager l'effacement tarifaire. Néanmoins, un niveau de prix élevé de la capacité est requis pour obtenir un ratio similaire à celui du tarif réglementé, niveau de prix qui n'a pas été atteint lors du démarrage du mécanisme en 2017<sup>56</sup>.

Le tarif réglementé de vente option « Tempo » apparaît donc comme une solution à l'érosion du gisement de l'effacement tarifaire en France. Toutefois, les structures actuelles de prix du marché appellent à une réflexion à mener sur les performances des offres tarifaires de fourniture au regard notamment des objectifs de développement des capacités d'effacement inscrits dans les programmations pluriannuelles de l'énergie.

<sup>55</sup> consommant 10 000 kWh par an pour une puissance souscrite de 12 kVA et possédant le même profil de consommation qu'un client moyen au tarif réglementé option « Tempo ».

<sup>56</sup> Le PRM (Prix de Référence Marché) est de 9999,8 €/MWh pour l'année de livraison 2017

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

### 1. ETAT DES LIEUX DU MARCHÉ NON RESIDENTIEL AU 31 DECEMBRE 2016

#### 1.1 Le nombre d'acteurs présents sur le marché non résidentiel continue d'augmenter en 2016

Au 31 décembre 2016, sur le marché non résidentiel, 41 fournisseurs nationaux<sup>57</sup> actifs<sup>58</sup> sont inscrits sur le site du médiateur national de l'énergie, [www.energie-info.fr](http://www.energie-info.fr). 29 fournisseurs proposent des offres aux clients non résidentiels en électricité comme en gaz naturel. Parmi ces fournisseurs, 17 sont présents à la fois sur le marché de l'électricité et du gaz naturel.

Le nombre de fournisseurs nationaux sur le marché non résidentiel est en hausse en 2016. Dans chaque énergie, 3 nouveaux fournisseurs par rapport à 2015 proposent des offres aux clients non résidentiels sur la quasi-totalité du territoire (Electricité de Savoie, Energie d'ici et Energies du Santerre en électricité, Dyneff, Gédia et ES en gaz naturel). Il est à noter que certains fournisseurs ont changé de nom à la suite d'un changement d'actionnariat, comme Enel qui est devenu Energies Libres Grands Comptes, E.ON devenu UNIPER. A la suite de l'acquisition de Lampiris par Total, Total commercialise désormais les offres pour les clients non résidentiels et Lampiris (devenu Total Spring le 8 octobre 2017) ne commercialise plus que des offres aux clients résidentiels.

Les fournisseurs historiques<sup>59</sup> actifs se répartissent en deux catégories :

- Les fournisseurs historiques nationaux<sup>6</sup> : EDF et Gédia en électricité, ENGIE, Gaz de Bordeaux, Gédia, Total et ES en gaz naturel.
- Les fournisseurs historiques non nationaux<sup>6</sup>, au nombre de 150 entreprises locales de distribution (ELD) en électricité et de 22 ELD en gaz naturel.

Les fournisseurs alternatifs<sup>60</sup> actifs se répartissent également en deux catégories :

Les fournisseurs nationaux :

- *Sur le marché de l'électricité* : Alpiq, Alterna, Axpo, Direct Energie, Edenkia, Electricité de Savoie, Enalp, Enercoop, Energem, Energie d'Ici, Energies du Santerre, Energies Libres, Enovos, ENGIE, GEG Source d'Energies, Hydronext, Hydroption, Iberdrola, Lampiris, Lucia, Planète Oui, Proxelia, Sélia, Total, Uniper et Vattenfall.
- *Sur le marché du gaz naturel* : Alpiq, Alterna, Antargaz, Axpo, Direct Energie, Dyneff, EDF, Endesa, Energem, Energies du Santerre, ENI, Enovos, Gas Natural Fenosa, Gaz Européen, Gazprom Energy, GEG Source d'Energies, Iberdrola, Lampiris, Natgas, Picoty, SAVE, Sélia, Uniper et Vattenfall.

Les fournisseurs alternatifs non nationaux, au nombre d'une vingtaine en électricité comme en gaz naturel.

Les données utilisées dans cette section concernent les sites fournis au 31 décembre 2016 sur les réseaux Enedis (ex ERDF) et des six plus grandes ELD<sup>61</sup> en électricité et sur les réseaux de GRDF et des trois plus grandes ELD<sup>62</sup> <sup>63</sup> en gaz naturel. Ces sites sont fournis soit par un fournisseur historique<sup>64</sup> soit par un fournisseur alternatif.

<sup>57</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>58</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>59</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>60</sup> Les fournisseurs alternatifs regroupent les fournisseurs qui ne sont pas des fournisseurs historiques.

<sup>61</sup> Electricité de Strasbourg Réseaux (ESR), Gaz Electricité de Grenoble (GEG), Gérédis Deux-Sèvres, SICAE de l'Oise, SRD et URM.

<sup>62</sup> Réseau GDS, RÉGAZ et Gaz Electricité de Grenoble (GEG).

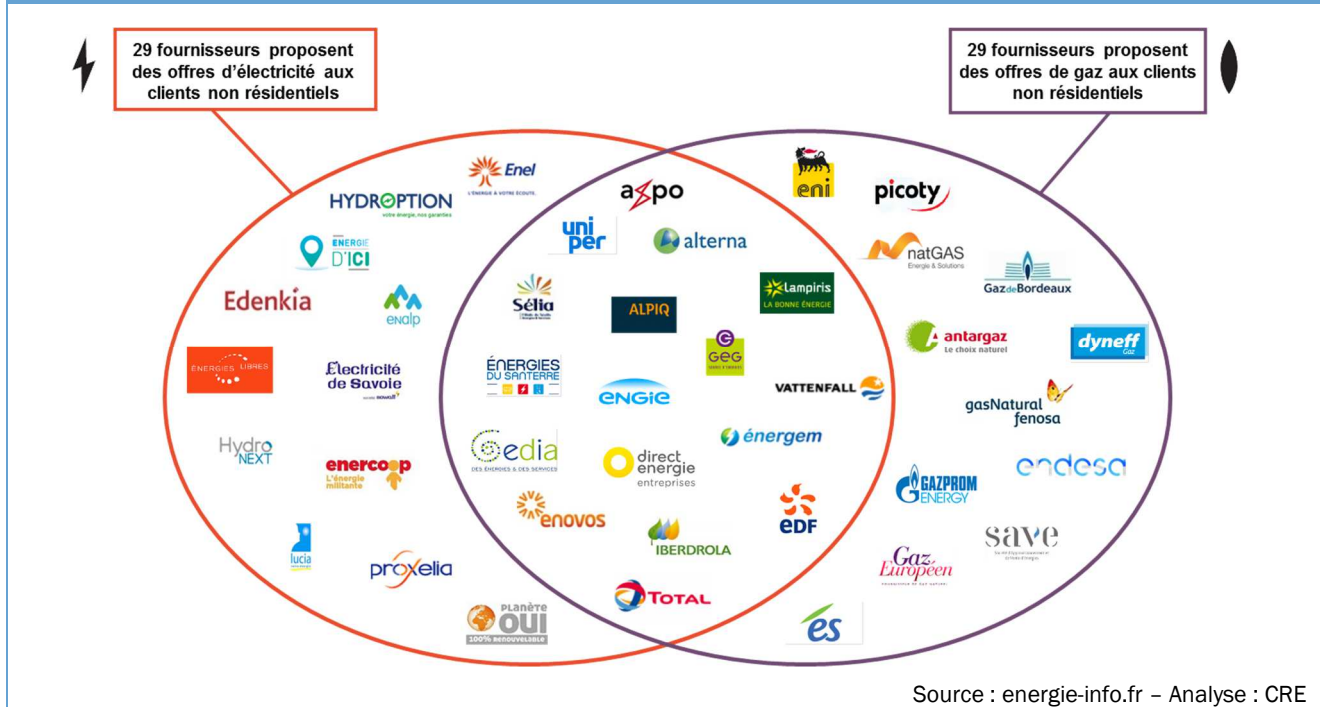
<sup>63</sup> Globalement, le périmètre d'étude retenu dans cette partie représente plus de 99 % des volumes fournis sur l'ensemble du territoire métropolitain tous gestionnaires de réseaux confondus.

<sup>64</sup> En électricité, les fournisseurs historiques sur les territoires des ELD sont ES Énergies Strasbourg (territoire d'ESR), Gaz Electricité de Grenoble, UEM (territoire d'URM), SICAE de l'Oise, Séolis (territoire de Gérédis Deux-Sèvres) et Sorégies (territoire de SRD).

En gaz naturel, les fournisseurs historiques sur les territoires des ELD sont Gaz de Bordeaux (territoire de Régaz), ES Energies (territoire de Réseau GDS) et Gaz Electricité de Grenoble.



Figure 42 : Fournisseurs nationaux d'électricité et de gaz naturel actifs au 31 décembre 2016 sur le marché non résidentiel



Source : energie-info.fr – Analyse : CRE

**1.2 Les offres de marché sont désormais prépondérantes sur le segment non résidentiel, en gaz naturel comme en électricité, à l'exception des petits professionnels qui restent très attachés aux tarifs réglementés**

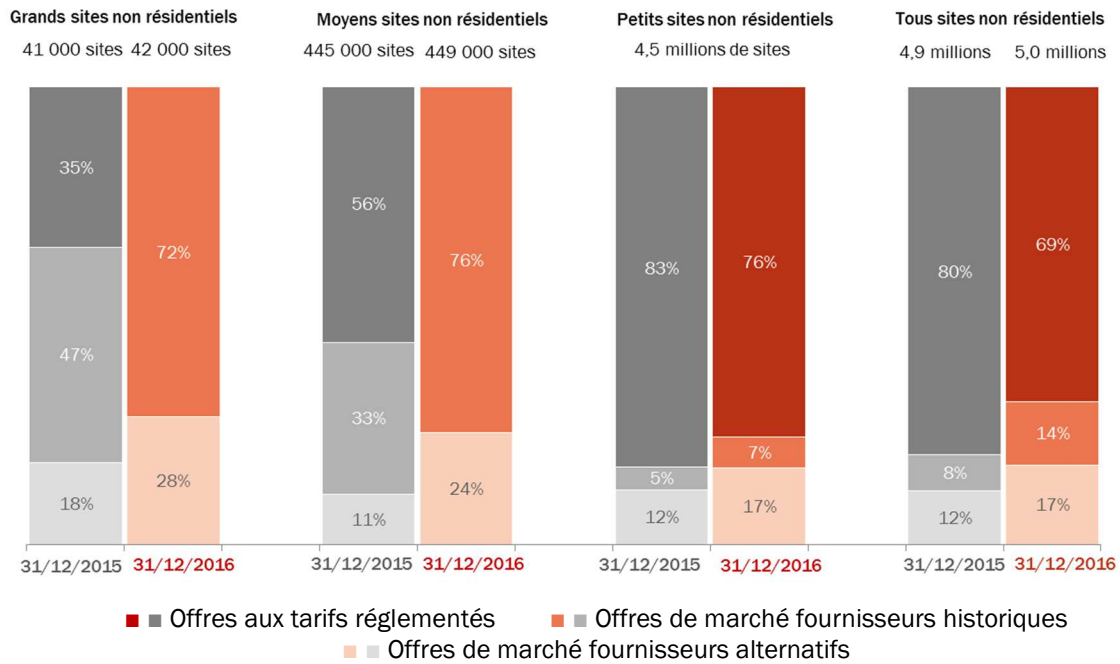
Les offres de marché sont désormais très répandues sur le segment non résidentiel avec toutefois des différences notables entre l'électricité et le gaz et selon que l'on raisonne en nombre de sites ou en consommation annuelle.

En 2016, les offres de marché ont continué de se développer sur le marché de l'électricité. Au 31 décembre 2016, elles représentaient 31 % des sites non résidentiels et 87 % de la consommation (contre 20 % des sites et 65 % des volumes à la fin de l'année 2015). Cette situation est le résultat de la suppression des tarifs réglementés de vente pour les moyens et grands sites non résidentiels au 1<sup>er</sup> janvier 2016 et à une hausse du nombre de petits professionnels en offre de marché. Néanmoins, concernant ces derniers, les tarifs réglementés de vente demeurent prépondérants et représentent 76 % des sites au 31 décembre 2016.

En gaz naturel, les tarifs réglementés ne représentaient plus que 12 % des sites et moins de 1 % des volumes sur le segment non résidentiel au 31 décembre 2016 (- 6 points par rapport à décembre 2015). En effet, depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2016, seuls les sites consommant moins de 30 MWh par an et les copropriétés consommant moins de 150 MWh par an peuvent encore bénéficier des tarifs réglementés de vente.

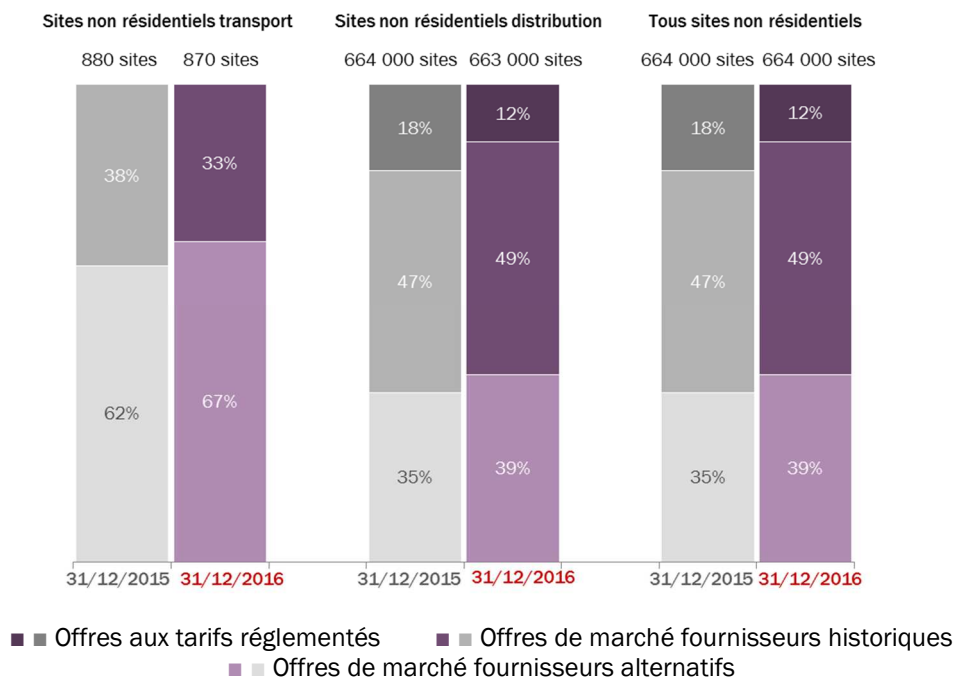
## SECTION 2 : LE MARCHÉ NON RÉSIDENTIEL

Figure 43 : Répartition des offres d'électricité par segment de clientèle sur le marché non résidentiel, en nombre de sites



Sources : GRT, GRD - Analyse : CRE

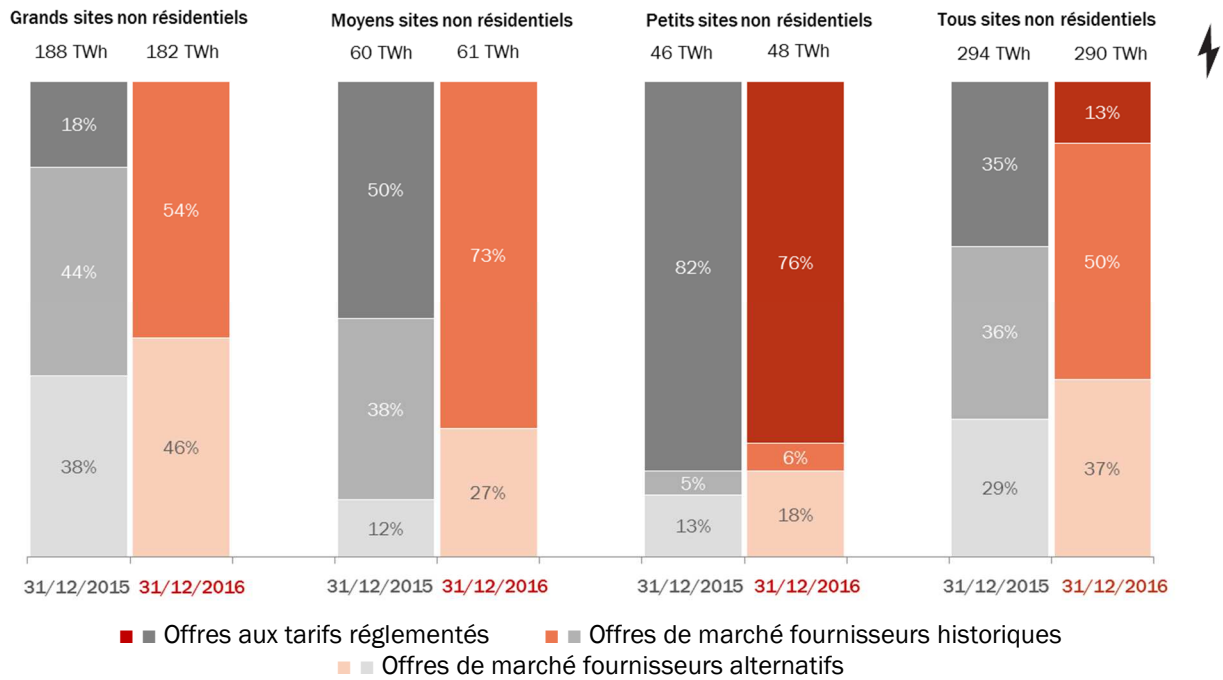
Figure 44 : Répartition des offres de gaz naturel par segment de clientèle sur le marché non résidentiel, en nombre de sites



Sources : GRT, GRD - Analyse : CRE

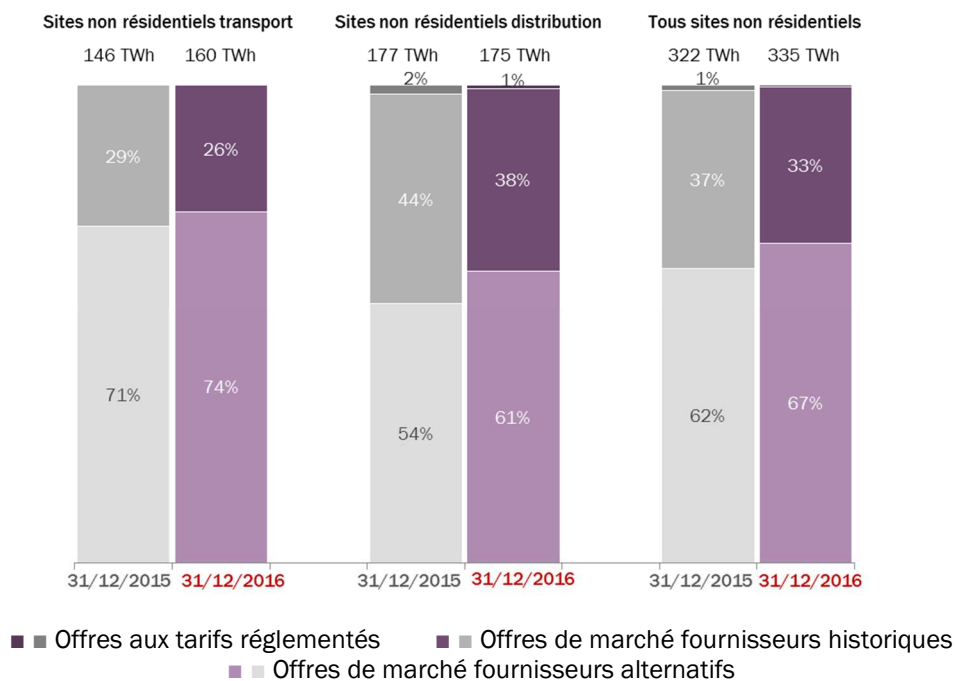
## SECTION 2 : LE MARCHÉ NON RÉSIDENTIEL

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



Sources : GRT, GRD - Analyse : CRE

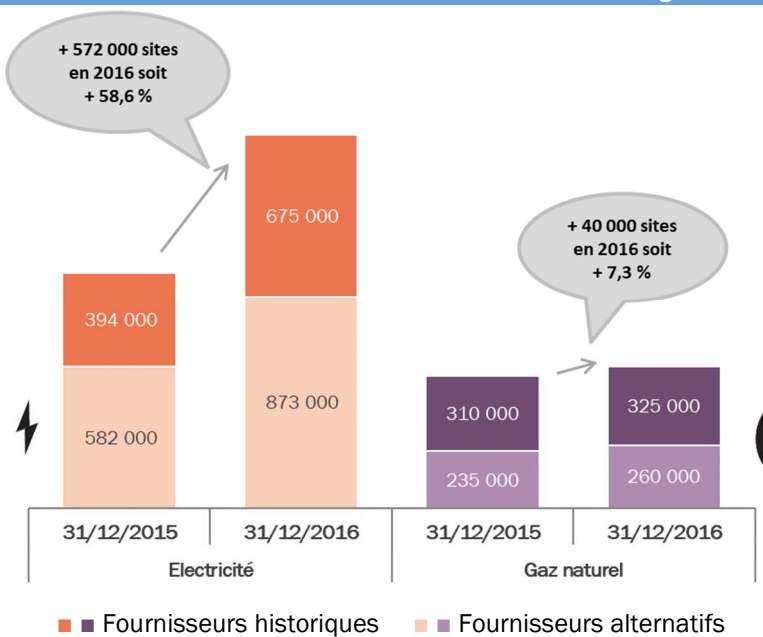
Figure 46 : Répartition des offres de gaz naturel par segment de clientèle sur le marché non résidentiel, en consommations annualisées



Sources : GRT, GRD - Analyse : CRE

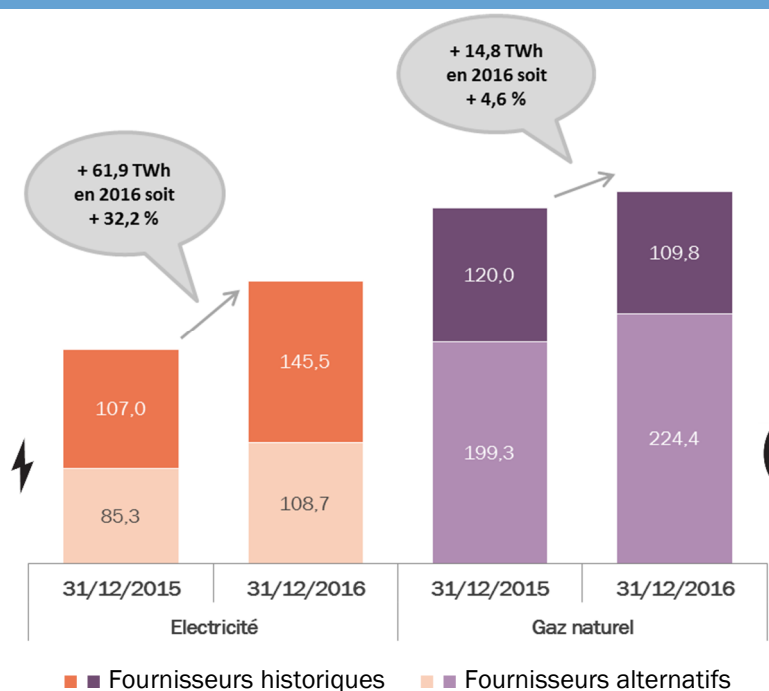
## SECTION 2 : LE MARCHÉ NON RÉSIDENTIEL

Figure 47 : Évolution du nombre de sites en offre de marché en électricité et en gaz naturel



Sources : GRT, GRD - Analyse : CRE

Figure 48 : Évolution de la consommation annualisée des sites en offre de marché en électricité et en gaz (en TWh)



Sources : GRT, GRD - Analyse : CRE

L'ouverture à la concurrence se poursuit en 2016, en électricité comme en gaz naturel, dynamisée par la suppression des tarifs réglementés.

En électricité, sur l'ensemble du segment non résidentiel, 572 000 sites sont passés en offre de marché, dont plus de la moitié, soit 291 000, chez un fournisseur alternatif. Entre fin 2015 et fin 2016, le portefeuille des fournisseurs alternatifs a augmenté de 50 % en nombre de sites et de 27 % en volume. L'évolution de la part de marché des fournisseurs alternatifs est plus marquée sur les segments concernés par la suppression des tarifs réglementés au 1<sup>er</sup> janvier 2016, bien que ces clients demeurent majoritairement chez les fournisseurs historiques (75 % des sites en offre de marché). Sur le segment des petits professionnels, les sites ayant souscrit une offre de marché se sont

## SECTION 2 : LE MARCHÉ NON RÉSIDENTIEL

plutôt tournés vers les fournisseurs alternatifs, faisant progresser leur part de marché de 5 points entre 2015 et 2016.

En gaz naturel, la part de marché des alternatifs progresse à un rythme modéré sur les différents segments.

Sur le réseau de transport, la concurrence est bien établie. Plus de deux tiers des sites ont souscrit chez un fournisseur alternatif, ce qui représente 74 % des volumes. Leur part de marché a continué de progresser en 2016 (+5 pts en nombre de sites et +3 points en volume par rapport à 2015).

Sur le réseau de distribution, la part de marché des fournisseurs alternatifs s'élève à 39 % en nombre de sites (+4 points par rapport à 2015) et 61 % en consommation (+7 points par rapport à 2015). L'ouverture à la concurrence s'améliore car, contrairement à 2015, la majorité des sites non résidentiels ayant souscrit une offre de marché au cours de l'année 2016 se sont tournés vers un fournisseur alternatif (61 % des sites en 2016 contre 21 % en 2015). Toutefois, seuls 40 000 sites sont passés en offre de marché en 2016, contre 145 000 en 2015.

La Figure 49 et la Figure 50 illustrent le rythme de développement de la concurrence entre 2015 et 2016 pour les différentes options du tarif d'accès des tiers au réseau de distribution détaillées dans le tableau ci-dessous.

Tableau 1 : Segments tarifaires des consommateurs de gaz raccordés au réseau de distribution

Option tarifaire	Usages	Plage de consommation
Tranche T1	Cuisson, eau chaude	Moins de 6 MWh/an
Tranche T2	Chauffage	Entre 6 et 300 MWh/an
Tranche T3	Grandes chaufferies	Entre 0,3 et 5 GWh/an
Tranche T4	Industriels	Plus de 5 GWh/an

Figure 49 : Évolution des parts de marché des fournisseurs alternatifs de gaz selon l'option tarifaire, en nombre de sites

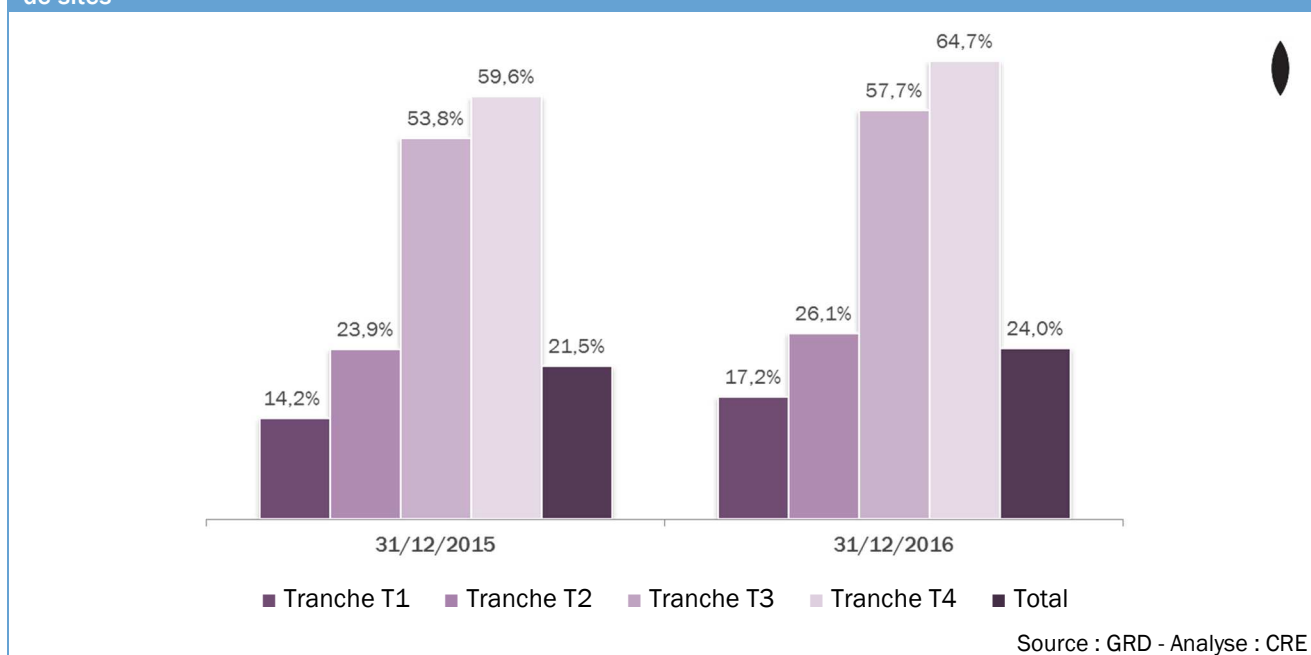
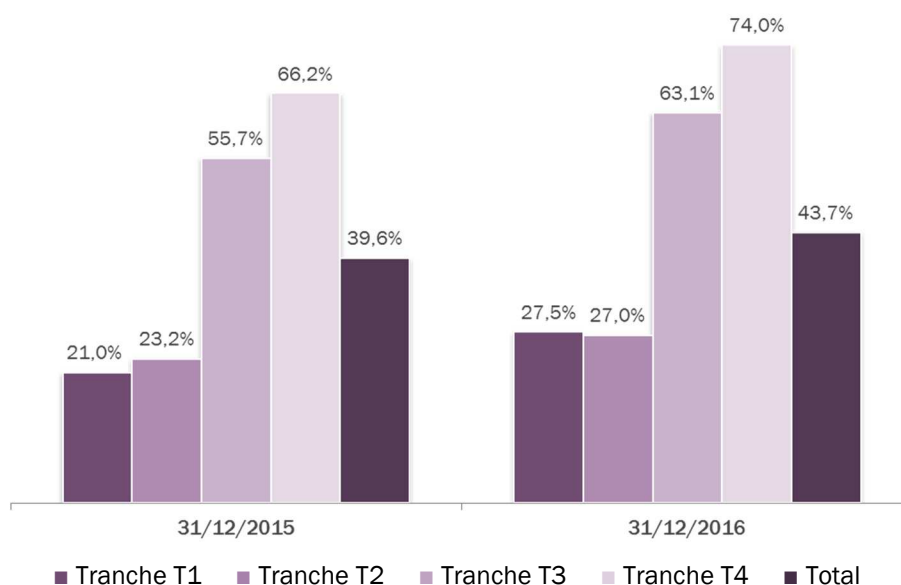


Figure 50 : Évolution des parts de marché des fournisseurs alternatifs de gaz selon l'option tarifaire, en volume



Source : GRD - Analyse : CRE

En 2016, l'activité concurrentielle s'est bien développée sur l'ensemble des tranches tarifaires, et plus particulièrement sur les tranches T3 (grandes chaufferies) et T4 (Industriels). Sur ce segment, les fournisseurs alternatifs fournissent désormais respectivement 63,1 % (+ 7,4 points par rapport à 2015) et 74 % (+ 7,8 points par rapport à 2015) des volumes.

### 1.3 Les parts de marché des fournisseurs sur le marché libre

#### 1.3.1 En électricité, malgré une sensible baisse de ses parts de marché en 2016, EDF reste le premier fournisseur d'offres de marché sur le segment des moyens et grands sites non résidentiels, bien devant ses concurrents

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. Les parts de marché des fournisseurs diffèrent légèrement de celles des RE.

Les trois graphiques ci-après font apparaître les parts de marché par RE sur le marché libre, c'est-à-dire uniquement parmi les sites fournis en offre de marché. Les RE qui ont une part de marché inférieure à 3 % sont rassemblés dans la catégorie « Autres ». Ces parts de marché sont présentées à fin 2016, ainsi qu'en évolution par rapport à fin 2015, 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.

Sur le segment des grands sites non résidentiels (Figure 8), EDF détient toujours plus de la moitié des volumes et deux tiers des sites sur le marché libre, bien que sa part de marché ait diminué en 2016 (respectivement -2 points et -5 points en volume et en nombre de sites).

Sur le segment des moyens sites non résidentiels (Figure 52), EDF détient 70 % des volumes et 74 % des sites. Il partage le marché avec ENGIE et Direct Energie qui détiennent ensemble 19 % du marché libre en volume comme en nombre des sites.

Sur le segment des petits sites non résidentiels (Figure 53), c'est encore EDF, ENGIE et Direct Energie qui se partagent le marché, mais avec ENGIE détenant la plus grande part, soit 39%.

## SECTION 2 : LE MARCHÉ NON RÉSIDENTIEL

Figure 51 : Répartition des offres de marché d'électricité des responsables d'équilibre à fin 2016 et évolution par rapport à fin 2015 sur le segment des grands sites non résidentiels

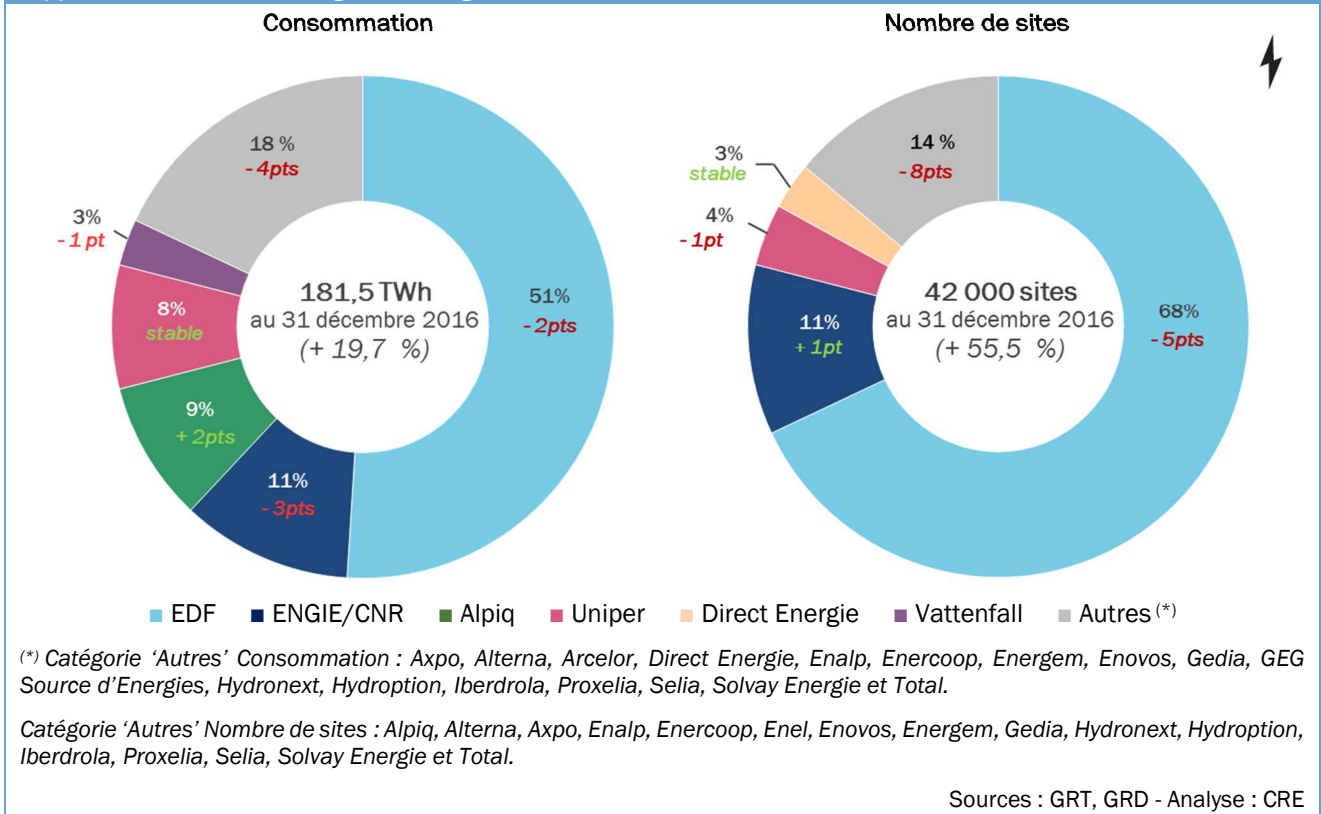
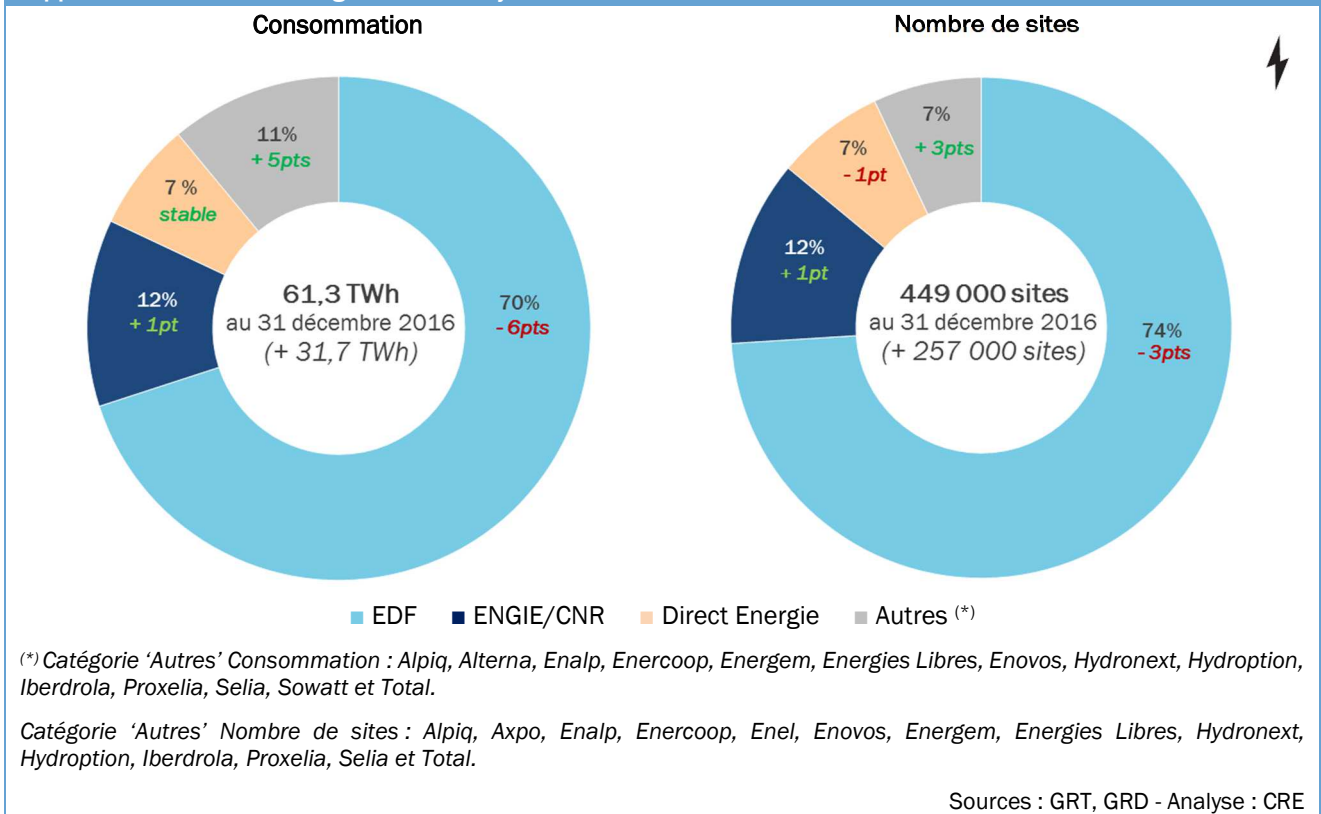
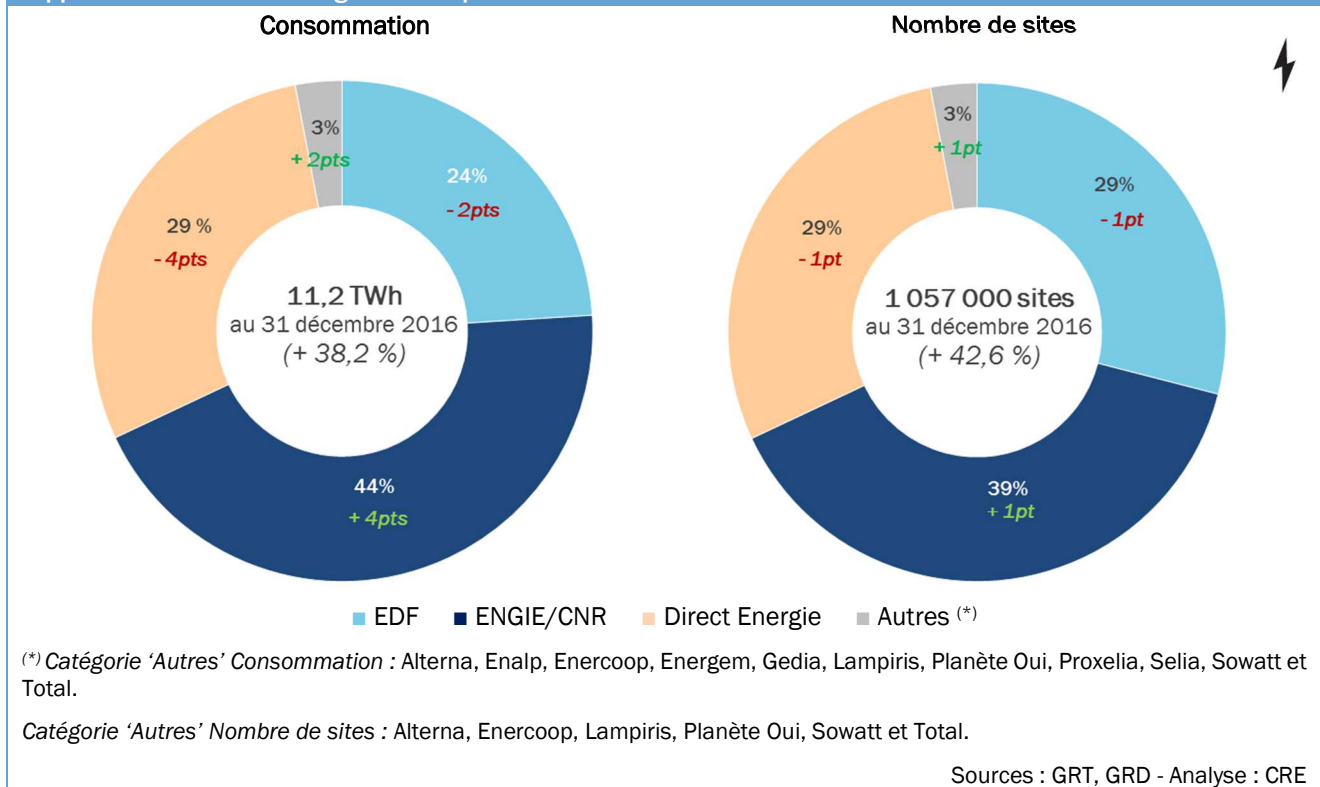


Figure 52 : Répartition des offres de marché d'électricité des responsables d'équilibre à fin 2016 et évolution par rapport à fin 2015 sur le segment des moyens sites non résidentiels



## SECTION 2 : LE MARCHÉ NON RÉSIDENTIEL

Figure 53 : Répartition des offres de marché d'électricité des responsables d'équilibre à fin 2016 et évolution par rapport à fin 2015 sur le segment des petits sites non résidentiels



### 1.3.2 En gaz naturel, ENGIE continue de perdre des parts de marché et ne détient désormais plus qu'un quart des parts de marché en volume sur le segment des clients non résidentiels raccordés au réseau de distribution

La figure ci-après présente les parts de marché à la fin de l'année 2016 des expéditeurs finals de gaz sur le marché libre, en consommation et en nombre de sites, ainsi que leur évolution par rapport à la fin de l'année 2015, 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>65</sup>.

Les expéditeurs finals qui ont une part de marché inférieure à 3 % sont regroupés dans la catégorie « Autres ».

Sur le segment non résidentiel la concurrence est bien installée, notamment sur le réseau de transport où douze expéditeurs livrent désormais plus de 3 % des volumes.

Concernant les sites raccordés au réseau de distribution, la concurrence s'intensifie en 2016, avec 10 expéditeurs livrant plus de 3 % des volumes. Sur le marché libre, ENGIE ne détient plus qu'un quart des parts de marché en volume, mais toujours 44 % en nombre de sites. La concurrence est plus importante sur les sites de fortes consommations, les petits professionnels semblant toujours privilégier le fournisseur historique. Il est à noter toutefois que sa part de marché baisse en 2016 (-3 points en nombre de site, - 5 points en consommation).

<sup>65</sup> Cas de clients gros consommateurs de gaz naturel.



## SECTION 2 : LE MARCHÉ NON RÉSIDENTIEL

Figure 54 : Répartition des offres de marché de gaz des expéditeurs finals à fin 2016 et évolution par rapport à fin 2015, pour les clients non résidentiels raccordés au réseau de transport

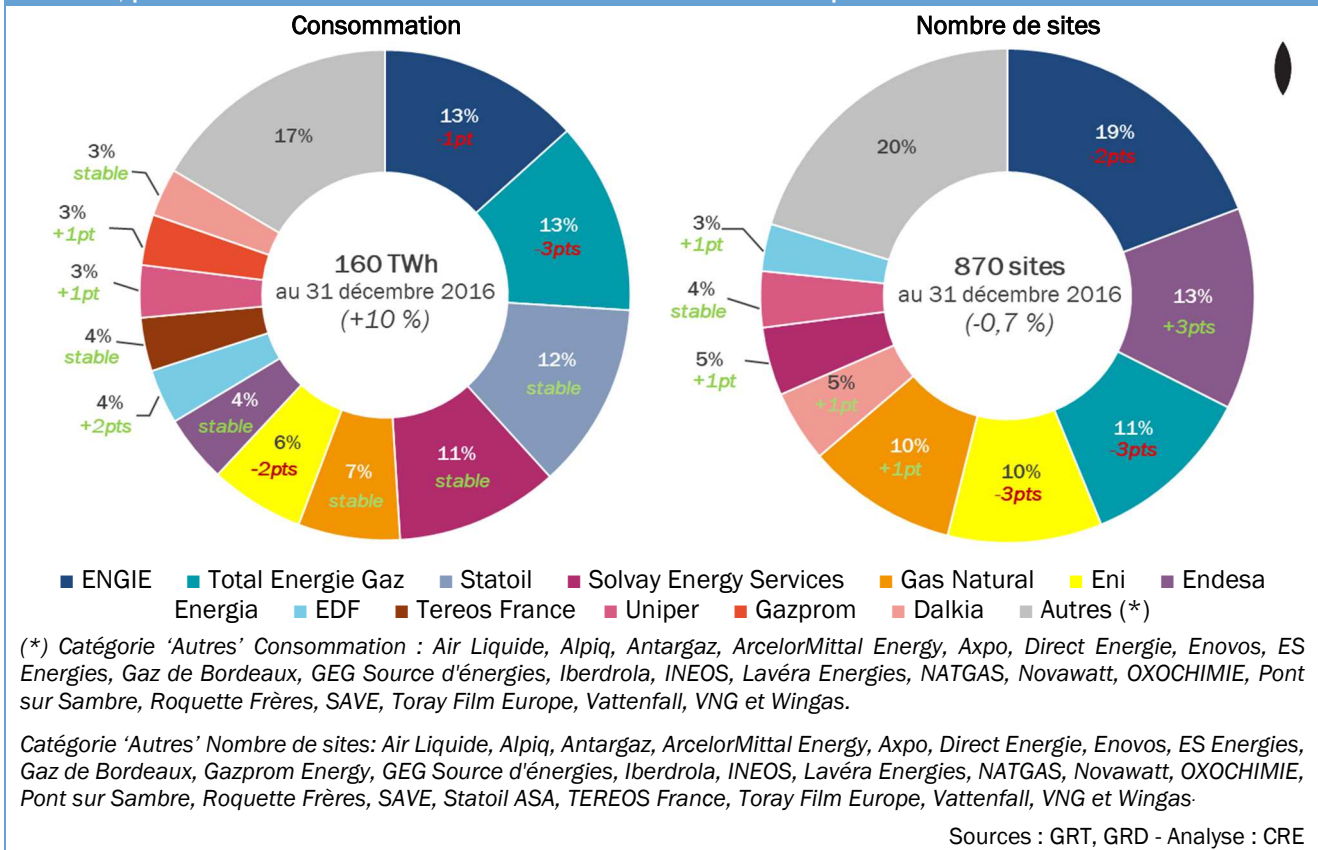
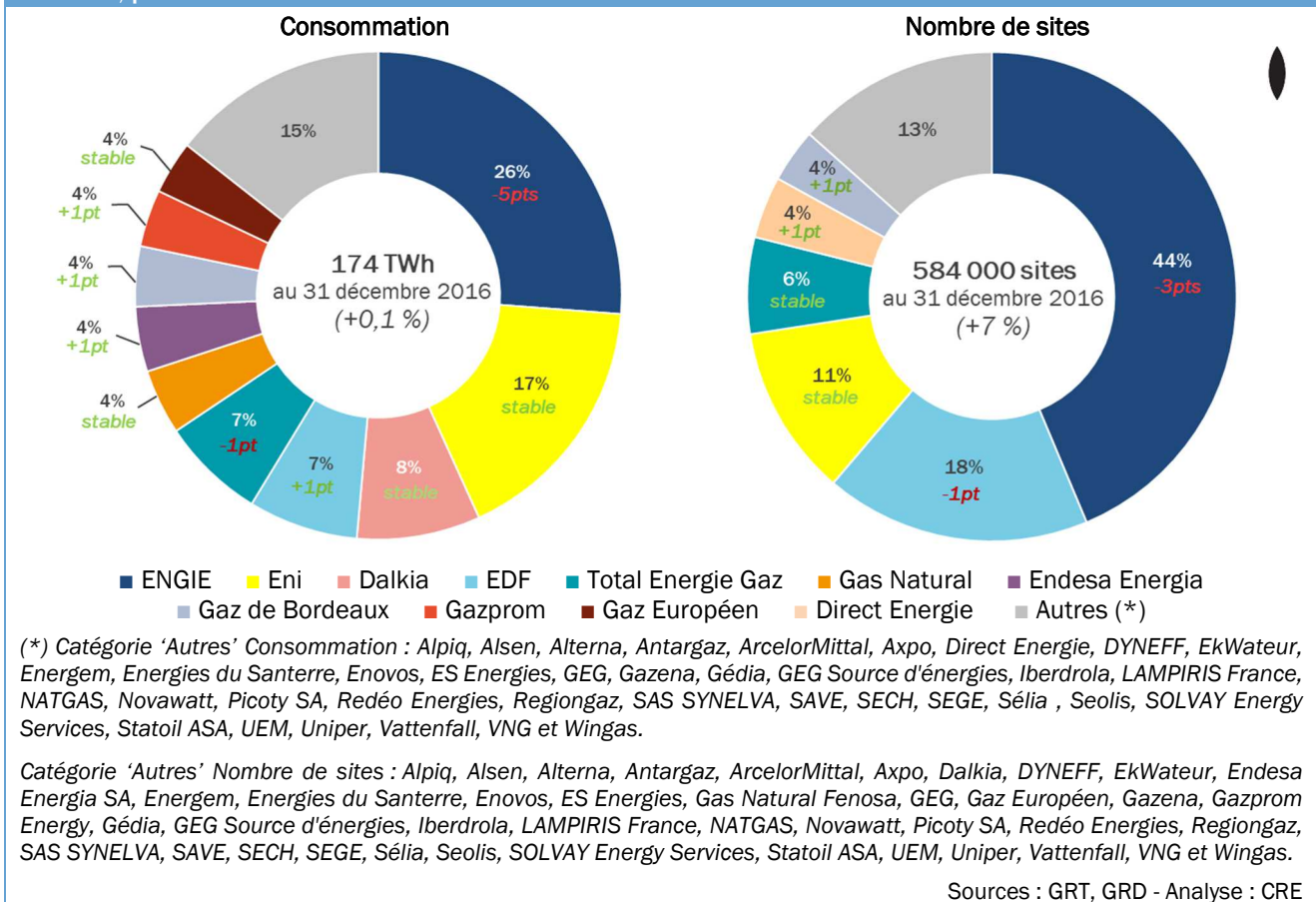


Figure 55 : Répartition des offres de marché de gaz des expéditeurs finals à fin 2016 et évolution par rapport à fin 2015, pour les clients non résidentiels raccordés au réseau de distribution



## SECTION 2 : LE MARCHÉ NON RÉSIDENTIEL

### 1.4 Mesure de l'intensité concurrentielle

Dans ce chapitre, l'activité concurrentielle d'ENGIE en électricité et d'EDF en gaz naturel ont été 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 nouveaux entrants.

Les notions présentées dans cette partie (mises en service, ventes brutes, etc.) sont définies de manière détaillée dans le lexique.

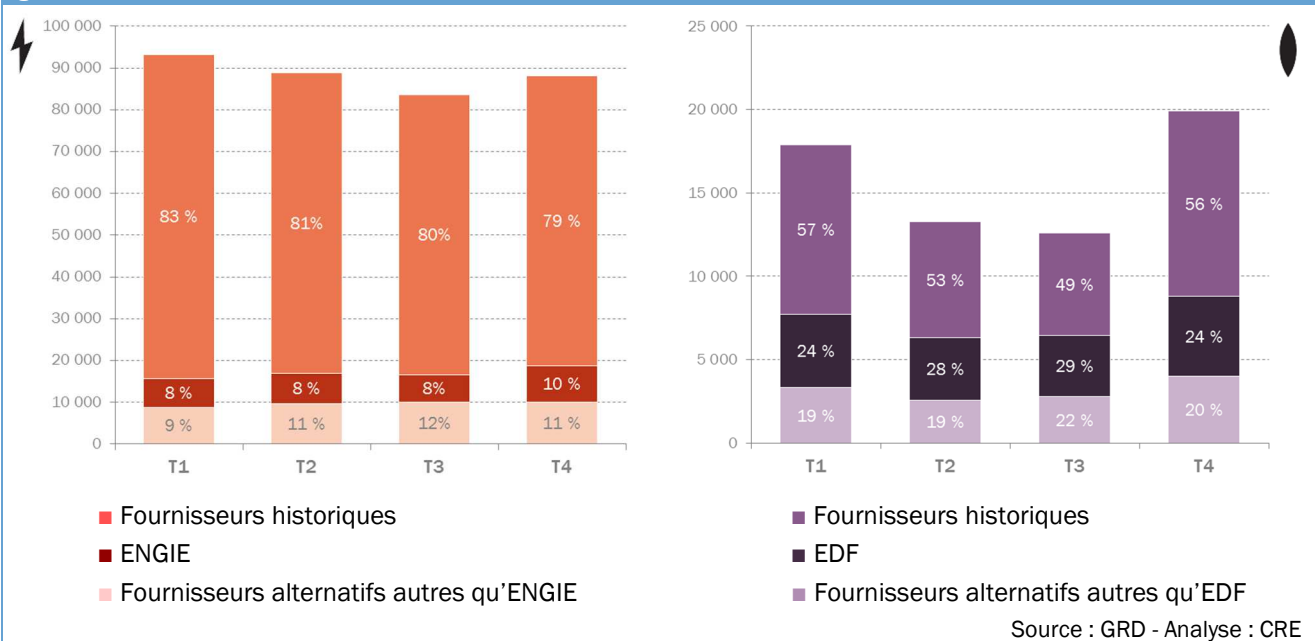
#### 1.4.1 Les fournisseurs alternatifs captent une grande majorité de clients lors des changements de fournisseurs, alors que les fournisseurs historiques continuent de réaliser la majorité des mises en service, notamment en électricité

##### Mises en service

En électricité, les fournisseurs historiques (EDF et les ELD) effectuent une très grande majorité des mises en service. En effet, en moyenne 81 % des mises en service en 2016 ont été effectuées chez les fournisseurs historiques, 8 % chez ENGIE et 11 % chez les fournisseurs alternatifs autres qu'ENGIE.

En gaz naturel, la situation est plus diverse. Au cours de l'année 2016, 54 % des mises en service ont été effectuées chez les fournisseurs historiques (-4 points par rapport à 2015), 26 % chez EDF (+0,2 point par rapport à 2015) et 20 % chez les fournisseurs alternatifs autre qu'EDF (+3 points par rapport à 2015). Même si les fournisseurs historiques captent encore plus de la moitié des clients lors des mises en service, la situation évolue progressivement et de plus en plus de clients non résidentiels font appel à un fournisseur alternatif lors d'une mise en service.

Figure 56 : Évolution du nombre de mises en service par trimestre au cours de l'année 2016, en électricité et en gaz naturel



##### Changements de fournisseur

Les changements de fournisseur se sont concentrés au premier trimestre 2016 et, dans une moindre mesure, au troisième trimestre 2016, suivant les échéances du calendrier de suppression des tarifs réglementés (portant notamment sur les mois de janvier et de juillet 2016). En électricité comme en gaz naturel, les changements de fournisseur se font principalement au bénéfice des fournisseurs alternatifs. Toutefois, une large majorité des changements de fournisseurs ont été réalisés chez ENGIE en électricité (42 % en 2016), alors que le nombre de changements en faveur d'EDF en gaz naturel est plus modeste (11 % en 2016).

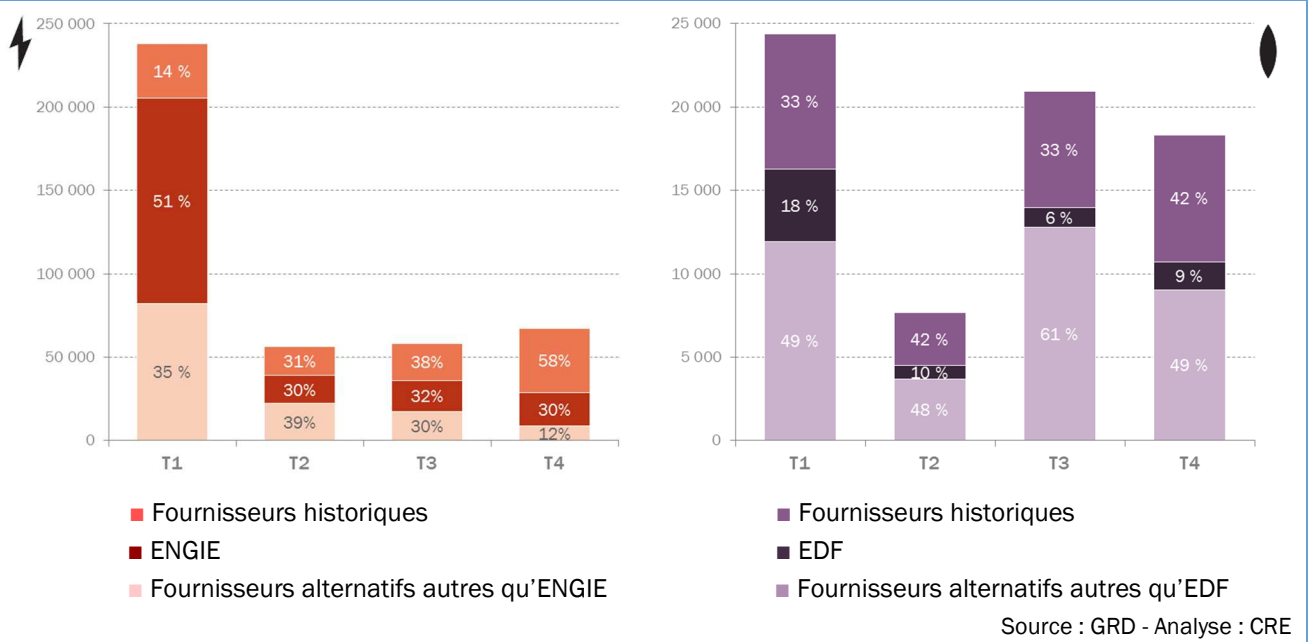
En électricité, 238 000 changements de fournisseur ont été effectués au premier trimestre 2016 contre environ 60 000 en moyenne par trimestre sur le reste de l'année. La moitié des clients ayant changé de fournisseur au premier trimestre l'ont fait au bénéfice d'ENGIE, soit 51 %, contre 35 % pour les autres fournisseurs alternatifs et 14 % pour les fournisseurs historiques. Sur le reste de l'année 2016 la répartition est plutôt stable, à l'exception du dernier trimestre où près de 60 % des sites ont effectué un changement de fournisseur afin de revenir chez leur fournisseur historique.

## SECTION 2 : LE MARCHÉ NON RÉSIDENTIEL

En gaz naturel, 52 % des clients ayant changé de fournisseur au cours de l'année 2016 l'ont fait au bénéfice d'un fournisseur alternatif autre qu'EDF (+4 points par rapport à 2015), contre 36 % pour les fournisseurs historiques (-8 points par rapport à 2015) et 11 % pour EDF (+4 points par rapport à 2015). Ces résultats mettent en évidence la progression des fournisseurs alternatifs et d'EDF en 2016 (notamment au premier trimestre), par rapport aux fournisseurs historiques. Le nombre total de changements de fournisseurs est en légère baisse en 2016 par rapport à 2015 (71 000 en 2016 contre 92 000 en 2015). La majorité des sites concernés par la suppression de leurs tarifs réglementés de vente ont basculé en offre de marché au cours de l'année 2015.

N.B : le basculement d'un tarif réglementé vers une offre de marché au sein d'un même fournisseur historique n'est pas comptabilisé en tant que changement de fournisseur

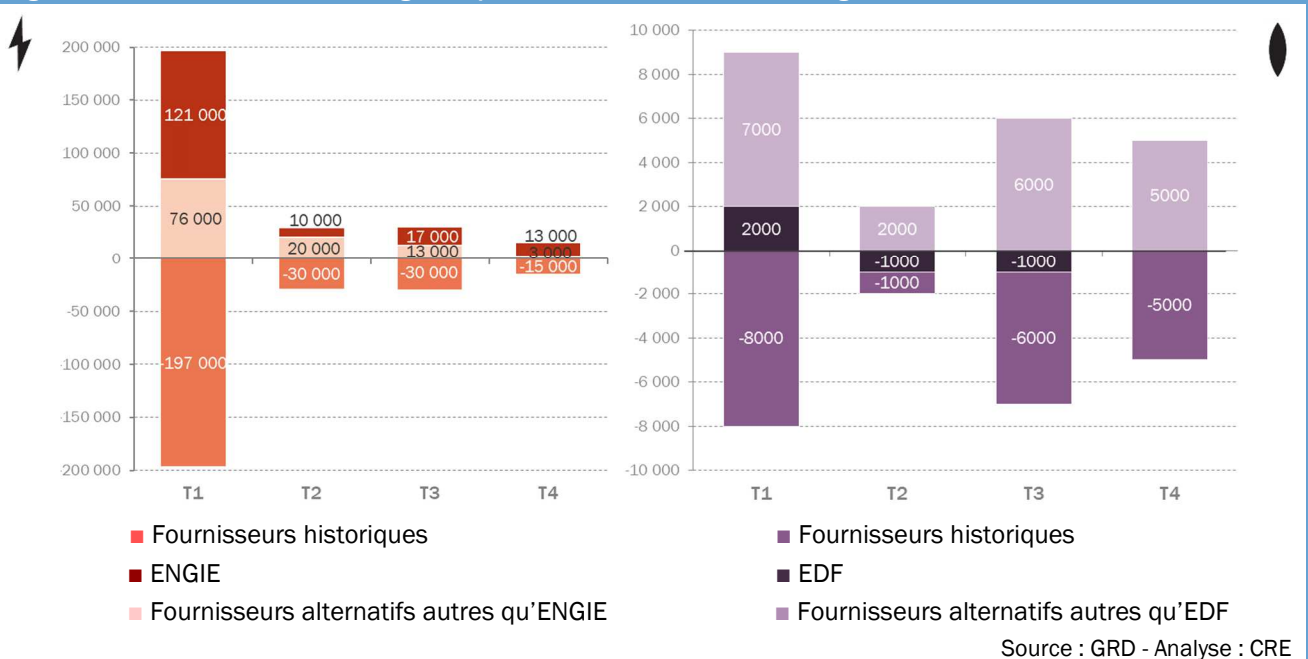
Figure 57 : Évolution du nombre de changements de fournisseur par trimestre au cours de l'année 2016, en électricité et en gaz naturel



### Démarchage net

Le démarchage net, présenté à la Figure 12, reflète 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.

Figure 58 : Évolution du démarchage net pour la vente d'électricité et de gaz naturel sur l'année 2016



## SECTION 2 : LE MARCHÉ NON RÉSIDENTIEL

L'évolution du démarchage net en électricité montre que l'évolution du portefeuille des fournisseurs a été surtout marquée au premier trimestre 2016. Sur cette période, les fournisseurs historiques ont perdu un nombre important de sites, notamment lié à la suppression des TRV, au profit principalement d'ENGIE, et, dans une moindre mesure, des fournisseurs alternatifs. Sur le reste de l'année, le résultat du démarchage net est positif pour les fournisseurs alternatifs, mais dans des proportions moindres.

En gaz naturel, la concurrence continue à se développer sur le segment non résidentiel. Le flux de clients dû au démarchage net est toujours positif en 2016 pour les fournisseurs alternatifs autres qu'EDF et négatif pour les fournisseurs historiques. Toutefois, le flux de clients dû au démarchage net en 2016 est inférieur à celui de 2015 pour les fournisseurs alternatifs (21 000 en 2016 contre 32 000 en 2015).

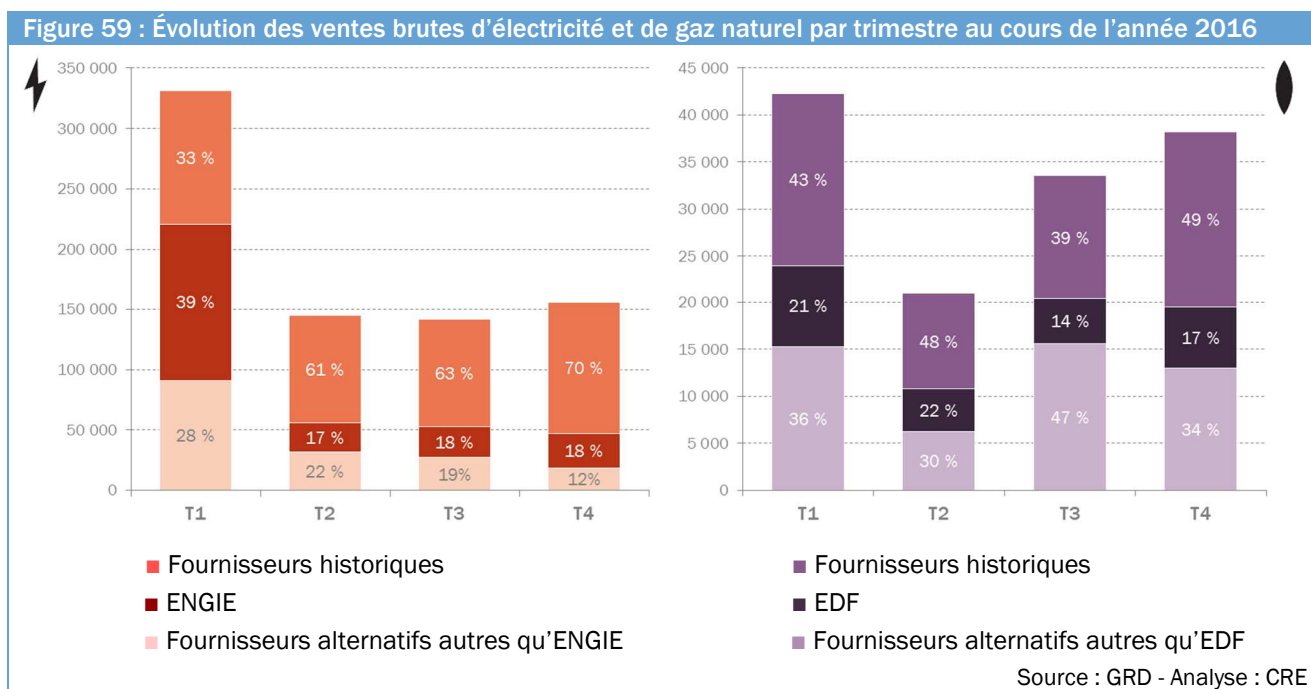
### Entrées en portefeuille

#### 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 qu'ils peuvent perdre sur la période.

En 2016, en moyenne 51 % des ventes brutes ont été réalisées par des fournisseurs historiques en électricité, 27 % par ENGIE, et 22 % par les autres fournisseurs alternatifs. La forte hausse des ventes brutes au premier trimestre 2016 s'explique par le nombre important de changements de fournisseurs lors de la suppression des TRV au 1<sup>er</sup> janvier.

En gaz naturel, les fournisseurs historiques réalisent également la plus grande partie des ventes brutes avec 45 % des ventes brutes en 2016, en baisse de 5 pts par rapport à 2015. Les fournisseurs alternatifs progressent avec 37 % des ventes brutes réalisées par les fournisseurs alternatifs autres qu'EDF (+ 1 pt par rapport à 2015) et 18 % par EDF (+ 3 pts par rapport à 2015).



#### Ventes nettes

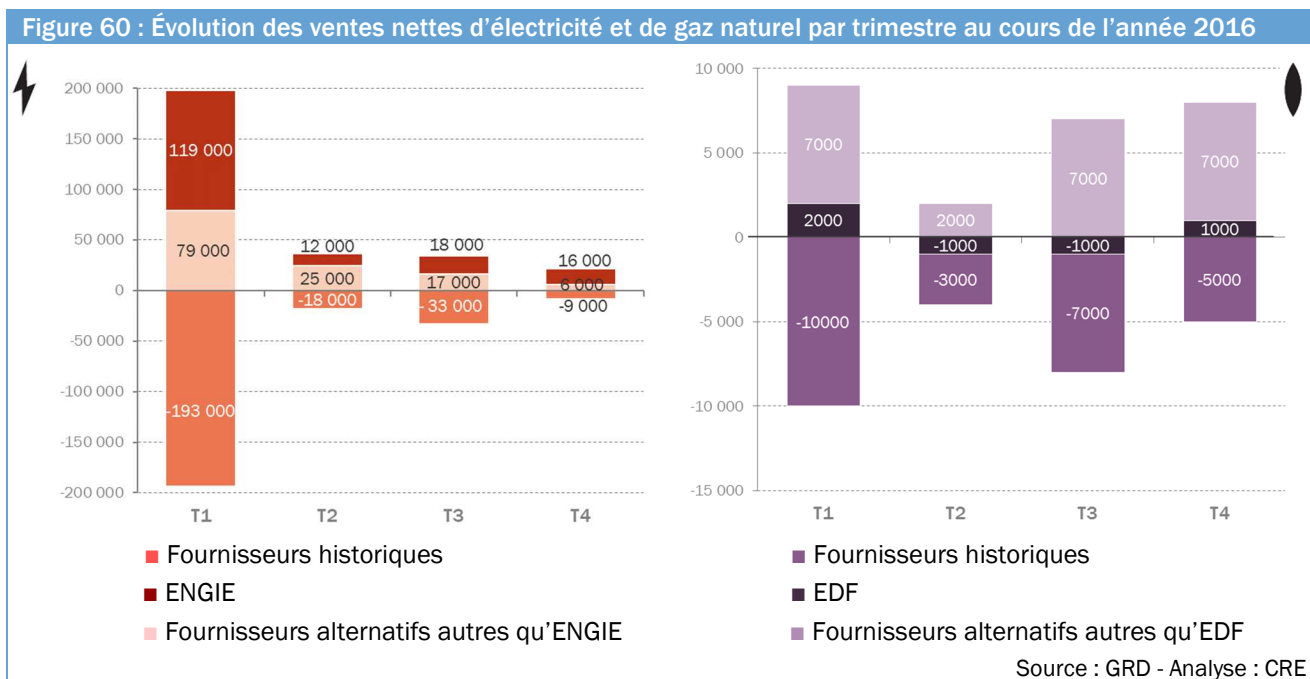
Les ventes nettes représentent le nombre de clients que le fournisseur a réellement acquis ou perdu au cours de la période considérée.

En électricité comme en gaz naturel, les fournisseurs historiques perdent globalement des sites au profit des fournisseurs alternatifs principalement du fait des changements de fournisseurs sortants, importants au premier trimestre 2016 avec la suppression des TRV. Au fil des trimestres suivants, les ventes nettes négatives chez les fournisseurs historiques sont en partie dues au basculement de certains sites en offre transitoire chez leur fournisseur historique vers des offres de marché ou l'offre post transitoire chez un autre fournisseur.

Les fournisseurs alternatifs ont gagné des sites tout au long de l'année, notamment au premier trimestre avec des ventes nettes autour de 198 000 contre une moyenne de 29 000 par trimestre sur les 3 derniers trimestres.

## SECTION 2 : LE MARCHÉ NON RÉSIDENTIEL

En gaz naturel, les ventes nettes des fournisseurs alternatifs sont sensiblement plus faibles en 2016 qu'en 2015 (23 000 en 2016 contre 34 000 en 2015), ce qui traduit un ralentissement du rythme du développement de l'ouverture à la concurrence, après une année 2015 très dynamique, avec la suppression d'une partie des tarifs réglementés.



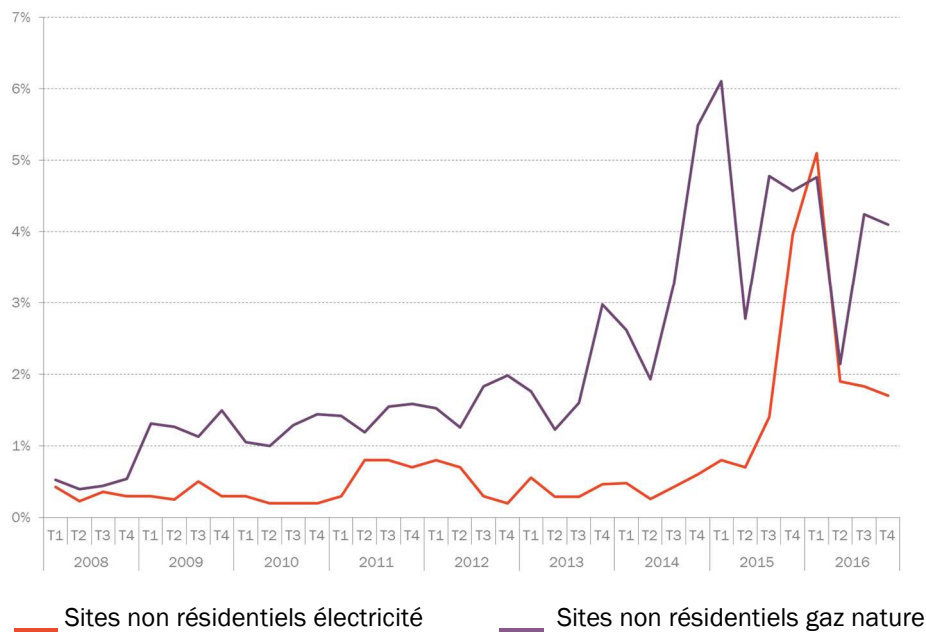
### 1.4.2 Le taux de rotation en électricité a fortement progressé du fait de la suppression des tarifs réglementés de vente, mais reste inférieur à celui du gaz naturel en 2016

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 dans chaque segment de clientèle. 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 très nettement progressé du fait de la suppression des tarifs réglementés de vente. En 2016, le taux de switch annuel s'élève à 9,7 % (contre 6,8 % en 2015). Au premier trimestre, le taux de switch était de 5,1 %, contre 0,8 % à la même période en 2015. Même si la communication autour de la suppression des TRV a permis au segment des petits sites professionnels de s'ouvrir à la concurrence en 2016, un nombre encore important de sites demeurent aux tarifs réglementés de vente et restent peu actifs sur ce segment.

Le taux de switch est plus important sur le marché du gaz naturel que sur le marché de l'électricité. En gaz naturel, le taux de switch a augmenté progressivement depuis 2013 et a atteint son plus haut niveau, 6,1 %, au premier trimestre 2015 lors de la deuxième échéance de suppression des TRV. Le taux de switch est en légère baisse en 2016, après une année 2015 très dynamique avec la suppression d'une partie des tarifs réglementés. Le taux de switch annuel en 2016 s'élève à 15,2 %, contre 18,3 % en 2015, et 13,3 % en 2014. Ce taux élevé traduit une meilleure information des clients sur l'ouverture à la concurrence et un marché désormais dynamique.

Figure 61 : Taux de rotation entre 2008 et 2016 sur le segment non résidentiel (en nombre de sites)



Source : GRD - Analyse : CRE

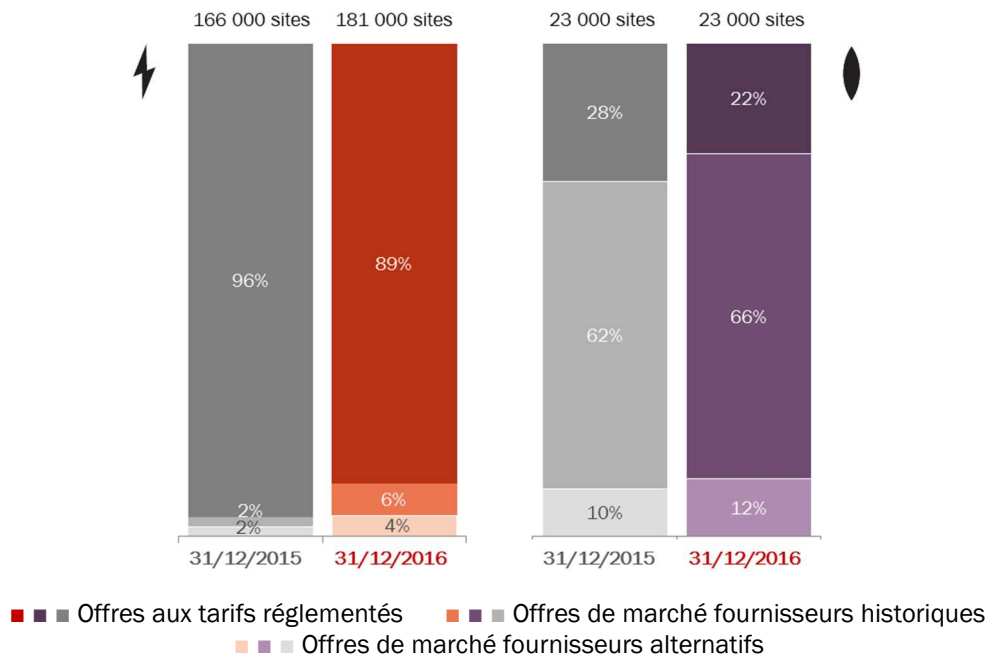
### 1.5 La concurrence sur le territoire des entreprises locales de distribution reste nettement inférieure au reste du territoire

Les paragraphes précédents dressent un état des lieux de l'ouverture à la concurrence sur le segment non résidentiel, en électricité et en gaz naturel, sur l'ensemble du territoire. Ce paragraphe se concentre quant à lui sur le territoire des ELD et présente l'état de l'ouverture à la concurrence dans les zones historiques des principaux gestionnaires non nationaux d'électricité et de gaz naturel, à savoir :

- Électricité de Strasbourg Réseaux (ESR), Gaz Électricité de Grenoble, URM, Gérédis Deux-Sèvres, SICAE de l'Oise et SRD, en électricité ;
- RÉGAZ, Réseau GDS et Gaz Électricité de Grenoble en gaz naturel.

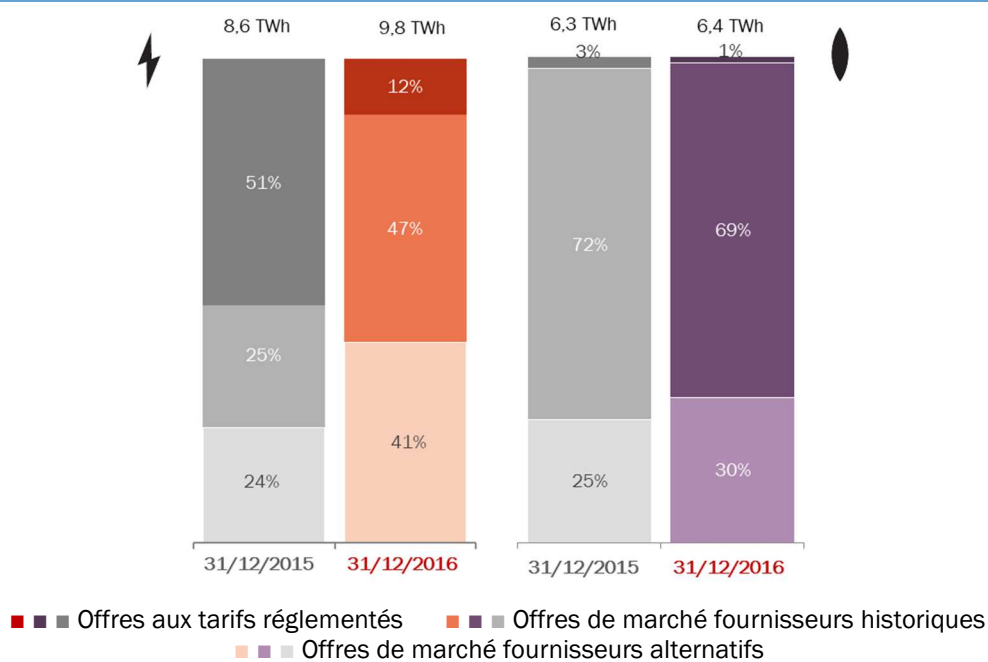
## SECTION 2 : LE MARCHÉ NON RÉSIDENTIEL

Figure 62 : 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

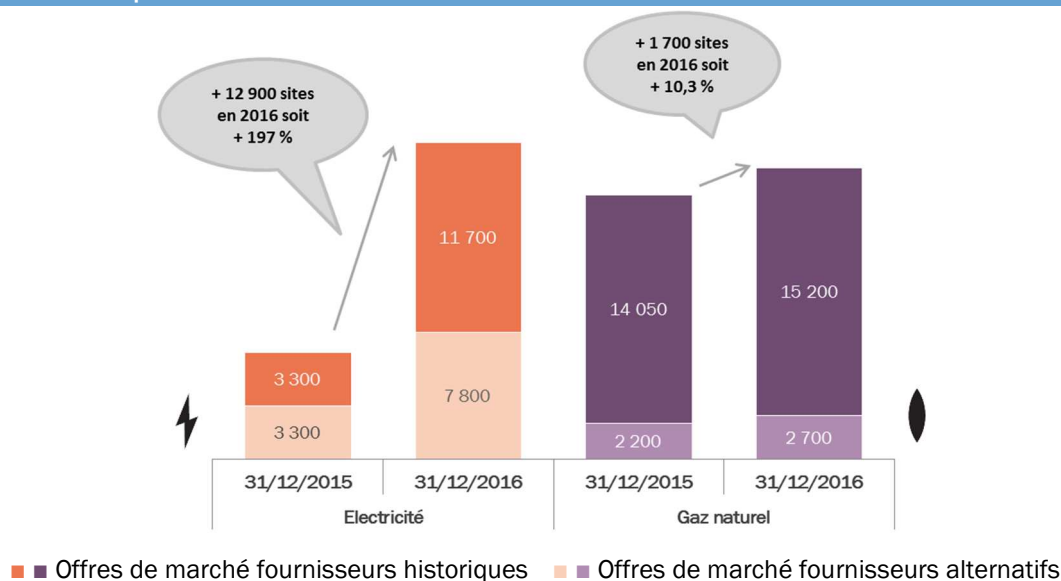
Figure 63 : Répartition, en consommation annualisée, des offres d'électricité (à gauche) et de gaz naturel (à droite) sur le segment non résidentiel, sur le territoire des entreprises locales de distribution



Source : GRD - Analyse : CRE

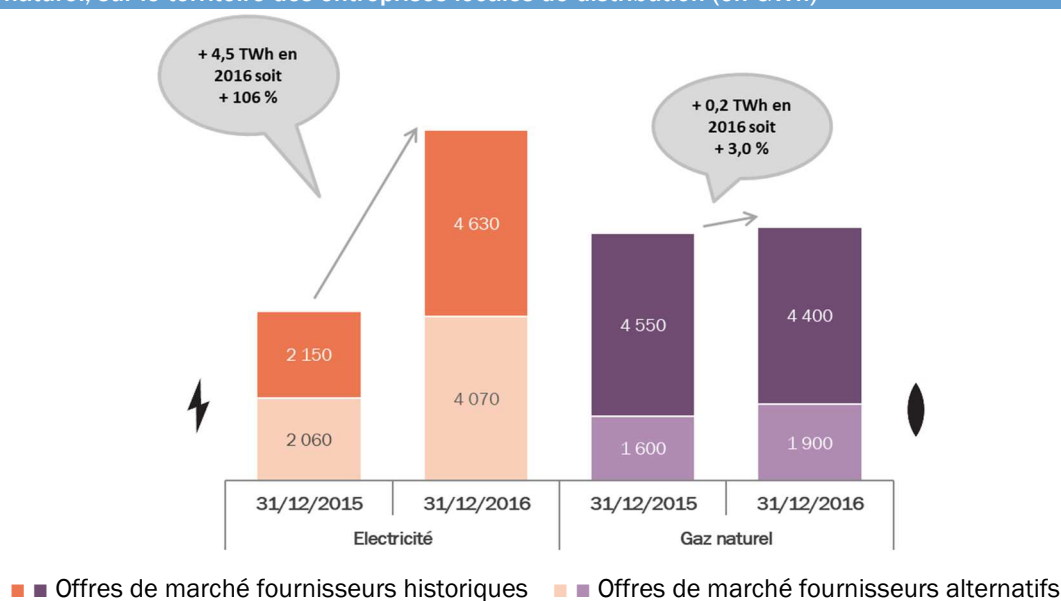
## SECTION 2 : LE MARCHÉ NON RÉSIDENTIEL

Figure 64 : 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



Source : GRD - Analyse : CRE

Figure 65 : 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)



Source : GRD - Analyse : CRE

Sur le territoire des ELD, une part importante des sites non résidentiels en électricité est constituée de petits sites professionnels, encore éligibles aux TRV. Ainsi, les tarifs réglementés de vente restent prépondérants en électricité : au 31 décembre 2016, 89 % des sites et 12 % de la consommation bénéficiaient d'un tarif réglementé. En revanche, les tarifs réglementés ne représentaient plus, en gaz naturel, que 22 % des sites et 1 % des volumes au 31 décembre 2016.

Avec la suppression d'une partie des tarifs réglementés de vente, le nombre de sites fournis en offre de marché a augmenté de manière significative en 2016 en électricité. En effet, au cours de l'année 2016 environ 12 900 sites ont souscrit une offre de marché (contre 4 900 sites en 2015). La part de marché des fournisseurs alternatifs a également progressé (+ 2 points par rapport à 2015 en nombre de sites et + 17 points en volume).

En gaz naturel, la concurrence progresse lentement sur le territoire des ELD et reste nettement en retard par rapport au reste du territoire. Au 31 décembre 2016, 13 % des sites avaient souscrit chez un fournisseur alternatif, ce qui représente 30 % des volumes (respectivement +2,1 points et +4,6 points par rapport à 2015). Les fournisseurs historiques restent très présents sur le marché libre : 85 % des sites en offre de marché ont souscrit une offre auprès d'un fournisseur historique (soit 70 % des volumes). Toutefois, les nouveaux clients en offre de marché

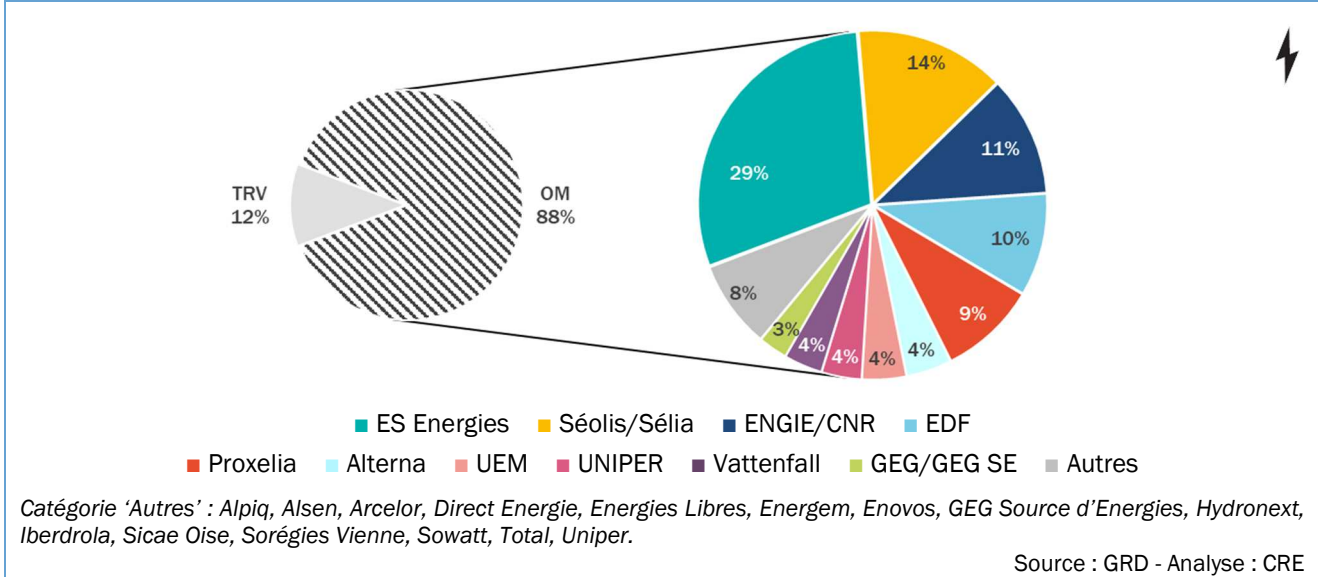


## SECTION 2 : LE MARCHÉ NON RÉSIDENTIEL

privilégient davantage les fournisseurs alternatifs: en 2016, 35 % des sites ayant souscrit une offre de marché ont été chez un fournisseur historique en électricité et 31 % en gaz.

La Figure 66 et la Figure 67, montrent le degré d'ouverture à la concurrence du marché non résidentiel sur le territoire des ELD en électricité et en gaz naturel. Elles représentent les parts de marché, en volume, des fournisseurs présents sur le territoire des 6 principales ELD d'électricité et des 3 principales ELD de gaz naturel.

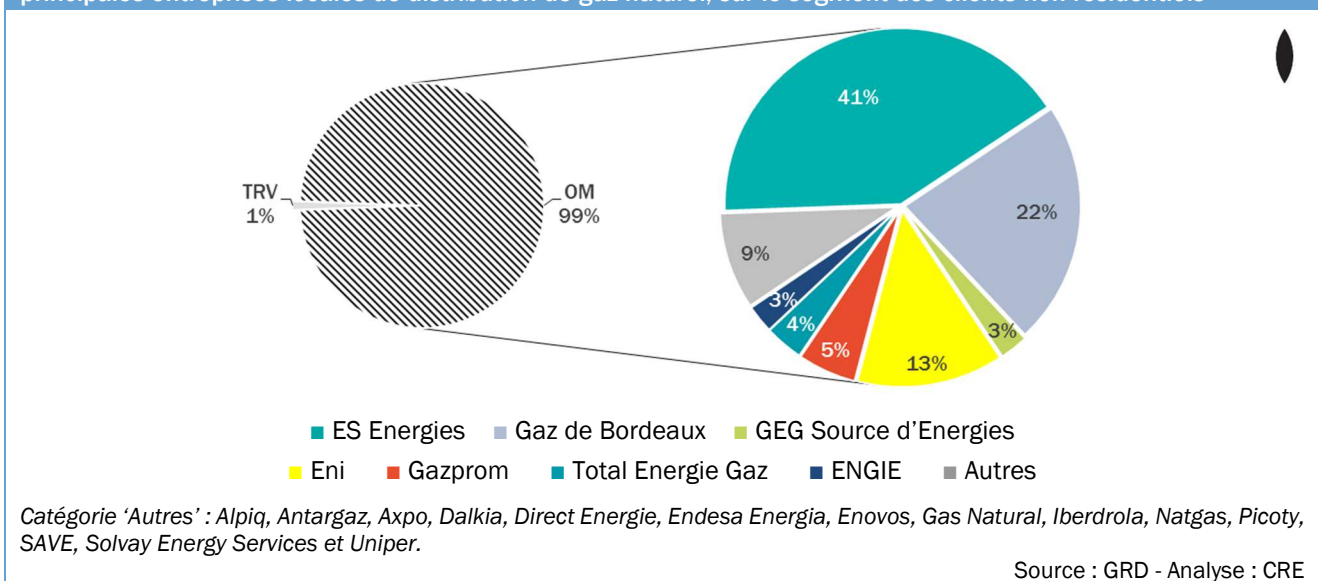
Figure 66 : Ventilation des offres de marché à fin 2016, en volume, sur les réseaux des 6 principales entreprises locales de distribution en électricité, sur le segment des clients non résidentiels



Sur le territoire des ELD en électricité, le segment des clients non résidentiels s'est bien ouvert à la concurrence en 2016, bien qu'il reste en retard par rapport au reste du territoire. Le volume des sites en offre de marché a fortement progressé, passant de 49 % en 2015 à 88 % en 2016, du fait notamment de la fin des tarifs réglementés de vente pour les moyens et grands consommateurs. Les volumes livrés par les fournisseurs autres que les ELD et leurs filiales a plus que doublé. Par ailleurs, un plus grand nombre de fournisseurs sont désormais actifs sur le territoire de ces 6 ELD (26 en 2015 contre 23 en 2015).

Néanmoins, les ELD restent prédominantes sur ces territoires et leurs portefeuilles en offre de marché ont également progressé en 2016, notamment ES dont la part de marché s'élève désormais à 29 % des volumes en offre de marché (+5 points par rapport à 2015).

Figure 67 : Ventilation des offres de marché par expéditeur final à fin 2016, en volume, sur les réseaux des 3 principales entreprises locales de distribution de gaz naturel, sur le segment des clients non résidentiels



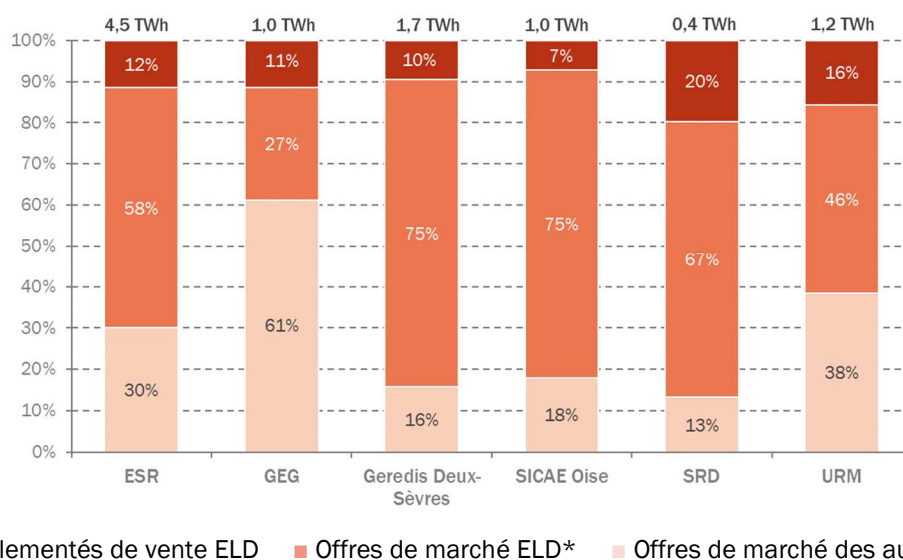
Contrairement à l'électricité, la part de marché des fournisseurs autres que les ELD et leurs filiales en gaz naturel est restée stable en 2016. Les ELD et leurs filiales représentent toujours 66 % des volumes livrés en offre de marché.

## SECTION 2 : LE MARCHÉ NON RÉSIDENTIEL

La Figure 68 et la Figure 69 donnent un aperçu de l'ouverture à la concurrence sur le territoire de chacune des ELD d'électricité et de gaz étudiées et met en évidence les disparités pouvant exister entre les différentes ELD. Dans ces figures, les filiales des ELD qui commercialisent exclusivement des offres de marché ne sont pas considérées comme des fournisseurs alternatifs, contrairement aux autres analyses du présent rapport. Cette partie étant centrée sur l'ouverture à la concurrence sur le territoire des ELD, la CRE a souhaité faire ressortir ces nouveaux fournisseurs et a répertorié leurs offres dans la catégorie « Offres de marché ELD »<sup>66</sup>.

La situation varie d'une ELD à l'autre mais les différences restent modérées notamment en gaz naturel. Il faut noter, par ailleurs, que les volumes livrés aux clients non résidentiels varient de façon significative selon les ELD, en fonction de la taille de leur territoire et de la présence ou non de grands sites industriels.

Figure 68 : Répartition des consommations annualisées des clients non résidentiels en électricité, par type d'offre au 31 décembre 2016, sur les réseaux de chaque entreprise locale de distribution



\* ELD et filiales d'ELD commercialisant uniquement des offres de marché sur leur territoire : ES Energies, GEG Source d'énergies, Séolis, Sélia, Proxelia, Alterna, Sorégies Vienne, Energem et UEM.

Source : GRD - Analyse : CRE

En électricité, la situation varie d'une ELD à l'autre puisque les autres fournisseurs peuvent représenter entre 13 % (sur le territoire SRD) et 61 % (sur le territoire de GEG) des consommations des clients non résidentiels. Sur le territoire de GEG et d'URM, ENGIE et EDF sont très présents et détiennent plus de 40 % des parts de marché.

En 2016, la part de marché des autres fournisseurs a progressé, sauf sur le territoire de Gérédis Deux-Sèvres et de SRD où les fournisseurs alternatifs ont perdu des parts de marché.

Sur le réseau de GEG, les autres fournisseurs enregistrent une forte hausse (+45 points). Même si cela est principalement dû à la forte présence d'ENGIE sur ce territoire, d'autres fournisseurs comme Alpiq, Direct Energie, EDF, Sowatt, Uniper ou Vattenfall proposent des offres aux clients non résidentiels.

Alterna, Proxelia, Energem et Sélia proposent des offres aux consommateurs non résidentiels sur les six ELD.

<sup>66</sup> Pour rappel, les définitions d'un fournisseur alternatif et d'un fournisseur historique utilisées dans l'observatoire des marchés de détail ont été modifiées au 2<sup>ème</sup> trimestre 2014. Dès lors, les filiales des fournisseurs historiques commercialisant uniquement des offres de marché sont considérées comme des fournisseurs alternatifs. Un fournisseur est considéré comme historique dans une énergie s'il commercialise ou a commercialisé des tarifs réglementés de vente dans cette énergie. Les fournisseurs alternatifs regroupent les fournisseurs qui ne sont pas des fournisseurs historiques. Un fournisseur historique n'est pas considéré comme un fournisseur alternatif en dehors de sa zone de desserte historique.

Figure 69 : Répartition des consommations annualisées des clients non résidentiels en gaz naturel, par type d'offre au 31 décembre 2016, sur les réseaux de chaque entreprise locale de distribution



\* ELD et filiales d'ELD commercialisant uniquement des offres de marché sur leur territoire : GEG Source d'énergies, Gaz de Bordeaux et ES Energies

Source : GRD - Analyse : CRE

La majorité des sites non résidentiels continuent de rester chez son fournisseur historique. Néanmoins, la part de marché des autres fournisseurs progresse sur les territoires de GEG et réseau GDS (+3 points sur chaque ELD). Sur le territoire de Régaz au contraire, les autres fournisseurs ont perdu 1 point de part de marché en 2016, alors que les offres de marché de Gaz de Bordeaux représentent désormais 63 % de volumes (contre 59 % en 2015).

Gaz de Bordeaux est désormais présent sur le territoire des deux autres ELD, contrairement à GEG et ES.

## 2. BILAN CHIFFRE DE LA FIN DES TARIFS RÉGLEMENTÉS POUR LES PROFESSIONNELS

### 2.1 En gaz naturel, la suppression par étapes successives des tarifs réglementés a permis de lisser les basculements en offre de marché et limiter le nombre de clients en offre transitoire

Pour rappel, la suppression des tarifs réglementés de vente de gaz naturel s'est réalisée de manière progressive selon un calendrier en trois étapes, conformément aux 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.

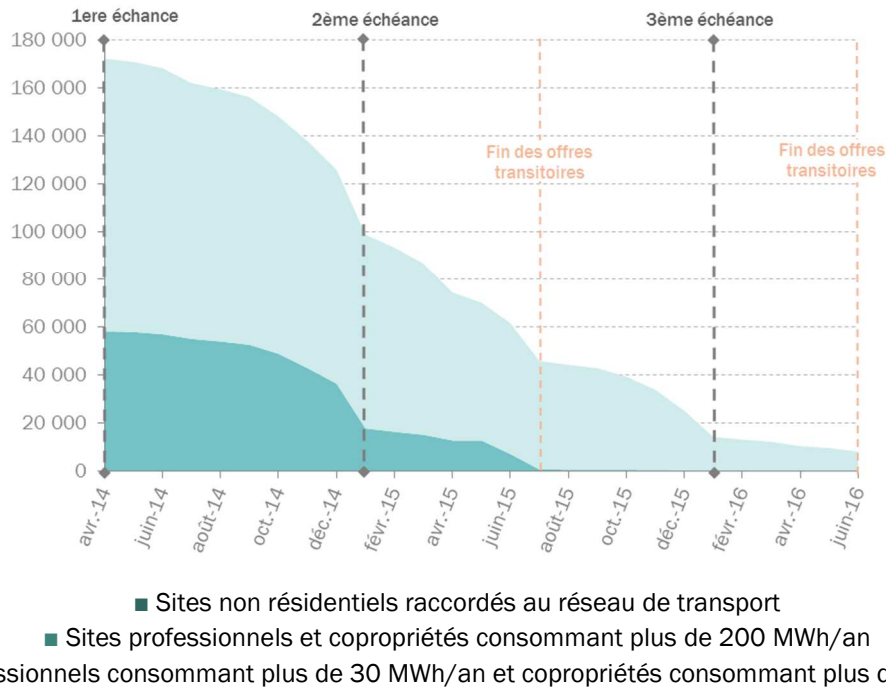
Les données utilisées dans cette partie proviennent du fournisseur historique, ENGIE. Le gestionnaire de réseau GRDF ne peut en effet pas faire la distinction entre les offres de marché et les offres aux tarifs réglementés de vente. Afin de réaliser un suivi des sites concernés par les différentes échéances de suppression des tarifs réglementés ainsi que des sites en offre transitoire, la CRE a demandé à ENGIE ainsi qu'aux trois principales ELD de lui transmettre mensuellement ces informations.

La Figure 70 et la

Figure 71 représentent l'évolution depuis le mois d'avril 2014 du nombre de sites et des volumes concernés par la suppression des tarifs réglementés en fonction de leur date de fin d'éligibilité. Les sites en offre transitoire sont également compris dans ce graphique.

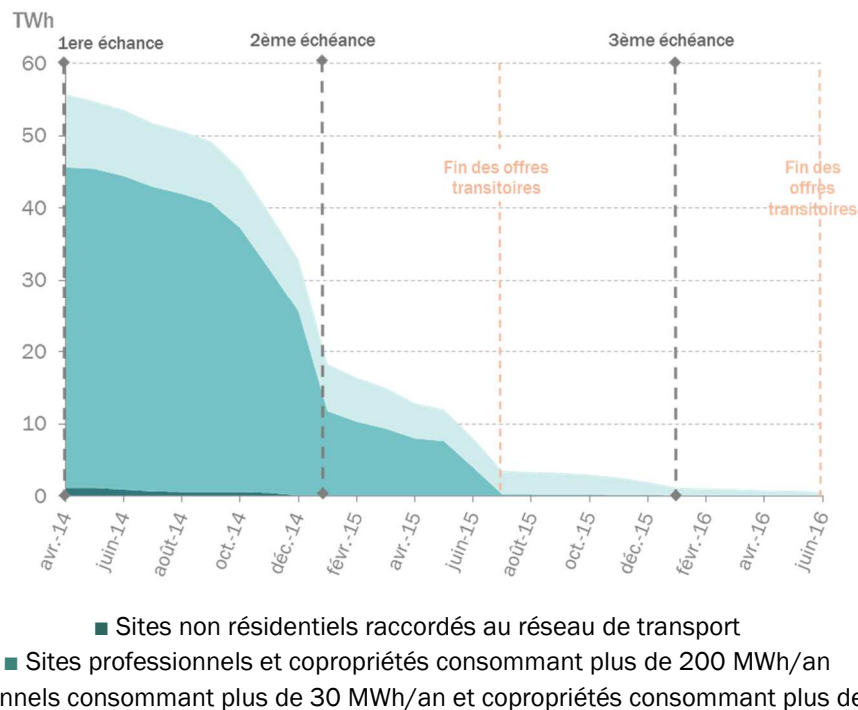
## SECTION 2 : LE MARCHÉ NON RÉSIDENTIEL

Figure 70 : Evolution du nombre de sites aux tarifs réglementés et en offres transitoires concernés par les différentes échéances de suppression des tarifs réglementés de vente de gaz naturel chez ENGIE et les 3 ELD



Source : ENGIE, ELD - Analyse : CRE

Figure 71 : Evolution des volumes de consommation des sites aux tarifs réglementés et en offres transitoires concernés par les différentes échéances de suppression des tarifs réglementés de vente de gaz chez ENGIE et les 3 ELD



Source : ENGIE, ELD - Analyse : CRE

Au mois d'avril 2014, au lendemain de la publication de la loi n° 2014-344, plus de 170 000 sites bénéficiant du TRV, représentant 56 TWh de consommation, étaient concernés par l'une des trois échéances de suppression des TRV.

## SECTION 2 : LE MARCHÉ NON RÉSIDENTIEL

La première étape de suppression des tarifs réglementés de vente de gaz naturel a concerné un nombre limité de sites, la concurrence étant déjà bien établie pour les clients non résidentiels raccordés au réseau de transport. Sur les 38 sites au TRV au mois d'avril, représentant plus d'1 TWh de consommation, 30 sites ont basculé en offre transitoire en juin 2014 et à l'échéance de celle-ci, tous les consommateurs avaient souscrit un contrat avec un fournisseur de leur choix.

La deuxième échéance a constitué une étape importante pour l'ouverture du marché du gaz, puisqu'elle concernait plus de 58 000 sites et 45 TWh de consommation, soit 80 % des volumes concernés par une des trois échéances. Les clients ont toutefois attendu les derniers mois de l'année 2014 pour basculer en offre de marché. Malgré l'accélération des basculements à partir du mois d'octobre 2014, 18 000 sites, soit près d'un tiers des sites bénéficiant du TRV au mois d'avril 2014 (et 26 % des volumes), ont basculé en offre transitoire au 1<sup>er</sup> janvier 2015. A la fin du mois de juin 2015, 7 000 sites étaient encore en offre transitoire, soit 12 % des sites (et 9 % des volumes) bénéficiant des tarifs réglementés au mois de d'avril 2014 et ayant perdu leur éligibilité au 1<sup>er</sup> janvier 2015. A la fin du mois de juillet 2015, moins de 1,5 % des sites initialement concernés étaient encore dans le dispositif temporaire assuré par GRDF.

Si la dernière échéance concernait des volumes moindres, 10 TWh au mois d'avril 2014, elle a été la plus importante en nombre de clients : près de 114 000 sites. Toutefois, l'expérience de la suppression des tarifs réglementés de gaz au 1<sup>er</sup> janvier 2015 et la communication engagée à ce sujet ont permis de sensibiliser les consommateurs sur la suppression de leurs tarifs au 1<sup>er</sup> janvier 2016, ce qui a limité le nombre de clients en offre transitoire. Les clients ont basculé progressivement vers des offres de marché au cours des années 2014 et 2015, si bien que seuls 17 000 sites, soit 15 % des sites bénéficiant du TRV au mois d'avril 2014, n'avaient pas fait le choix d'une offre de marché au 1<sup>er</sup> janvier 2016 et ont basculé en offre transitoire chez ENGIE ou une des 3 ELD.

A la fin du mois de juin 2016, plus de 8 000 sites étaient toujours en offre transitoire. Pour traiter la situation des clients n'ayant pas fait le choix d'un fournisseur et d'une offre de marché à cette échéance, la CRE s'est prononcée en faveur d'un dispositif d'appel d'offres dont l'organisation lui a été confiée par l'ordonnance n° 2016-129 du 10 février 2016 (cf. paragraphe 2.3).

Les paragraphes suivants dressent un bilan de la suppression des TRV en termes d'ouverture à la concurrence, un an après la dernière échéance en gaz.

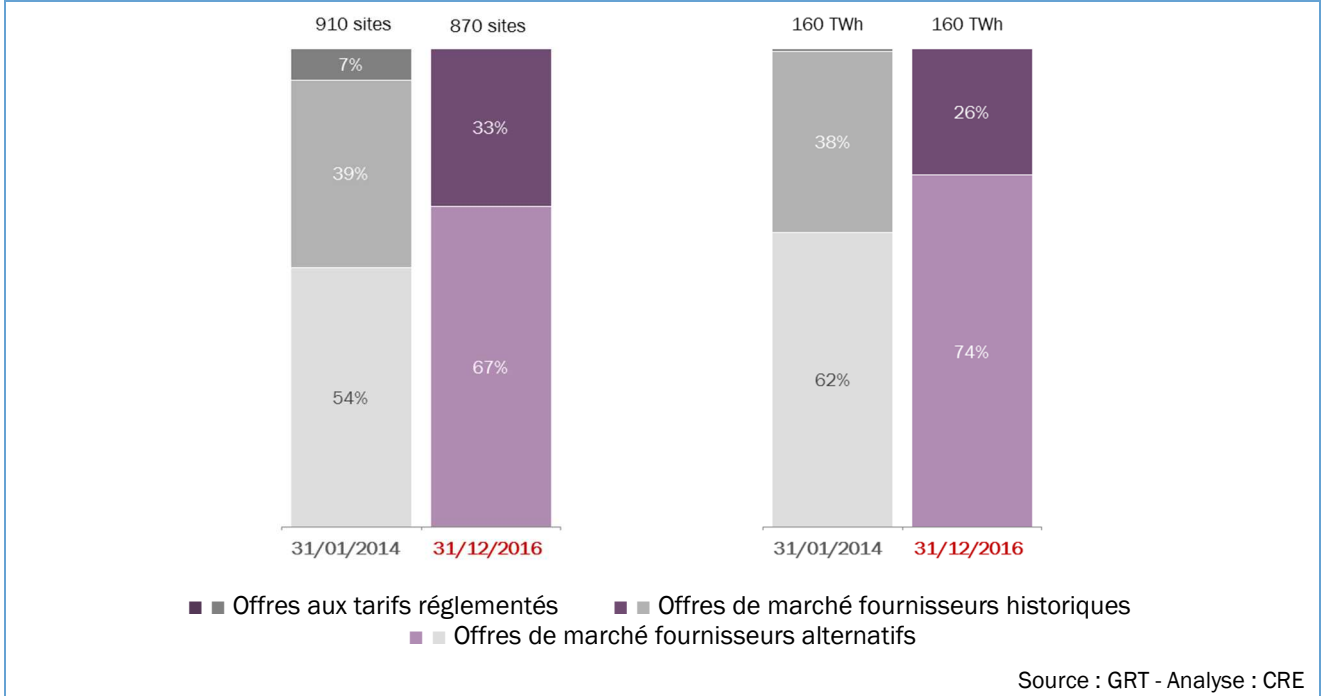
### 2.1.1 Sur le réseau de transport, la concurrence déjà bien établie en 2014, au moment de la suppression des TRV, s'est accrue au cours des années 2015 et 2016

La Figure 72 présente l'évolution de l'ouverture à la concurrence sur le segment des clients raccordés au réseau de transport, entre le début de l'année 2014, en amont de la promulgation de la loi consommation, et décembre 2016, un an après la dernière étape de suppression des TRV.

Sur ce segment, la concurrence était déjà bien établie au début de l'année 2014, puisque les fournisseurs alternatifs livraient déjà plus de 50 % des sites et 62 % des volumes. A cette date, les TRV ne représentaient plus que 7 % des sites et moins de 1 % des volumes sur ce segment. La part de marché des fournisseurs alternatifs a toutefois continué de progresser : en deux ans elle a augmenté de 13 points en nombre de sites et de 12 points en volumes.

## SECTION 2 : LE MARCHÉ NON RÉSIDENTIEL

Figure 72 : Évolution de la répartition des sites non résidentiels raccordés au réseau de transport par type d'offre entre janvier 2014 et décembre 2016, en nombre de site (à droite) et en volume de consommation (à gauche)

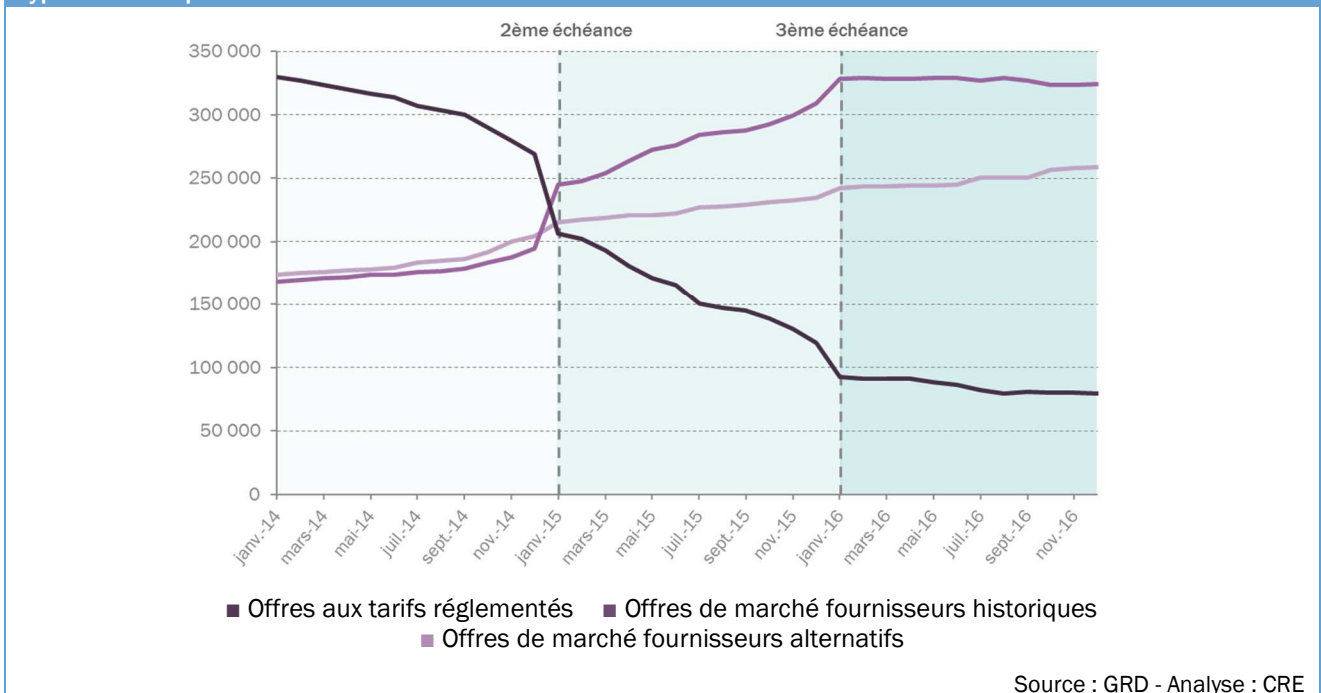


### 2.1.2 Sur le réseau de distribution, la suppression des TRV a fortement contribué au développement de la concurrence, notamment sur les sites de plus forte consommation

La Figure 73 et la Figure 74 donnent un aperçu du rythme de basculement en offre de marché et du rythme d'ouverture à la concurrence depuis le début de l'année 2014 jusqu'à la fin de l'année 2016, sur le segment des clients non résidentiels raccordés aux réseaux de distribution.

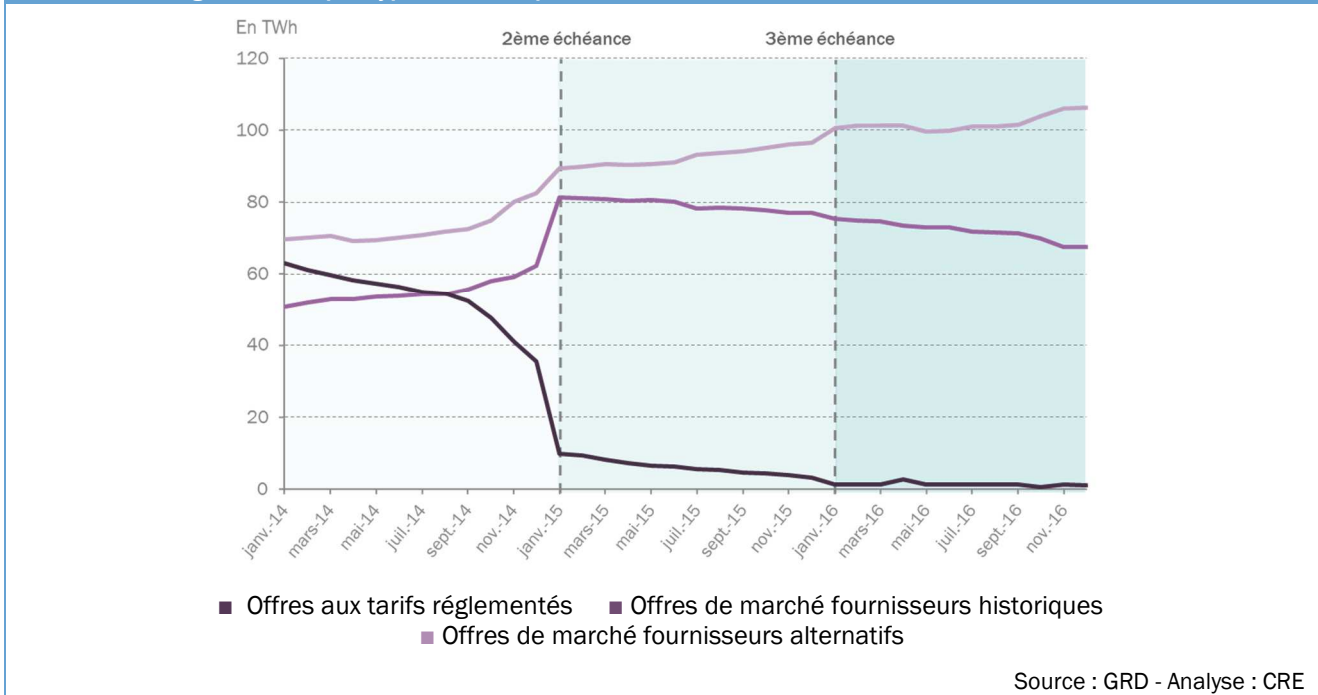
NB : Dans l'ensemble des graphiques, les sites en offre transitoire sont comptabilisés dans les offres de marché des fournisseurs historiques. Les offres post-transitoire sont comptabilisées, pour l'ensemble des fournisseurs, comme des offres de marché.

Figure 73 : Évolution du nombre de sites non résidentiels raccordés au réseau de distribution de gaz naturel par type d'offre depuis le début de l'année 2014



## SECTION 2 : LE MARCHÉ NON RÉSIDENTIEL

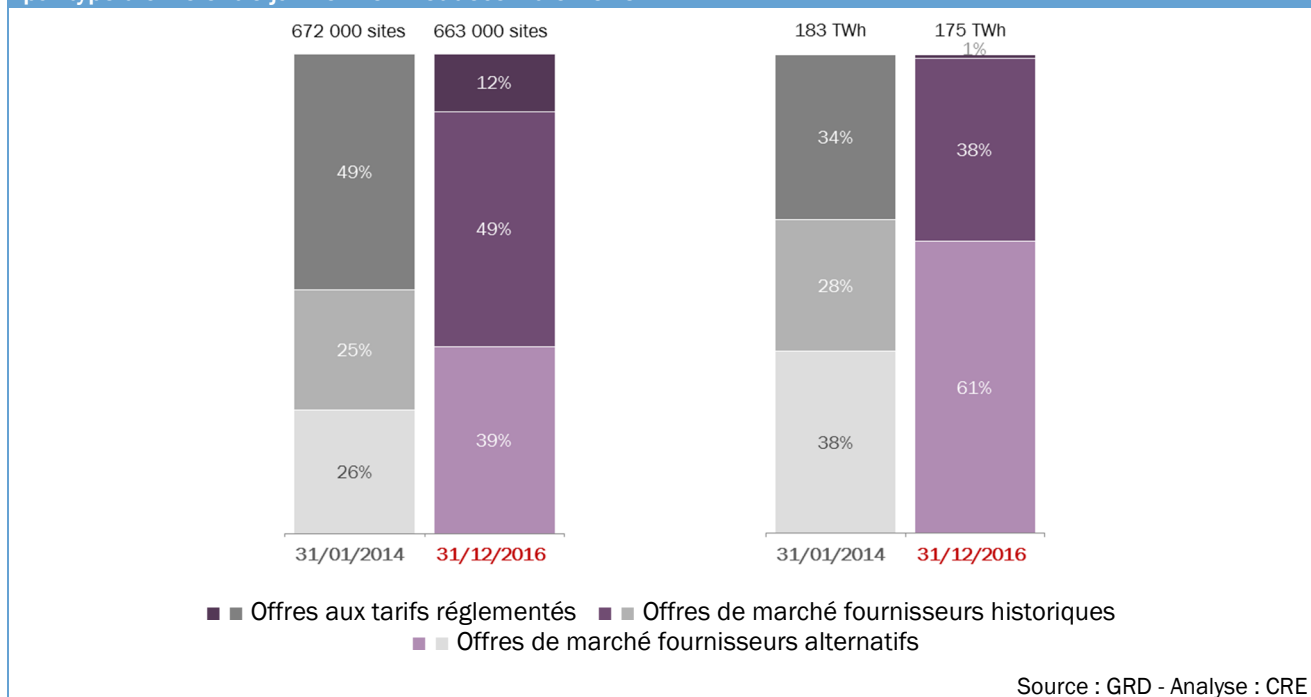
Figure 74 : Évolution de la consommation annualisée des sites non résidentiels raccordés au réseau de distribution de gaz naturel par type d'offre depuis le début de l'année 2014



La Figure 73 montre que le portefeuille des fournisseurs alternatifs a augmenté de façon progressive sur cette période. Au total, les fournisseurs alternatifs ont gagné 85 000 sites en près de deux ans, soit une progression de 49 %. En revanche, l'observation de l'évolution des sites en offre de marché chez les fournisseurs historiques met bien en évidence les deux échéances qui ont affecté ce segment de clientèle. Lors de l'échéance du 1<sup>er</sup> janvier 2015, les clients ont attendu le dernier moment pour passer en offre de marché et ont majoritairement basculé chez leur fournisseur historique. En effet, entre la fin du mois de décembre 2014 et la fin du mois de janvier 2015, 62 000 sites ont basculé en offre de marché dont 81 % chez les fournisseurs historiques (dont 29 % en offre transitoire). Depuis cette date, la part de marché des fournisseurs historiques sur le marché libre excède celle des fournisseurs alternatifs. Lors de la dernière échéance, cet écart a été accru mais se résorbe progressivement depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2016, à un rythme toutefois modéré (les fournisseurs historiques ont perdu environ 4 000 sites en offre de marché en un an).

S'agissant des volumes de consommation, les fournisseurs alternatifs ont nettement progressé et devancent très nettement les fournisseurs historiques avec près de deux-tiers des parts de marché au 31 décembre 2016 (+ 23 points entre janvier 2014 et décembre 2016). Malgré la forte hausse des volumes livrés par les fournisseurs historiques en janvier 2015 (+ 19 TWh entre décembre 2014 et janvier 2015), les fournisseurs alternatifs ont réussi à conserver leur avance. La Figure 5 met en évidence une diminution des volumes en offre de marché chez les fournisseurs historiques depuis la fin du mois de janvier 2015 : les fournisseurs historiques ont perdu près de 14 TWh en deux ans. Ces figures indiquent que les sites ayant des consommations plus importantes ont davantage fait jouer la concurrence que les sites de plus faible consommation qui semblent avoir privilégié leur fournisseur historique.

Figure 75 : Évolution de la répartition des sites non résidentiels raccordés au réseau de distribution de gaz naturel par type d'offre entre janvier 2014 et décembre 2016



## 2.2 En électricité, la sortie des TRV, dont la suppression était prévue en une seule étape, a été plus tardive et concentrée qu'en gaz naturel

### 2.2.1 Les clients ont attendu les derniers mois de l'année 2015 pour commencer à basculer en offre de marché, si bien qu'un nombre important de sites sont passés en offre transitoire

En électricité, selon les dispositions de l'article L. 337-9 du code de l'énergie la suppression des tarifs réglementés 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. Les sites concernés sont par exemple de moyens et grands centres commerciaux, tours de bureau, industries, grands hôtels, collectivités locales, etc.

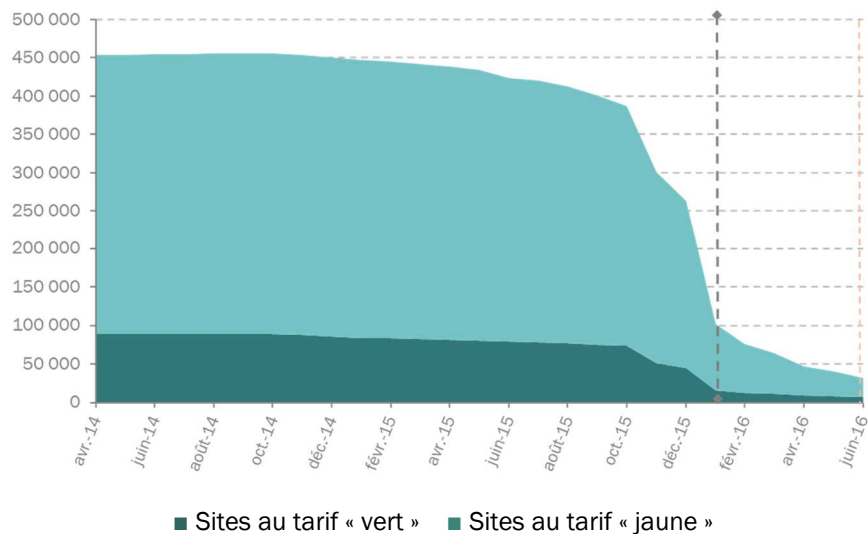
Les Figures 7 et 8 représentent l'évolution depuis avril 2014, pour faire une parallèle avec la première échéance de suppression des tarifs réglementés de vente de gaz, du nombre de sites et des volumes concernés par la suppression des tarifs réglementés de vente de l'électricité.

NB : Dans les graphiques suivants, les sites en offre transitoire sont comptabilisés en tant qu'offres de marché des fournisseurs historiques. Les offres post-transitoire sont comptabilisées, pour l'ensemble des fournisseurs, comme des offres de marché.



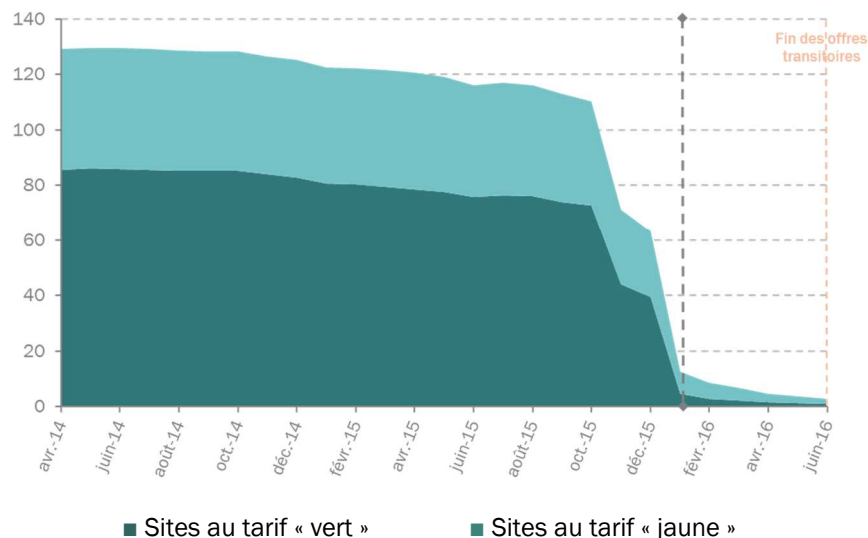
## SECTION 2 : LE MARCHÉ NON RÉSIDENTIEL

Figure 76 : Evolution du nombre de sites concernés par la suppression des tarifs réglementés de vente d'électricité (aux TRV et en offres transitoires) chez EDF et les 6 ELD



Source : GRD - Analyse : CRE

Figure 77 : Evolution des volumes de consommation concernés par la suppression des tarifs réglementés de vente d'électricité (aux TRV et en offres transitoires) chez EDF et les 6 ELD



Source : GRD - Analyse : CRE

Le nombre de sites concernés était conséquent : environ 450 000 sites devaient souscrire une offre de marché avant le 1<sup>er</sup> janvier 2016, soit près de trois fois plus qu'en gaz naturel.

Les sites bénéficiant de tarifs verts représentaient environ 20 % des sites concernés. Sur ce segment de clientèle, 45 % des sites et 19 % de la consommation étaient toujours aux tarifs réglementés au 31 décembre 2015.

Concernant les sites de consommation moyenne (sites C4, correspondant au tarif jaune), environ 50 % des sites et de la consommation étaient aux tarifs réglementés au mois de décembre 2015, ce qui représente 80 % des sites, et 34 % des volumes au tarif réglementé au 31 décembre 2015.

L'actualité sur la suppression des tarifs réglementés de vente de gaz, ainsi que la communication engagée à ce sujet concernant les deux énergies, ont permis de sensibiliser les consommateurs, qui ont commencé à basculer vers des offres de marché à un rythme stable dès le mois de décembre 2014. Toutefois, la majorité des clients ont attendu le dernier moment pour choisir une offre de marché. Les basculements les plus importants ont eu lieu au cours des deux derniers mois de l'année 2015 : en novembre 2015, 300 000 sites étaient au TRV et 263 000 en décembre 2015, ce qui ne représentait plus que respectivement 66 % et 58 % des sites concernés par la

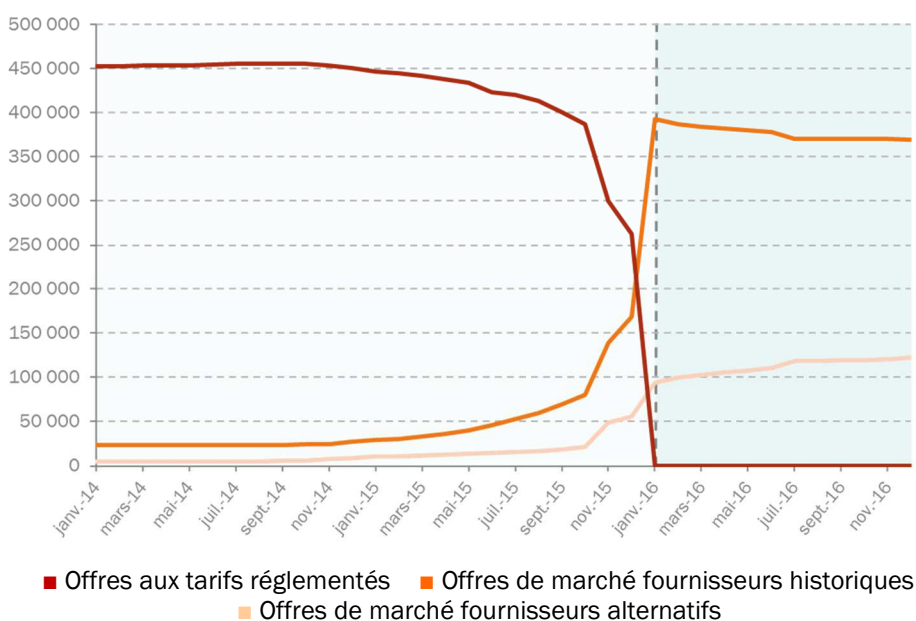
## SECTION 2 : LE MARCHÉ NON RÉSIDENTIEL

suppression des tarifs. Parmi les 263 000 sites encore au TRV au 31 décembre 2015, 46 % ont choisi une offre de marché chez un fournisseur historique, 15 % chez un fournisseur alternatif et 39 %, soit environ 101 000 sites, sont passés en offre transitoire chez un fournisseur historique.

A la fin du mois de juin 2016, environ 31 000 sites, représentant 3 TWh de volume, étaient encore en offre transitoire. Les clients n'ayant toujours pas fait le choix d'un fournisseur et d'une offre de marché à la fin de la période transitoire, ont ensuite basculé dans le dispositif post offre transitoire (cf. paragraphe 2.3).

Au total, sur l'ensemble des sites concernés par la fin des TRV, 25 % des sites ont choisi une offre de marché chez un fournisseur alternatif au 31 décembre 2016 (+ 24 points par rapport à janvier 2014), représentant 42 % des volumes (+ 17 points par rapport à janvier 2014). Cette progression est d'autant plus importante en volume, comme le montre la Figure 78, car les fournisseurs alternatifs ont continué de gagner des parts de marché au cours de l'année 2016 (+11 TWh, soit 12 % entre janvier et décembre 2016). Les fournisseurs historiques conservent toutefois une position privilégiée sur le marché car ils ont été majoritairement choisis par les sites concernés par la fin des TRV (75 % des sites et 60 % des volumes). Cependant, leur portefeuille est en légère baisse (de 6 %) depuis le mois de janvier 2016.

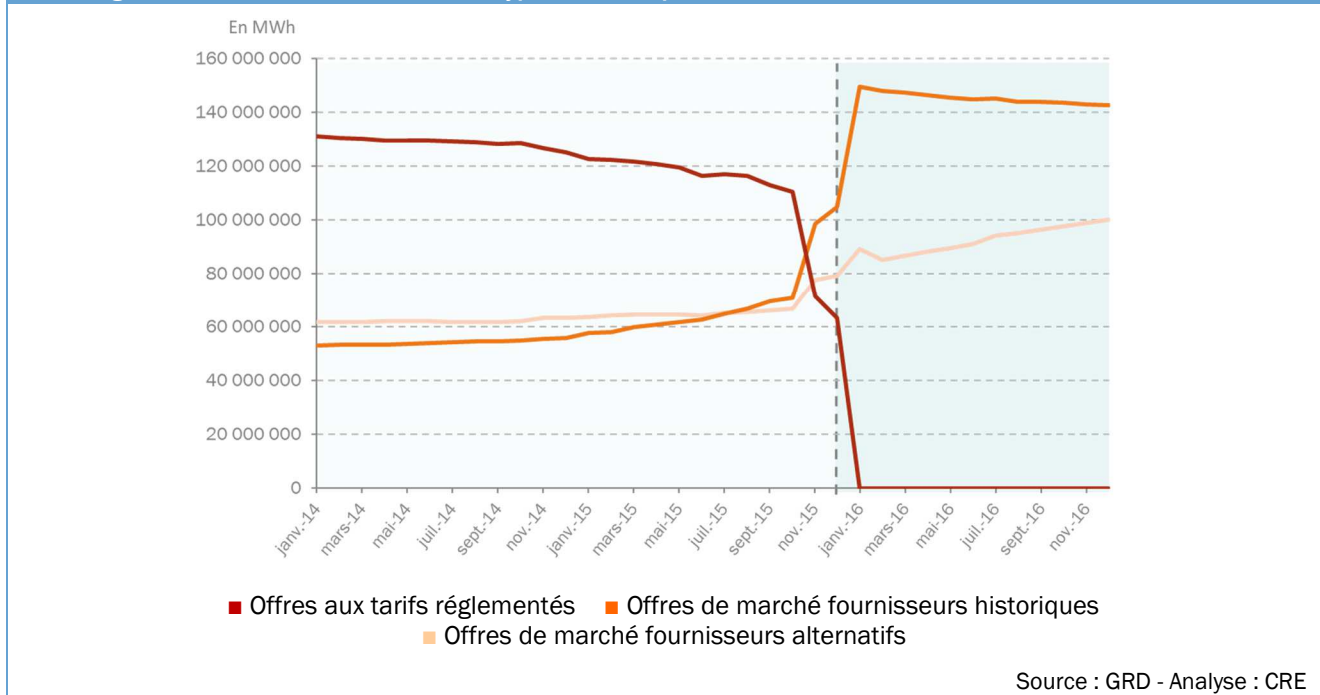
Figure 78 : Évolution du nombre de sites non résidentiels concernés par la suppression des tarifs réglementés de vente en électricité type d'offre depuis le début de l'année 2014



Source : GRD - Analyse : CRE

## SECTION 2 : LE MARCHÉ NON RÉSIDENTIEL

Figure 79 : Évolution de la consommation annualisée des sites non résidentiels concernés par la suppression des tarifs réglementés de vente en électricité type d'offre depuis le début de l'année 2014



### 2.2.2 En électricité, la suppression des tarifs réglementés de vente a permis aux fournisseurs alternatifs de progresser sur un segment peu ouvert à la concurrence avant janvier 2016

La Figure 80 et Figure 81 présentent l'évolution de la répartition des sites non résidentiels concernés par la fin des tarifs réglementés de vente par type d'offre en nombre de sites et en volume, entre le début de l'année 2014 et décembre 2016, un an après la suppression des TRV.

Ce segment était très peu ouvert à la concurrence au début de l'année 2014, puisque 90 % des sites pouvant bénéficier du tarif « vert » et 94 % des sites et du volume pouvant bénéficier du tarif « jaune » étaient au TRV. La situation était un peu meilleure en termes de volume pour les sites pouvant bénéficier du tarif « vert » avec 43 % des sites au TRV en janvier 2014.

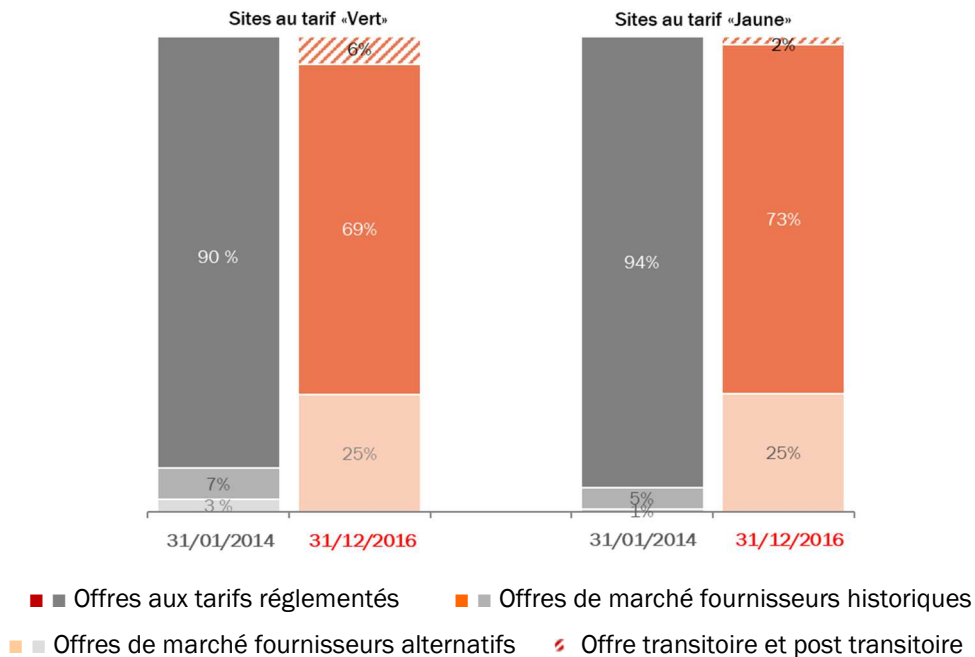
En deux ans la situation a changé. Même si environ 2/3 des sites sur les deux segments concernés par la fin des tarifs réglementés de vente ont choisi une offre de marché chez un fournisseur historique à la fin de l'année 2016, la part de marché des fournisseurs alternatifs a bien progressé. Elle a augmenté de 22 points et de 24 points respectivement pour les sites pouvant bénéficier du tarif « vert » et pour les sites pouvant bénéficier du tarif « jaune ». Au total, les fournisseurs alternatifs ont gagné 21 300 sites « verts » et 9 600 sites « jaunes » en deux ans.

Pour ce qui est des volumes, les fournisseurs alternatifs ont également progressé, même si cette progression est plus marquée sur le segment des sites au tarif « jaune », auparavant très peu ouvert à la concurrence (respectivement +13 points et + 27 points pour les sites verts et jaunes). Au total, les fournisseurs alternatifs ont gagné près de 40 TWh en deux ans, soit 25 TWh sur le segment des sites « verts » et 14 TWh sur le segment des sites « jaunes ».

Ces résultats montrent que les sites ayant des consommations plus importantes ont davantage fait jouer la concurrence, même avant la suppression des TRV, que les sites de plus faible consommation qui semblent avoir privilégiés leur fournisseur historique.

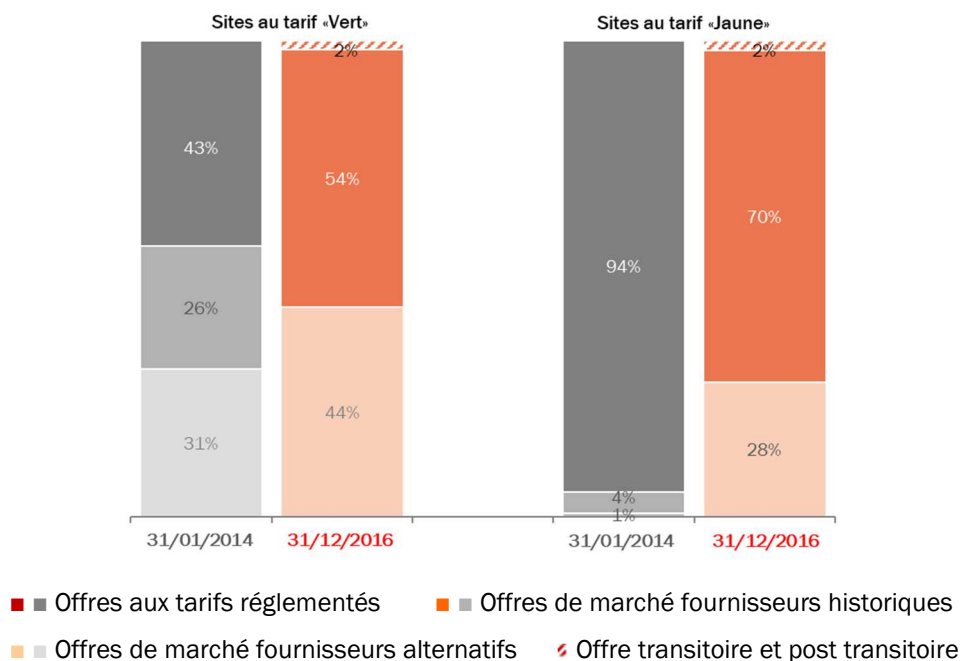
## SECTION 2 : LE MARCHÉ NON RÉSIDENTIEL

Figure 80 : Évolution de la répartition des sites non résidentiels concernés par la suppression des tarifs réglementés de vente par type d'offre entre janvier 2014 et décembre 2016, en nombre de site



Source : GRD - Analyse : CRE

Figure 81 : Évolution de la répartition des sites non résidentiels concernés par la suppression des tarifs réglementés de vente par type d'offre entre janvier 2014 et décembre 2016, en consommation annualisée



Source : GRD - Analyse : CRE

### 2.3 Le dispositif post offre transitoire

L'article 1<sup>er</sup> de l'ordonnance n° 2016-129 du 10 février 2016 portant sur un dispositif de continuité de fourniture succédant à la fin des offres de marché transitoires de gaz naturel et d'électricité prévoit qu'à l'expiration du délai d'exécution des contrats en offre transitoire, à défaut d'avoir conclu un nouveau contrat avec un fournisseur de son choix et sauf opposition de sa part, le client est réputé avoir accepté les conditions contractuelles du nouveau

## SECTION 2 : LE MARCHÉ NON RÉSIDENTIEL

contrat proposé par le fournisseur d'électricité ou de gaz naturel que la Commission de régulation de l'énergie aura désigné à l'issue d'une procédure de mise en concurrence.

L'ordonnance prévoit que la sélection des fournisseurs est réalisée sur le critère d'un montant unitaire que le fournisseur s'engage à reverser à l'Etat.

Cette procédure de mise en concurrence a fait l'objet d'un appel d'offres portant sur la désignation de fournisseurs assurant la continuité de fourniture à la fin des offres de marché transitoires de gaz naturel et d'électricité dont le cahier des charges a été publié le 17 mars 2016 sur le site de la CRE et modifié le 7 avril puis le 25 avril 2016.

20 fournisseurs ont déposé un dossier avant la date limite de dépôt des offres. Parmi ceux-ci, 9 fournisseurs issus d'ELD ont déposé des offres sur des lots d'ELD, 6 fournisseurs, dont 2 ELD, ont déposé des offres sur des lots sur le réseau de GRDF et 8 fournisseurs ont déposé des offres sur des lots sur le réseau d'Enedis. Une délibération de la Commission de Régulation de l'Energie publiée le 4 mai 2016 rend compte de la désignation des fournisseurs.

7 535 sites en électricité ont été basculés chez 11 fournisseurs et 3 935 sites en gaz naturel ont été basculés chez 10 fournisseurs.

Au 31 décembre 2016, 6 288 sites en électricité et 3 247 sites en gaz naturel étaient encore en offre post offre-transitoire. A la fin du troisième trimestre 2017, il en restait 3 098 en électricité et 1 402 en gaz naturel.

Certains sites n'ayant pas été basculés lors de cet appel d'offres, en particulier les sites faisant partie de lots infructueux, et d'autres ayant quitté les TRV de gaz naturel courant 2017, à la suite de la mise à jour de la consommation annuelle de référence, un nouvel appel d'offres a été lancé le 4 novembre 2016. Un fournisseur de gaz naturel a déposé un dossier avant la date limite de dépôt des offres pour un lot d'une ELD. Les autres lots ont été déclarés infructueux.

Le montant du versement dû par chaque fournisseur sélectionné est calculé par la Commission de régulation de l'énergie sur la base du montant unitaire proposé dans l'offre retenue et de la consommation des consommateurs bénéficiaires de l'offre, en tenant compte des volumes livrés et ayant donné lieu à encaissement, selon les modalités déterminées dans le cahier des charges de l'appel d'offres.

Le total des montants à reverser à l'Etat au titre de l'année 2016 s'élève à 2,33 M€.

La mise en œuvre de ces appels d'offres avait pour objet d'éviter des interruptions de fourniture pour les consommateurs en offre transitoire n'ayant pas souscrit de contrat avec un fournisseur au 1<sup>er</sup> juillet 2016. L'application d'un prix élevé devait amener ces clients inertes à ne pas rester dans ce dispositif.

La bascule des clients chez les fournisseurs attributaires a été complexifiée par la difficulté à contacter les clients du fait de coordonnées erronées, d'une mauvaise identification des interlocuteurs compétents sur la gestion des contrats, des problèmes de distribution des courriers et d'une inertie de certains consommateurs.

Par ailleurs, le dispositif post offre transitoire a permis à certains clients en procédure de sauvegarde ou de redressement de conserver une alimentation en électricité et en gaz naturel, ces consommateurs n'étant pas en mesure de produire les garanties demandées par certains fournisseurs pour souscrire un contrat.

Si le dispositif a permis d'éviter des interruptions de fourniture et de mettre à la charge des gestionnaires de réseau de distribution l'alimentation de ces clients (consommation sans fournisseur), il n'a pas eu un effet suffisamment incitatif pour amener ces consommateurs à sortir rapidement du dispositif et ce dispositif reste lourd à gérer dans la durée.

Par ailleurs, tant la gestion de l'organisation de la bascule des consommateurs vers les fournisseurs désignés que celle du dispositif se sont révélées complexes.

## 3. RETOUR D'EXPERIENCE SUR DE LA FIN DES TARIFS REGLEMENTES POUR LES PROFESSIONNELS

### 3.1 Le bilan des acteurs : un bilan mitigé, plus favorable en gaz naturel qu'en électricité

Dans le cadre des entretiens menés auprès des principaux fournisseurs d'électricité et de gaz et des associations de consommateurs, la CRE a interrogé les acteurs sur le bilan qu'ils pouvaient dresser de la suppression des tarifs réglementés pour les clients professionnels.

Il ressort de ces retours d'expérience un bilan globalement positif, bien que contrasté selon la typologie de clients et l'énergie concernée. L'ensemble des acteurs s'accordent à dire que la suppression des TRV s'est déroulée de façon satisfaisante en gaz naturel, où le marché est désormais dynamique et concurrentiel, mais dressent un bilan plus mitigé concernant l'électricité.

## SECTION 2 : LE MARCHÉ NON RÉSIDENTIEL

La suppression des TRV a dynamisé le développement de la concurrence et a permis aux fournisseurs alternatifs de gagner des parts de marché aussi bien en gaz naturel qu'en électricité. Selon les fournisseurs, certains acteurs auparavant réticents à l'ouverture des marchés de l'énergie, notamment les collectivités, ont pris conscience des bénéfices à en attendre et font désormais jouer la concurrence lors du renouvellement de leurs contrats.

Du point de vue des consommateurs, la suppression des TRV a représenté une opportunité de réaliser d'importantes économies, dans des conditions de marché favorables. L'AMORCE a annoncé un gain de l'ordre de 10 à 20 % pour les collectivités. Concernant les copropriétés, des gains similaires ont pu être réalisés : entre 15 et 20 % pour le gaz naturel et environ 10 % pour l'électricité selon l'ARC (Association des responsables de copropriétés). Outre les économies potentielles sur les factures, la suppression des TRV a considérablement amélioré la connaissance des consommateurs sur l'ouverture des marchés. Elle les a incités à se préoccuper de leur facture d'énergie et à mieux gérer leur contrat (optimisation tarifaires souvent significatives, découverte d'anomalies, etc). La suppression des tarifs réglementés a également permis l'émergence de nouvelles pratiques d'achat, notamment par le biais de groupement d'achats ou d'appels d'offres, permettant aux acteurs de mutualiser leurs coûts et d'obtenir des offres souvent plus avantageuses (cf. paragraphe 3.5).

Le bilan de la suppression des TRV doit toutefois être nuancé. Si la part de marché des fournisseurs alternatifs a progressé, une grande majorité des clients sont tout de même restés chez leur fournisseur historique, en électricité comme en gaz naturel. En effet, 70 % des sites aux tarifs Jaune et Vert ayant quitté les tarifs réglementés entre le 1<sup>er</sup> janvier 2014 et le 1<sup>er</sup> janvier 2016 ont souscrit une offre de marché chez EDF. En gaz naturel, 79 % des sites non résidentiels ayant souscrit une offre de marché au cours de l'année 2015 l'ont fait chez un fournisseur historique (dont 61 % chez ENGIE). Ce constat traduit la position privilégiée dont bénéficient les fournisseurs historiques pour convertir leurs clients en offre de marché (image de marque, accès direct aux informations des clients, notamment l'historique de consommation). En électricité, à la fin de l'année 2016, 75 % des sites concernés par la suppression des TRV au 1<sup>er</sup> janvier 2016 sont en offre de marché chez un fournisseur historique. La situation a toutefois évolué en 2016 sur le marché du gaz naturel puisque sur ce segment, seuls 39 % des sites passés en offre de marché en cours d'année se sont tournés vers un fournisseur historique.

Certains fournisseurs alternatifs regrettent que la mise à disposition des bases de données des acteurs historiques ait été si tardive et déplorent la qualité de ces dernières (cf. [Rapport 2014-2015 sur le fonctionnement des marchés de détail français de l'électricité et du gaz naturel](#)). Les fournisseurs alternatifs regrettent également le manque de communication institutionnelle, qui, associé à la faible connaissance des clients sur l'ouverture des marchés à la concurrence, a nécessité beaucoup de temps et de pédagogie de leur part pour rassurer les clients et les convaincre de quitter leur fournisseur.

La situation semble également contrastée selon les segments de clientèle. En effet, les petits professionnels, moins informés et souvent moins accompagnés, ont parfois rencontré des difficultés pour trouver des offres dans une période pendant laquelle les fournisseurs étaient très occupés à répondre aux sollicitations des plus grands clients et aux nombreux appels d'offres. Compte tenu du faible poids de leurs factures d'énergie, certains se sont peu préoccupés de la suppression des TRV et n'ont pas fait l'effort de comparer les offres des fournisseurs pour obtenir un meilleur prix. Ainsi, de nombreux petits professionnels sont restés chez leur fournisseur historique.

Enfin, les retours semblent plus mitigés en électricité. En effet, comme vu précédemment, la suppression progressive en gaz naturel a permis aux consommateurs comme aux fournisseurs d'anticiper l'échéance et de monter progressivement en compétence. En électricité, on constate en revanche un manque d'anticipation à la fois de la part des fournisseurs et des consommateurs. La plupart des clients ont en effet attendu le dernier moment pour souscrire une offre de marché malgré les différents courriers d'information sur la fin des TRV. 62 % des sites concernés par cette échéance disposant du TRV au 31 décembre 2014 ont basculé en offre de marché au cours des trois derniers mois (novembre, décembre et début janvier 2016). Concernant les copropriétés, l'ARC regrette l'absence de réactivité de la part des syndicats professionnels dont certains n'ont pas relayé les informations auprès des syndicats de copropriétaires concernés à temps, entraînant le basculement d'un nombre important de copropriétés en offre transitoire. Ce manque d'anticipation a, semble-t-il, créé un engorgement auprès des fournisseurs, en incapacité de répondre aux sollicitations de tous les clients dans un intervalle de temps limité. Par ailleurs, les représentants des consommateurs rencontrés ont tous insisté sur le nombre limité de fournisseurs en électricité répondant aux sollicitations des clients (cf. paragraphe 3.4.1). Certains clients, notamment des petits consommateurs n'ont d'ailleurs pas trouvé de fournisseur répondant à leur demande et certains appels d'offres ont été déclarés infructueux.

Sur le marché du gaz naturel, la concurrence était déjà bien établie en 2014 et un nombre plus important de fournisseurs était en mesure de répondre aux sollicitations des clients. Au 31 décembre 2014, seuls 40 % des sites non résidentiels sur le réseau de distribution, représentant 20 % de la consommation, demeuraient au TRV. La suppression des TRV s'est déroulée en douceur, limitant ainsi les erreurs et les difficultés de facturation subies par les clients d'électricité au début de l'année 2016 (cf. paragraphe 3.4.3)

### 3.2 Les consommateurs non résidentiels ont privilégié les offres à prix fixe lors de la suppression des tarifs réglementés

Si les offres souscrites par les consommateurs varient d'un fournisseur à l'autre et selon l'énergie concernée, il ressort tout de même une nette préférence pour des offres à prix fixe, dans un contexte de prix de marché relativement bas en électricité comme en gaz naturel.

Les fournisseurs et représentants des consommateurs s'accordent à dire que, dans le cadre de la fin des TRV, les clients ont très majoritairement souscrit des offres à prix fixe, en électricité comme en gaz, sur des durées allant de 1 à 3 ans. Ainsi, de nombreux contrats sont d'ores et déjà arrivés à échéance au cours de l'année 2017 ou sont sur le point d'être renouvelés en gaz naturel. En électricité, de nombreux renouvellements devraient avoir lieu en 2018.

Les petits clients (PME-PMI ou petits consommateurs tertiaires) ont en quasi-totalité choisi des offres à prix fixe, en moyenne d'une durée de 2 ans. Ces offres assurent une certaine sécurité au client en lui apportant de la visibilité sur sa facture d'énergie pour une ou plusieurs années. Il faut noter toutefois que sur ce segment de clientèle, il s'agit principalement d'offres à prix fixe sur la part fourniture uniquement, les évolutions des coûts d'acheminement (TURPE en électricité, ATRD et ATRT en gaz) étant généralement répercutées aux clients. Les offres à prix fixe semblent également remporter un grand succès auprès des copropriétés pour des raisons comparables, pour des durées en moyenne de 2 ans en gaz et 3 en électricité, selon l'ARC.

Pour les plus grands clients, les durées observées des contrats semblent plus courtes, généralement 1 an, voir 2 ans, et le recours à des offres à prix indexé plus fréquent, notamment en gaz naturel. En gaz naturel, il s'agit généralement d'offres indexées sur le PEG Nord, ou le TTF, l'indexation sur les TRV étant désormais très peu utilisée. Par ailleurs, les clients optent souvent pour des offres à prix indexé avec la possibilité de passer à un prix fixe pour tout ou partie des volumes, en cours de contrat ou avant le début de la période de livraison. Selon les représentants des consommateurs, la plupart des clients préfèrent tout de même fixer leur prix pour l'ensemble des volumes avant le début de l'année de livraison, dans un souci de visibilité et de planification budgétaire.

Les entreprises les plus avancées dans la maîtrise du fonctionnement des marchés ont dorénavant la possibilité de réaliser des achats fractionnés « multiclic » afin de lisser la volatilité des marchés (prix négociés très en amont du début de livraison, de 18 à 12 mois minimum). Le principe de ces achats est d'arrêter un pourcentage de la fourniture d'énergie plusieurs fois en amont de l'année de livraison. Le coût total de la fourniture de l'année de livraison est alors une moyenne pondérée des fractions arrêtées et des prix de l'énergie sur les marchés de gros (sur la bourse EEX par exemple) lors de chaque prise de position. Ce type d'achat peut dans certains types de contrats permettre à l'acheteur de spéculer sur les variations du prix de l'énergie en lui donnant la possibilité de prendre des positions négatives.

Parmi les très gros consommateurs d'électricité, certains optent également pour l'achat de blocs sur le marché et ont recours à un fournisseur pour l'approvisionnement de la pointe et la gestion de responsabilité d'équilibre. Mais cela reste néanmoins encore très marginal. D'autres optent pour des offres qui permettent de n'engager un contrat que pour autant que l'accès au prix cible devienne possible grâce à l'évolution des prix de marché.

Quant à la structure des prix, les consommateurs demandent souvent des prix horo-saisonnalisés en électricité, en particulier en HTA ou BT>36KVA, le plus souvent sur 4 postes.

#### Focus sur les collectivités locales :

En septembre 2016, l'AMORCE a publié un « *Observatoire des prix de marché de la fourniture d'électricité et de gaz naturel pour les collectivités locales*<sup>67</sup> ». Cet encadré propose de revenir sur certains résultats de cet observatoire afin d'apporter un éclairage et de la transparence sur les marchés des collectivités locales. En effet, les collectivités sont soumises à des règles strictes, liées au code des marchés publics, ce qui nécessite un traitement particulier de la part des fournisseurs. Par ailleurs, les collectivités et les acheteurs publics en général, représentent des volumes d'énergie importants.

Ces analyses, réalisées par l'AMORCE, ont été établies sur la base de deux enquêtes portant sur les achats d'électricité et de gaz naturel menées aux mois de juin et de juillet 2016. Dans la suite de cette section, les données relatives à l'AMORCE feront directement référence à ce rapport.

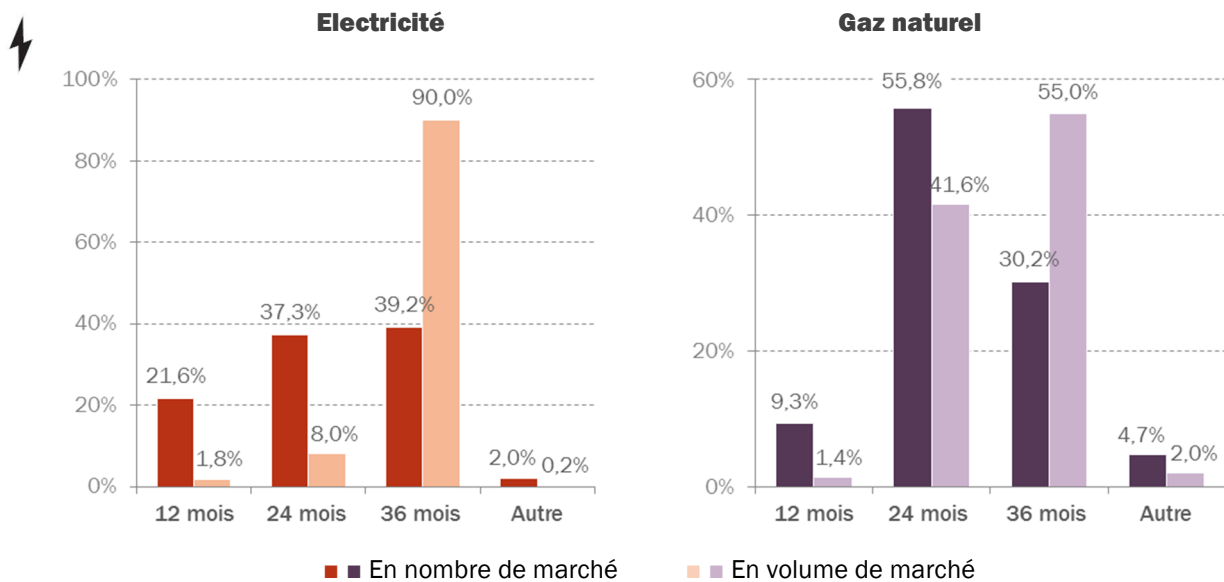
La suppression des tarifs réglementés a entraîné de nombreux changements pour les collectivités qui ont dû adopter de nouvelles stratégies pour gérer leurs achats d'énergie. La plupart des collectivités ont attendu le dernier moment pour basculer en offre de marché en électricité, alors que leurs démarches ont été lancées plus en amont

<sup>67</sup> <http://www.amorce.asso.fr/espace-adherents/publications/energie/economie/observatoire-des-prix-de-marche-de-la-fourniture-deelectricite-et-de-gaz-naturel-pour-les-collectivites-locales/>

## SECTION 2 : LE MARCHÉ NON RÉSIDENTIEL

en gaz naturel, du fait des gains plus importants possibles sur ce marché. En effet, 40 % des collectivités en électricité ont ouvert leurs marchés entre décembre 2015 et juillet 2016 alors qu'elles sont moins de 10 % en gaz naturel à l'avoir fait à cette même période.

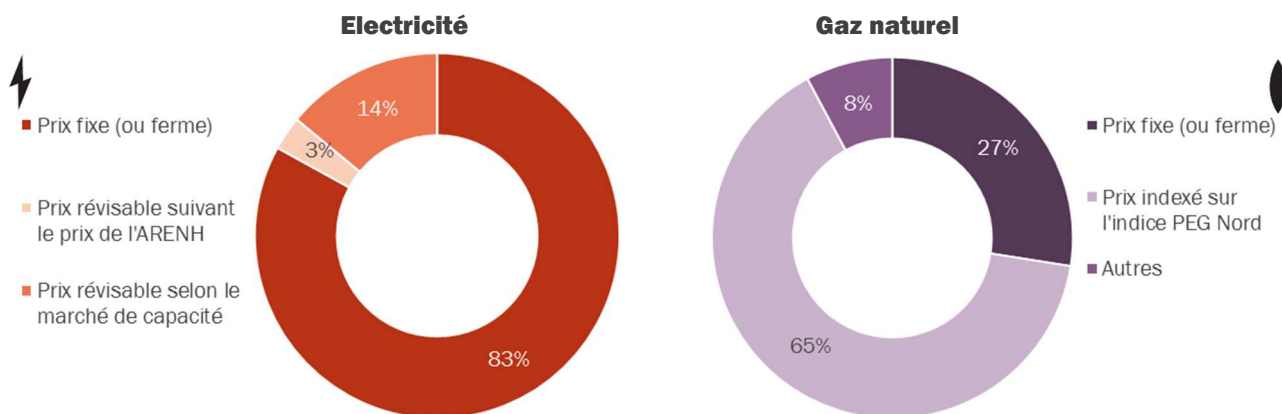
La plupart des collectivités sondées ont eu recours à une procédure d'accord-cadre afin de sélectionner des fournisseurs sur des critères de capacités techniques et financières, puis de pouvoir ensuite choisir l'offre la moins onéreuse parmi celles proposées par ces fournisseurs au moment de l'attribution des marchés subséquents. Pour le gaz naturel comme pour l'électricité, les collectivités locales ont majoritairement choisi des offres d'une durée de 2 ou 3 ans. Les figures suivantes présentent le rythme de remise en concurrence des marchés subséquents des collectivités dans les deux énergies.



Source : AMORCE

On constate que les marchés concernant des volumes plus importants se sont plutôt orientés vers des durées plus longues. En effet, 90 % des volumes achetés sont dans des contrats de 3 ans en électricité et 55 % en gaz naturel. Peu de collectivités locales ont choisi de remettre leur marché en concurrence chaque année, notamment en électricité.

Les figures ci-dessous présentent une ventilation des offres souscrites par les collectivités locales dans chaque énergie en fonction de leur typologie.



Source : AMORCE

Si la grande majorité des collectivités locales a opté pour une offre à prix fixe en électricité (83 %), plus de deux tiers d'entre elles ont privilégié des offres indexées sur le PEG Nord en gaz naturel. Seules 27 % des collectivités ont souscrit une offre à prix fixe en gaz naturel, les 7 % restant représentent les marchés qui ont indiqué un autre type d'indexation sans pour autant le préciser. En électricité, certaines collectivités ont aussi choisi de prévoir une révision du prix, soit en fonction du marché de capacité soit, plus marginalement, suivant le prix de l'ARENH.

La Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR) fait un constat similaire puisque selon cette dernière les offres à prix fixes d'une durée de 2 ou 3 ans ont été privilégiées en électricité alors que les acheteurs souscrivent indifféremment des offres à prix fixe ou indexés en gaz naturel, également d'une durée de 2 ou 3 ans.

En électricité comme en gaz naturel, les collectivités ont souvent procédé à un allotissement des marchés suivant la typologie des sites. S'agissant de l'électricité, ces allotissements se font généralement suivant les puissances de



## SECTION 2 : LE MARCHÉ NON RÉSIDENTIEL

raccordement, la typologie des sites (profilés ou télérelevés), voire suivant les requêtes spécifiques des collectivités (électricité verte, branchements provisoires, etc.). En gaz naturel, l'allotissement peut être établi sur la base des options tarifaires du tarif d'acheminement (T1/T2, T3, T4) mais il est aussi courant de retenir un lot unique (avec des prix parfois différents selon la typologie des sites). Les sites localisés sur les territoires des ELD font souvent l'objet d'un lot spécifique dans les appels d'offres des collectivités. Le nombre de lots varie fortement en fonction du volume du marché.

### 3.3 Les difficultés rencontrées par les fournisseurs d'énergie

Outre les problématiques déjà soulignées par les fournisseurs, comme la qualité des fichiers clients, le manque d'information des consommateurs ou l'introduction du mécanisme de capacité (ce dernier point sera détaillée dans la section suivante), les fournisseurs ont évoqué plusieurs difficultés lors de la suppression des TRV.

#### 3.3.1 Les fournisseurs ont fait état de difficultés pour contractualiser avec des clients localisés sur le territoire des entreprises locales de distribution (ELD)

A l'occasion de la fin des TRV, les fournisseurs ont contractualisé avec des consommateurs situés sur les territoires des ELD. Cette contractualisation est liée au gain d'appels d'offres multi sites, privés ou publics, qui contenaient des sites sur les territoires des ELD.

Si ce mouvement s'est traduit par une progression des parts de marché des fournisseurs alternatifs sur les territoires des ELD (cf. paragraphe 1.5), les fournisseurs ont indiqué avoir rencontré des difficultés pour la contractualisation avec ces sites et leur gestion au quotidien.

Les fournisseurs ont ainsi fait état de 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.

Ces situations ont constitué un frein à l'activité des fournisseurs alternatifs sur le territoire des ELD et donc à une pluralité d'offres plus faibles pour les consommateurs concernés (cf. paragraphe 3.4.2).

#### 3.3.2 Les processus décisionnels spécifiques aux collectivités et aux copropriétés ont soulevé des difficultés pour 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 locales, 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 peu informés de l'ouverture des marchés. Certains affirment devoir assister aux assemblées générales pour se faire connaître et présenter leurs offres, ce qui est très 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. Les offres Fideloconso, proposées par ENGIE aux copropriétés, ont d'ailleurs fait l'objet d'une décision de l'Autorité de la concurrence (Décision n° 17-D-16 du 7 septembre 2017 relative à des pratiques mises en œuvre par la société ENGIE dans le secteur de l'énergie, cf. section 3 paragraphe 2.1)

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 généralement pas un axe prioritaire de développement pour les fournisseurs du fait des difficultés précédemment évoquées.

Certains cas particuliers, comme les petites copropriétés qui ne sont pas gérées par des syndicats professionnels mais bénévoles, 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 de leurs contraintes de leurs systèmes d'information, qui considèrent des consommateurs sans un tel numéro comme des clients particuliers.

### Concernant les acheteurs publics

Les acheteurs publics, soumis à des règles strictes, soulèvent eux aussi des difficultés pour les fournisseurs. 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.

Afin de raccourcir ces délais, certains acheteurs publics ont fait évoluer leurs pratiques d'achat. Le service des achats de l'Etat préconise en effet de recourir à un contrat type accord-cadre avec marchés subséquents pour la mise en concurrence de la fourniture d'énergie. Il s'agit pour les acheteurs publics de conclure, avec certains fournisseurs présélectionnés, des accords-cadres portant généralement sur plusieurs années (mais ne pouvant excéder 4 ans), puis de mettre en concurrence les offres de ces derniers dans le cadre de marchés subséquents.

Les durées de validité des offres des collectivités locales sondées par l'AMORCE sont très hétérogènes, variant de quelques minutes pour les marchés les plus importants en volume à plus de 90 jours. Près de 70 % des offres en électricité et plus de 75 % en gaz présentent des durées de validités inférieures ou égales à 24h.

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. La difficulté de répercuter les évolutions réglementaires en cours de contrat à ce type de clients (telles les obligations CEE ou de stockage gaz) a également été rapportée par certains fournisseurs (cf. section 3 paragraphe 1.2)

### 3.4 Les difficultés rencontrées par les consommateurs professionnels

#### 3.4.1 Les consommateurs professionnels regrettent le manque de concurrence en électricité où peu de fournisseurs ont répondu aux sollicitations des clients

L'ensemble des associations de consommateurs professionnels souligne le manque de concurrence en électricité. De nombreux consommateurs ont en effet rencontré de grandes difficultés à trouver des offres de marché, en particulier à l'approche de l'échéance de suppression des TRV.

C'est le cas notamment sur le segment des sites de taille moyenne (sites profilés en BT > 36kVA), où seulement 3 fournisseurs répondaient aux sollicitations des clients (Direct Energie, EDF et ENGIE). Cette situation a conduit les fournisseurs, très sollicités, à sélectionner les appels d'offres par ordre de priorité, laissant certains appels d'offres infructueux et des demandes individuelles sans réponse. L'ARC souligne la difficulté des copropriétés à obtenir une réponse des fournisseurs d'électricité.

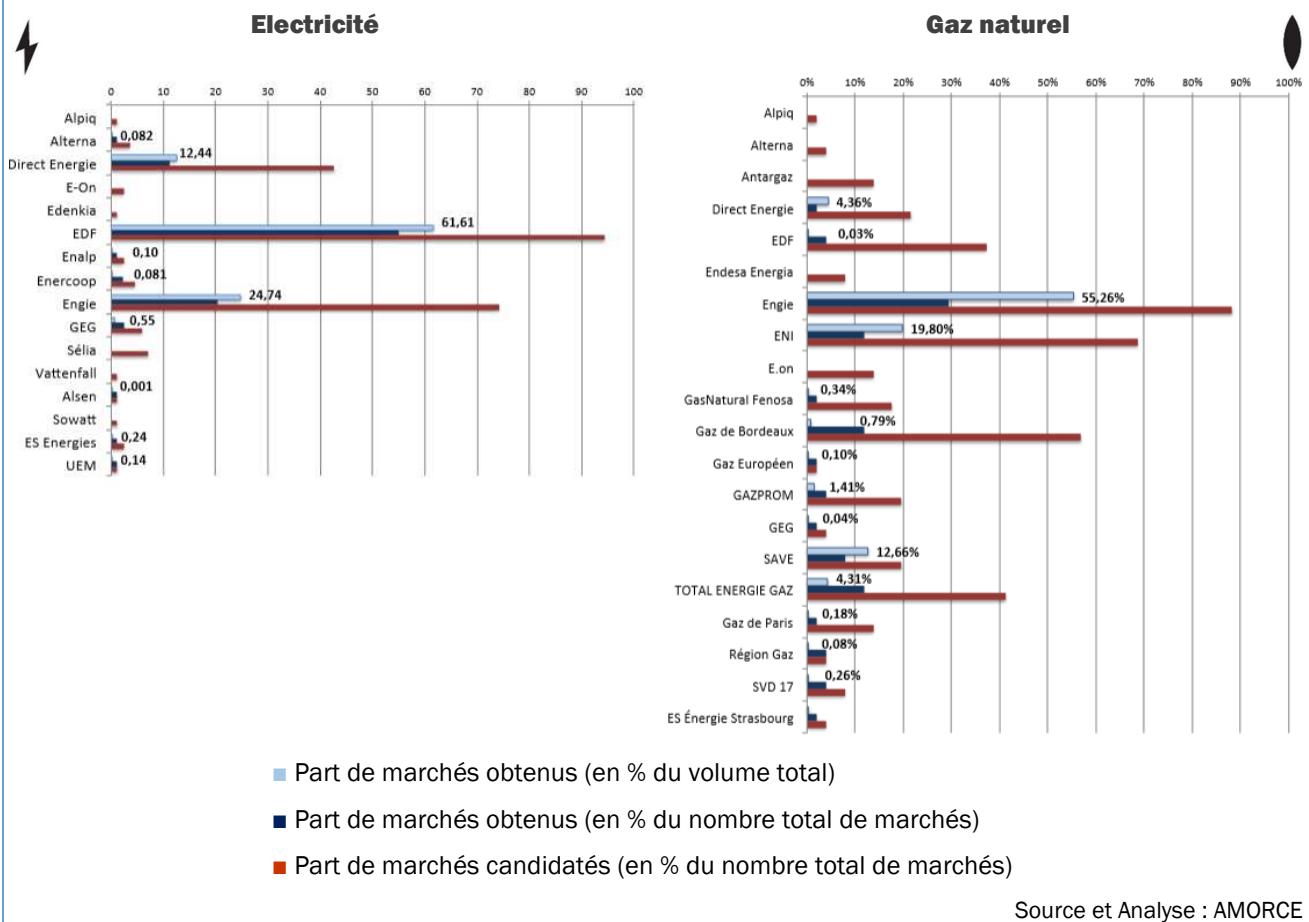
Concernant les marchés publics, la FNCCR et l'AMORCE font le même constat : 3 fournisseurs se positionnent sur ce type de marché. Selon l'AMORCE, 88 % des marchés de collectivités ont retenu 3 fournisseurs ou moins pour la mise en concurrence au stade de l'accord-cadre en électricité. Certains marchés concernant des volumes importants ont retenu jusqu'à 6 attributaires au stade de l'accord-cadre mais *in fine*, EDF, ENGIE et Direct Energie se partagent plus de 98 % du volume total acheté sur les marchés analysés par l'AMORCE (dont plus de 60 % remporté par EDF).

En comparaison, l'étude de l'AMORCE montre qu'en gaz naturel, 65 % des marchés de collectivités ont fait intervenir plus de 3 fournisseurs au stade de l'accord-cadre et plus de 7 fournisseurs pour 15 % d'entre eux (représentant 94,4 % des volumes). La concurrence est bien plus marquée en gaz naturel qu'en électricité, notamment sur les marchés concernant des volumes conséquents, qui attirent de nombreux fournisseurs. Malgré le nombre élevé de fournisseurs à se positionner sur ces marchés, 5 acteurs se partagent 96 % du volume total acheté via ces marchés (ENGIE, ENI, Save, Direct Energie et Total Energie Gaz) et ENGIE a remporté plus de la moitié des volumes.

Les graphiques suivants issus de l'Observatoire de l'AMORCE<sup>68</sup> illustrent ces résultats. Cette analyse est basée sur 89 marchés subséquents en électricité et 51 en gaz naturel, représentant respectivement un volume de 7 TWh et 11 TWh.

<sup>68</sup> Observatoire des prix de marché de la fourniture d'électricité et de gaz naturel pour les collectivités locales : <http://www.amorce.asso.fr/fr/espace-adherents/publications/energie/economie/observatoire-des-prix-de-marche-de-la-fourniture-delectricite-et-de-gaz-naturel-pour-les-collectivites-locales/>

Figure 82 : Parts de marché des fournisseurs d'électricité et de gaz, sur un échantillon de collectivités locales analysé par l'AMORCE



Concernant les copropriétés, l'ARC a mis en place une plateforme permettant de mettre en concurrence les fournisseurs d'électricité et de gaz naturel, afin de guider les copropriétaires dans leur achat. Alors que 12 fournisseurs sont référencés en gaz naturel, seuls 5 fournisseurs ont répondu favorablement en électricité.

En électricité, très peu de fournisseurs étaient présents sur le segment des clients profilés en 2015 (moyens sites). Au 31 décembre 2015, seuls 3 fournisseurs détenaient plus de 3 % des parts de marché sur ce segment. La concurrence était plus importante sur les sites télé-relevés, avec 6 fournisseurs actifs, mais les fournisseurs présents sur le haut de portefeuille ne se sont pas lancés sur le segment des sites profilés dans les temps pour répondre au pic de sollicitations à la fin de l'année 2015. Toutefois, de plus en plus de fournisseurs proposent désormais des offres sur ce segment de clientèle. La suppression des TRV a incité certains fournisseurs à se développer sur de nouveaux segments de clientèle ou à se lancer dans l'autre énergie. C'est le cas par exemple d'Alpiq, Uniper, Energies Libre et Vattenfall qui se sont lancés au cours de l'année 2016 ou au début de l'année 2017 sur le segment des PME-PMI. Total et ENI se sont, quant à eux, lancés sur le marché de l'électricité, respectivement fin 2015 et fin 2016.

### 3.4.2 Certaines entreprises en difficulté financière ou situées sur le territoire d'entreprises locales de distribution ont eu de grandes difficultés à trouver un fournisseur d'énergie

Dans le cadre de la suppression des tarifs réglementés pour les professionnels, le MNE et la CRE ont été sollicités par des entreprises qui ne parvenaient pas à trouver de fournisseur. Il s'agissait notamment d'entreprises en difficultés financières. En réponse à cette situation, le MNE défend la mise en place d'un fournisseur de dernier recours pour les entreprises en difficultés financières comme pour les ménages précaires.

Les associations de consommateurs professionnels ont également remonté des difficultés pour certaines entreprises situées sur le territoire des ELD. La situation sur ces territoires, où la concurrence est nettement moins développée que sur le reste du territoire national, est préoccupante. En effet, si les sites de fortes consommations semblent moins concernés, les sites de faible consommation n'appartenant pas à un client multi-sites ou n'entrant pas dans le cadre d'un appel d'offres peuvent rencontrer des difficultés pour faire jouer la concurrence. Les fournisseurs alternatifs n'étant pas en mesure d'automatiser le traitement des clients sur le territoire de nombreuses ELD, ils ne souhaitent ou ne peuvent pas gérer manuellement de nombreux sites de faible consommation.

## SECTION 2 : LE MARCHÉ NON RÉSIDENTIEL

### 3.4.3 Les consommateurs professionnels ont fait état de nombreux problèmes de facturation au lendemain de la suppression des TRV et d'une détérioration du service de suivi et de relation clients chez l'ensemble des fournisseurs

Les associations de consommateurs professionnels rapportent d'importants problèmes de facturation observés en 2016.

Selon l'AMORCE, près de 40 % des collectivités en électricité et 25 % en gaz ont indiqué avoir rencontré des difficultés lors de leur passage en offre de marché. Ces difficultés relèvent majoritairement de la facturation (retard ou erreurs dans la facturation) ou d'erreurs dans la bascule des sites (problèmes de regroupements et/ou sites non basculés). Pour se prémunir de ce type de problème, près de la moitié des collectivités en électricité et 35 % en gaz ont intégré dans leurs contrats des pénalités financières. Toutefois, seul un nombre très limité de collectivités affirme les avoir appliquées (2 en électricité sur les 73 étudiées et aucune en gaz naturel).

Le CLEEE, la FNCCR, les CCI et l'ARC ont également insisté sur des problèmes de facturation engendrant un fort mécontentement de la part des consommateurs concernés.

Au lendemain de la suppression des TRV, de nombreux consommateurs se sont plaints de l'absence de facturation, de reporting, et du manque de réactivité des fournisseurs face à leurs demandes. La gestion de ces problèmes de facturation a été très chronophage pour les consommateurs et a entraîné de grandes difficultés pour certains qui n'avaient toujours pas été facturés, un an après la signature de leur contrat en offre de marché. Ces problèmes ont été résolus progressivement au cours de l'année 2016, à l'exception d'un fournisseur (ENGIE) toujours en difficulté pour facturer certains de ses clients en 2017. Ces problèmes, en grande partie liés au basculement brutal et massif d'un grand nombre de sites en offre de marché, devraient être beaucoup plus rares à l'avenir, lors de la remise en concurrence des contrats.

Certains consommateurs relèvent aussi des erreurs lors des changements de fournisseurs (erreur de PRM, de formule tarifaire d'acheminement ou de puissances souscrites). Des erreurs de conversion entre kW et kVA ont entraîné des litiges sur les dépassements de puissance, ayant fait l'objet pour certains de recommandations du MNE.

Dans l'ensemble, les consommateurs ont constaté une détérioration de la qualité de la relation client, avec la suppression des TRV, chez les fournisseurs alternatifs comme chez les historiques. La qualité de la relation client varie fortement d'un fournisseur à l'autre et selon le segment de clientèle. Les PME-PMI regrettent souvent l'absence d'interlocuteur dédié, selon les représentants des CCI. La FNCCR insiste quant à elle sur la nécessité d'améliorer les services associés à la fourniture d'énergie : flexibilité dans la présentation de la facturation, fluidité, régularité et transparence de la facturation, qualité et disponibilité des espaces clients.

#### Enquête de la FNCCR et du CLEEE sur la satisfaction des clients

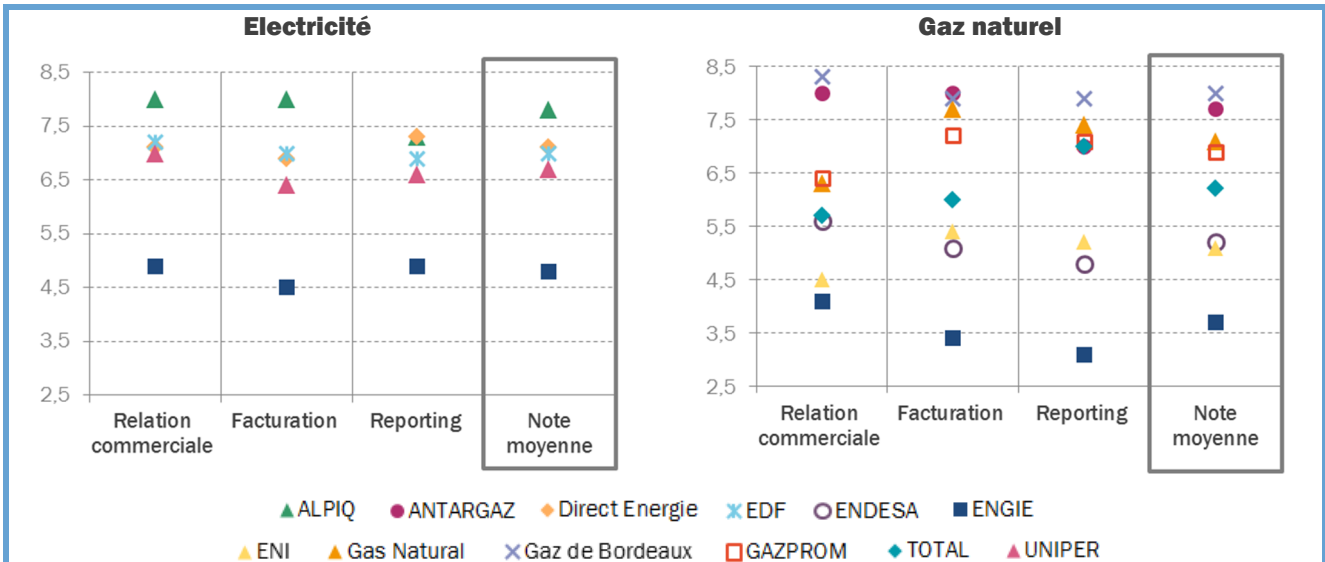
Afin d'évaluer la satisfaction des clients envers les principaux fournisseurs d'électricité et de gaz, le CLEEE et la FNCCR ont mené un sondage en juin 2017 auprès de leurs adhérents regroupant des acheteurs privés et publics. Cet encadré reprend les principaux résultats de cette étude publiée à la fin du mois de juin 2017 par le CLEEE et la FNCCR<sup>69</sup>.

L'enquête a été menée auprès d'une cinquantaine d'entreprises membres du CLEEE et d'acheteurs publics (santé et collectivités membres de la FNCCR). Elle porte sur la qualité de la relation client (relation commerciale, réactivité, compétence, etc) et les services associés de facturation et de reporting mais ne s'intéresse pas au niveau des offres et la compétitivité des fournisseurs. Selon le CLEEE et la FNCCR, les réponses recueillies étaient homogènes, ce qui traduit une appréciation globalement partagée par les acheteurs professionnels multi-sites.

Cinq fournisseurs ont été évalués en électricité contre 8 en gaz naturel, du fait du nombre plus limité de fournisseurs actifs sur le marché de l'électricité. Les graphiques suivants présentent les résultats du sondage effectué par la FNCCR et le CLEEE dans chaque énergie.

<sup>69</sup> <http://www.cleee.fr/uploads/news/file/59552ab5e8b55.pdf>

## SECTION 2 : LE MARCHÉ NON RÉSIDENTIEL



Un an et demi après la suppression des tarifs réglementés, les consommateurs semblent désormais globalement satisfaits de leur fournisseur en électricité comme en gaz naturel. Selon le CLEEE et la FNCCR, les résultats traduisent les progrès réalisés par les fournisseurs après une période difficile au moment de la suppression des TRV en termes de gestion commerciale et d'adaptation des systèmes d'information.

En électricité, sur les cinq fournisseurs évalués, les résultats sont relativement homogènes, à l'exception d'ENGIE. ENGIE a en effet rencontré d'importants problèmes de reporting et de facturation, qui ont persisté jusqu'en 2017. En gaz naturel, les consommateurs considèrent que le marché est plus dynamique et concurrentiel et semblent de manière générale plus satisfaits. Toutefois, les notes des fournisseurs sont plus dispersées. En tête de classement figurent Gaz de Bordeaux et Antargaz, particulièrement appréciés pour leur relation commerciale. Endesa, ENI et ENGIE constituent le bas du classement, avec pour ce dernier des problèmes importants sur la facturation et le reporting, comme le montrent les notes associées.

### 3.4.4 Les représentants de consommateurs professionnels sont mitigés quant à la clarté et la lisibilité des offres et des factures proposées par les fournisseurs

Outre les difficultés liées à l'incapacité de certains fournisseurs à facturer les consommateurs dans les temps, les représentants de consommateurs professionnels regrettent le manque de lisibilité et l'absence d'harmonisation des contrats et des factures entre les fournisseurs.

#### Des offres peu claires et transparentes

La principale remarque des représentants des consommateurs professionnels concerne les difficultés rencontrées pour comprendre et choisir une offre adaptée à leurs besoins, en raison d'une absence d'homogénéisation dans la présentation des offres par les fournisseurs.

Ce manque de transparence concerne :

- l'absence d'indications quant aux tarifs d'acheminement et leur prise en compte dans les coûts affichés ;
- l'absence de précision de l'inclusion ou non des taxes dans l'offre proposée (notamment si l'offre est HTT, HTVA ou TTC) ;
- l'absence de cohérence dans la terminologie employée entre les offres et les factures.

Par ailleurs, certains acteurs déplorent des clauses floues dans les conditions générales et particulières de vente, en ce qui concerne notamment les prix et les composantes du TURPE.

Dans un contexte de faible compréhension du marché de l'énergie, ces imprécisions rendent difficiles la comparaison des offres, le choix éclairé et le suivi d'une offre par les consommateurs. En particuliers, les TPE et les PME subissent un format de présentation d'offres inadapté au choix éclairé d'une offre. La clarté et la précision d'une offre étant devenues des critères de choix du fournisseur d'énergie, les représentants des consommateurs regrettent que celles-ci dépendent des fournisseurs et des niveaux de consommation des clients finals : plus la consommation est élevée, plus le client a développé des compétences pour optimiser son choix d'offre.

## SECTION 2 : LE MARCHÉ NON RÉSIDENTIEL

### Des factures souvent difficiles à appréhender

De manière générale, les représentants des consommateurs professionnels notent que les factures sont plus claires et compréhensibles en gaz naturel qu'en électricité.

Dans l'ensemble toutefois, les consommateurs s'accordent à trouver la qualité des factures proposées par les fournisseurs peu satisfaisants et les jugent trop complexes à lire et à comprendre.

Ils regrettent l'absence de cohérence entre les termes retrouvés sur les factures et ceux employés dans les offres, ce qui complexifie la compréhension de ce qui est facturé.

Concernant la présentation des factures, les représentants des consommateurs professionnels ont noté des avis contraires, en fonction des niveaux de compétences des consommateurs. Certains déplorent l'extrême simplification des factures (par exemple, toutes les « parts fixes » sont regroupées sous le terme « abonnements »), avec comme conséquence l'impossibilité pour le client final de savoir ce qu'il paie et rend difficile les réclamations, tandis que d'autres considèrent que des factures trop précises (notamment les termes échu / échoir / reprise) rendent la compréhension de la facture plus difficile.

Les représentants des consommateurs professionnels ont également noté que l'habitude de facturer par anticipation les composantes du TURPE sur la base de 30 jours puis de les régulariser sur le nombre de jours réels de la période pouvait rendre complexe la lecture de la facture.

Les consommateurs professionnels regrettent la disparition des feuillets de gestion qui accompagnaient les factures des tarifs réglementés de vente et l'absence de dispositif équivalent de la part des fournisseurs.

Concernant les espaces clients proposés par les fournisseurs, les représentants des consommateurs professionnels soulignent l'aspect visuel et interactif attrayant de la visualisation des données de consommation.

### Recommandation de la CRE

En vue d'aider les consommateurs professionnels à réaliser des comparaisons efficaces d'offres et à mieux comprendre ce qu'ils payent, l'enjeu est de trouver la bonne mesure entre l'exhaustivité et un abus de simplicité. Dans ce contexte, la CRE formule les recommandations suivantes :

#### ***Une présentation plus complète des offres de fourniture en électricité...***

Compte tenu des retours des représentants des consommateurs professionnels sur les difficultés de comparaison des offres rencontrées, la CRE recommande aux fournisseurs de faire évoluer la présentation de leurs offres et contrats afin d'arriver à un format commun et complet qui faciliterait la comparaison des offres, en précisant :

- La part fourniture, en précisant le coût de l'abonnement, le coût du kWh HP/HC en été et en hiver et s'il est HT ou TTC ;
- La part acheminement, en précisant l'option tarifaire du TURPE retenue ainsi que le montant du TURPE retenu applicable au moment de la signature du contrat et l'ensemble des composantes du TURPE ;
- Les taxes (Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA), Contribution au Service Public d'Électricité (CSPE), Taxe Communale sur la Consommation Finale d'Électricité (TCCFE), Taxe Départementale sur la Consommation Finale d'Électricité (TDCFE)) ;
- Les services associés à l'offre (espace client, coût de dépassement, etc.)
- Le total budget annuel.

Concernant la part acheminement, la CRE rejoint la recommandation n°2016-D1760 du Médiateur national de l'énergie qui recommande « *aux fournisseurs d'électricité qui ne mentionnent pas les prix de l'acheminement pour les puissances de plus de 36 kVA, de faire évoluer la présentation de leurs offres et de leurs contrats, en indiquant clairement et de manière exhaustive toutes les composantes du TURPE à ajouter aux prix de l'abonnement et du kWh, de sorte que les consommateurs puissent comparer, en connaissance de cause, les prix des offres concurrentes* ».

#### ***... et des factures ...***

Contrairement aux consommateurs non professionnels ayant souscrit un contrat avec un fournisseur d'électricité pour une puissance électrique égale ou inférieure à 36 kVA, aucun arrêté relatif aux factures de fourniture d'électricité ou de gaz naturel à leurs modalités de paiement n'a été établi pour les consommateurs professionnels ou ayant souscrit une puissance supérieure à 36 kVA. Les fournisseurs n'ont donc aucune obligation quant aux termes employés dans leurs factures et leur présentation.

Dans ce cadre, la CRE recommande aux fournisseurs d'indiquer dans leurs factures :

- La formule tarifaire d'acheminement choisie ;
- Tous les index de consommation et puissances atteintes maximales sur chaque tranche horaire ;
- Le nombre d'heures de dépassements ;
- Concernant l'acheminement, de préciser chaque composante du TURPE sans en modifier les intitulés ;
- Concernant les taxes, de respecter le montant réglementaire.

En parallèle, la CRE recommande aux fournisseurs de transmettre gratuitement aux consommateurs un bilan annuel du type « feuillet de gestion », que fournissait EDF à ses clients aux TRV. Ce document permet aux consommateurs de disposer de toutes les informations nécessaires afin de mettre en concurrence les différentes offres des fournisseurs.

### 3.5 L'émergence de nouvelles pratiques d'achat

La suppression des TRV a permis l'émergence de nouvelles pratiques d'achat d'acteurs confrontés pour la première fois à une obligation de reconsidérer leur approvisionnement en énergie. La partie suivante dresse un état des lieux des nouvelles pratiques observées sur les différents segments de clientèle.

#### Concernant les copropriétés

La mise en concurrence d'offres de fourniture d'électricité et de gaz naturel n'était pas une pratique courante pour les copropriétés. Comme expliqué précédemment, le manque de réactivité de la part de certains syndic professionnels, observé lors de la fin des TRV, a entraîné le basculement d'un nombre important de copropriétés en offres transitoires, faute d'information. Dans ce contexte, des associations de copropriétés, dont notamment l'ARC, ont développé des plateformes d'appels d'offres et de mise en concurrence pour appuyer leurs syndicats de copropriété adhérents. Cette plateforme a permis de lancer plus de 1 100 appels d'offres en gaz naturel et plus de 200 en électricité, selon l'ARC.

Par ailleurs, certains syndic professionnels gérant de nombreuses copropriétés ont eu la possibilité d'organiser des appels d'offres regroupant plusieurs de leurs sites en gestion afin de profiter d'effets d'échelle et ainsi réduire leurs coûts. FONCIA, un des syndic professionnels les plus importants de France, a lancé en 2016 un appel d'offres pour 950 copropriétés quittant les tarifs verts et jaunes d'électricité. Cet appel d'offres, d'un volume de 120 GWh, a été remporté par ENGIE. FONCIA et ENGIE annoncent avoir fait réaliser une économie moyenne d'environ 13 % aux copropriétés concernées en comparaison des tarifs réglementés.

FONCIA a par ailleurs créé en 2016 une filiale de courtage en achat d'énergie : PROWEN. Cette filiale propose de réaliser des appels d'offres auprès des fournisseurs de gaz et d'électricité pour toutes les copropriétés ayant signé une convention donnant mandat à PROWEN pour négocier leur offre de fourniture (relevant normalement de la gestion courante du syndic). PROWEN annonce une baisse moyenne de 48 % sur la part consommation du tarif de gaz en 2017 (hors coûts d'acheminement et taxes) par rapport aux ex-tarifs réglementés B2S (chaufferie) pour les 1 400 immeubles sous mandat PROWEN Gaz, et une baisse moyenne de 30 à 40 % pour les 400 immeubles sous mandat PROWEN Électricité (sur la part énergie par rapport aux tarifs jaunes et verts).

#### Concernant les collectivités territoriales

La majorité des collectivités locales se sont groupées pour réaliser leurs achats d'énergie (environ 80 % d'entre elles selon l'observatoire de l'AMORCE) soit par le biais de groupements de commande, soit en passant par une centrale d'achat (UGAP dans la plupart des cas). Généralement, ce sont les syndicats d'énergie ou les collectivités de grandes tailles (Métropoles, Communautés urbaines, etc.) qui coordonnent ces groupements.

Les groupements de commandes peuvent être de tailles diverses : à l'échelle métropolitaine (Nice par exemple), départementale, supra départementale, régionale (Nouvelle Aquitaine avec 1 650 adhérents, Bourgogne-Franche-Comté avec 940 adhérents) ou nationale (groupements hospitaliers). Les offres sélectionnées présentent des gains importants, en partie liés au volume, ainsi qu'à la capacité à s'organiser pour acheter dans des délais très courts, mais résultant également de conditions de marché favorables.

La mutualisation génère une importante optimisation administrative et conduit également les coordonnateurs à développer une expertise d'acheteur d'énergie (souvent à plein temps), au service de la sphère publique.

La fin des TRV a aussi été l'occasion pour les collectivités de prendre conscience de leur profil de consommation. Cette prise de conscience a permis, outre des travaux de MDE, une optimisation tarifaire via par exemple un meilleur choix de puissance souscrite pour chacun des sites.

### Concernant les entreprises

Les petites et moyennes entreprises ont peu changé de fournisseur et ont signé des contrats standards sans négociation ou optimisation. Les grandes entreprises et gros consommateurs d'énergie ont un recours plus systématique à la mise en concurrence. Les groupes multi-sites ont mis en œuvre des appels d'offres globaux sur leur périmètre (de quelques centaines à plusieurs dizaines de milliers de sites). En gaz, le groupement apporte systématiquement une optimisation budgétaire. En électricité, le gain réalisé par la mutualisation apparaît plus faible et se révèle être en partie contextuel.

Pour les entreprises maîtrisant moins le fonctionnement des marchés, des courtiers en énergie sont présents pour les accompagner dans leur choix de fourniture. Les principaux clients sont les PME/PMI, pour des consommations maximales de quelques GWh, et ayant bénéficié essentiellement des tarifs jaunes. Leur travail consiste à analyser les données de consommation des clients et à leur proposer des offres de gaz ou d'électricité. Leur particularité est qu'ils sont rémunérés, non par le client, mais par le fournisseur directement. Les CCI possèdent une liste de courtiers vérifiés qu'elles communiquent aux entreprises leur en faisant la demande.

Le site energie-info.com ne permettant pas de comparaison d'offre pour les petits professionnels d'une puissance supérieure à 36 kVA, le courtier en énergie permet à une entreprise de comparer rapidement plusieurs offres de fournisseurs.

### 3.6 Exemple en Europe : la suppression des tarifs réglementés de vente au Portugal

#### Etude de cas : La suppression des tarifs réglementés de vente au Portugal

A la suite de la libéralisation totale du marché de l'électricité et du gaz, respectivement en 2006 et en 2010, le gouvernement portugais s'est engagé dans un processus de suppression des tarifs réglementés de vente (TRV) avec l'accord et le programme d'aide financière du Fond Monétaire International, de la Commission européenne et de la Banque centrale européenne. Dans ce cadre, la suppression des tarifs réglementés de vente s'est déroulée en plusieurs étapes :

- **1<sup>er</sup> juillet 2010** : pour les clients non résidentiels de gaz naturel dont la consommation annuelle est supérieure à 10 000 m<sup>3</sup> ;
- **1<sup>er</sup> janvier 2011** : pour les clients non résidentiels d'électricité raccordés au réseau basse tension dont la puissance souscrite est supérieure à 41,4 kVA, ainsi que l'ensemble des clients non résidentiels raccordés en moyenne et haute tension ;
- **1<sup>er</sup> janvier 2013** : pour tous les clients finaux d'électricité et de gaz naturel, y compris les consommateurs résidentiels.

Le processus de suppression des TRV comprend une période transitoire afin de laisser le temps aux clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente de choisir un nouveau fournisseur et de passer en offre de marché. Au cours de cette période transitoire, ERSE, le régulateur de l'énergie portugais, a mis en place un tarif (appelé « tarif transitoire »), pouvant inclure une majoration<sup>70</sup>, afin d'inciter les clients à basculer en offre de marché. Le retour au tarif transitoire est interdit, sauf pour les clients orphelins (faillite de fournisseur ou absence d'offres disponibles) et pour les clients bénéficiant de tarifs sociaux<sup>71</sup>.

Plusieurs campagnes d'information destinées aux consommateurs ont été lancées par l'ERSE, les fournisseurs, la Direction générale de l'énergie et de la géologie ainsi que par les associations de consommateurs. En outre, des outils de comparaison des prix ont été mis à disposition, ou améliorés, par le régulateur et les principales associations de consommateurs. Le gouvernement a également créé un centre d'appel dédié à l'information sur les tarifs sociaux et sur les modalités de passage en offre de marché.

La période transitoire, initialement fixée à trois ans, a été prolongée une première fois jusqu'au 31 décembre 2017 pour les clients résidentiels de gaz naturel disposant des tarifs transitoires (24 % des clients résidentiels de gaz, en décembre 2016) et jusqu'au 31 décembre 2020 pour les clients résidentiels en électricité (23 % des clients résidentiels d'électricité en décembre 2016). Le gouvernement a décidé de prolonger une nouvelle fois la période transitoire pour les clients de gaz naturel afin de l'aligner sur celle de l'électricité, prenant fin au 31 décembre 2020.

Cette prolongation de la période transitoire devrait faciliter l'émergence de nouveaux entrants sur le marché et donc conduire à un niveau de concurrence plus élevé. En effet, une période transitoire plus courte se serait traduite par une conversion plus importante de clients en offre de marché chez le fournisseur historique.

<sup>70</sup> Cette majoration optionnelle est destinée à éviter une situation où le tarif transitoire serait plus compétitif que les offres de marché. Jusqu'à présent, le régulateur n'a pas eu besoin d'introduire une telle majoration.

<sup>71</sup> Tarif pour les clients économiquement vulnérables.

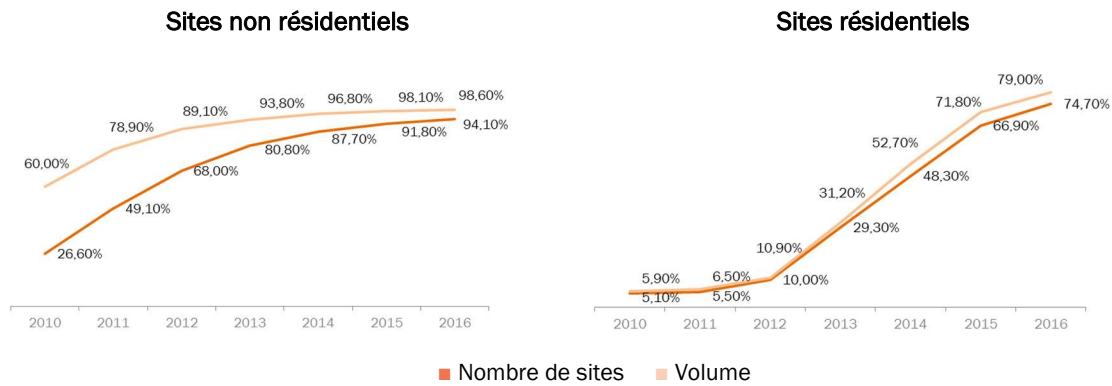


## SECTION 2 : LE MARCHÉ NON RÉSIDENTIEL

### Le marché de l'électricité

L'ouverture du marché portugais de l'électricité a été engagée de manière progressive dès 1999 en commençant par les grands consommateurs. Le taux de switch, en volume, dans cette catégorie de client fut très élevé dès le début de la libéralisation. En décembre 2016, la quasi-intégralité des moyens et grands consommateurs étaient passés en offre de marché, soit 94 % des sites sur l'ensemble du segment non résidentiels<sup>72</sup>.

**Figure 83 : Evolution des sites sur le marché libre de l'électricité au Portugal de 2010 à 2016, en volume et en nombre de sites**

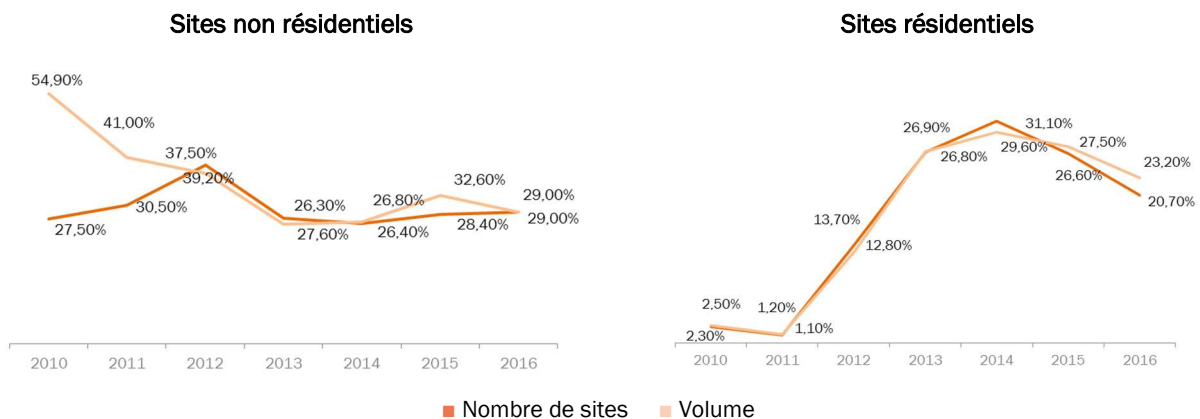


Source : ERSE, Régulateur national portugais de l'énergie

Bien que la libéralisation du marché résidentiel ait débutée en 2006, le basculement des clients en offres de marché, reflétée par l'augmentation du taux de switch, n'a réellement débuté qu'en 2012, à la suite de la publication de la feuille de route pour la suppression des tarifs réglementés de vente. En 2016, les trois quarts des sites résidentiels étaient en offre de marché en électricité et le taux de switch s'élevait à plus de 20 %.

Le taux de switch est plus élevé pour les sites de fortes consommation. Ces sites, attractifs pour les fournisseurs compte tenu de leur volume, bénéficient également d'une meilleure connaissance des conditions du marché leur permettant de chercher les meilleures offres. Ils sont d'avantage contactés par des fournisseurs actifs au Portugal et en Espagne et il n'est pas rare de souscrire des contrats pour des sites situés dans les deux pays.

**Figure 84 : Evolution du taux de switch en électricité au Portugal de 2010 à 2016, en volume et en nombre de sites**



Source : ERSE, Régulateur national portugais de l'énergie

Le taux de switch sur le marché libre (clients en offre de marché changeant de fournisseurs) est en augmentation, du fait d'un nombre croissant de clients en offre de marché. Fin 2016, il représentait 71 % des changements de fournisseurs en volume. En revanche, près de 41 % des changements de fournisseur en termes de nombre de sites concernent le passage du tarif transitoire en offre de marché.

<sup>72</sup> Depuis 2013, les tarifs transitoires ne sont plus disponibles pour les clients raccordés en très haute tension. En décembre 2016, 3 clients raccordés en haute tension et 958 clients raccordés en moyenne tension étaient toujours au tarif transitoire, représentant moins de 0,3 % et 0,9 % des clients raccordés sur ces niveaux de tension respectifs.

## SECTION 2 : LE MARCHÉ NON RÉSIDENTIEL

Le principal moteur des changements de fournisseur au Portugal est la compétitivité des offres, en particulier pour les clients non résidentiels. En effet, le nombre de fournisseurs actifs est en augmentation, tout comme le nombre d'offres. Le régulateur portugais a amélioré les conditions de marché pour les nouveaux entrants, à savoir la réduction des coûts<sup>73</sup> d'accès au marché de gros, ainsi que la mise en place de règles de changement de fournisseur simples et efficaces.

Au Portugal, les contrats comportant des durées d'engagement (moins de 5 %) ou des pénalités sont rares. Pour ces contrats, la durée d'engagement est souvent égale (ou inférieure) à la durée du contrat, qui est généralement de 12 mois, et les clauses d'engagement ne sont pas renouvelables, même si le contrat est automatiquement renouvelé. L'ERSE a recommandé en 2013 que, si de telles clauses étaient incluses dans les contrats, elles devraient être clairement justifiées aux clients.

En outre, au début de 2015, l'ERSE a défini un modèle de contrat-type précisant l'ensemble des informations devant figurer dans les contrats destinés aux clients résidentiels. Ce contrat standard permet une meilleure comparaison entre les différents contrats, en présentant de façon explicite l'ensemble des coûts afférents au contrat et en identifiant clairement l'existence et les modalités des clauses d'engagement.

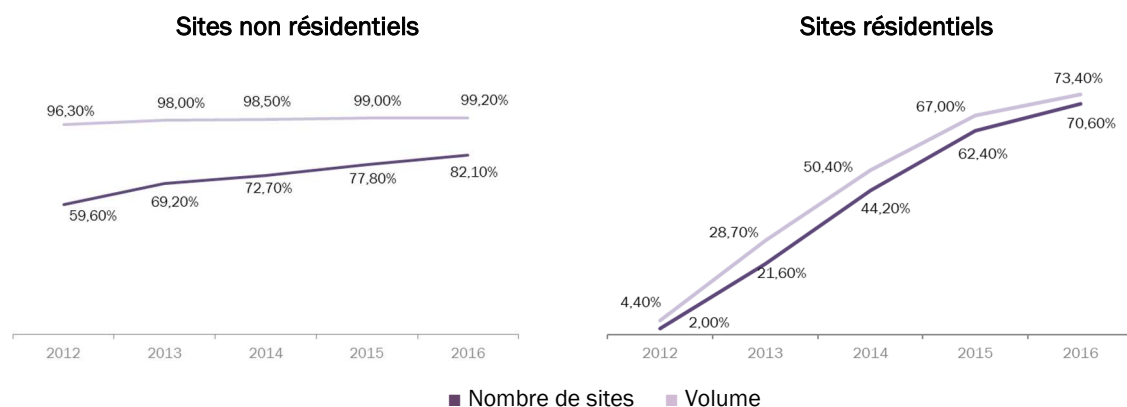
### • Le marché du gaz naturel

L'ouverture à la concurrence du marché du gaz naturel, secteur émergent au Portugal, s'est déroulée plus rapidement que sur le marché de l'électricité. En 2007, le marché s'est ouvert uniquement pour les centrales électriques puis en 2010 tous les clients ont été autorisés à changer de fournisseur. Alors que le nombre total de clients en gaz est deux fois moins élevé qu'en électricité, le nombre de clients bénéficiant d'une offre de marché est quasiment équivalent dans les deux énergies. L'expérience acquise par les clients, en particulier par les clients non résidentiels, sur le marché de l'électricité a certainement contribué à établir une confiance dans le marché libre du gaz naturel.

Sur le marché de gaz naturel, les consommateurs sont très actifs<sup>74</sup> : en 2016<sup>75</sup> plus de 70 % des consommateurs résidentiels ont choisi une offre de marché, correspondant à 73 % du volume. En 2016, le taux de switch en gaz s'élève à 21 % sur le segment résidentiel.

En ce qui concerne le segment non résidentiel, 82 % des sites ont choisi une offre de marché, ce qui représente la quasi-totalité des volumes.

**Figure 85 : Evolution des sites en offre de marché sur le marché du gaz naturel au Portugal de 2011 à 2016, en volume et en nombre de site**



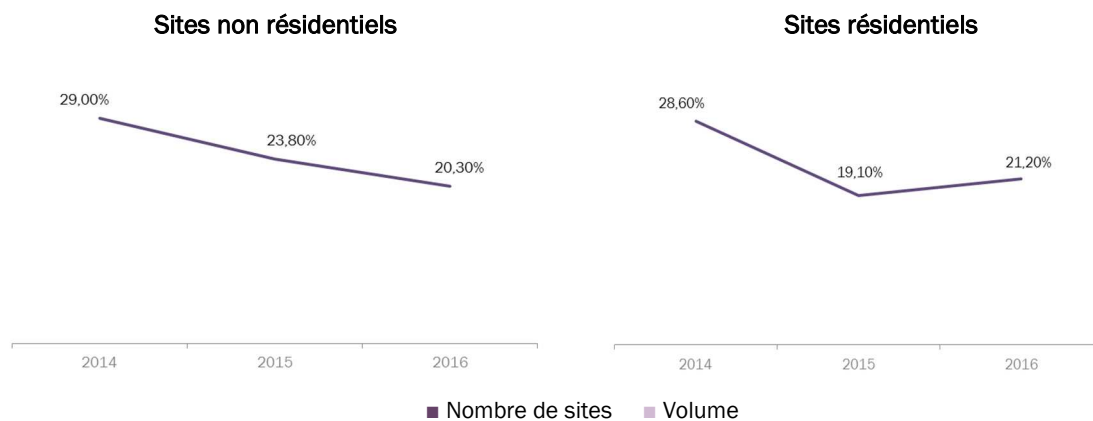
Source : ERSE, Régulateur national portugais de l'énergie

<sup>73</sup> ERSE a conçu un accord de marché concernant l'équilibrage pour les petits fournisseurs, leur permettant de réduire leurs coûts unitaires d'équilibrage. ERSE a également mis en place des accords d'approvisionnement en énergie, basés sur des ventes aux enchères à terme, ce qui permet aux petits fournisseurs indépendants de se couvrir (en volume) avec de la production renouvelable bénéficiant de tarifs d'achat.

<sup>74</sup> Les données disponibles ne permettent pas de différencier les taux de switch survenus sur le marché libre et les mouvements des tarifs transitoires réglementés vers le marché libre, tels qu'ils sont présentés dans l'analyse de l'électricité.

<sup>75</sup> Données pour les rapports sur le marché du gaz naturel principalement de 2014 à 2016, car les données antérieures sur le taux de switch étaient limitées. Bien qu'ERSE ait renforcé les exigences d'information pour les fournisseurs de gaz, les données pour effectuer les analyses de changement de fournisseur complète manquent encore.

Figure 86 : Evolution du taux de switch en gaz naturel au Portugal de 2014 à 2016, en nombre de site



Source : ERSE, Régulateur national portugais de l'énergie – Analyse : CRE

La suppression des tarifs réglementés de vente a eu un impact positif sur le marché, les consommateurs s'orientant en grand nombre vers les offres les plus attractives. Ce phénomène a eu pour conséquence des taux de switch élevés sur les marchés de l'électricité et du gaz naturel. Bien qu'au départ les changements de fournisseurs s'expliquaient essentiellement par le basculement des clients des tarifs réglementés vers les offres de marché, le taux de switch s'est maintenu, soutenu par les changements entre fournisseurs non historiques.

La majorité des clients non résidentiels, par lesquels l'ouverture du marché a commencé, disposent désormais de contrats en offre de marché. Les clients résidentiels ont commencé à être plus actifs à la suite de la publication de la feuille de route pour la suppression des tarifs réglementés de vente. Bien que les tarifs transitoires aient été prolongés jusqu'en 2020 en électricité et en gaz naturel, la sortie de ces tarifs se déroule à des taux élevés.

L'activité des fournisseurs reste dynamique, avec de nouveaux entrants et des nouvelles offres. ERSE a également contribué avec des mesures visant à :

- éliminer les barrières à l'entrée sur le marché (appels d'offres pour l'approvisionnement en énergie et le design réglementaire pour les responsables d'équilibre concernant les petits fournisseurs permettant de réduire leurs coûts d'équilibrage) ;
- améliorer la concurrence ;
- simplifier les procédures de changement de fournisseur et ;
- augmenter la transparence pour les consommateurs en obligeant les fournisseurs à transmettre des informations standardisées aux consommateurs, telles que les informations contractuelles.

#### 4. OFFRES A EFFACEMENT AU SEIN DU MARCHÉ NON RESIDENTIEL

A l'instar des consommateurs sur le marché résidentiel de l'électricité (voir section 1 partie 2.3.4), les clients non résidentiels peuvent valoriser leur capacité d'effacement de manière implicite au moyen d'offres de fourniture à effacement ou de manière explicite (en réduisant la consommation d'un ou plusieurs sites industriels soit par arrêt de process, soit par bascule sur un mode d'autoconsommation) en s'appuyant sur un opérateur d'effacement (ou le fournisseur).

Les acteurs tertiaires/industriels disposent d'une large palette de mécanismes pour exploiter leur gisement d'effacement : NEBEF, mécanisme d'ajustement, appel d'offres effacement, appel d'offres « réserves rapides (RR) / réserves complémentaires (RC), appel d'offres « Interruptibilité », participation aux services système, certification de capacité. Bien que les acteurs du marché résidentiel aient la possibilité de participer à la plupart de ces mécanismes, l'effacement tertiaire/industriel est le mieux dimensionné, en terme de flexibilité, disponibilité et technologie, pour capter la demande. Par exemple, lors de l'appel d'offres « effacement » pour l'année 2016, RTE a retenu 1 900 MW d'effacement industriel pour seulement 200 MW d'effacement diffus.

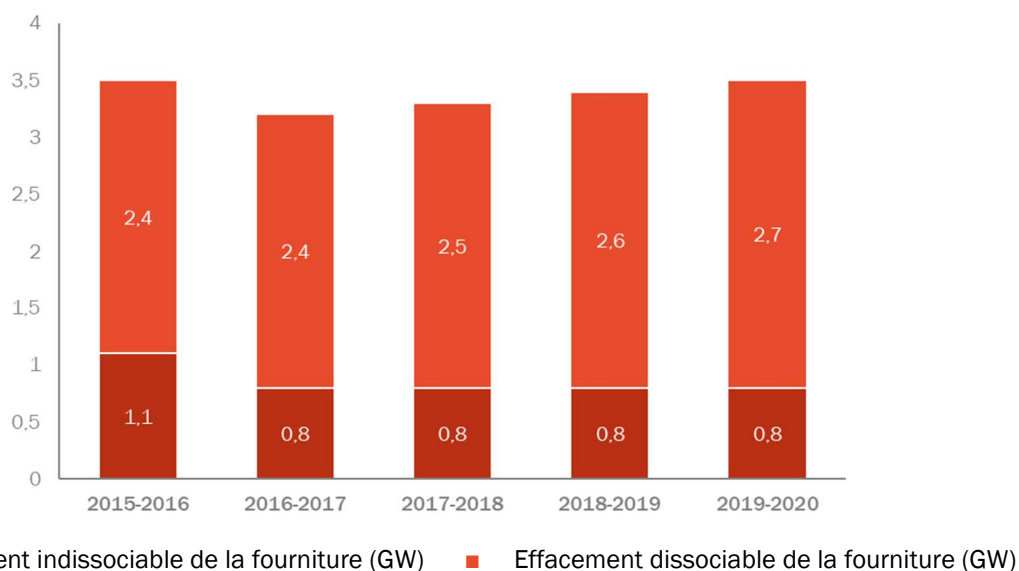
De nombreux acteurs proposent leur service d'opérateur d'effacement aux industriels. 4 opérateurs d'effacement spécialisés dans l'effacement industriel, hors fournisseurs, avaient été retenus lors de l'appel d'offres effacement organisé par RTE en 2016 : Activity, Energy Pool, Smart Grid Energy, Valoris Energie. Une liste exhaustive des opérateurs d'effacement actifs sur le mécanisme NEBEF est disponible sur le site de RTE<sup>76</sup>.

<sup>76</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)

#### 4.1 Les offres tarifaires à effacement diminuent au profit des effacements explicites

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 possédant une offre tarifaire à effacement. Alors que la capacité d'effacement tarifaire était de 6 000 MW dans les années 1990, elle n'était plus que de 800 MW lors de l'hiver 2016-2017<sup>77</sup>.

Figure 87 : Evolution de l'effacement indissociable de la fourniture et de l'effacement dissociable de la fourniture (GW).



Source : Bilan prévisionnel 2016 RTE

RTE prévoit que les effacements indissociables de l'offre de fourniture (prévus par un contrat bilatéral entre un client et un fournisseur contenant des clauses d'effacement) ne devraient pas, en volume, augmenter dans les prochaines années. Les effacements valorisés sur les marchés par des opérateurs d'effacement devraient quant à eux croître, grâce aux multiples mécanismes sur lesquels ils peuvent être valorisés. Ces développements devraient permettre de compenser partiellement la réduction des effacements tarifaires.

#### Consultation des consommateurs : "le retour d'expérience des consommateurs non résidentiels sur les offres à effacements "

Le retour des consommateurs sur le marché non résidentiel concernant les offres à effacement est fortement contrasté en fonction du type d'activité du client et de son profil de consommation. Plusieurs catégories de clients se distinguent selon leur intérêt pour les offres à effacements.

La première catégorie de clients regroupe principalement les petits sites professionnels profilés, les copropriétés et certaines entreprises du secteur tertiaire. Pour cette catégorie de clients, la gestion de l'énergie n'est pas optimisée et n'est pas confiée à des « experts » du secteur. L'effacement ou le report de consommation sont considérés comme trop complexes voire impossibles (par exemple pour les copropriétés dont un des principaux postes de consommation est l'eau chaude sanitaire). Aucune demande particulière en offre à effacement n'émane de ces clients et aucune offre n'a été développée par les fournisseurs.

Une deuxième catégorie de clients regroupe certaines structures multi-sites, telles que les collectivités territoriales et des entreprises industrielles de taille moyenne. Les clients de cette catégorie disposant de capacité d'effacement souscrivaient le plus souvent des offres tarifaires à effacement EJP. La fin des TRV Jaune et Vert EJP n'a pas vu l'éclosion de nouvelles offres tarifaires à effacement en remplacement de l'offre EJP. Une grande partie de ces clients s'est donc tournée vers des offres classiques, même si une forte demande d'offres à effacement demeure toujours sur ce segment.

<sup>77</sup> Bilan prévisionnel 2016, RTE

La dernière catégorie correspond aux sites ayant une consommation importante et télérelevée, le plus souvent d'anciens clients aux tarifs verts (HTA). Ces clients disposent d'un gisement d'effacement important et la gestion de leur facture énergétique est confiée à des experts du secteur. Ces clients se sont généralement tournés vers des agrégateurs d'effacement, et dans de rares cas vers le fournisseur, afin de réaliser des effacements de marché. L'agrégateur est souvent privilégié au détriment du fournisseur pour deux raisons principales, aux dires des consommateurs : (i) la performance de l'agrégateur est supérieure à celle du fournisseur, (ii) la volonté de segmenter les activités liées à l'effacement et à la fourniture.

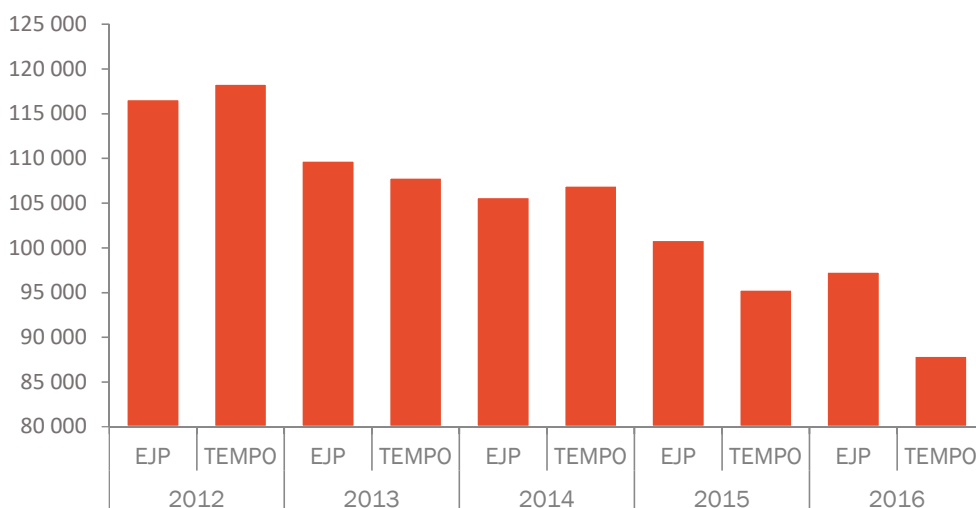
D'une manière générale, les consommateurs soulèvent, s'agissant des offres d'effacement disponibles depuis la fin des TRV, les problématiques suivantes :

- Absence de visibilité des offres : la plupart des mécanismes actuels est soumise à appels d'offres, avec une absence de visibilité sur les prix et sur les volumes à long terme. Or, d'après les consommateurs, une visibilité sur le long terme est primordiale pour s'engager à réaliser de l'effacement. Par exemple pour l'effacement en « auto-production » (effacement par l'utilisation d'une autre source d'énergie tel qu'un groupe électrogène), les entreprises ne sont pas en capacité d'investir en interne dans de nouveaux moyens de production sans retour financier assuré sur la vie de l'équipement.
- Complexité : Le tarif EJP était simple à appréhender. L'effacement faisait partie intégrante de l'offre de fourniture, avec des règles précises et des niveaux de rémunération et pénalité pré-définis. Dorénavant, il faut dans la plupart des cas passer par un agrégateur, ce qui ajoute des contraintes de fonctionnement. Cette complexité notamment réglementaire, décourage un client industriel non expert ne faisant pas appel aux services d'un opérateur d'effacement.
- Rentabilité : les prix sur le marché de l'électricité limitent le potentiel de valorisation des effacements sur ces marchés. Toutefois, l'entrée en vigueur du mécanisme de capacité, la possibilité de valoriser les effacements sur les mécanismes d'équilibrage et les rémunérations additionnelles apportées par les différents appels d'offres, offrent des opportunités économiques pour les consommateurs, qui peuvent valoriser leur effacement en énergie ou en capacité sur les différents marchés.

#### 4.2 Le nombre de consommateurs non résidentiels bénéficiant de tarifs réglementés à effacement continue de décroître

Les seules offres réglementées encore disponibles 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. Ces tarifs étant en extinction, la CRE observe une baisse constante du nombre de sites ayant souscrit à l'une des deux offres. Le nombre de sites possédant l'option tarifaire EJP s'est réduit de 16,5 % entre 2012 et 2016, de 25,7 % pour les options TEMPO et de 21 % pour l'ensemble des deux.

Figure 88 : Nombre de sites aux tarifs bleus non résidentiels options "TEMPO" et "EJP"

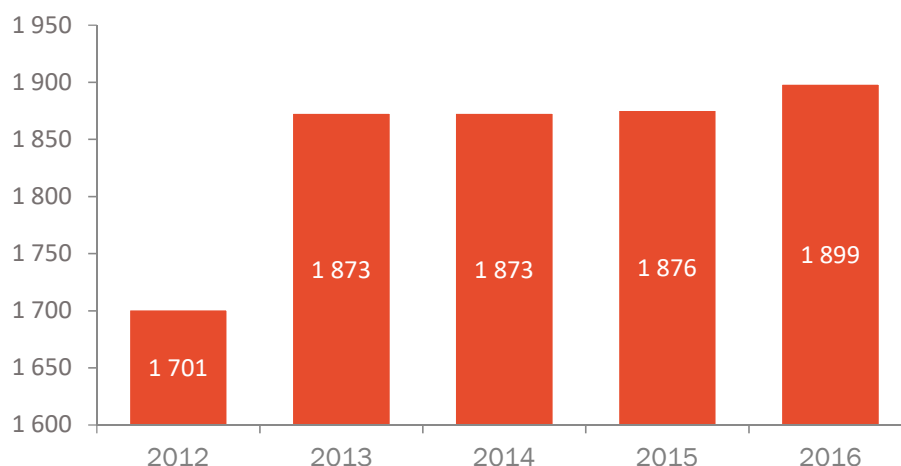


Source : Fournisseurs historiques - Analyse : CRE

La baisse du nombre de sites est accentuée, en plus de l'extinction des tarifs, par une perte de l'attractivité des offres. Pour un client au tarif option Tempo non résidentiel type ayant souscrit une puissance de 18 kVA et consommant en moyenne 20 000 kWh annuels, une hausse du tarif HT (due à la remise à niveau de celui-ci) en euros courants de 11,6 % est observée entre 2012 et 2016. Dans le même temps, le tarif moyen HT en euros courant des tarifs bleus non résidentiels n'a augmenté que de 2,7 %.

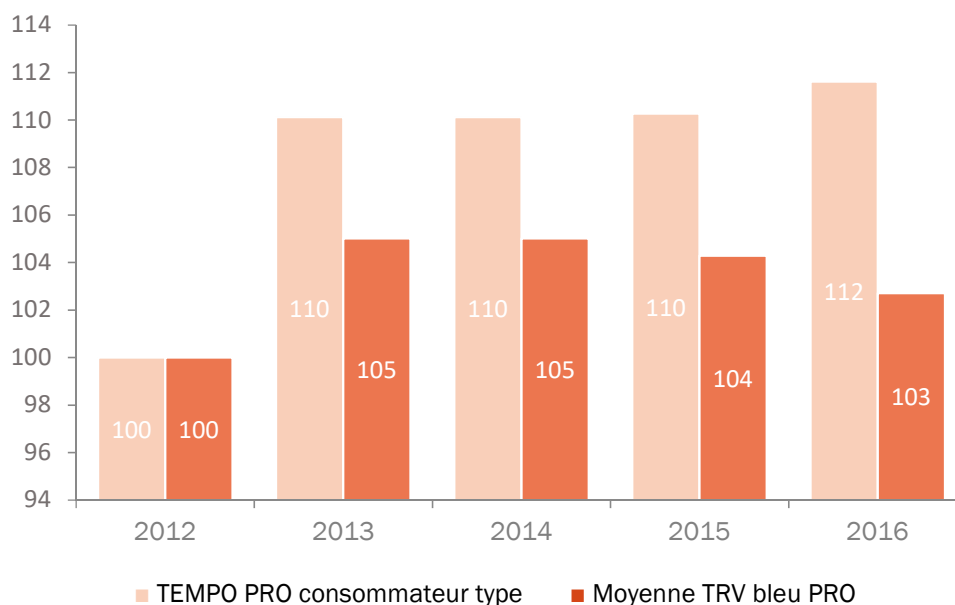
## SECTION 2 : LE MARCHÉ NON RÉSIDENTIEL

Figure 89 : Montant total HT de la facture annuelle en € courants d'un consommateur non résidentiel type au tarif option TEMPO (puissance souscrite 18 kVA, consommation 20 000 kWh). Le montant est calculé en utilisant les tarifs applicables rétroactivement pour l'année 2014.



Source : Fournisseurs historiques - Analyse : CRE

Figure 90 : Comparaison de l'évolution de la facture annuelle moyenne HT en euros courants d'un consommateur non résidentiel type au tarif option TEMPO (puissance souscrite 18 kVA, consommation 20 000 kWh) et d'un consommateur moyen au tarif bleu non résidentiel (référence 100 pour 2012).



Source : Fournisseurs historiques - Analyse : CRE

### 4.3 Le développement d'offres à effacement de la part des fournisseurs à destination des clients non résidentiels demeure faible

Tout comme sur le segment résidentiel, la possibilité de proposer des offres fondées 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 professionnels ayant souscrit une puissance inférieure ou égale à 36 kVA. Les raisons semblent être identiques : contestabilité en moyenne des tarifs réglementés option Tempo et structure des prix de marché ne permettant pas une rentabilité de l'effacement.

Pour les professionnels ayant souscrit une puissance supérieure à 36 kVA, certaines offres d'effacement indissociables de la fourniture à destination des clients télérelevés existent. EDF propose depuis la fin des TRV jaunes et verts, pour les collectivités et entreprises, l'offre « contrat électricité pointe mobile » comportant un prix de la fourniture d'électricité plus élevé pendant les heures PP1. Les fournisseurs alternatifs ne présentent pas d'offres

## SECTION 2 : LE MARCHÉ NON RÉSIDENTIEL

similaires standardisées. Leurs seules offres d'effacement indissociables de la fourniture s'adressent à des clients haut de portefeuille et sont encadrées par des clauses négociées contrat par contrat. Ces clauses 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 élevé sur le marché spot, à des jours PP1 ou demeurer entièrement à la main du fournisseur à l'instar du signal « EJP ».

D'une manière générale, le consommateur professionnel disposant de capacité d'effacement est face à un arbitrage entre la valorisation de cet effacement dans le cadre d'un contrat de fourniture, ou en participant aux différents mécanismes de marché par l'intermédiaire d'un opérateur d'effacement. Les clients privilégient désormais la seconde option.

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



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

#### 1.1 Impact du démarrage du mécanisme de capacité sur les offres de marché

##### 1.1.1 Contexte

###### 1.1.1.1 Cadre législatif et réglementaire

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* ». Chaque fournisseur est ainsi 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.

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. Aussi, bien qu'aucun principe ne s'impose quant à la répercussion du coût de l'obligation aux clients finals (« *les fournisseurs sont totalement libres de choisir la façon dont ils répercutent les coûts sur leurs consommateurs* »<sup>78</sup>), elle mène 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.

L'article 6.7 des règles du mécanisme de capacité approuvées par l'arrêté du 29 novembre 2016 pris en application de l'article R. 335-2 du code de l'énergie dispose que tout fournisseur intégré, titulaire de capacités de production ou d'effacement dont le niveau total s'élève à plus de 100 MW et dont la fourniture annuelle en consommateurs finals est supérieure à 1 TWh, est « *dans l'obligation de communiquer à la CRE, avant le 31 octobre AL-1 pour l'Année de Livraison AL, sa méthodologie de répercussion, aux Consommateurs Finals avec lesquels il a conclu un contrat de fourniture, du coût d'approvisionnement en Garanties de Capacité pour couvrir son Obligation de Capacité occasionnée par la consommation, lors des jours de la Période de Pointe PP1<sup>79</sup>, de ces mêmes Consommateurs Finals* ». L'article 4.2 des mêmes règles précise que « *Pour l'Année de Livraison 2017, cette communication doit intervenir avant le 31 mars 2017* ».

A ce titre, quatre fournisseurs ont transmis à la CRE, pour l'année 2017, des éléments justificatifs : Direct Energie, EDF, ENGIE et UNIPER. La CRE s'est réservée le droit, au regard de sa mission de surveillance, de demander à d'autres fournisseurs, non assujettis aux obligations de l'article 6.7, de fournir également leur méthode de répercussion. Les données des fournisseurs ont été croisées avec des informations fournies par certains consommateurs et des associations de consommateurs.

###### 1.1.1.2 Démarrage du dispositif

Instauré par la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (« loi NOME »), le mécanisme de capacité a vu ses principes précisés par le décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012<sup>80</sup>, aux termes duquel :

- Le profil de consommation des clients d'un fournisseur définit le niveau d'obligation en capacité du fournisseur (obligation en garanties de capacité) ;
- Les garanties de capacités sont créées par les producteurs (et opérateur d'effacement) en faisant certifier leurs capacités ;
- RTE est en charge de la certification des garanties de capacités, du calcul de l'obligation des acteurs obligés, de la tenue du registre des garanties de capacité et du contrôle effectif de la disponibilité des capacités durant la période de pointe PP2 de l'année de livraison.

En application des dispositions de ce décret, les règles du mécanisme de capacité ont été arrêtées, pour la première fois, le 22 janvier 2015. Complétées par un certain nombre de textes réglementaires, elles ont permis le démarrage du dispositif courant 2015, notamment dans sa phase de certification des capacités.

<sup>78</sup> DÉCISION DE LA COMMISSION du 8.11.2016 CONCERNANT LE RÉGIME D'AIDES SA.39621 2015/C (ex 2015/NN), paragraphe 87

<sup>79</sup> Le calcul de l'obligation de capacité repose sur la définition de la période de pointe PP1, au sens du mécanisme de capacité. Celle-ci désigne une 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 servant au calcul de l'obligation.

<sup>80</sup> Les dispositions de ce décret sont désormais codifiées aux articles R. 335-1 à R. 335-53 du code de l'énergie.

## SECTION 3 : LE FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE DÉTAIL

Le 13 novembre 2015 la Direction générale de la concurrence de la Commission européenne a ouvert une enquête approfondie pour déterminer si le mécanisme de capacité français était conforme aux règles européennes en matière d'aides d'État. Le 8 novembre 2016, et sur le fondement des engagements pris par la France, la Commission européenne a approuvé le mécanisme de capacité français. Les règles du mécanisme et les textes complémentaires ont été mis à jour, pour un démarrage effectif du dispositif au 1<sup>er</sup> janvier 2017.

En raison du délai très court entre la mise à jour des textes et le démarrage du mécanisme, la définition des méthodes de répercussion du coût d'approvisionnement en capacité dans les offres aux consommateurs finals s'est avérée délicate pour 2017. Notamment, la grande majorité des contrats de fourniture avaient été signés avant que la composante capacitaire puisse être estimée par les fournisseurs. Pour cette raison, de nombreux consommateurs « captifs » se sont retrouvés dans l'obligation de signer un avenant à leur contrat pour préciser la méthode de facturation de la capacité.

Plusieurs cas de figure se sont présentés pour les consommateurs :

- La mise en place du mécanisme de capacité était prévue dans le contrat, avec des modalités d'évolution définies à l'avance. Dans ce cas, il n'était pas nécessaire de signer un avenant. C'est, par exemple, le cas des consommateurs ayant signé leur contrat avant l'ouverture de l'enquête approfondie de la Commission européenne et pour lesquels la mise à jour des règles n'avait pas de conséquence directe ou encore des consommateurs ayant signé leur contrat en décembre 2016 ;
- La mise en place du mécanisme de capacité était prévue dans le contrat, au travers d'une clause de revoiture. Dans ce cas, il était nécessaire de signer un avenant précisant la répercussion financière sur le consommateur. C'est, semble-t-il, le cas de la majorité des grands consommateurs professionnels ;
- Il n'était rien précisé dans le contrat quant au mécanisme de capacité. Dans ce cas, une nouvelle négociation contractuelle était nécessaire pour répercuter ce coût.

Pour les deux derniers cas de figure, la situation particulière du démarrage rapide a pu entraîner des situations de négociation d'avenants entre des clients « captifs » pour l'année 2017 et les fournisseurs. Cette situation, parfois inconfortable, ne devrait pas se reproduire à l'avenir.

L'analyse des méthodologies de répercussion des coûts transmises par les fournisseurs intégrés a permis à la CRE de s'assurer que les fournisseurs ont justement répercuté le coût d'approvisionnement de la capacité à leurs clients à due proportion de l'obligation qu'ils génèrent.

### 1.1.1.3 Surveillance de la CRE

Sous réserve du respect du droit de la concurrence et des dispositions prévues par la réglementation du secteur de l'énergie, les fournisseurs d'électricité sont libres de construire leurs offres de fourniture et d'établir leur politique commerciale de répercussion des coûts. La mission de la CRE n'est donc pas d'encadrer les modalités de répercussion des coûts liés au mécanisme de capacité. Toutefois, la CRE (i) s'attachera à analyser les effets de l'instauration de ce mécanisme sur les consommateurs finals, (ii) s'assurera qu'il n'altère pas le bon fonctionnement du marché et (iii) vérifiera l'adéquation entre le coût d'approvisionnement en garanties de capacité des fournisseurs et le prix final répercuté aux consommateurs.

### 1.1.2 Principes de répercussion des coûts par les fournisseurs dans leurs offres aux consommateurs

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>81</sup>.

La détermination de cette obligation à l'issue de l'année de livraison est possible pour un client télérelevé mais devient complexe pour un client profilé dont la consommation effective n'est connue que plus tard. Alors que dans le premier cas, le fournisseur peut répercuter directement 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 complexité de l'estimation de l'obligation explique en partie les disparités de clauses observées entre les contrats de fourniture des clients profilés et télérelevés. La segmentation profilés/télérelevés s'impose ainsi naturellement dans l'analyse de la construction des offres aux consommateurs. Cette partie, plutôt qualitative, portera sur les principes de répercussion dans chacun de ces cas. Les parties suivantes s'attacheront à évaluer quantitativement, à partir de ces principes, les impacts sur les consommateurs.

<sup>81</sup> La facturation, 3 années après, de la régularisation pour un client qui s'approvisionne alors auprès d'autres fournisseurs soulève, en pratique, un certain nombre de questions.

## SECTION 3 : LE FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE DÉTAIL

### 1.1.2.1 Répercussion sur les clients télérelévéés : une approche au cas par cas s'appuyant souvent sur des données réalisées

Considérant les volumes d'énergie consommés plus élevés des clients télérelévéés et leur bonne connaissance du marché, les fournisseurs leur proposent le plus souvent des contrats de fourniture d'électricité individualisés. Cette personnalisation s'est également reflétée dans la répercussion de l'obligation de capacité, qui s'appuie sur une approche fine et au cas par cas. Néanmoins, plusieurs constantes structurant les modalités de répercussion peuvent être analysées : calcul du volume d'obligation de capacité, coût de la capacité, modalité de facturation, modalité de régularisation et frais supplémentaires liés à la capacité.

#### Volume d'obligation de capacité

L'analyse des documents transmis par les fournisseurs montre que les offres des fournisseurs ont pour but de répercuter sur chaque client télérelévéé 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 d'inclure une régularisation 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.

#### Coût de la capacité

Deux principaux modes de répercussion du coût de la capacité apparaissent pour les clients télérelévéés :

- soit le fournisseur propose un prix de la capacité au client, prix pouvant être fixe ou indexé, le coût total de la part capacitaire étant alors le produit de l'obligation du client et du prix présenté par le fournisseur ;
- soit le client, tout en demeurant dans le périmètre d'obligation du fournisseur, est en charge de son approvisionnement en garantie de capacité et transmet des ordres d'achat à son fournisseur.

Dans le cas où le fournisseur ne propose pas un prix fixe, une indexation au PRM<sup>82</sup> est très largement employée par les fournisseurs pour l'année de livraison 2017. D'autres formules d'indexation sont néanmoins observées : prix de la dernière enchère précédant une année de livraison, moyenne arithmétique des prix des enchères précédant l'année de livraison et postérieures à la contractualisation, prix indexé sur une enchère précédant l'année de livraison et postérieure à la contractualisation, prix d'une enchère choisie par le client et antérieure à une date fixée par le fournisseur.

Lorsque le client choisit lui-même sa stratégie d'approvisionnement, le prix moyen de la capacité dépendra directement des ordres donnés sur les enchères et des contrats de gré à gré conclus par le fournisseur.

#### Prise en compte de l'ARENH

Dans l'éventualité où le client demande à son fournisseur le bénéfice de l'ARENH pour son approvisionnement, le nombre de garanties de capacité à acquérir par le fournisseur pour couvrir l'obligation effective du client est réduit par les garanties de capacité apportées par les volumes d'ARENH auxquels le client a droit. Le volume d'obligation de capacité répercuté au client est alors lui aussi diminué du nombre de garanties de capacité apportées par l'ARENH.

Le prix de la capacité incluse dans l'ARENH est compris, de manière indissociable du prix de l'énergie, dans le prix de l'ARENH. Le recours à l'ARENH est donc la résultante d'un arbitrage entre le prix de l'ARENH et la somme du prix de l'énergie et de la capacité sur les marchés.

#### Modalités de facturation

Les fournisseurs proposent différentes méthodes de facturation de l'obligation. L'accès à ces modalités dépend des fournisseurs et des clients concernés.

Pour les clients télérelévéés de taille moyenne, comme les collectivités locales, les méthodes de facturation sont généralement basées sur une estimation de l'obligation de capacité *ex ante*, le coût étant ensuite réparti sur l'année selon un échéancier. Cette méthode *ex ante* s'appuie parfois sur des « coefficient de capacité », à l'instar des offres à destination des consommateurs profilés dont il sera question plus bas (voir 1.1.3). Dans ce cas, le fournisseur estime en fonction de la courbe de charge de son client ou d'une grille prédéfinie au niveau national, des coefficients de capacité (exprimés en kW/MWh) reliant la consommation sur les heures PP1 (ou sur des postes horosaisonniers plus larges) à l'obligation générée par le client. Ce type de facturation concentre l'impact en termes de prix du mécanisme de capacité sur les mois les plus susceptibles de contenir des jours PP1, c'est-à-dire janvier et décembre.

Pour les grands clients télérelévéés, certains fournisseurs laissent la possibilité de définir la stratégie d'approvisionnement en garantie de capacité. Le fournisseur opère ainsi tel un intermédiaire permettant l'accès aux marchés pour le client, pratique existant déjà depuis plusieurs années pour l'approvisionnement en énergie. Le client peut

<sup>82</sup> « Prix de Référence Marché », 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

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

alors notifier le fournisseur de sa volonté d'acquiescer des garanties de capacité sur le marché de gré à gré ou sur les enchères. Les garanties de capacité acquises par le fournisseur sont alors facturées à prix coûtant aux clients, après addition des frais correspondants. 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.

La méthode de facturation ne préjuge en rien de la régularisation *ex post* du client, qui voit dans la plupart des cas une facture finale solder la différence restant en début de l'année suivant à l'année de livraison.

#### Modalités de régularisation

Comme mentionné précédemment, 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.

Dans le cas d'une réplique des conditions d'approvisionnement du fournisseur, cet écart effectif a vocation à être valorisé suivant la matrice des écarts définie par les règles du mécanisme de capacité.

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, quitte à payer un coût légèrement différent de 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. 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.

#### Frais liés à la capacité

A l'approvisionnement « brut » en garanties de capacité permettant la couverture de l'obligation engendrée par les clients, un certain nombre de coûts supplémentaires supportés par les fournisseurs induisent des frais dans la facture aux consommateurs finals : accès aux marchés, frais inhérents au mécanisme de capacité, frais de gestion, etc. Selon la politique commerciale des fournisseurs, ces frais peuvent être détaillés ou inclus dans une composante plus générale de « coûts de gestion » pouvant être commune avec celle associée à la fourniture d'énergie. La définition et le chiffrage de ces coûts varient d'un fournisseur à l'autre, il s'agit alors d'un des critères de différenciation entre les offres.

Voici quelques exemples de frais rencontrés par la CRE lors de son analyse :

- Frais de transaction de l'enchère (EPEX 30€/MW et ECC 10€/MW) ;
- Frais de transfert inter-comptes (RTE 10€/MW) ;
- Frais de calcul des puissances de référence au périmètre du GRT 4€/MW ;
- Frais de calcul des puissances de référence au périmètre des GRD 7€/MW ;
- Frais de facturation transaction OTC ;
- Frais de portage financier, en raison du décalage entre la date d'achat des garanties de capacité par le fournisseur et la date de paiement du consommateur ;
- Frais de gestion courante.

#### Risques identifiés par les fournisseurs

S'ajoutent enfin à l'ensemble des frais présentés plus haut des « mark up » permettant au fournisseur de répercuter les risques inhérents à la fourniture de la part capacitaire aux consommateurs. Le mécanisme de capacité fait peser plusieurs risques aux fournisseurs dont les principaux sont les suivants :

Risque sur le coût des garanties de capacité	Aléa sur le coût d'approvisionnement en raison de la différence entre le prix facturé (PRM dans la grande majorité des cas) et le prix moyen de la capacité approvisionnée
Risque d'évolution du portefeuille	Aléa sur le coût d'approvisionnement lié à l'écart entre l'obligation approvisionnée de manière prévisionnelle et l'obligation générée en raison des aléas sur la trajectoire du nombre de clients en portefeuille. Le risque financier est lié au fait que le fournisseur ne peut être assuré de valoriser son écart au coût de sourcing moyen. Dans le cas extrême où le fournisseur ne s'équilibre pas avant la notification des écarts en AL+3, les

## SECTION 3 : LE FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE DÉTAIL

	garanties de capacité sont valorisées au PRM avec une pénalité de +/- 20 % selon que l'écart est positif ou négatif.
Risque sur l'évaluation de l'obligation de capacité générée	Aléas sur le volume prévisionnel d'obligations générées par le client. Ce risque dépend ici de la politique de règlement des écarts définie entre le fournisseur et le client. Dans le cas où la matrice des écarts définie par les règles du mécanisme de capacité est utilisée pour la régularisation, ce risque est nul pour le fournisseur.

### Conclusion pour les clients télérelévéés

Les clients télérelévéés, le plus souvent d'importants consommateurs d'énergie disposant d'acheteurs confirmés, parviennent à obtenir des offres commerciales emportant la capacité, négociées et « à la carte ». La courbe de charge permet, si le client le souhaite, une répercussion exacte de l'obligation à un prix souvent transparent (et parfois à sa main). Le prix moyen de la capacité observé pour l'année 2017 est de l'ordre du PRM.

Pour l'ensemble des modalités qui s'appliquent à la partie capacité du contrat de fourniture, les clients sont face à un arbitrage entre plus de visibilité *ex ante* (en contrepartie de mark up de risques) ou plus de régularisation *ex post* (prix et volumes) en début d'année suivante.

### 1.1.2.2 Répercussion pour les clients profilés : la durée du processus de calcul des consommations constatées et le nombre important de clients concernés impose un traitement plus normatif

#### Volume d'obligation de capacité

En pratique, le volume d'obligation répercuté aux clients profilés ne correspond pas avec certitude à l'obligation réelle du client pour deux raisons principales :

- Le fournisseur est obligé de facturer le client profilé sur la base d'une estimation, l'obligation exacte n'étant connue que très tardivement ;
- Le grand nombre de clients ne permet pas un traitement au cas par cas.

Le développement de l'utilisation de courbes de charges pour ce type de clients pourrait permettre, à l'avenir, un traitement plus fin.

Dans la pratique, les offres des fournisseurs s'appuient sur des « coefficients de capacité », exprimés en kW/MWh, permettant de refléter l'obligation de capacité des clients profilés sur la seule base de leur consommation d'énergie.

Construits à partir des profils de consommation d'Enedis, ces coefficients de capacité, le plus souvent horosaisonniers, sont déterminés en tenant compte de la forme des profils, de leur thermosensibilité et du tirage prévisionnel des jours PP1. Bien que tous les fournisseurs utilisent les profils d'Enedis pour la détermination de leur coefficient de capacité, des disparités peuvent apparaître pour un même profil selon les hypothèses de calcul considérées. Parmi les hypothèses les plus influentes figurent la prévision de tirage des jours PP1 ou l'estimation de la valeur du coefficient de Calage du Gradient Profilé (CGP)<sup>83</sup> de l'Année de Livraison.

Une analyse quantitative de ces « coefficients de capacité » sera effectuée ci-après.

#### Coût de la capacité et modalités de facturation

##### Clients aux TRV

Les tarifs réglementés de vente d'électricité regroupent une part prépondérante des clients résidentiels et petits professionnels, qui sont tous des sites profilés.

Les TRV sont construits sur un principe d'empilement reflétant un approvisionnement à l'ARENH complété par le marché de gros. Le démarrage du mécanisme de capacité a induit un surcoût lié au volume d'obligations relatives au client non couvert par les garanties de capacité associées à l'approvisionnement en ARENH.

La détermination de ce volume est fondé sur des « coefficients de capacité » dont le calcul est décrit en Annexe 1 et les valeurs pour l'année 2017 sont indiquées partie 1.1.3.

Les garanties de capacité nécessaires à la couverture du volume supplémentaire sont valorisées au PRM dans le cadre de l'établissement des TRV.

##### Clients résidentiels et petits professionnels en offre de marché « catalogue »

Les offres de marché « catalogue » pour les clients résidentiels et petits professionnels (profils RES et PRO<sup>84</sup>), qu'elles soient à prix fixes ou indexées sur les tarifs réglementés, ne dissocient pas le coût de la capacité du coût de l'énergie<sup>85</sup>.

<sup>83</sup> Le CGP, prévu par les règles du mécanisme de capacité, est censé refléter le recalage de la consommation à température extrême des sites profilés.

<sup>84</sup> Définis selon les Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'Equilibre

<sup>85</sup> Dans certains cas, ce coût peut être répertorié dans une ligne obligation incluant d'autres frais tels que les CEE.

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

De plus, le choix d'un approvisionnement ARENH pour couvrir la base de consommation du client est laissé à la discrétion du fournisseur et non du client. Il est donc impossible de connaître précisément le surcoût de la part capacitaire pour cette catégorie de client.

Lorsque l'offre de marché est indexée sur les tarifs réglementés de vente, le coût de la capacité pris en compte est celui retenu par la CRE dans la construction par empiement des TRV.

Dans le cas d'offres à prix fixe sur plusieurs années et non indexées au TRV, les fournisseurs fixent le prix de la capacité en fonction de la meilleure prévision de coûts sur la période de livraison. Le mécanisme étant en cours de démarrage et les enchères pour les années 2018 et 2019 n'ayant pas encore eu lieu, le prix de cette capacité est incertain.

#### Clients professionnels profilés de moyenne et grande taille

Pour les clients professionnels profilés selon les profils ENT (clients profilés de moyenne et grande taille), le prix de la capacité est explicité et l'architecture des offres s'approche de celles des clients télérelevés.

Le choix d'un approvisionnement ARENH peut ainsi être laissé à l'arbitrage du client et réduire en conséquence l'obligation de capacité.

Le PRM constitue par ailleurs la référence de prix la plus utilisée par les fournisseurs pour 2017. Des formules d'indexation peuvent aussi être utilisées, identiques à celles pratiquées aux clients télérelevés (1.1.2.1).

La part capacitaire est en pratique facturée au client sur la part variable du contrat de fourniture en €/MWh, même si rien n'interdit une répercussion du prix de la capacité sous la forme d'un terme proportionnel à la puissance souscrite.

Lorsque le client professionnel dispose, outre ses sites de moyenne et grande taille (profil ENT), de plusieurs petits sites de soutirage (profil PRO), le fournisseur peut alors lui proposer de traiter les sites de petite puissance de manière analogue aux sites de puissance élevée. Il est alors possible de disposer d'une dissociation du prix de la capacité y compris pour les sites de puissance inférieure à 36kVA.

#### Frais supplémentaires liés à la capacité

Les frais supplémentaires appliqués aux clients profilés sont de même nature que ceux des clients télérelevés (1.1.2.1). Néanmoins, les risques liés à l'estimation de l'obligation de capacité et l'absence de régularisation impliquent l'ajout de primes pour cette catégorie de client. Les données à disposition de la CRE ne lui permettent pas cependant de dissocier les différents frais pris en compte dans les offres.

Pour les offres explicitant le coût de la capacité et le volume répercuté, les frais supplémentaires peuvent être compris dans le coût de l'énergie ou inclus dans les coefficients de capacité, selon les fournisseurs. En effet, certains fournisseurs augmentent le volume d'obligation répercuté, en modifiant à la hausse les coefficients de capacité, pour couvrir leur frais et « mark-up » de risque.

#### Modalité de régularisation

Aucune régularisation *ex post* n'est intégrée par les fournisseurs pour les clients profilés.

#### Risques identifiés par les fournisseurs

L'approvisionnement des clients, pour la part capacitaire, fait peser plusieurs risques aux fournisseurs dont les principaux sont présentés ci-après.

Risque sur le coût des garanties de capacité	Aléa sur le coût d'approvisionnement en raison de la différence entre le prix facturé (le PRM dans la grande majorité des cas) et le prix moyen de la capacité approvisionnée.
Risque d'évolution du portefeuille	Aléa sur le coût d'approvisionnement lié à l'écart entre l'obligation sourcée et l'obligation générée en raison des aléas sur la trajectoire du nombre de clients en portefeuille. Le risque financier est lié au fait que le fournisseur ne peut être assuré de valoriser son écart au coût de sourcing moyen. Dans le cas extrême où le fournisseur ne s'équilibre pas avant la notification des écarts en AL+3, les garanties de capacité sont valorisées au PRM avec une pénalité de +/- 20 % selon que l'écart est positif ou négatif.
Risque sur l'évaluation de l'obligation de capacité générée	Aléas sur le volume prévisionnel d'obligations générés par le client. Le volume effectif d'obligation est affecté par les aléas sur le tirage des jours PP1, les aléas de consommation hors thermo-sensibilité, les aléas sur le gradient de recalage à température extrême (CGP). Le risque financier est aussi lié à l'incertitude sur la valorisation des écarts.
Risque sur l'obligation de capacité facturée au client	Aléas sur le volume d'obligation acquitté par le client. Dans certains cas le client est facturé sur la base de sa consommation en énergie sans correction de la thermo-sensibilité. Or l'obligation est calculée à température extrême, donc non soumise à l'aléas de thermosensibilité. Ainsi, une différence peut être observée entre le volume facturé dépendant

	<p>de la température observée et le calcul de l'obligation par les GR indépendant de la température.</p> <p>De plus, lorsque le client profilé est relevé plusieurs fois dans l'année, son profil de consommation corrigé, utilisé lors du calcul de l'obligation par le GRD, pourrait s'écarter sensiblement de celui, normatif, utilisé pour la facturation.</p>
--	--

### Conclusion pour les clients profilés

L'absence de courbe de charge et le nombre important de clients imposent un traitement plus normatif de la répercussion du mécanisme de capacité pour les consommateurs profilés.

La décomposition du coût de la capacité n'est pas explicitée aux clients résidentiels et petits professionnels. Néanmoins, lorsque ceux-ci souscrivent les TRV, le coût lié au mécanisme de capacité est précisé par la CRE dans ses délibérations portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité (voir partie 1.1.3). Dans le cas d'offres de marché « catalogue », le coût de la capacité est indissociable du coût de l'énergie. Si l'offre de marché est indexée sur les TRV, l'ordre de grandeur de l'impact du mécanisme devrait être proche de celui des TRV.

Les clients professionnels profilés de taille plus importante disposent de clauses plus proches de celles des clients télérelevés. Leur obligation de capacité est facturée de façon distincte à l'aide de « coefficients de capacité ». Le prix moyen de la capacité observé pour l'année 2017 est de l'ordre du PRM.

L'absence de régularisation *ex post* ne permet pas aux clients profilés d'arbitrer dans leur contrat entre visibilité *ex ante* accompagnée de mark-ups de risques et régularisation *ex post*. Le risque d'estimation est entièrement porté par le fournisseur, qui le répercute aux clients au moyen de primes de risque.

#### 1.1.2.3 Analyse de la CRE

Compte tenu du planning très contraint de démarrage du dispositif, les fournisseurs ont dû s'adapter rapidement au mécanisme. Dès lors, les pratiques observées ne présagent en rien des évolutions futures de la répercussion du coût de la capacité aux clients.

Il apparaît cependant que les fournisseurs ont essayé de répercuter au plus juste le coût de leur obligation de capacité aux clients. Les clients télérelevés se voient dans la très grande majorité des cas appliquer un prix proche du PRM et régulariser en fin d'année de livraison sur la base de leur obligation effective. Le constat est identique pour les clients profilés, qui sont facturés sur la base du PRM avec une obligation estimée au moyen de coefficients de capacité horosaisonnalisés. Dans certains cas, des coefficients fixes sur l'année ou des abonnements ont été observés. Si elles ne sont pas adaptées aux consommateurs, ces pratiques devraient disparaître dans les prochaines années par le jeu de la concurrence.

Des différences ont toutefois été observées dans les pratiques des fournisseurs et expliquent les écarts que les clients ont pu constater entre les différentes offres. Elles portent notamment sur la méthode de facturation des clients télérelevés et les clauses de régularisation, la valeur des coefficients de capacité pour les clients profilés et la nature et le montant des frais répercutés aux clients.

La CRE a été en mesure d'identifier les sources d'écart entre les différentes offres pour 2017 et n'a pas relevé à ce stade de comportement posant question s'agissant de la méthodologie de répercussion du coût de la capacité par les fournisseurs. Elle note cependant qu'en matière de clauses de régularisation, une référence à la matrice des écarts définie dans les règles semble plus pertinente que le recours à un prix administré.

Dans les années à venir, le nombre de clients « captifs » d'un contrat de fourniture signé antérieurement à l'entrée en vigueur du mécanisme ira en diminuant, permettant au libre jeu de la concurrence de faire émerger les pratiques les plus adaptées aux consommateurs. Les différences potentielles de coût découleront alors de la stratégie d'approvisionnement des fournisseurs et de leur politique de gestion des risques. Pour l'année de livraison 2017, le risque lié aux coûts de capacité est faible au vu du nombre restreint d'enchères (et donc de variation du PRM).

L'évaluation des autres risques varie selon les fournisseurs et aucune méthode ne peut à ce stade être vérifiée. Le retour d'expérience devrait permettre à l'usage d'apprécier l'espérance et l'écart-type de ces risques. Certains fournisseurs estiment que les aléas peuvent profiter de manière équivalente aux consommateurs et aux fournisseurs et se réservent la possibilité de ne pas appliquer de *mark-up*. Toutefois, le manque de liquidité du marché et l'incertitude sur les volumes de certificats échangés lors des différentes enchères sont plutôt des facteurs jouant en faveur d'une augmentation des *mark-up*.

Enfin, les fournisseurs disposent de peu de visibilité sur l'évolution future du coût de la capacité, ce qui devrait justifier le maintien d'une facturation sur la base du PRM ou d'une formule indexée.

## SECTION 3 : LE FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE DÉTAIL

### 1.1.3 Analyse quantitative de la répercussion du mécanisme de capacité sur les clients résidentiels et petits professionnels

#### 1.1.3.1 Hypothèses

Les offres de marché des clients résidentiels et petits professionnels ne font pas apparaître de décomposition du coût de la capacité. Toutefois, la grande majorité d'entre elles sont construites en référence aux TRV. Dès lors, l'analyse de la CRE portera uniquement sur l'impact de la mise en œuvre du mécanisme de capacité sur les TRV.

#### 1.1.3.2 Impact par postes horosaisonniers

Les graphiques ci-après détaillent l'impact de l'obligation de capacité hors taxe et hors marge<sup>86</sup> (en €/MWh) par type de tarif et par poste horosaisonnier. Sur certains postes, cet impact est négatif car l'ARENH apporte plus de garanties de capacité que la consommation ne génère d'obligation.

A titre d'exemple, pour un consommateur en option « heures pleines/heures creuses », un MWh de consommation en heures creuses produit en moyenne 70 W d'obligation de capacité pour 93 W de droit d'ARENH, l'excédent de garanties de capacité pouvant alors être valorisé au PRM.

Clients résidentiels

Figure 91 : Impact de l'obligation de capacité hors taxe et hors marge pour un consommateur résidentiel aux tarifs réglementés options « base » et « heures pleines/heures creuses » au 1<sup>er</sup> août 2017 (€/MWh)<sup>87</sup>

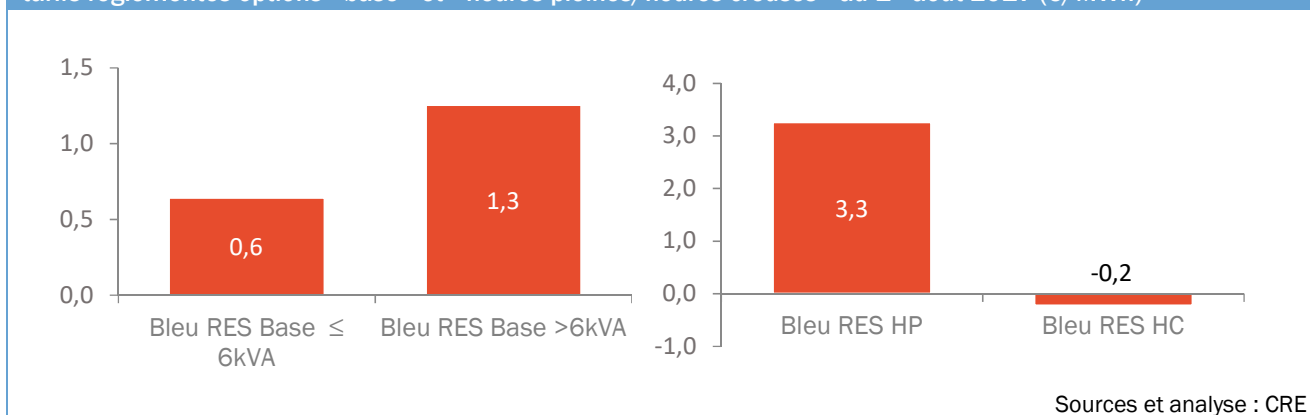
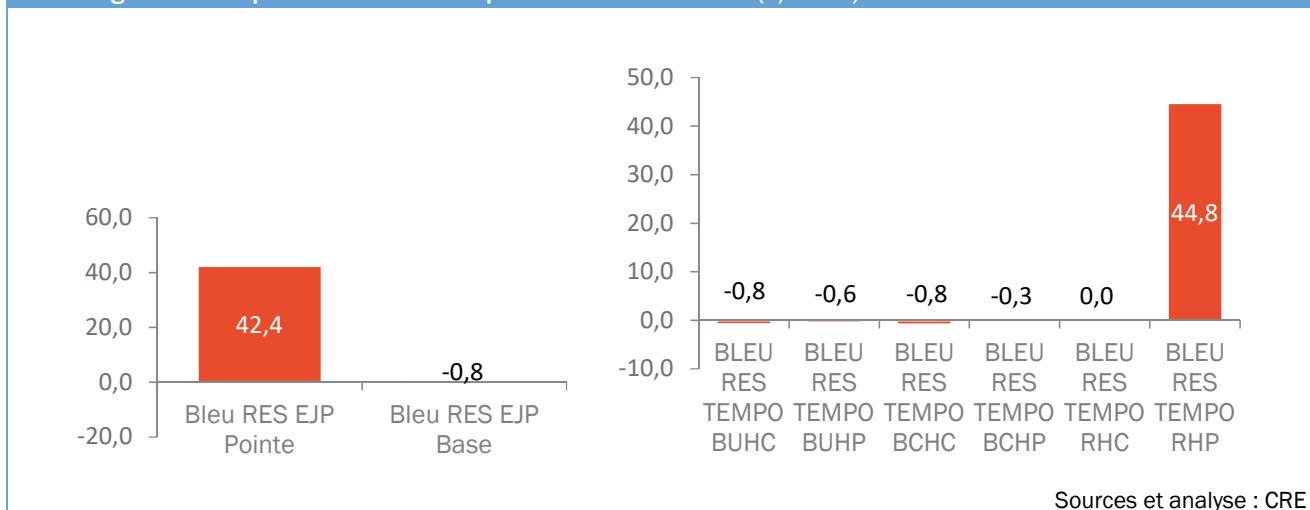


Figure 92 : Impact de l'obligation de capacité hors taxe et hors marge pour un consommateur résidentiel aux tarifs réglementés options « EJP » et Tempo<sup>88</sup> au 1<sup>er</sup> août 2017 (€/MWh)



Comme attendu, l'impact de l'obligation de capacité est plus important sur les postes concentrant le plus d'heures PP1 : EJP pointe, Tempo « jours rouges heures pleines » et heures pleines. L'impact sur les postes contenant en

<sup>86</sup> La marge commerciale retenue par la CRE dans les tarifs réglementés de vente s'applique aussi à la part capacitaire.

<sup>87</sup> Les consommateurs résidentiels au tarif réglementé option base sont segmentés ici en fonction de la puissance souscrite car le profil de consommation est différent en-dessous et au-dessus de 6kVA

<sup>88</sup> BUHC : Jours Bleus Heures Creuses. BUHP : Jours Bleus Heures Pleines. BCHC : Jours Blancs Heures Creuses. BCHP : Jours Blancs Heures Pleines. RHC : Jours Rouges Heures Creuses. RHP : Jours Rouges Heures Pleines.



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

majorité des heures ARENH est soit nul soit négatif. La concentration de la répercussion du mécanisme de capacité pour les TRV est donc bien localisée sur les périodes présentant une probabilité élevée de contenir des jours PP1.

Clients petits professionnels

Figure 93 : Impact de l'obligation de capacité hors taxe et hors marge pour un consommateur petit professionnel aux TRV options « base », « éclairage public » et « heures pleines/heures creuses » au 1<sup>er</sup> août 2017 (€/MWh)

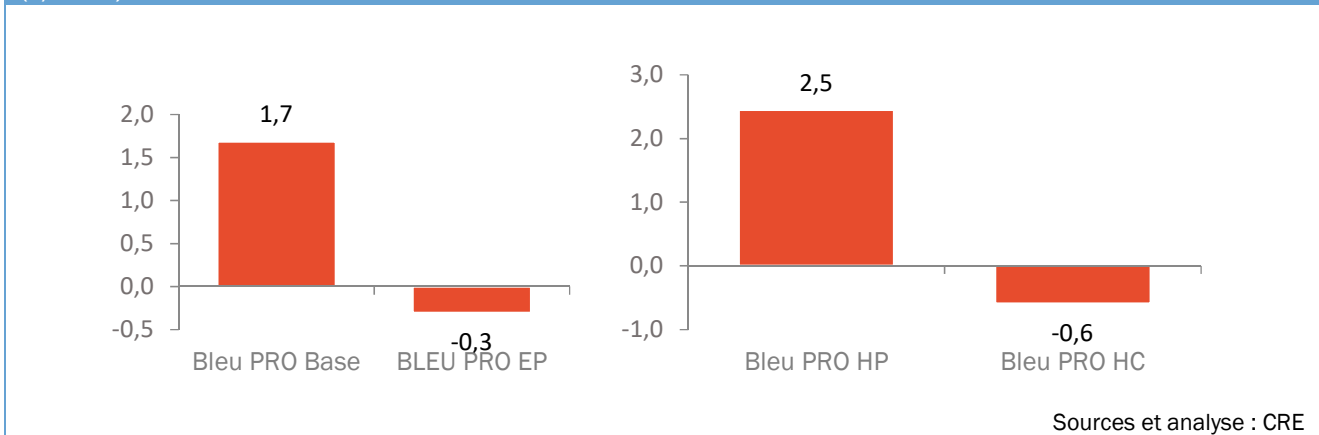
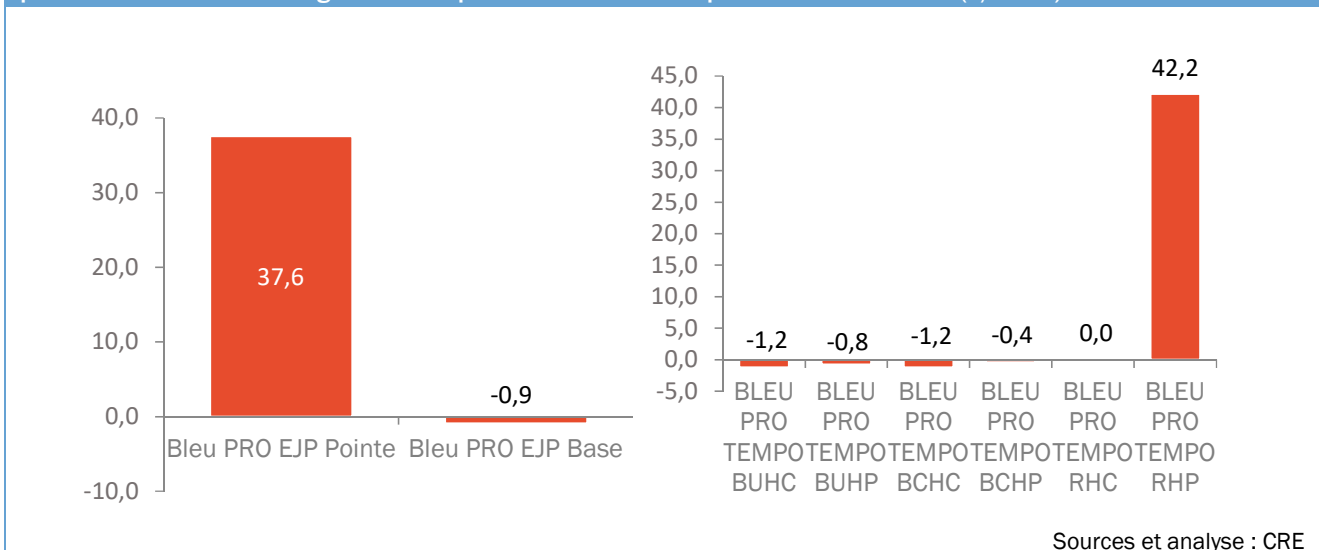


Figure 94 : Impact de l'obligation de capacité hors taxe et hors marge pour un consommateur petit professionnel aux tarifs réglementés options « EJP » et « Tempo » au 1er août 2017 (€/MWh)



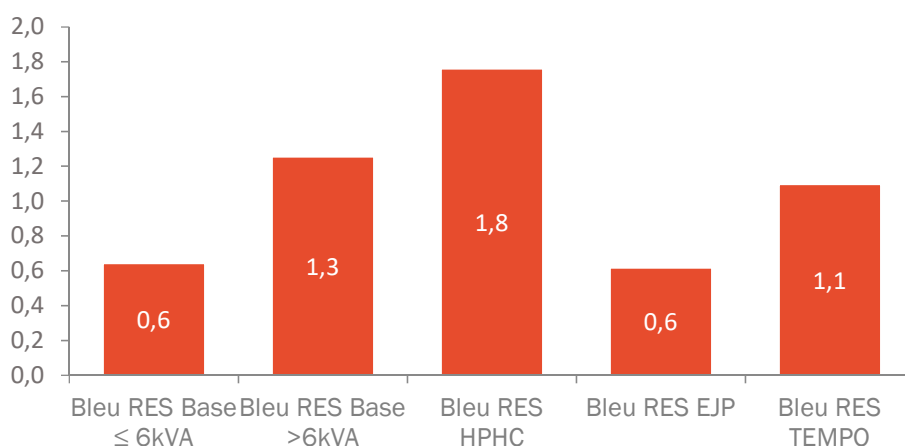
Les mêmes tendances sont observées pour les profils petits professionnels. Les postes horosaisonniers « pointes » et « heures pleines » concentrent l'impact du mécanisme de capacité. Toutefois, l'impact est légèrement plus faible pour les tarifs bleus professionnels que pour les tarifs bleus résidentiels à options équivalentes, en raison d'une modulation plus forte de la consommation pendant les heures PP1 des clients résidentiels et par un gradient de température moins important des clients professionnels.

#### 1.1.3.3 Impact moyen pour les tarifs bleus résidentiels et petits professionnels

L'impact par catégorie de clients peut être déterminé en considérant la répartition moyenne de consommation sur chaque sous-profil pour tous les clients aux tarifs bleus. Le surcoût moyen total sur tous les clients au tarif bleu a été évalué à **1,4 €/MWh** lors de l'établissement des TRV, mais sa décomposition est la suivante :

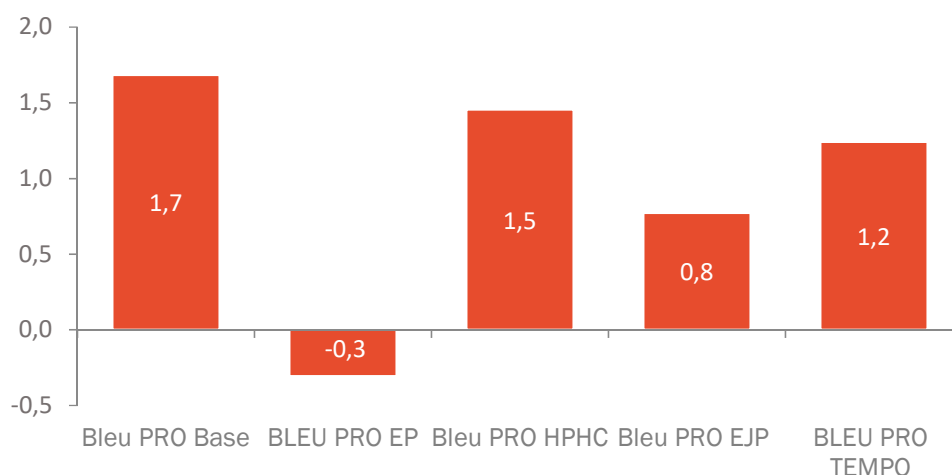
### SECTION 3 : LE FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE DÉTAIL

Figure 95 : Impact moyen de l'obligation de capacité hors taxe et hors marge par option des tarifs réglementés de vente bleus résidentiels au 1<sup>er</sup> août 2017 (€/MWh)



Sources et analyse : CRE

Figure 96 : Impact moyen de l'obligation de capacité hors taxe et hors marge par option des tarifs réglementés de vente bleus professionnels au 1<sup>er</sup> août 2017 (€/MWh)



Sources et analyse : CRE

L'impact moyen permet d'estimer la tendance d'un client ayant souscrit une option tarifaire à consommer pendant les heures de pointe PP1. L'impact est d'autant plus élevé que le client a tendance à consommer aux périodes de forte consommation nationale. A consommation annuelle égale, un client résidentiel en option « heures pleines – heures creuses » génère, en moyenne, une obligation de capacité supérieure à tous les autres types de clients résidentiels aux TRV.

L'impact de l'obligation de capacité est plus élevé pour les clients petits professionnels en option « Tempo » et « EJP » que pour les clients résidentiels aux mêmes options tarifaires. Ce résultat peut paraître contre-intuitif au regard des « coefficients de capacité » plus faibles pour les clients professionnels que pour les clients résidentiels à sous-profil équivalents. Néanmoins, ce résultat trouve son origine dans la répartition moyenne des consommations des clients professionnels, qui comprend une part plus importante d'énergie sur les sous-profil de pointe. Ainsi, alors même qu'un client petit professionnel en option « Tempo » ou « EJP » a tendance à moins concentrer sa consommation pendant les heures PP1, il consomme en revanche plus en moyenne sur les postes horo-saisonniers contenant les heures de pointe.

## SECTION 3 : LE FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE DÉTAIL

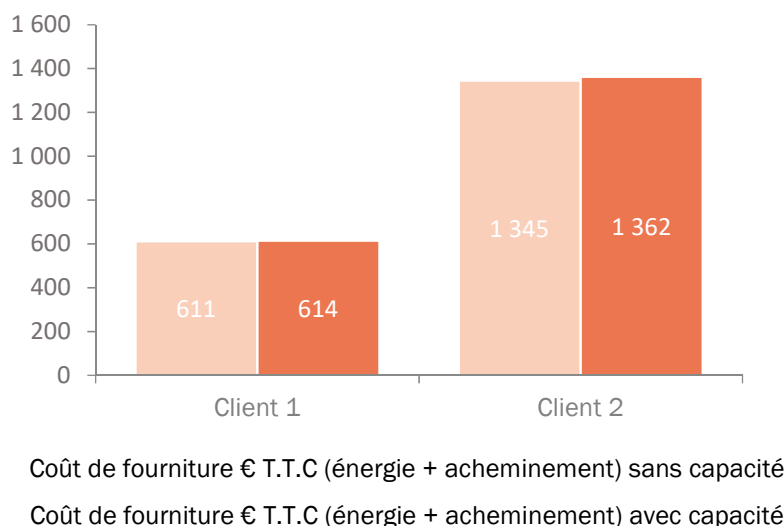
### 1.1.3.4 Impact sur la facture de consommateurs types

L'impact facture correspondant aux chiffres présentés ci-dessus a été évalué pour deux types<sup>89</sup> de clients résidentiels situés à Paris<sup>90,91</sup> :

- **Client type 1** : option Base avec une puissance souscrite de 6 kVA et une consommation de 3 500 kWh/an ;
- **Client type 2** : option Heures Pleines/Heures Creuses avec une puissance souscrite de 9 kVA et une consommation de 8 500 kWh/an (répartie en 54 % heures pleines et 46 % heures creuses).

L'impact du démarrage du mécanisme de capacité sur ces deux clients « types » est déterminé en comparant le coût total T.T.C<sup>92</sup> de la fourniture d'énergie aux TRV 2017 à celui sans la « part capacitaire ».

Figure 97 : Comparatif du coût de fourniture en électricité des clients « types » résidentiels avec ou hors prise en compte de l'obligation de capacité



Sources et analyse : CRE

Le démarrage du mécanisme de capacité a généré, pour ces clients types, une augmentation de coût, toutes taxes comprises, de **0,4 %** pour le client 1 (BASE) et **1,2 %** pour le client 2 (HPHC).

### 1.1.4 Analyse quantitative de la répercussion du mécanisme de capacité sur les moyens et grands clients professionnels profilés

#### 1.1.4.1 Hypothèses

Les clients professionnels profilés qui ne sont plus éligibles aux TRV, voient, pour la plupart, leur obligation de capacité facturée sur la base de « coefficients de capacité ». Ces coefficients, exprimés en kW/MWh, permettent de déterminer l'obligation générée par mégawattheure consommé sur chaque poste horosaisonnier.

L'analyse suivante détaille, en utilisant la méthodologie décrite dans l'Annexe 1, la valeur calculée par la CRE de ces coefficients pour l'année de livraison 2017. Ces coefficients sont également explicités pour les petits clients professionnels éligibles aux TRV, les fournisseurs facturant également sur la base de coefficients de capacité des clients profilés PRO1, PRO2 et PRO5 lorsque ceux-ci font partie d'appels d'offres regroupant un nombre important de sites, dont des sites de puissances souscrite inférieure ou égale à 36 kVA.

Les coefficients exposés ci-dessous n'intègrent aucun mark-up de risque et frais de gestion, la pratique des fournisseurs n'étant pas toujours identique en la matière, comme vu plus haut. Ceux-ci ne reflètent ainsi que l'obligation « brute » générée par les profils de consommation.

Ces chiffres, issus des modèles développés par la CRE, peuvent différer de ceux déterminés par les fournisseurs, pour les raisons discutées plus haut. Notamment, la méthode de tirage des jours PP1 ou l'estimation du coefficient CGP peuvent différer d'un acteur à un autre. L'Annexe 2 fournit une évaluation de l'impact de ces différentes hypothèses sur les coefficients de capacité par profils de consommation. Ces chiffres représentent néanmoins une bonne estimation, en ordre de grandeur, des coefficients de capacité.

<sup>89</sup> Clients résidentiels types Dc selon Eurostat

<sup>90</sup> Les taxes locales dépendent du lieu d'habitation.

<sup>91</sup> L'usage qui est fait de la consommation d'électricité de ces clients n'est pas clairement identifiable. Par exemple, des clients utilisant le chauffage électrique se retrouvent tout à la fois en option base et en option Heures Pleines/Heures Creuses.

<sup>92</sup> En considérant la fourniture, l'acheminement et les taxes (CTA, CSPE, TCFE, TVA)

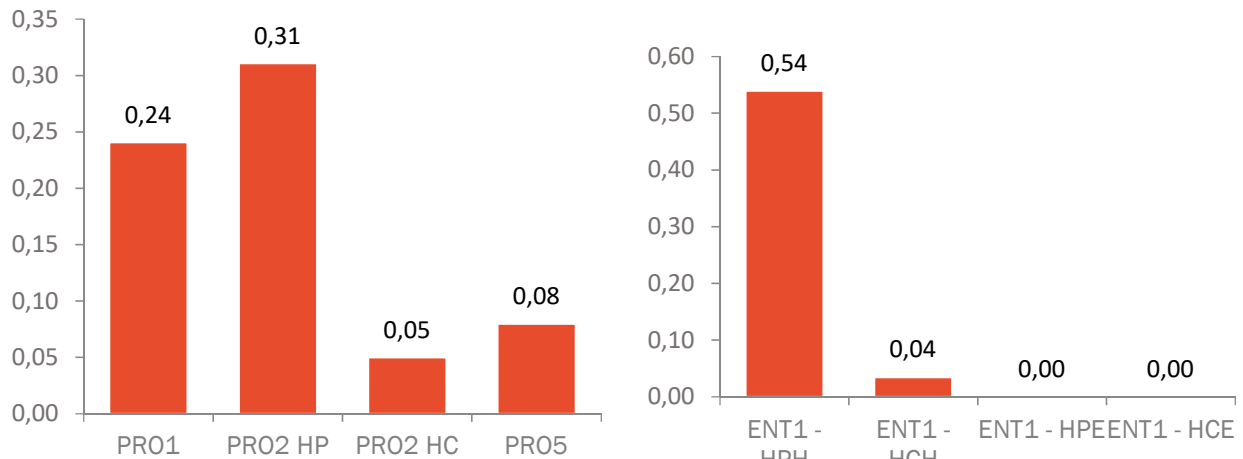
### SECTION 3 : LE FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE DÉTAIL

Eu égard au format des offres proposées par les fournisseurs, deux évaluations ont été menées, en fonction de l'intégration ou non d'ARENH dans l'offre au consommateur.

#### 1.1.4.2 Coefficient de capacité par poste de consommation, approvisionnement sans ARENH

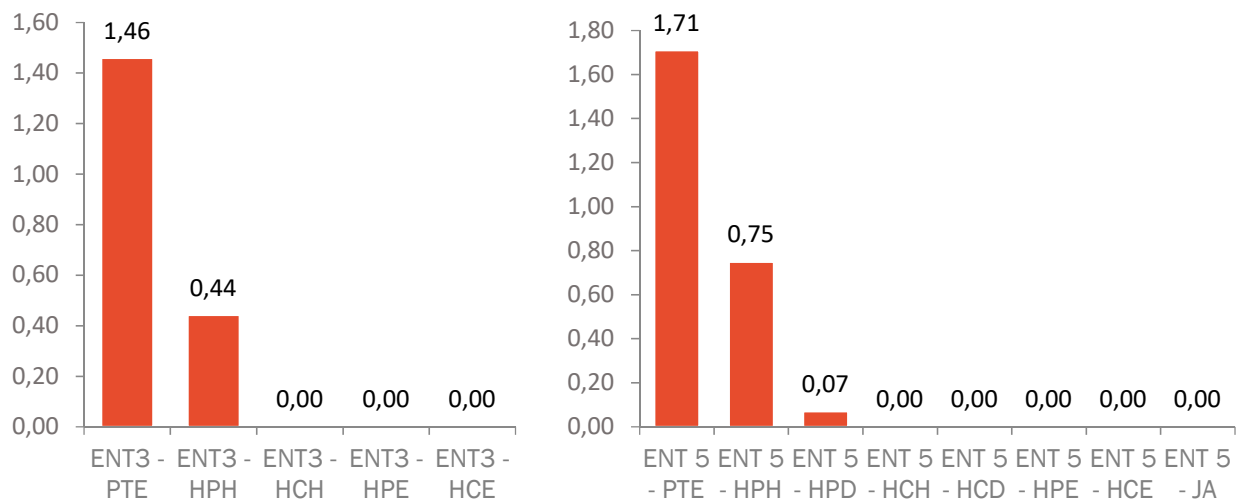
Ci-dessous, les coefficients de capacité (kW/MWh) sont détaillés par type de profil et par poste, pour un approvisionnement en énergie sans recours à l'ARENH.

Figure 98 : Coefficients de capacité évalués par la CRE pour les profils PRO1, PRO2<sup>93</sup>, PRO5 et ENT1<sup>94</sup> dans le cas d'un approvisionnement sans ARENH (kW/MWh)



Sources et analyse : CRE

Figure 99 : Coefficients de capacité évalués par la CRE pour les profils ENT3<sup>95</sup> et ENT5<sup>96</sup> dans le cas d'un approvisionnement sans ARENH (kW/MWh)



Sources et analyse : CRE

A l'instar de l'impact de l'obligation de capacité dans les TRV, les coefficients de capacité sont plus élevés sur les postes contenant statistiquement plus d'heures PP1. En l'absence d'approvisionnement à l'ARENH, les postes ne comprenant aucune heure PP1 font apparaître des coefficients de capacité nuls.

<sup>93</sup> HP : Heures pleines. HC : Heures creuses

<sup>94</sup> HPH : Heures pleines hiver. HCH : Heures creuses hiver. HPE : Heures pleines été. HCE : Heures creuses été

<sup>95</sup> PTE : Pointe. HPH : Heures pleines hiver. HCH : Heures creuses hiver. HPE : Heures pleines été. HCE : Heures creuses été

<sup>96</sup> PTE : Pointe. HPH : Heures pleines hiver. HPD : Heures pleines demi-saison. HCH : Heures creuses hiver. HCD : Heures creuses demi-saison. HPE : Heures pleines été. HCE : Heures creuses été. JA : Juillet-Août

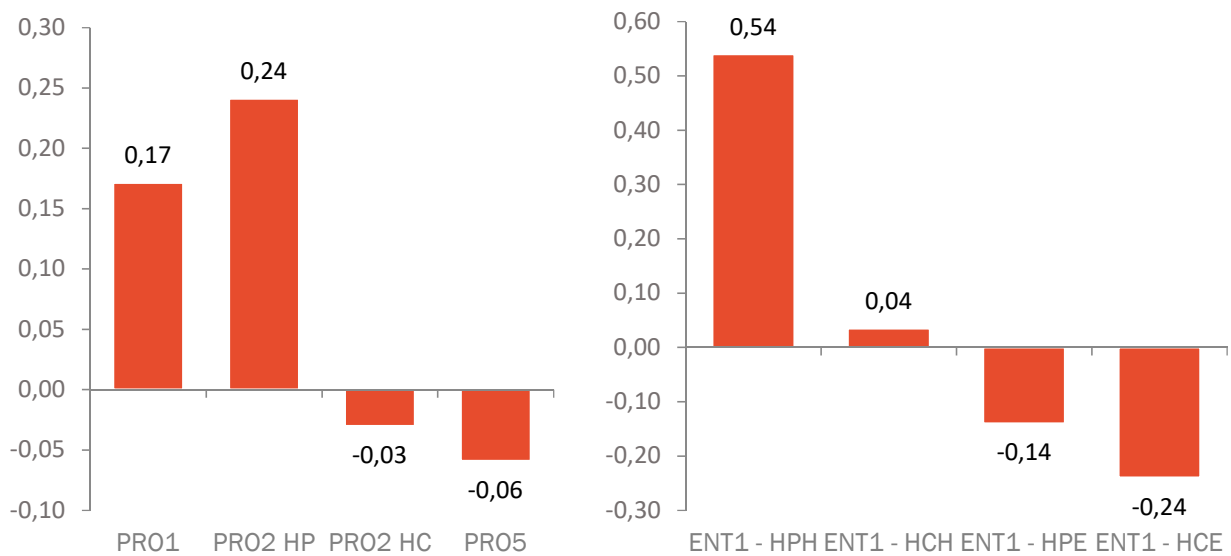


### SECTION 3 : LE FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE DÉTAIL

#### 1.1.4.3 Coefficient de capacité par poste de consommation, approvisionnement avec ARENH

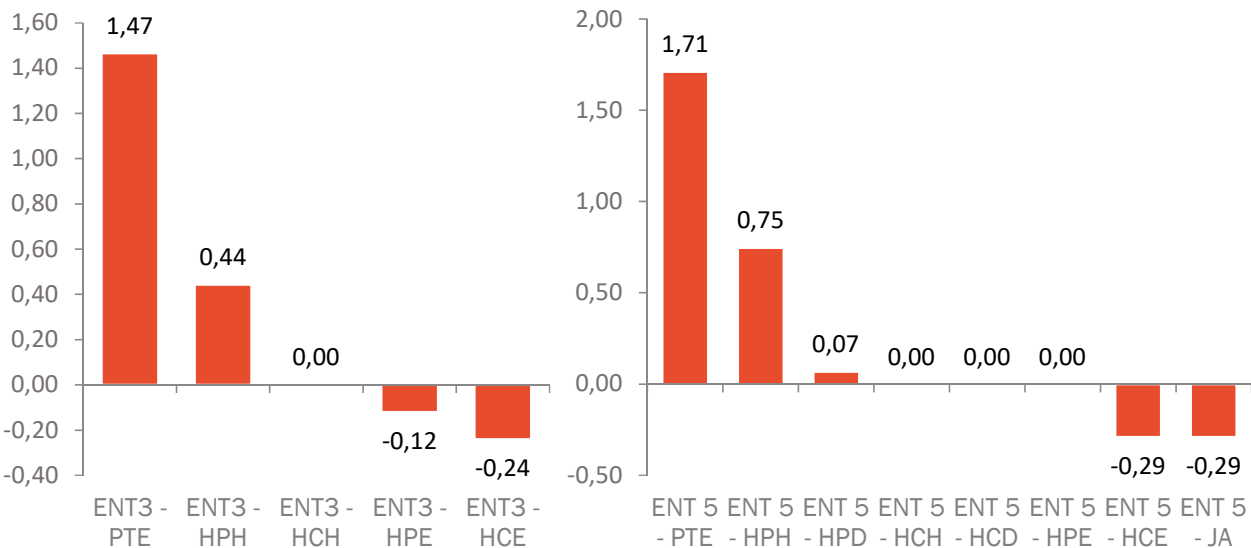
Ci-dessous, les coefficients de capacité (kW/MWh) sont détaillés par profil et par poste horosaisonnier. Une décomposition est donnée en supposant un approvisionnement ARENH comme détaillé Partie 3.

Figure 100 : Coefficients de capacité pour les profils PRO1, PRO2<sup>97</sup>, PRO5 et ENT1<sup>98</sup> avec prise en compte de l'ARENH (kW/MWh)



Sources et analyse : CRE

Figure 101 : Coefficients de capacité pour les profils ENT3<sup>99</sup> et ENT5<sup>100</sup> avec prise en compte de l'ARENH (kW/MWh)



Sources et analyse : CRE

Les coefficients de capacité pour les profils PRO1, PRO2 et PRO5 sont strictement égaux, au PRM près, à l'impact de l'obligation dans les TRV respectivement pour les tarifs PRO option « base », « heures pleines – heures creuses » et « éclairage public ». L'impact de la capacité dans les TRV est en effet fondé sur un approvisionnement ARENH, des coefficients de capacité et une valorisation au PRM des garanties de capacité.

<sup>97</sup> HP : Heures pleines. HC : Heures creuses

<sup>98</sup> HPH : Heures pleines hiver. HCH : Heures creuses hiver. HPE : Heures pleines été. HCE : Heures creuses été

<sup>99</sup> PTE : Pointe. HPH : Heures pleines hiver. HCH : Heures creuses hiver. HPE : Heures pleines été. HCE : Heures creuses été

<sup>100</sup> PTE : Pointe. HPH : Heures pleines hiver. HPD : Heures pleines demi-saison HCH : Heures creuses hiver. HCD : Heures creuses demi-saison. HPE : Heures pleines été. HCE : Heures creuses été. JA : Juillet-Août

## SECTION 3 : LE FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE DÉTAIL

Les postes ne comprenant aucunes heures ARENH (ENT5 cadran « pointe » par exemple) ne sont pas modifiés par le type d’approvisionnement.

Les postes qui étaient nuls en considérant un approvisionnement sans ARENH se voient affecter un coefficient de capacité négatif. Les postes contenant à la fois des heures PP1 et des heures ARENH (le poste PRO2 heures pleines par exemple), font apparaître des coefficients plus faibles avec un approvisionnement ARENH, mais non négatifs.

### 1.1.5 Problématiques identifiées par les acteurs

#### 1.1.5.1 Estimation du volume d’obligation prévisionnel pour les clients profilés

L’estimation du volume d’obligation prévisionnel pour les clients profilés est un point sur lequel les acteurs sont particulièrement attentifs :

- les clients, car ceux-ci n’ont pas les moyens de vérifier les calculs des fournisseurs et s’interrogent sur la méthodologie de détermination des coefficients de capacité ;
- les fournisseurs, car une mauvaise estimation de l’obligation est une source de risque financier.

Nous citons ci-dessous les points de questionnement relevés par les acteurs :

#### Les coefficients de capacité fixes

Des fournisseurs ont proposé des coefficients de capacité fixes tout au long de l’année, même pour des profils disposant de plusieurs sous-profils de consommation. Ces coefficients ne reflètent pas assez finement pour les consommateurs la réelle obligation générée par leur site de soutirage. Il est plus naturel de construire des coefficients horosaisonniers et l’estimation finale ne peut être que plus exacte. Les fournisseurs arguaient des difficultés de systèmes d’information, dans cette période de démarrage du mécanisme, pour expliquer la mise en place temporaire de ces coefficients fixes.

#### La calculatrice RTE

Pour aider les acteurs obligés et les consommateurs à mieux appréhender le fonctionnement du mécanisme de capacité, RTE a développé un outil permettant d’estimer l’obligation liée à la consommation d’un client ou d’un portefeuille de clients, à partir de données de consommation historiques ou prévisionnelles, en ayant recours à un certain nombre de simplifications. Cette estimation est produite à partir :

- de données publiques:
  - o chroniques de températures, lissées, normales et réalisées en 2015, fournies par Enedis ;
  - o coefficients de sous-profils et gradients de profil Enedis calés sur 2015 ;
  - o sélection de jours PP1 pour 2015, basée sur les 15 jours de plus forte consommation de l’année.
- de données transmises par l’utilisateur :
  - o chroniques de consommation des sites télérelevés, au pas demi-heure, calées sur 2015;
  - o consommations annuelles (à température normale ou à température réalisée 2015) pour chaque profil de consommation défini par ENEDIS;
  - o pour chaque profil, répartition de la consommation annuelle entre les différents sous-profils qui le constituent.

L’estimation de RTE reposant sur de nombreuses hypothèses, il est tout à fait normal que chaque fournisseur puisse obtenir une estimation de l’obligation différente.

#### Coefficient CGP

Le recalage de la consommation à température extrême des sites profilés est réalisé par l’intermédiaire de gradients ajustés. L’ajustement est matérialisé dans les règles par le coefficient de Calage des Gradients Profilés (CGP). Pour une année AL, un jour j et une heure h, le coefficient est défini Paragraphe 6.4.3.4 des règles :

$$CGP_{AL}(j, h) = \frac{\text{Gradient Total Profilé lissé}_{AL}(j, h)}{\sum_{AO} \text{Gradient Profilé}_{AL}(j, h)}$$

Un fournisseur est seulement capable d’estimer le paramètre CGP en fin d’AL-1 pour son numérateur, et en fin d’AL pour son dénominateur. Les fournisseurs ont, de plus, observé une grande volatilité de ce coefficient en analysant l’historique.

L’existence de ce coefficient occasionne de fait une incertitude élevée sur les niveaux d’obligation prévisionnelle, incertitude qui génère des risques financiers pour les acteurs obligés. Ces risques sont répercutés au consommateur final au moyen de mark-up.

### 1.1.5.2 Rattachement de sites CARD OU CART

#### **Règles définissant les modalités de rattachement d'un site de soutirage**

Les démarches relatives au rattachement d'un site de soutirage au périmètre d'un acteur obligé diffèrent selon le type de contrat liant le site de soutirage au gestionnaire de réseau (ci-après « GR »).

Dans le cas d'un contrat unique<sup>101</sup>, le paragraphe 6.2.3.1 des règles stipule qu'aucune démarche particulière n'est à entreprendre par le fournisseur ou le consommateur : « *Le Consommateur signataire d'un Contrat Unique, ou son Fournisseur, n'a pas à effectuer de démarche spécifique auprès du GR pour le rattachement du Site de Soutirage au Périmètre du Fournisseur.* »

Dans le cas où le site de soutirage ne fait pas l'objet d'un contrat unique, mais d'un contrat CARD<sup>102</sup> ou CART<sup>103</sup>, le rattachement du site fait suite à une déclaration dont les modalités sont décrites par l'article 6.2.4 des règles :

« *Un Site de Soutirage peut être uniquement rattaché à un Périmètre d'Acteur Obligé de type Fournisseur ou Consommateur Obligé, dans les conditions prévues par les articles L.335-1 et L. 335-5 du Code de l'énergie :*

*Cas du rattachement du Site de Soutirage à un Périmètre Acteur Obligé de type Fournisseur :*

*Le Consommateur, ou l'Acteur Obligé de type Fournisseur en son nom, Notifie au GR, pour le Site de Soutirage rattaché au Consommateur, un accord de rattachement à l'Acteur Obligé de type Fournisseur, conformément au modèle de l'Annexe 3, et dûment signé par l'Acteur Obligé de type Fournisseur et le Consommateur. Le rattachement au Périmètre du Fournisseur prend effet à la date mentionnée dans l'accord de rattachement.* »

Le rattachement d'un site de soutirage sans contrat unique au périmètre de son fournisseur est donc assujéti à la signature d'un accord bilatéral entre le fournisseur et son client.

Dans le cas où le site de soutirage ne serait pas rattaché, le gestionnaire de réseau peut rappeler les consommateurs à leur obligation d'être rattachés à un périmètre d'acteur obligé.

Suite à ces rappels, si le site demeure toujours sans rattachement, le gestionnaire de réseau informe la CRE ou RTE.

« *Avant le début de la Période de Livraison, chaque GR rappelle aux Consommateurs dont les Sites de Soutirage ne sont rattachés à aucun Périmètre d'Acteur Obligé, ainsi qu'aux Acheteurs de Pertes qui ne sont rattachés à aucun Périmètre d'Acteur Obligé, et qui ne sont pas Consommateurs Obligés ou Acheteurs de Pertes Obligés conformément aux articles L. 335-1 et L. 335-5 du Code de l'énergie, leur obligation de se rattacher à un Périmètre d'Acteur Obligé, conformément aux articles L.335-1 et L. 335- 5 du Code de l'énergie.*

*De même, si à la suite d'un retrait de Périmètre d'Acteur Obligé, un Consommateur ou un Acheteur de Pertes, qui n'est pas Consommateur Obligé ou Acheteur de Pertes Obligé conformément aux articles L. 335-1 et L. 335-5 du Code de l'énergie, n'est pas rattaché à un Périmètre d'Acteur Obligé pour tout ou partie d'une Période de Livraison, alors le GR concerné rappelle au Consommateur ou à l'Acheteur de Pertes son obligation de se rattacher à un Périmètre d'Article Obligé, conformément aux articles L.335- 1 et L. 335-5 du Code de l'énergie.*

*Suite à ces rappels, et à défaut d'un rattachement au Périmètre d'un Acteur Obligé, le GR concerné en informe RTE ainsi que la CRE.* »

#### **Sites CARD ou CART n'étant pas encore rattachés à un périmètre d'acteur obligé**

Les gestionnaires de réseau, ainsi que plusieurs fournisseurs, ont fait part à la CRE de diverses difficultés rencontrées lors du rattachement des sites disposant de contrat CARD ou CART à un périmètre d'acteur obligé. Deux principales complications sont apparues pour les gestionnaires de réseau.

La première est relative à l'identification du fournisseur du site de soutirage en question. En effet, les gestionnaires de réseau ne connaissent pas directement le fournisseur d'un site mais uniquement son responsable d'équilibre. Une incertitude demeure donc pour les sites de soutirage disposant d'un responsable d'équilibre multi-fournisseur. Ainsi, dans le cas où le fournisseur du site de soutirage ne s'est pas identifié, le GR ne peut identifier de lui-même le fournisseur responsable du site en question.

La deuxième problématique relève de consommateurs refusant de signer l'accord de rattachement au périmètre de leur fournisseur. Dans ce cas, le fournisseur est clairement identifié mais le rattachement est impossible faute d'accord du client comme indiqué dans les règles.

En raison des incertitudes sur le démarrage du mécanisme de capacité, de nombreux contrats de fourniture signés avant la publication des règles ne disposaient pas de clauses particulières pour la répercussion du mécanisme

<sup>101</sup> Il s'agit d'un contrat passé entre un consommateur et un fournisseur d'électricité. Ce contrat couvre à la fois l'acheminement et la fourniture d'électricité.

<sup>102</sup> Contrat d'Accès au Réseau de Distribution ou CARD Contrat ou protocole au sens de l'article L. 111-92 du Code de l'énergie, conclu entre un Utilisateur et un GRD, pour un Site d'Injection ou un Site de Soutirage, et donnant droit au titulaire d'accéder au réseau concerné.

<sup>103</sup> Contrat d'Accès au Réseau de Transport ou CART Contrat au sens de l'article L. 111-92 du Code de l'énergie, conclu entre un Utilisateur et RTE, pour un Site d'Injection ou un Site de Soutirage, et donnant droit au titulaire d'accéder au Réseau Public de Transport

## SECTION 3 : LE FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE DÉTAIL

de capacité. Des avenants détaillant le coût supplémentaire de la capacité à répercuter au consommateur ont alors été proposés par les fournisseurs pour couvrir leur obligation.

Il est à souligner que certains fournisseurs ont fait preuve de peu de transparence lors des propositions d'avenants visant à intégrer au contrat de fourniture le coût de la capacité.

Certains clients ont manifesté leur incompréhension et leur désaccord vis-à-vis de ces avenants, en refusant parfois de signer l'accord de rattachement. Ce blocage contractuel explique l'absence de notification des fournisseurs au GR concernant leur site de soutirage.

Ces problématiques devraient disparaître dans les prochaines années, avec la prise en compte explicite de la répercussion de la capacité dans les nouveaux contrats de fourniture.

### 1.1.6 Conclusion sur le démarrage du mécanisme et sa répercussion sur les offres de détail

Le démarrage du mécanisme de capacité a suscité de très nombreuses interrogations de la part de tous les acteurs dans un contexte marqué par une décision en fin d'année 2016 de la Commission européenne ne permettant l'adoption de nouvelles règles qu'un mois avant le lancement du dispositif au 1<sup>er</sup> janvier 2017.

Dans ce cadre, la CRE a mené une analyse détaillée de la répercussion du mécanisme de capacité sur les offres de détail afin de s'assurer du bon fonctionnement du mécanisme et du marché. Elle a interrogé les principaux fournisseurs, dont certains sont tenus par les règles de communiquer leur méthodologie de répercussion du prix de la capacité, et certains consommateurs ou associations de consommateurs.

Sur la base de cette analyse, la CRE n'a pas relevé de problèmes majeurs de répercussion inadéquate du coût de la capacité aux consommateurs finals. Néanmoins, l'absence de clauses décrivant en détail le calcul de la répercussion du mécanisme de capacité dans les offres de fournitures signées en amont de la décision de la Commission européenne a pu engendrer des situations inconfortables, où un client se trouvant de fait « captif » de son contrat de fourniture devait négocier des avenants relatifs au mécanisme de capacité avec son fournisseur. Ces situations transitoires disparaîtront toutefois à l'échéance et au renouvellement desdits contrats.

Le prix moyen observé de la capacité répercuté au consommateur est proche du PRM (9999,8€/MW) pour l'année de livraison 2017.

Les principales différences observées entre les fournisseurs concernent les clients télérelevés, et se concentrent autour des modalités de facturation ou de gestion financière des écarts d'obligation après régularisation. Bien souvent, ces clauses sont négociables et établies « à la carte » pour cette catégorie de clients.

Le principal point différenciant les fournisseurs, s'agissant des clients profilés, est la valeur de leurs « coefficients de capacité » proposés dans les offres. La construction de ces coefficients repose sur de nombreuses hypothèses à la main des fournisseurs. Il est donc naturel d'observer des écarts d'un fournisseur à l'autre, dont la CRE a été en mesure d'identifier la source.

A des fins de comparaison, et en se basant sur sa propre méthodologie, la CRE a calculé des coefficients de capacité pour les principaux profils de clients résidentiels et non résidentiels. Ces coefficients, dont le calcul repose sur de nombreuses hypothèses, ne doivent pas être vus comme une référence mais comme un ordre de grandeur.

Les fournisseurs ont aussi rencontré des difficultés, notamment le rattachement de certains clients à leur périmètre d'acteur obligé en début d'année 2017. Les fournisseurs font par ailleurs état d'une forte incertitude concernant l'évolution du prix de la capacité, qui devrait se traduire pour les clients par des primes de risque plus élevées.

Le mécanisme de capacité devrait progressivement évoluer, le jeu de la concurrence faisant son œuvre, pour retenir les meilleures pratiques, au bénéfice des consommateurs. La CRE encourage toutefois les fournisseurs à pratiquer des structures de prix envoyant autant que possible un signal incitant à la baisse de consommation pendant les heures de pointe, en répercutant le plus finement possible l'impact de la consommation du client.



### 1.2 Le coût des CEE et l'impact sur les prix des offres de la hausse des obligations

#### 1.2.1 Contexte

Le dispositif des Certificats d'économies d'énergie (CEE) a été créé en 2005 par la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique. Les pouvoirs publics imposent ainsi aux vendeurs d'énergie, « les obligés », des obligations de réalisation d'économie d'énergie (1 CEE = 1 kWh cumac<sup>104</sup> d'énergie finale). Ils sont donc incités à promouvoir l'efficacité énergétique auprès des consommateurs.

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 [...] 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.

Les « obligés » doivent, en fin de période, justifier de la détention d'un montant de CEE équivalent à ces obligations. Ils disposent de plusieurs moyens pour acquérir des CEE : la réalisation d'économie d'énergie directement par l'entreprise, l'achat de CEE auprès d'autres acteurs ayant mené des opérations d'économie d'énergie ou encore le versement d'une contribution financière à des programmes d'accompagnement. En cas de non respect de l'obligation, une pénalité libératoire de 2 centimes d'euros par kWh manquant s'applique.

Trois périodes ont été mises en place :

- Du 1<sup>er</sup> Juillet 2006 au 30 Juin 2009, objectif : 54 TWh cumac,
- Du 1<sup>er</sup> Janvier 2011 au 31 Décembre 2014, avec un objectif de 345 TWh cumac,
- Du 1<sup>er</sup> Janvier 2015 au 31 Décembre 2017, avec un objectif de 700 TWh cumac.

Une nouvelle obligation dédiée aux ménages en situation de précarité énergétique a été instaurée depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2016 en application de la loi de transition énergétique. L'objectif est de 150 TWh cumac d'ici à fin 2017.

Le décret n° 2014-1668 du 29 décembre 2014 relatif aux obligations de la 3<sup>ème</sup> période fixe les coefficients de proportionnalité pour chaque énergie permettant aux fournisseurs de déterminer leur obligation annuelle à partir de leurs ventes :

- 1 MWh d'électricité vendu à un client résidentiel ou tertiaire crée une obligation de 0,238 MWh cumac,
- 1 MWh de gaz naturel vendu à un client résidentiel ou tertiaire crée une obligation de 0,153 MWh cumac.

L'obligation est calculée par année civile de la période (2015, 2016 et 2017), en fonction des volumes d'énergie vendus pendant l'année. Seules les quantités excédant les seuils définis dans le décret sont prises en compte pour le calcul de l'obligation. Les fournisseurs d'électricité ou de gaz commercialisant une énergie inférieure à ce seuil (400 GWh pour la période 3) aux clients résidentiels et tertiaires ne sont pas obligés. A titre d'illustration, 400 GWh correspond à la consommation annuelle moyenne de 80 000 clients en électricité.

Pour chaque année (2016 et 2017), l'obligation « précarité » est égale à 0,321 fois l'obligation « classique ».

Enfin, le décret n° 2017-690 du 2 mai 2017 fixe l'objectif d'économies d'énergie pour la quatrième période du dispositif des CEE (2018-2020) à hauteur de 1600 TWh cumac, dont 400 TWh cumac au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique.

#### 1.2.2 Impact sur les prix des offres de la hausse des obligations

Le doublement de l'obligation lors du passage de la 2<sup>ème</sup> à la 3<sup>ème</sup> période ainsi que la nouvelle obligation CEE « précarité » décidée en milieu de période 3 ont engendré des charges supplémentaires pour les acteurs obligés qui se sont traduites par une répercussion dans les offres de fourniture.

La répercussion de ces coûts supplémentaires n'a 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 disposent d'un contrat explicitant les composantes de coûts. Les fournisseurs font valoir un manque de visibilité réglementaire pour justifier cette absence de clause.

En conséquence, il a été nécessaire, pour de nombreux consommateurs, de signer un avenant au contrat en cours pour préciser la méthode de répercussion des CEE.

La signature des avenants a été encadrée par les dispositions contractuelles prévues dans le contrat de fourniture comme les clauses de revoyure pour modifications réglementaires. Les consommateurs comme les fournisseurs se sont retrouvés dans des situations inconfortables lors de la signature de ces avenants ; les premiers se plaignant

<sup>104</sup> Cumac : « cumulés » et « actualisés ». L'économie d'énergie finale est cumulée et actualisée sur la durée de vie du produit.

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

d'observer une hausse de leur coût de fourniture non anticipée et les seconds rencontrant des difficultés pour répercuter une hausse de leurs charges non considérées lors de l'élaboration de l'offre et impactant leur marge.

Une estimation de l'impact du doublement de l'obligation lors du passage de la 2<sup>ème</sup> à la 3<sup>ème</sup> période et de l'ajout des CEE précarités sur la troisième période est évaluée pour un client résidentiel et tertiaire. Pour ce faire, le coût moyen des CEE classiques et précarité est pris égal au coût moyen pondéré par les volumes des CEE indiqué sur le registre EMMY sur l'ensemble de la période 3.

Ce coût est de **2,4 €/MWh** pour un CEE classique et **4,7 €/MWh** pour un CEE précarité. Il représente la moyenne des prix observés lors des échanges de CEE sur le registre<sup>105</sup>.

#### 1.2.2.1 Impact sur la fourniture d'électricité du doublement de l'obligation de CEE de la 2<sup>ème</sup> à la 3<sup>ème</sup> période et de l'ajout des CEE précarité

##### Clients résidentiels

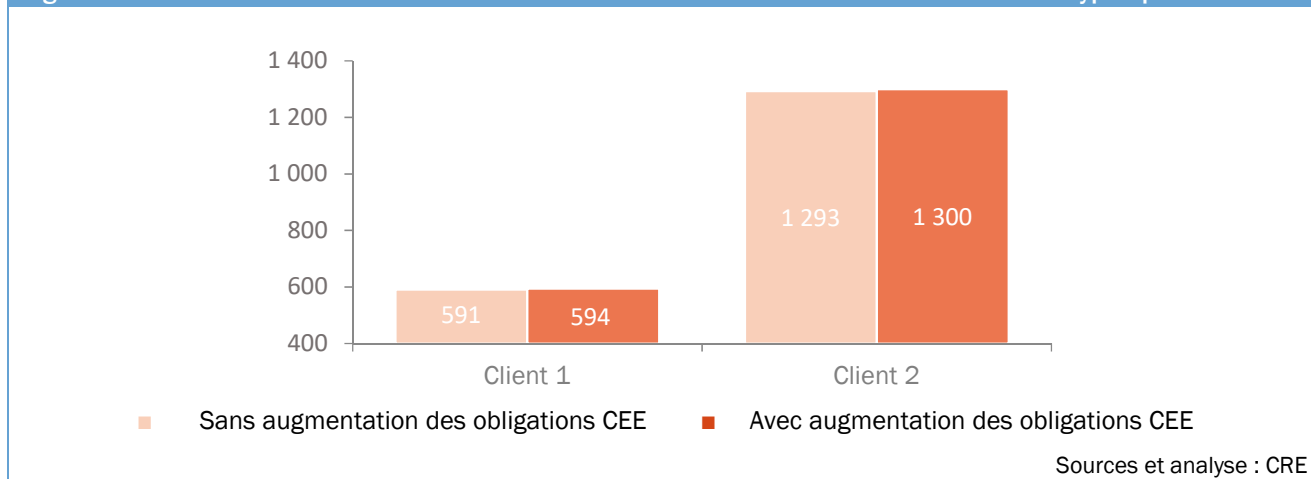
L'impact sur facture correspondant du doublement de l'obligation de CEE a été évalué pour les clients types 1 et 2, définis dans la section 1 de ce rapport, et dont on rappelle ci-après les caractéristiques :

- **Client type 1** : option base avec une puissance souscrite de 6 kVA et une consommation de 3 500 kWh/an ;
- **Client type 2** : option « heures pleines/heures creuses » avec une puissance souscrite de 9 kVA et une consommation de 8 500 kWh/an (répartie en 54 % heures pleines et 46 % heures creuses).

L'impact du doublement de l'obligation et de l'ajout des CEE précarité sur la troisième période pour ces deux clients « type » est déterminé en comparant le montant total de la facture TTC de la fourniture d'énergie pour l'année 2017 au montant calculé sans la part CEE due au doublement de l'obligation et au CEE précarité. Les hypothèses de construction du tarif sont les suivantes :

- approvisionnement en énergie exclusivement sur le marché (sans recours à l'ARENH) ;
- le coût de la garantie de capacité est égal au Prix de Référence Marché de l'année de livraison 2017<sup>106</sup> ;
- les coûts commerciaux sont extraits de la grille utilisée pour les tarifs réglementés de vente<sup>107</sup> ;
- la marge est identique à celle considérée lors de l'élaboration des tarifs réglementés de vente<sup>108</sup>.
- Le volume de CEE imputé au consommateur par mégawattheure de consommation est égal à 0,238 MWh cumac de CEE classique et 0,0764 MWh cumac de CEE précarité. L'évaluation ne prend pas en compte les réductions d'obligation liées aux 400 GWh d'abattement.

Figure 102: Montant total € TTC de la facture annuelle d'électricité des clients résidentiels « type » pour 2017



La modification des règles pour la période 3 a généré un surcoût TTC identique de **0,5 %** pour les deux clients-type.

##### Clients tertiaires

Une étude similaire est réalisée pour des clients tertiaires comportant des profils de consommation professionnels.

Les analyses qui suivent portent sur deux types de clients professionnels situés à Paris :

- **Client type 1** : option « base » avec une puissance souscrite de 6 kVA et une consommation de 3 500 kWh/an, profil de consommation PRO1<sup>109</sup> ;

<sup>105</sup> Selon les fournisseurs, ce registre présente un décalage temporel du prix de référence de la production des CEE. En effet, le prix de cession des CEE est inscrit dans le registre lorsque le CEE est enregistré, c'est à dire lorsque les actions d'économies d'énergie sont réalisées, et non lorsque l'échange du certificat est négocié.

<sup>106</sup> <http://www.cre.fr/marches/marche-de-gros/marche-des-garanties-de-capacite>

<sup>107</sup> Délibération de la CRE du 6 juillet 2017 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité

<sup>108</sup> Ibid.

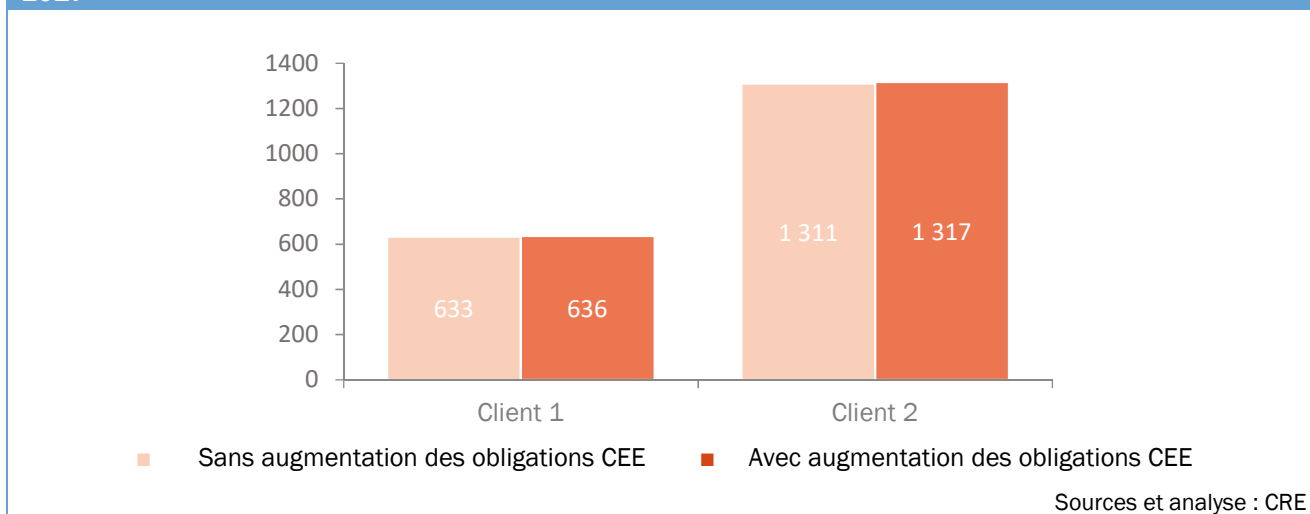
<sup>109</sup> Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'Equilibre

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

- **Client type 2** : option « heures pleines/heures creuses » avec une puissance souscrite de 9 kVA et une consommation de 8 500 kWh/an (répartie en 54 % heures pleines et 46 % heures creuses), profil de consommation PRO 2<sup>110</sup>.

Les hypothèses de construction du tarif sont identiques à celles utilisées pour les clients résidentiels.

Figure 103 : Montant total TTC de la facture annuelle d'électricité des clients tertiaires « type » pour l'année 2017



La modification des règles pour la période 3 a généré, pour ces clients type professionnels, un surcoût, toutes taxes comprises, de **0,4 %** pour le client 1 et de **0,5 %** pour le client 2.

#### 1.2.2.2 Impact sur la fourniture de gaz naturel du doublement de l'obligation de CEE de la 2<sup>ème</sup> à la 3<sup>ème</sup> période et de l'ajout des CEE précarité

Les analyses de l'impact, sur le coût de fourniture de gaz naturel, du doublement des obligations de CEE « classique » et l'addition des CEE « précarité » ont été réalisées pour deux types de clients résidentiels situés à Paris :

- **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.

Le surcoût est obtenu par comparaison du montant total de la facture TTC de la fourniture de gaz pour l'année 2017 au montant qui aurait été observé sans la part CEE due au doublement de l'obligation et au CEE précarité. Les hypothèses de construction du tarif sont les suivantes :

- Le coût de la molécule est identique à celui des TRV de gaz naturel du mois de juillet 2017<sup>111</sup> ;
- Les coûts commerciaux sont extraits de la grille utilisée pour les TRV de gaz naturel de juillet 2017<sup>112</sup> ;
- La marge est identique à celle considérée lors de l'élaboration des tarifs réglementés de vente<sup>113</sup>.
- Le volume de CEE impacté par mégawattheure est égal à 0,153 MWh cumac de CEE classique et 0,049 MWh cumac de CEE précarité. L'évaluation ne prend donc pas en compte les réductions d'obligation liées au 400 GWh d'abattement.

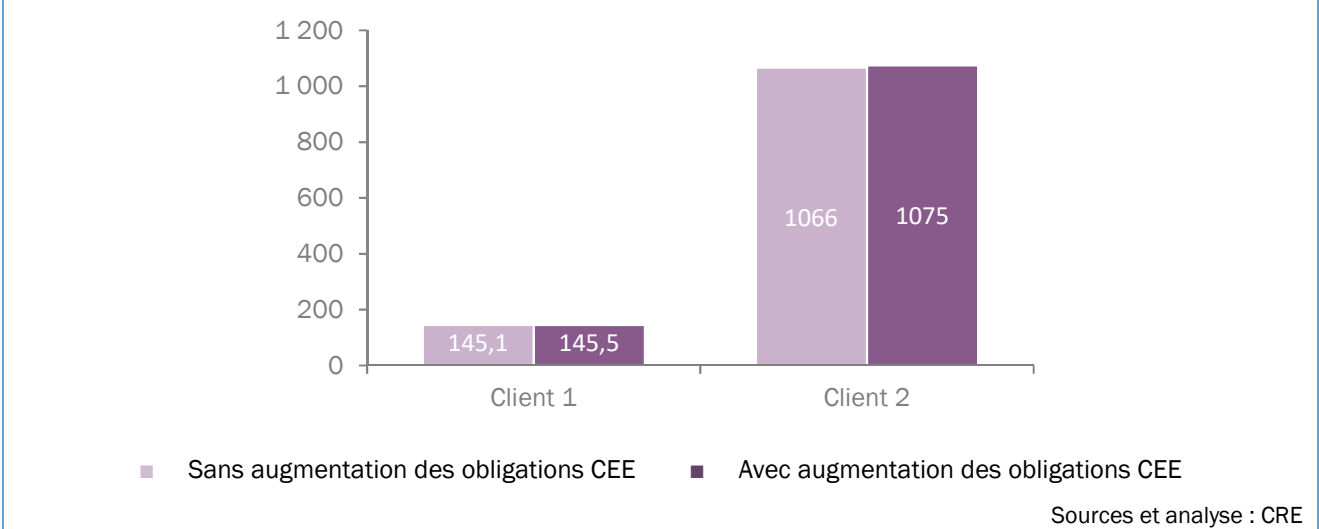
<sup>110</sup> Ibid.

<sup>111</sup> Délibération de la CRE du 18 mai 2017 portant vérification de la conformité du barème des tarifs réglementés de vente de gaz proposé par Engie pour le mois de juin 2017

<sup>112</sup> Ibid.

<sup>113</sup> Analyse détaillée des coûts des fournisseurs historiques à prendre en compte dans les tarifs réglementés de gaz naturel au 1er juillet 2017

Figure 104 : Montant total TTC de la facture annuelle de gaz naturel des clients résidentiels « type » pour 2017



La modification des règles pour la période 3 a généré un surcoût TTC de **0,3 %** pour le client 1 et de **0,8 %** pour le client 2. Cette différence s’explique par la part plus importante des charges fixes dans le tarif du client 1.

### 1.3 Evolution de l’espace économique des fournisseurs alternatifs

#### 1.3.1 Les tarifs réglementés de vente d’électricité et de gaz

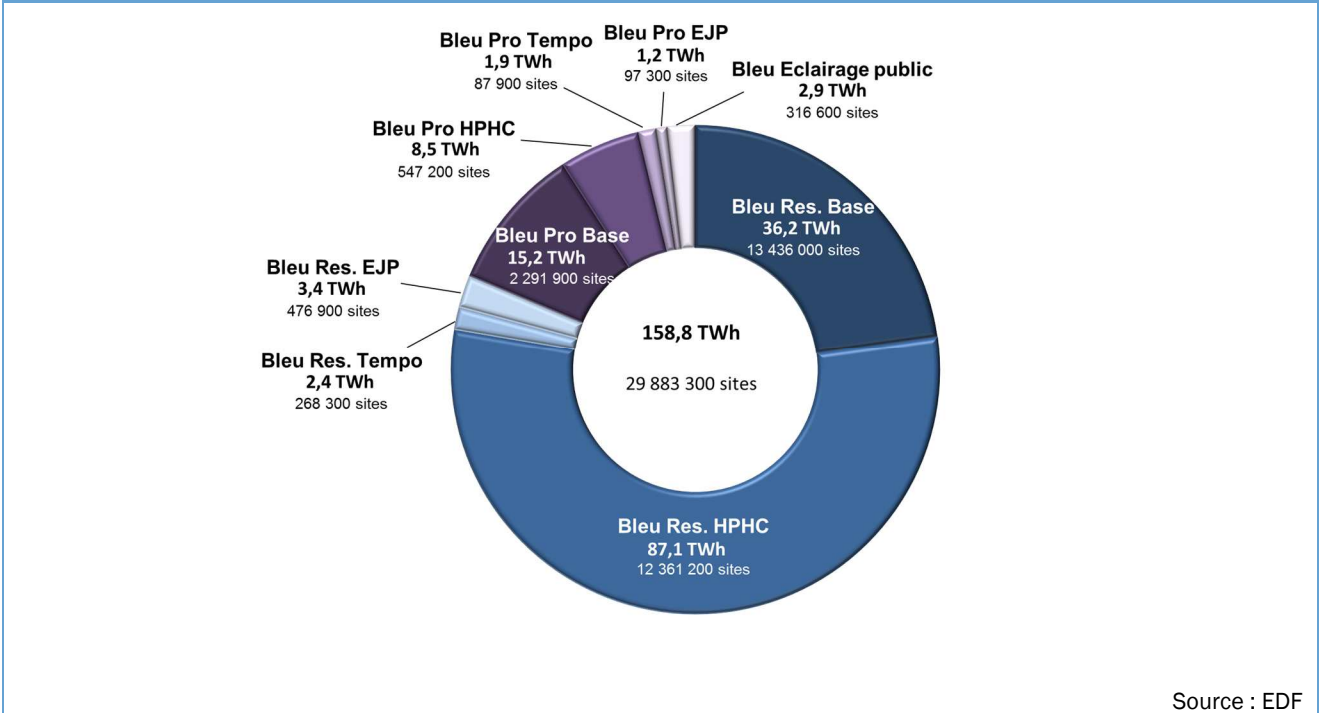
##### 1.3.1.1 L’option heures pleines / heures creuses (HP/HC) représente plus de la moitié des volumes d’électricité livrés à la clientèle résidentielle d’EDF aux TRVE

La répartition au 31 décembre 2016 du nombre de sites et des volumes de consommation par option des clients aux TRVE chez EDF est illustrée Figure 105.

L’option heures pleines / heures creuses (HP/HC) représente 55 % des volumes d’électricité livrés à l’ensemble des clients d’EDF aux TRVE et 67 % des volumes livrés aux TRVE pour les clients résidentiels seuls.

Les options du TRVE bleu pour les clients non résidentiels représentent 29,7 TWh au total, soit 19 % des volumes livrés par EDF aux tarifs réglementés.

Figure 105 : Répartition des ventes d’EDF aux tarifs réglementés « Bleu » au 31 décembre 2016



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

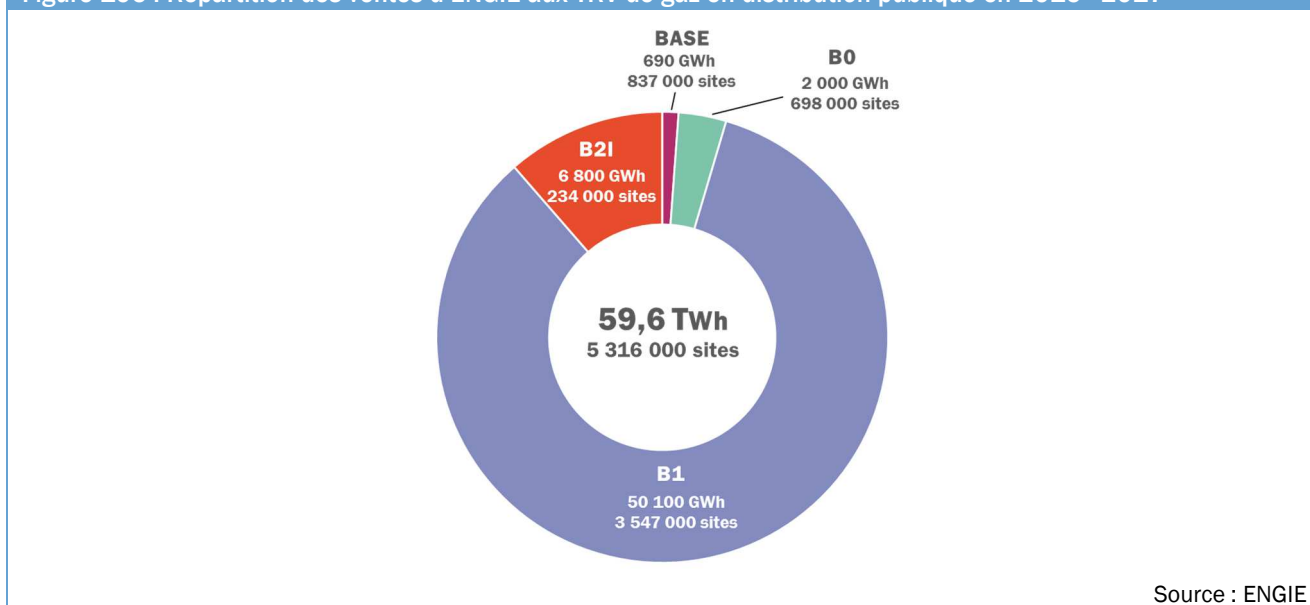
Les TRVE verts sont par ailleurs amenés à perdurer, en métropole continentale, pour les seuls clients raccordés en HTA de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA ; ils représentent environ 6 000 sites. Il subsiste enfin des offres de fourniture aux TRV dites « atypiques<sup>114</sup> » ou « exotiques »<sup>115</sup> pour certains clients.

Les TRVE pour les clients dont la puissance souscrite est supérieure à 36kVA en métropole continentale ont été supprimés le 1<sup>er</sup> janvier 2016 et ne sont plus proposés.

#### 1.3.1.2 Le tarif B1 (chauffage individuel) représente la très grande majorité des volumes de gaz naturel livrés à la clientèle résidentielle d'ENGIE au TRVG

La répartition des sites et des volumes des clients aux tarifs réglementés de vente chez ENGIE, présentée à la Figure 106, repose sur le portefeuille prévisionnel d'ENGIE correspondant à l'année 2016-2017.

Figure 106 : Répartition des ventes d'ENGIE aux TRV de gaz en distribution publique en 2016 - 2017



La diminution des volumes de vente au TRV se poursuit, avec une baisse de 13 % des volumes prévisionnels pour 2016-2017 par rapport à l'exercice précédent. Cela traduit le dynamisme du marché, caractérisé par le basculement de nombreux clients en offre de marché aussi bien chez les fournisseurs alternatifs que chez les fournisseurs historiques.

L'essentiel de la clientèle résidentielle d'ENGIE demeure au tarif B1 (chauffage individuel), lequel pèse pour 84 % des volumes de gaz livrés aux TRV par ENGIE en 2016-2017. Les volumes de vente des clients au tarif B2I sont en nette baisse (-17 %), en raison de la perte d'éligibilité aux TRV des clients non résidentiels dont la consommation est supérieure à 30 MWh/an depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2016. Les tarifs Base et B0, correspondant aux plus faibles consommations (usages cuisson et eau chaude), représentent moins de 5 % des volumes.

#### 1.3.2 La contestabilité des tarifs réglementés de vente d'électricité

##### 1.3.2.1 La CRE construit les tarifs réglementés de vente d'électricité afin d'assurer leur contestabilité client par client

En application de l'article L. 337-4 du code de l'énergie, la CRE a pour mission de proposer les TRVE au gouvernement. 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. »

La CRE a réalisé une consultation publique le 18 février 2016 sur la méthodologie de construction des TRVE. Sur ce fondement, la CRE a adopté deux délibérations portant propositions tarifaires en 2016 et 2017 :

- Le 13 juillet 2016 (-0,5 % pour les clients résidentiels et -1,5 % pour les clients non résidentiels)<sup>116</sup> ;

<sup>114</sup> TRV verts raccordés en basse tension et tarifs jaunes de puissances souscrites inférieures ou égales à 36 kVA, en extinction.

<sup>115</sup> TRV bleus non résidentiels pour utilisations longues sans comptage et pour fournitures diverses.

<sup>116</sup> Délibération de la CRE du 13 juillet 2016 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité - <http://www.cre.fr/documents/deliberations/proposition/tarifs-reglementes-de-vente-d-electricite>

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

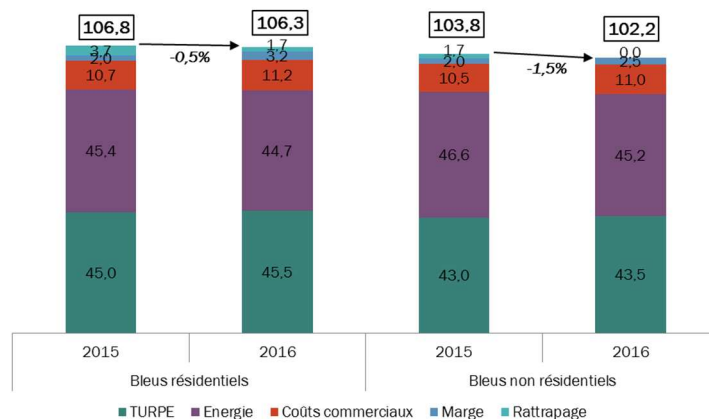
- Le 6 juillet 2017 (+1,7 % pour les clients résidentiels et non résidentiels)<sup>117</sup>.

Ces deux propositions ont été arrêtées par le gouvernement pour application au 1<sup>er</sup> août de la même année.

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 paie le coût qu'il engendre à son fournisseur, supprimant ainsi toute subvention croisée.

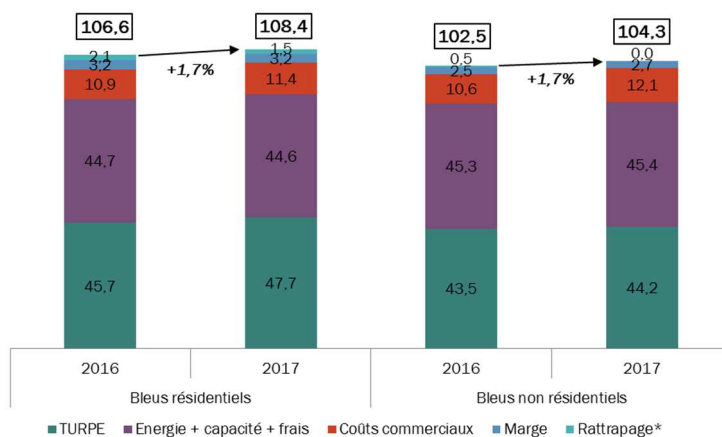
Les Figure 107 et Figure 108 présentent la décomposition des TRVE hors taxes telle qu'évaluée à date lors des évolutions tarifaires du 1<sup>er</sup> août 2016 d'une part et du 1<sup>er</sup> août 2017 d'autre part.

Figure 107 : Evolution des composantes de la facture HT aux tarifs réglementés de vente d'électricité bleus résidentiels et bleus non résidentiels au 1<sup>er</sup> août 2016, en €/MWh



Source : CRE

Figure 108 : Evolution des composantes de la facture HT aux tarifs réglementés de vente d'électricité bleus résidentiels et bleus non résidentiels au 1<sup>er</sup> août 2017, en €/MWh



Source : CRE

\*Pour l'année 2016, les chiffres du rattrapage au titre de l'année 2012 correspondent à la différence entre les recettes réalisées au tarif réglementé en 2016 et les coûts constatés par le fournisseur sur la même année. La part de rattrapage incluse dans les tarifs résidentiels au 1<sup>er</sup> août 2016, à savoir 1,7€/MWh, avait été calculée à partir de données prévisionnelles.

#### Evolutions spécifiques de la structure des TRVE

En application de l'article R 337-20-1 du code de l'énergie, « afin d'inciter à la maîtrise de la consommation, en particulier pendant les périodes de pointe, les ministres chargés de l'énergie et de l'économie peuvent fixer par arrêté pris annuellement après avis de la Commission de régulation de l'énergie :

- le pourcentage maximal que peut représenter la part fixe dans la facture hors taxes prévisionnelle moyenne à température normale pour chaque puissance souscrite de chaque option tarifaire du tarif bleu

<sup>117</sup> Délibération de la CRE du 6 juillet 2017 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité

<http://www.cre.fr/documents/deliberations/proposition/tarifs-reglementes-de-vente-d-electricite2>

Délibération du 20 juillet 2017 portant correction d'erreurs figurant dans l'annexe 2 de la délibération du 6 juillet 2017 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité

<http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/correction>

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

- 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.

La Commission de régulation de l'énergie veille à ne pas exposer la structure des tarifs, en ce qui concerne en particulier la répartition des coûts entre la part fixe et la part proportionnelle à l'électricité consommée et la différenciation des tarifs entre les périodes tarifaires, à des changements brusques ou à une instabilité susceptibles de nuire à la lisibilité des signaux tarifaires pour les consommateurs ou de conduire à des évolutions de factures d'amplitudes excessives au fil de périodes successives. »

En application de cet article, le gouvernement a pris deux arrêtés, le 19 juillet 2016 et le 30 juin 2017, appliqués respectivement aux TRVE du 1<sup>er</sup> août 2016 et aux TRVE du 1<sup>er</sup> août 2017.

Ces arrêtés ont fixé les paramètres suivants relatifs à la construction de la structure des TRVE :

	TRVE du 1 <sup>er</sup> août 2016	TRVE du 1 <sup>er</sup> août 2017
<b>Plafonnement du montant de la part fixe</b>	25 %	30 %
<b>Niveau minimal du rapport entre le prix de la période tarifaire le plus élevé et le prix de la période tarifaire le plus faible</b> que doit respecter au moins une option du tarif bleu accessible aux consommateurs résidentiels	7	7

Le plafonnement de la part fixe contraint uniquement la construction des TRVE pour les clients résidentiels en option « Base » et ayant souscrit une puissance de 3kVA. Sans ce plafonnement, la part fixe de ces TRVE aurait été de 37 % de la facture totale hors taxes. Dans ses avis préalables sur les projets d'arrêté qui lui ont été soumis, la CRE avait considéré que le maintien d'un plafonnement de la part fixe n'était pas fondé et favorisait les clients résidentiels ayant des consommations relativement faibles (exemple : porte de garage, parties communes des immeubles, résidences secondaires...) au détriment des clients faisant un usage de l'électricité pour leur résidence principale. Elle avait émis à ce titre des avis défavorables.

Par ailleurs, la CRE a choisi d'appliquer le rapport de 7 à l'option Tempo résidentiel uniquement, considérant que ce rapport permettait de préserver le gisement d'effacement de l'option Tempo.

La CRE a par ailleurs réalisé des lissages de certaines options des TRVE afin de ne pas exposer les clients à des hausses de facture d'électricité d'« amplitudes excessives ». En premier lieu, compte tenu des importantes évolutions en structure nécessaires pour atteindre l'empilement pour les tarifs à effacement Tempo professionnel et EJP résidentiel et professionnel, la CRE a effectué un lissage des évolutions sur 3 ans pour ces options. Ce lissage a également permis d'anticiper la mise en place du mécanisme de capacité en 2017 qui aurait occasionné des effets contraires peu compréhensibles d'un mouvement tarifaire à l'autre.

Par ailleurs, l'option Base souscrite par les consommateurs résidentiels de puissance souscrite 3 kVA était fixée, avant le 1<sup>er</sup> juillet 2016, 15 % en-deçà de ses coûts et aurait dû augmenter d'autant à cette date. La CRE a souhaité lisser sur trois ans cette évolution, à raison de 5 % par an.

#### **Les TRVE appliqués depuis le 1<sup>er</sup> août 2016 intègrent une composante de rattrapage des coûts non couverts en 2012 par les TRVE**

La CRE indiquait dans son rapport sur les tarifs réglementés de vente d'électricité de juillet 2015 que « les écarts de coûts constatés entre le niveau des TRV et les coûts comptables d'EDF au titre des années 2012, 2013 et 2014 induisent des rattrapages conséquents, qui devront être effectués lors des prochains mouvements tarifaires ». Les tarifs réglementés de vente en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> août 2015 n'ont permis de réaliser qu'une partie de ces rattrapages.

Les décisions n° 383722 et 386078 du Conseil d'Etat du 15 juin 2016 ont enjoint aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie de prendre deux arrêtés rétroactifs, pour la période comprise entre le 1<sup>er</sup> août 2014 et le 31 octobre 2014 d'une part, et pour la période comprise entre le 1<sup>er</sup> novembre 2014 et le 31 juillet 2015 d'autre part, qui permettent le rattrapage du déficit de couverture des coûts au cours de la période tarifaire précédente.

Aucun rattrapage n'a toutefois été envisagé par les ministres compétents au titre du déficit de couverture des coûts sur la période tarifaire s'étendant du 23 juillet 2012 au 1<sup>er</sup> août 2013.

Comme indiqué par la CRE dans sa délibération du 13 Juillet 2016, les écarts entre coûts et tarifs constatés sur l'exercice 2012 s'élevaient à 422 M€ pour les consommateurs bleus résidentiels. Pour le bon fonctionnement du marché, la CRE avait proposé d'inclure une part de rattrapage dans les tarifs qui sont entrés en vigueur au 1<sup>er</sup> août 2016. La CRE estime qu'entre le 1<sup>er</sup> août 2016 et le 31 juillet 2017, ces tarifs ont permis de rattraper 227 M€. La CRE a proposé de poursuivre le rattrapage des montants restants, soit 195 M€, en maintenant une brique de coût spécifique de 1,5 €/MWh intégrée aux parts variables de l'ensemble des TRVE bleus résidentiels appliqués à partir du 1<sup>er</sup> août 2017.

## SECTION 3 : LE FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE DÉTAIL

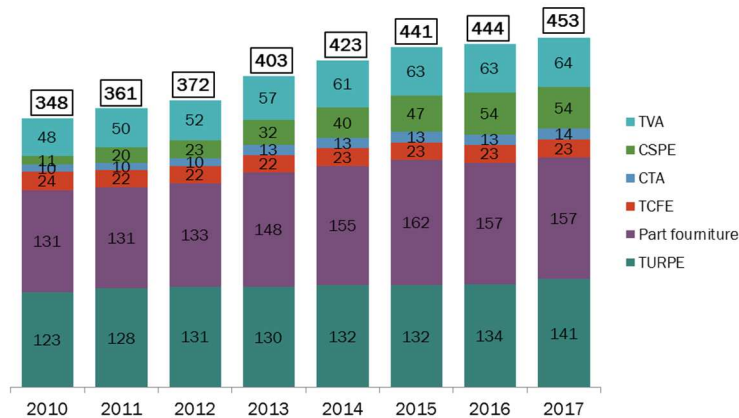
### 1.3.2.2 Évolution des tarifs réglementés de vente d'électricité bleus résidentiels depuis 2010

La Figure 109 et la Figure 110 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.

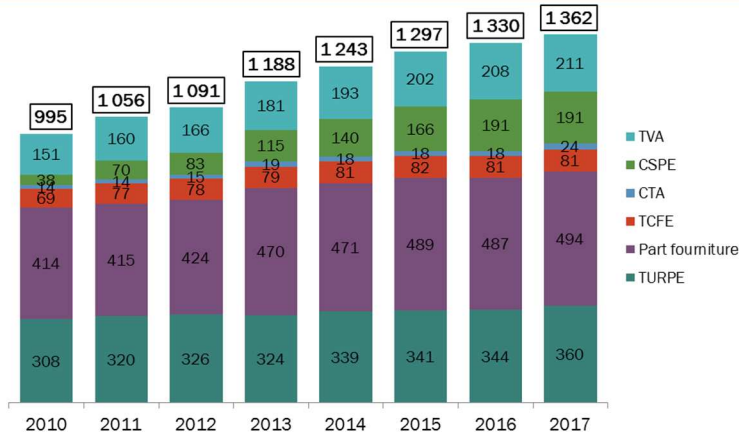
Les tarifs évoluant généralement en cours d'année à des dates variables, les grilles tarifaires retenues pour calculer les factures présentées ci-dessous, sont celles appliquées à la fin de l'année considérée.

Figure 109 : 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 110 : 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

### 1.3.3 La contestabilité des tarifs réglementés de vente de gaz

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.

Afin de garantir l'existence d'un espace économique, 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 L. 445-3 du code de l'énergie dispose que les « tarifs réglementés de vente du gaz naturel sont définis en fonction des caractéristiques intrinsèques des fournitures et des coûts liés à ces fournitures. Ils couvrent l'ensemble de ces coûts à l'exclusion de toute subvention en faveur des clients qui ont exercé leur droit prévu à l'article L. 441-1 ».

L'article R. 445-2 du code de l'énergie précise que les « tarifs réglementés de vente du gaz naturel couvrent les coûts d'approvisionnement en gaz naturel et les coûts hors approvisionnement », l'article R. 445-3 précisant que ces derniers doivent intégrer « une marge commerciale raisonnable ».



## SECTION 3 : LE FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE DÉTAIL

L'article R. 445-4 du code de l'énergie précise également que « pour chaque fournisseur, un arrêté des ministres chargés de l'économie et de l'énergie pris après avis de la Commission de régulation de l'énergie fixe, à l'issue de l'analyse détaillée remise par celle-ci [...] et au plus tard le 1<sup>er</sup> juillet, les barèmes des tarifs réglementés à partir, le cas échéant, des propositions du fournisseur ».

Le montant toutes taxes comprises payé par le consommateur inclut, en plus de la facture hors taxes, les trois éléments suivants :

- la contribution tarifaire d'acheminement (CTA). La CTA est assise sur la part fixe du tarif de distribution (ATRD) et du tarif de transport (ATRT, y compris le terme de souscription) et permet d'assurer le financement des droits de retraite des agents des activités régulées de distribution et transport d'électricité et de gaz naturel.
- la taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel (TICGN), perçue pour le compte des douanes, est assise sur la consommation de gaz naturel et s'applique à l'ensemble des consommateurs, notamment résidentiels, depuis le 1<sup>er</sup> avril 2014 (certains usages industriels continueront toutefois à bénéficier de l'exonération). Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2016, la Contribution au Tarif Spécial de Solidarité ainsi que la contribution biométhane sont incluses dans la TICGN.
- la taxe sur la valeur ajoutée (TVA). La TVA est assise sur l'ensemble des éléments de la facture, autres taxes incluses. Le taux réduit de 5,5 % s'applique à la part fixe du tarif réglementé de vente hors taxes ainsi qu'à la CTA. Le taux plein de 20 % s'applique à tous les autres éléments (y compris la TICGN).

### 1.3.3.1 La part matière est de moins en moins importante dans la facture du TRV de gaz d'ENGIE

La Figure 111 présente les composantes de coûts de la facture hors taxes établie pour chaque tarif en distribution publique d'ENGIE en moyenne sur l'année 2016 : tarifs Base (usage cuisson), BO (usage eau chaude), B1 (usage chauffage individuel) et B2I (petite chaufferie). Le tarif B2S (grande chaufferie collective d'immeuble ou HLM) a été mis en extinction depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2016.

La facture hors taxes se décompose en trois grands postes : la matière (coût d'achat du gaz), les infrastructures et la commercialisation.

La composante matière est calculée à partir des formules tarifaires définies par les arrêtés relatifs aux tarifs réglementés de vente d'ENGIE en distribution publique<sup>118</sup> en vigueur pendant l'année 2016. Cette formule est indexée sur le prix du gaz naturel sur le marché de gros à hauteur de 77,4 % depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2015, et de 77,6 % depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2016.

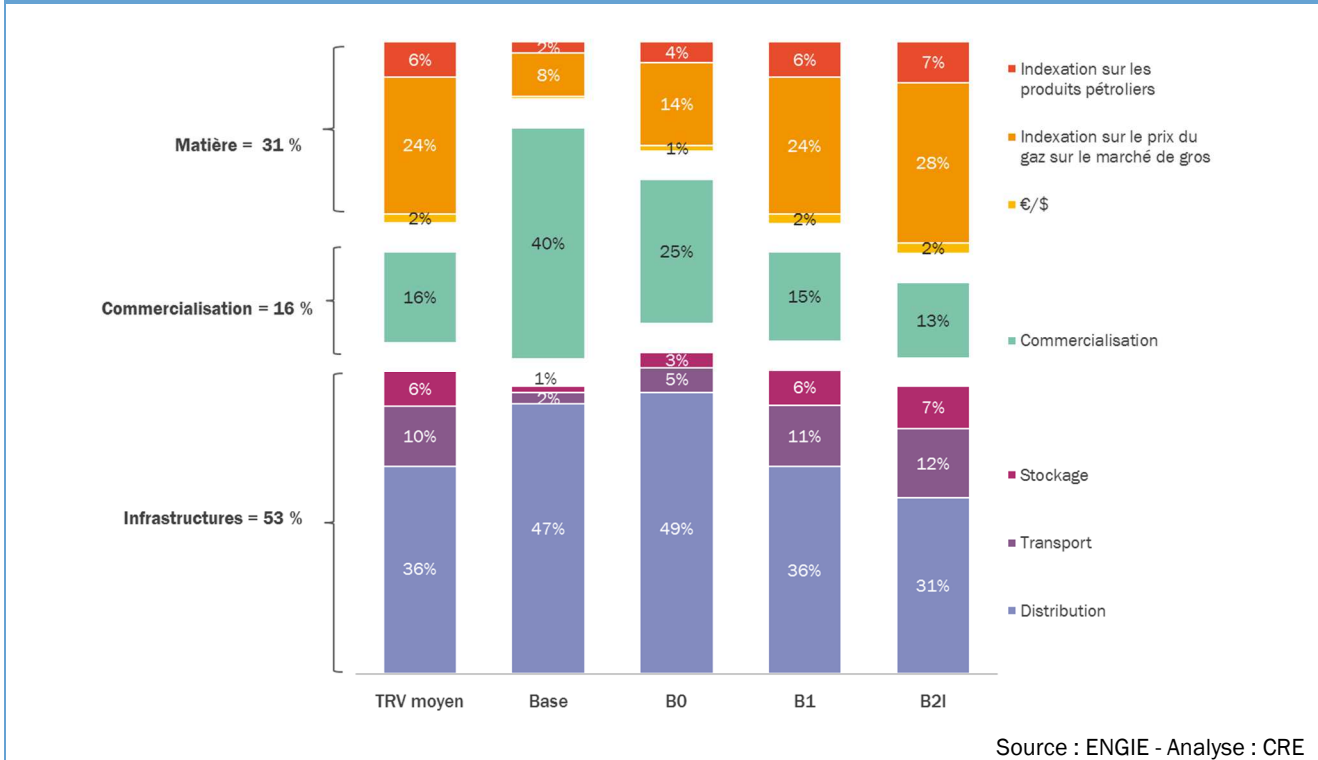
La composante représentant le coût des infrastructures est calculée à partir des tarifs d'accès aux réseaux de transport et de distribution définis par la CRE et des coûts d'utilisation des stockages.

La composante commercialisation est obtenue par différence entre la facture totale hors taxes aux TRV et les deux termes précédents. Elle correspond aux coûts commerciaux (marketing, gestion clientèle, SI), à la contribution au tarif spécial de solidarité du gaz, à la contribution biométhane, et à une marge commerciale raisonnable.

<sup>118</sup> Arrêtés du 24 juin 2015 et du 29 juin 2016 relatifs aux tarifs réglementés de vente du gaz naturel fourni par ENGIE.

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

Figure 111 : Composantes d'une facture HT aux tarifs réglementés de vente de gaz d'ENGIE en moyenne sur l'année 2016



#### 1.3.3.2 La structure des tarifs réglementés de vente de gaz d'ENGIE continue de s'améliorer

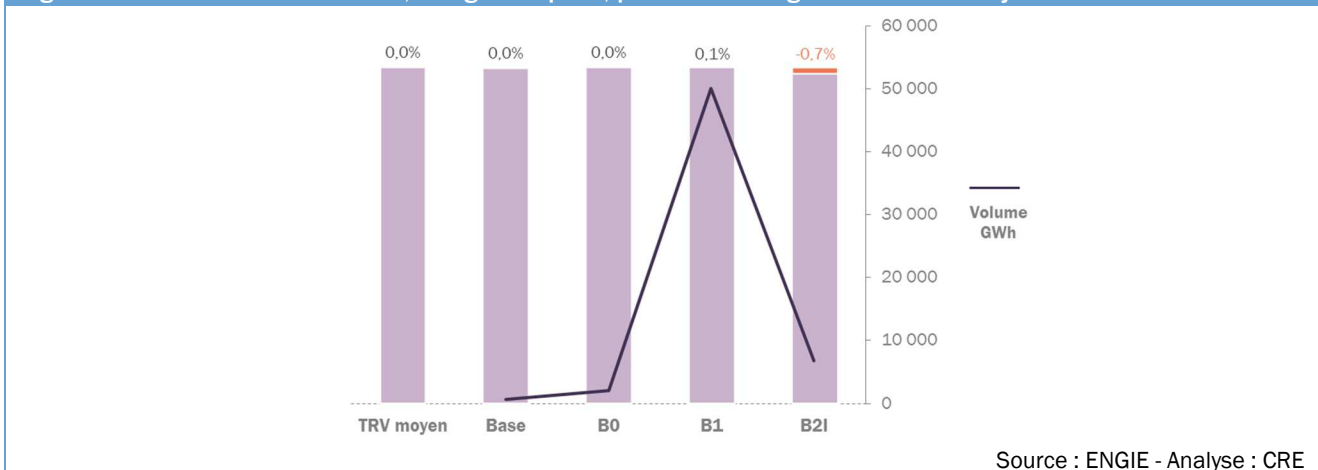
Les coûts commerciaux considérés pour les analyses menées par la CRE en application des dispositions de l'article R. 445-4 du code de l'énergie sont les coûts supportés par ENGIE, intégrant une marge commerciale raisonnable, en application de l'article R. 445-3 du code de l'énergie.

Depuis 2013, les TRV de gaz couvrent en moyenne les coûts supportés par ENGIE. Toutefois, la situation était très contrastée d'un tarif à l'autre. Les tarifs de faible consommation, comme le tarif base, étaient déficitaires (-29,6 % en janvier 2013) alors que les tarifs de forte consommation (B2I, B2S et TEL) sur-couvraient leurs coûts.

Les arrêtés tarifaires successifs ont permis de résorber progressivement le déficit de couverture du tarif Base. Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2016, celui-ci couvre la totalité des coûts supportés par l'opérateur, marge comprise.

Comme le montre la Figure 112, l'arrêté du 29 juin 2016 relatif aux TRV de gaz naturel fourni par ENGIE a permis d'aboutir à une structure des tarifs proche de celle garantissant la couverture des coûts de chaque tarif. Le déficit du tarif Base, de -2,5 % en juillet 2015, est entièrement résorbé. Seul le tarif B2I, qui ne concerne plus qu'un nombre limité de clients, affiche un léger déficit, compensé, en termes de recettes, par la légère sur-couverture du tarif B1.

Figure 112 : Couverture des coûts, marge comprise, par les TRV de gaz d'ENGIE au 1<sup>er</sup> juillet 2016



Le mouvement tarifaire de l'arrêté du 30 juin 2017 a intégré une correction au titre des écarts 2016, conformément à la recommandation formulée par la CRE dans son rapport d'analyse du 24 mai 2017. Elle constatait en effet que

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

« les écarts entre les recettes issues des ventes aux clients aux tarifs réglementés et les coûts réellement supportés en 2016 par l'opérateur sont significatifs et largement supérieurs aux écarts à la hausse et à la baisse constatés les années précédentes. La CRE considère donc que les tarifs devraient être ajustés à la baisse par une modulation dite de rattrapage bénéficiant aux consommateurs finals ». « Pour procéder à cette correction, la CRE recommande qu'une partie de ces écarts soit prise en compte en révisant à la baisse les coûts à retenir pour établir les prochains tarifs réglementés au 1<sup>er</sup> juillet 2017. La CRE considère que cette correction est nécessaire mais doit être limitée. En effet, la réduction de marge qui en découle pour la prochaine période tarifaire doit néanmoins permettre le maintien des tarifs réglementés à un niveau contestable par les fournisseurs alternatifs et ne pas perturber le bon fonctionnement du marché ».

Une correction au titre des écarts a été appliquée au barème, à hauteur de -1,4 % du niveau des tarifs au 1<sup>er</sup> juillet 2017. Cette correction correspond à une baisse supplémentaire de -1,3 % entre les barèmes proposés par ENGIE au 1<sup>er</sup> juin et au 1<sup>er</sup> juillet 2017. À cette date, le tarif B2I affiche toujours un léger déficit de couverture des coûts, marge et correction au titre des écarts 2016 comprises, comme le montre la Figure 113.

Figure 113 : Couverture des coûts, marge et correction au titre des écarts 2016 comprises, par les tarifs réglementés de vente de gaz au 1<sup>er</sup> juillet 2017



Un tarif peut présenter des problèmes de structure même si les recettes associées permettent de couvrir en moyenne ses coûts. Il peut en effet exister une subvention d'une certaine partie des consommateurs par une autre si les recettes associées aux abonnements ne correspondent pas aux coûts fixes ou si les recettes liées aux prix proportionnels ne correspondent pas aux coûts variables. Cette situation entraîne, d'une part, un transfert financier d'une catégorie de consommateurs vers une autre et, d'autre part, une exposition plus grande du fournisseur à l'aléa climatique.

Le transfert financier a pour conséquence une diminution de la contestabilité des clients concernés. En diminuant la capacité des fournisseurs alternatifs à proposer une offre compétitive à ces clients, il affecte le fonctionnement du marché de détail.

L'augmentation de l'exposition du fournisseur à l'aléa climatique se produit lorsque les coûts fixes ne sont pas couverts par l'abonnement. En effet, si la consommation de gaz est moins importante, lors d'une année chaude, la sur-couverture des coûts variables ne permet pas de compenser la sous-couverture des coûts fixes, et la couverture globale des coûts s'en trouve affectée. L'effet inverse se produit lors d'une année plus froide que la normale. Cette exposition accrue du fournisseur à l'aléa climatique entraîne une augmentation des besoins de couverture du risque climatique, donc une augmentation du niveau du tarif réglementé de vente.

Au 1<sup>er</sup> juillet 2016 puis au 1<sup>er</sup> juillet 2017, l'augmentation de l'abonnement du tarif Base, supérieur à la moyenne, a permis d'améliorer la couverture des coûts fixes par l'abonnement. Le déficit de couverture des coûts fixes par l'abonnement est passé de -24,6 % en juillet 2015, à -15 % en 2016 et -5,9 % en 2017. En contrepartie, le prix proportionnel a diminué plus que la moyenne afin de ne pas engendrer de sur-couverture des coûts.

La Figure 114 permet de constater que, malgré les améliorations de la couverture des coûts fixes par les abonnements pour le tarif Base, une sur-couverture des coûts variables par les prix proportionnels est toujours nécessaire afin de couvrir les coûts totaux. La couverture globale du tarif B2I, dont les barèmes sont identiques au tarif B1, est quant à elle assurée par la légère sur-couverture du tarif B1.

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

Figure 114 : Couverture des coûts fixes par les abonnements (à gauche) et couverture des coûts variables par les prix proportionnels (à droite) au 1<sup>er</sup> juillet 2016

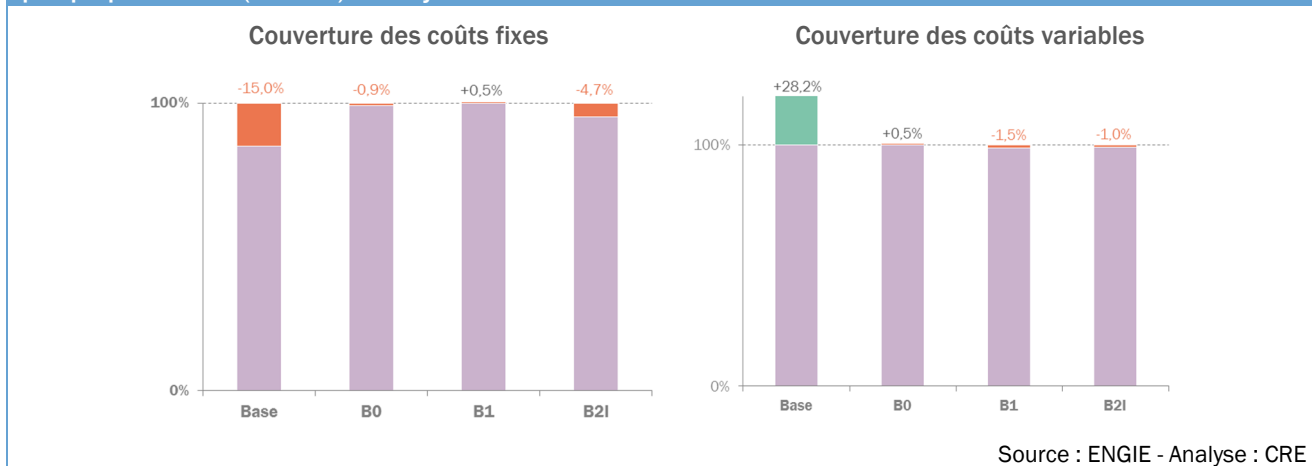
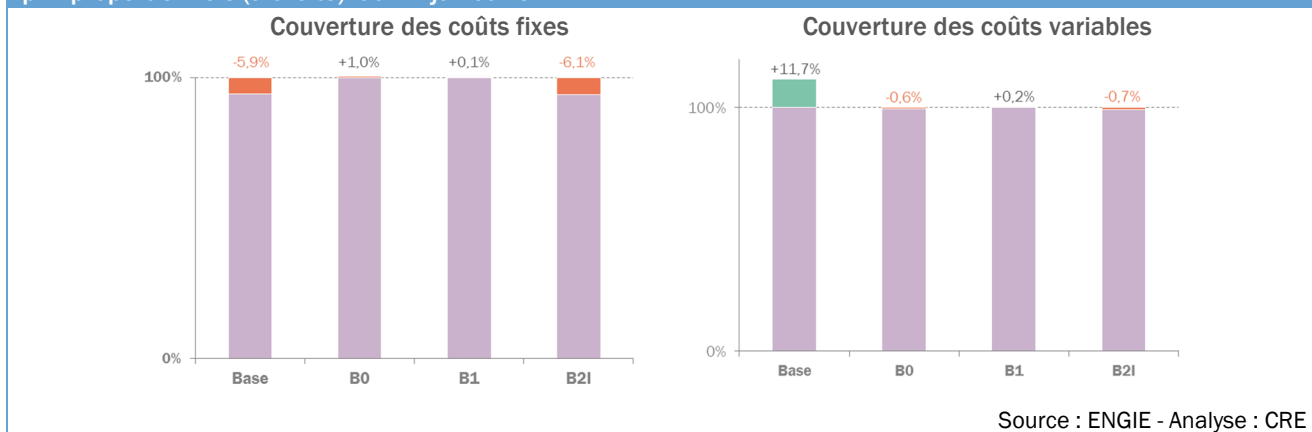


Figure 115 : Couverture des coûts fixes par les abonnements (à gauche) et couverture des coûts variables par les prix proportionnels (à droite) au 1<sup>er</sup> juillet 2017

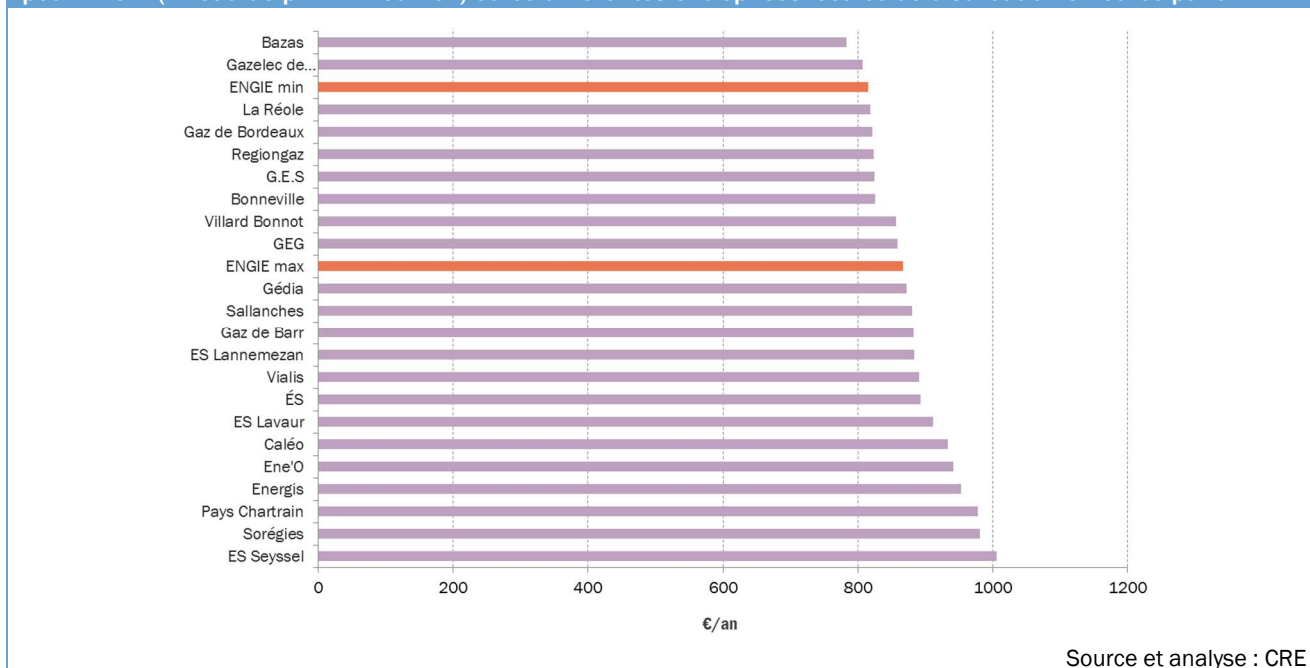


#### 1.3.3.3 Les niveaux des tarifs réglementés de vente de gaz varient d'une ELD à l'autre

La Figure 116 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 de référence retenue de 17 MWh/an.

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

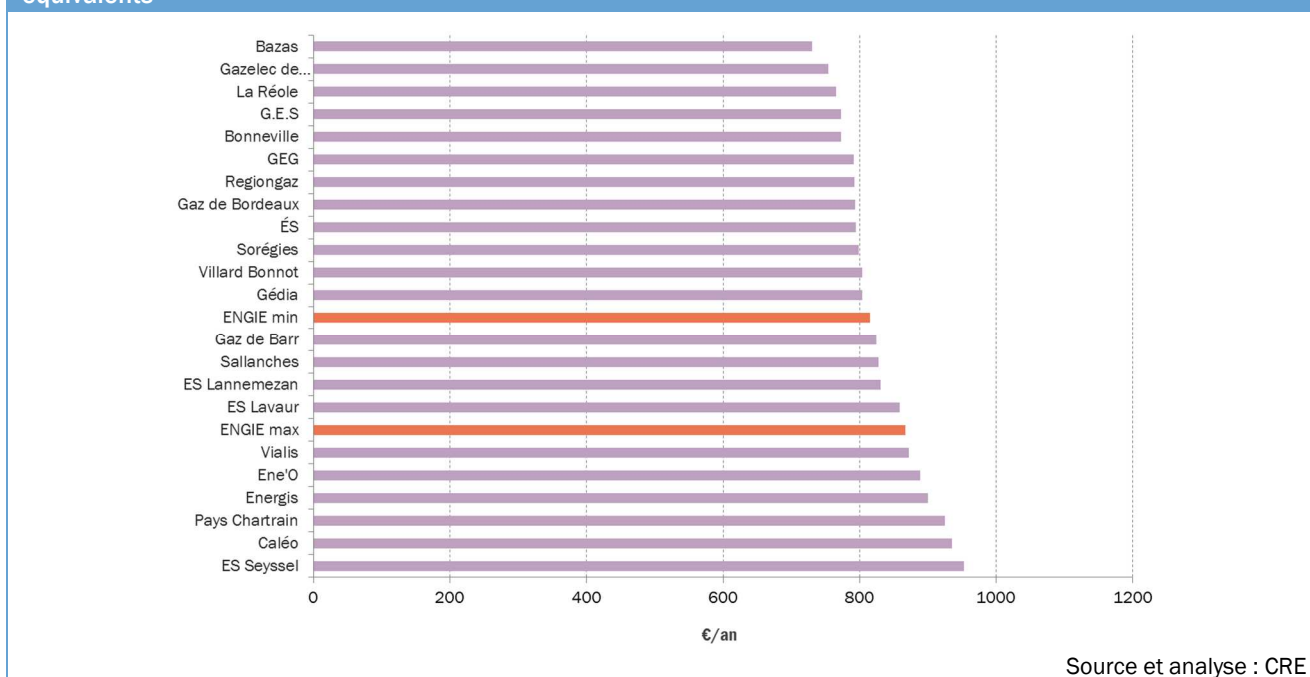
Figure 116 : Comparaison au 31 décembre 2016 des factures hors taxes et CTA d'un client se chauffant au gaz pour ENGIE (niveau de prix min et max) et les différentes entreprises locales de distribution en euros par an



La comparaison ci-dessus montre que la facture de gaz est plus élevée chez la plupart des ELD. Elles disposent en effet de conditions d’approvisionnement spécifiques. Elles disposent par ailleurs d’un tarif ATRD<sup>119</sup> spécifique et leur localisation géographique explique les charges spécifiques liées au transport de gaz.

La Figure 117 compare les factures hors taxes et CTA en tenant compte des écarts de coûts de distribution.

Figure 117 : Comparaison au 31 décembre 2016 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



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 731 et 953 euros par an.

#### 1.3.3.4 De plus en plus d'ELD s'approvisionnent en gaz sur le marché français ou à prix fixe

Un arrêté pris par les ministres en charge de l’énergie et de l’économie définit, pour chaque fournisseur historique, une formule d’évolution des coûts d’approvisionnement reflétant sa structure d’approvisionnement. Ces formules renvoient aux différentes stratégies adoptées par les fournisseurs historiques dont les coûts d’approvisionnement

<sup>119</sup> Tarification d’utilisation des réseaux de distribution en gaz (Accès des Tiers au Réseau de Distribution).

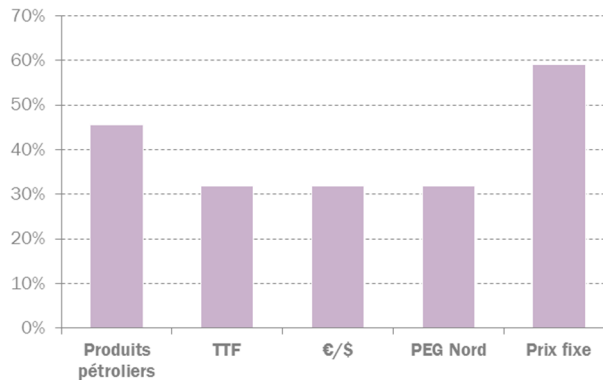


### SECTION 3 : LE FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE DÉTAIL

peuvent être indexés sur le prix d'un panier de produits pétroliers, le prix du gaz sur le marché de gros au Pays-Bas (indice TTF), le prix du gaz sur le marché de gros en France (indice PEG Nord) ou le taux de change euro/dollar. Par ailleurs, de plus en plus d'ELD choisissent de s'approvisionner à un prix fixe. Pour ces fournisseurs, le coût de leur approvisionnement est, au moins en partie, fixé pour une période donnée et ne dépend pas de l'évolution d'indices.

La Figure 118 représente le pourcentage d'ELD dont le coût d'approvisionnement est indexé sur les indices mentionnés plus haut.

Figure 118 : Pourcentages du nombre total d'ELD ayant choisi d'indexer le coût de leurs approvisionnements en gaz sur les différents indices en décembre 2016



Source et analyse : CRE

En 2016, 60 % des 22 ELD continuent de s'approvisionner à prix fixe, au moins pour une partie de leur volume. Parmi elles, huit s'approvisionnent à prix fixe pour la totalité de leurs volumes. Pour les clients de ces ELD, les barèmes des tarifs réglementés de vente demeurent inchangés jusqu'à la parution d'un nouvel arrêté tarifaire.

La part des ELD dont le coût d'approvisionnement est indexé, pour tout ou partie de leur approvisionnement, sur le prix d'un panier de produits pétroliers ou sur le prix du gaz sur le marché de gros au Pays Bas est en baisse en 2016 (respectivement -14 points et -9 points par rapport à 2015). Ces pourcentages s'expliquent notamment par un recours moins fréquent à une formule d'approvisionnement indexée sur une formule similaire à la formule tarifaire précédemment en vigueur pour les TRV d'ENGIE, laquelle contenait des indices relatifs au prix d'un panier de produits pétroliers, au prix du gaz naturel côté aux Pays-Bas au taux de change euro/dollar et, depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2015, le prix du gaz sur le marché de gros en France.

En revanche le nombre d'ELD ayant choisi une indexation au moins en partie sur le PEG nord continue de progresser pour atteindre 32 % des ELD fin 2016 (+9 points par rapport à 2015).

#### 1.3.4 La gestion de clients en contrat unique effectuée par les fournisseurs pour le compte des gestionnaires de réseaux de distribution (GRD)

En électricité comme en gaz naturel, les consommateurs peuvent conclure avec leur fournisseur un contrat unique incluant la fourniture et l'accès aux réseaux publics de distribution, qui dispense le consommateur de conclure et de gérer lui-même un contrat d'accès au réseau avec le GRD. A ce titre, le fournisseur gère pour le compte du GRD une partie de sa relation contractuelle portant sur des services tels que la gestion des dossiers des utilisateurs, la souscription et la modification des formules ou options tarifaires, l'accueil téléphonique ou encore la facturation. Or cette gestion a un coût, qui n'était pas explicitement prévu auparavant par les contrats conclus entre les GRD et les fournisseurs. Le fournisseur était, le cas échéant, rémunéré par le consommateur via la part fourniture de la facture pour l'ensemble des activités réalisées pour son compte et pour celui du GRD.

En conséquence de la décision du conseil d'Etat du 13 juillet 2016 relative à l'électricité et d'une saisine du comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDs) à la suite de l'arrêt du 2 juin 2016 de la cour d'appel de Paris concernant le gaz naturel, la CRE a engagé des travaux sur les coûts de la gestion des clients en contrat unique effectuée par les fournisseurs pour le compte des GRD. L'objet de ces travaux était de fixer un cadre aux contreparties versées aux fournisseurs pour la gestion de clientèle qu'ils effectuent pour le compte des GRD de gaz naturel et d'électricité. A l'issue de ces travaux, la CRE a publié le 26 octobre 2017 quatre délibérations. Les deux premières définissent, pour chaque énergie, une composante d'accès aux réseaux publics de distribution pour la gestion de clients en contrat unique. Les deux autres portent modification du TURPE et des tarifs péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel (ATRD) afin de prévoir la couverture des charges correspondantes.

## SECTION 3 : LE FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE DÉTAIL

### 1.3.4.1 Le montant de la composante d'accès aux réseaux publics de distribution pour la gestion de clients en contrat unique

La CRE a défini, dans chaque énergie, une composante d'accès aux réseaux publics de distribution pour la gestion de clients en contrat unique, qui se traduit par une contrepartie versée par le GRD au fournisseur. Les montants fixés par la CRE s'appuient sur les coûts d'un fournisseur normalement efficace, sans dépasser les coûts évités par les GRD, qui confient la réalisation d'une partie de la gestion des clients aux fournisseurs. Elle est applicable à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2018 à l'ensemble des clients en contrat unique pour tous les gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité et de gaz.

Les niveaux retenus pour cette composante sont les suivants :

- En électricité : 156 € en HTA, 78 € en BT > 36 kVA et 6,8 € en BT ≤ 36 kVA ;
- En gaz naturel : 91 € par an pour les points de livraison bénéficiant des options tarifaires T3, T4 et TP et de 8,1 €/an pour ceux bénéficiant des options T1 et T2 ou ne disposant pas de compteur individuel.

Les niveaux de référence retenus correspondent au niveau d'efficacité d'un fournisseur alternatif actif sur un seul marché (i.e. actif uniquement en électricité ou en gaz, soit sur le seul marché de masse soit sur le seul marché d'affaires) et disposant d'une part de marché de 10 %. En pratique, ce niveau d'efficacité peut être atteint avec des parts de marché moindres, si le fournisseur mène d'autres activités de gestion de clientèle.

Toutefois, pour le marché de masse (clients en BT ≤ 36 kVA en électricité et clients bénéficiant des options tarifaires T1 et T2 en gaz) la CRE a considéré qu'il était pertinent, à titre transitoire, de différencier le niveau des composantes selon qu'elles sont versées au titre de la gestion des clients au TRV ou des clients en offre de marché. Pour les clients au TRV, le niveau des composantes applicables en électricité et en gaz prend en compte une réduction proportionnelle à l'avantage que constitue le faible taux de contact des clients au TRV. En effet, leur « passivité » relative est une caractéristique de ces clients, dont les fournisseurs de TRV ont hérité du monopole historique et qui constitue pour eux une source d'économies sans lien avec leur efficacité propre.

Ainsi, pour l'année 2018 et jusqu'au 31 juillet 2019 pour l'électricité (respectivement 30 juin 2019 pour le gaz), le niveau de composante applicable aux points de livraison au TRV sera de 4,5 € en électricité et de 5,5 € en gaz (au lieu de 6,8 € et 8,1 € pour les offres de marché respectivement en électricité et en gaz). Le niveau de cette composante pour les sites au TRV va converger progressivement vers le niveau de la composante applicable aux sites en offre de marché. Ces mesures transitoires seront appliquées jusqu'au 31 juillet 2022 en électricité et jusqu'au 30 juin 2022 en gaz. La CRE réexaminera en tant que de besoin la pertinence et les niveaux de cette mesure transitoire.

### 1.3.4.2 La prise en compte de cette composante dans les tarifs d'accès au réseau d'électricité et de gaz naturel

Si le versement par le GRD d'une contrepartie contribue à réduire les coûts commerciaux du fournisseur qui la perçoit, les coûts correspondants pour un GRD doivent aussi être couverts par les tarifs de réseaux. Ces tarifs augmentent donc en raison de cette contrepartie versée aux fournisseurs à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2018. Au 1<sup>er</sup> janvier 2018, la composante annuelle de gestion du TURPE en électricité et la part fixe (abonnement) de l'ATRD de l'ensemble des GRD en gaz évoluent comme suit :

#### Electricité

Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur	Evolution de la composante de gestion du TURPE en électricité (€/an)
BT ≤ 36 kVA	+4,86
BT > 36 kVA	+78,00
HTA	+156,00

#### Gaz naturel

Option tarifaire	Evolution de la part abonnement de l'ATRD de GRDF (€/an)
T1, T2	+ 6,84
T3, T4, TP	+ 90,96

Ces composantes seront revues chaque année, à l'occasion de l'évolution annuelle du TURPE HTA-BT au 1<sup>er</sup> août et de l'évolution annuelle des tarifs ATRD au 1<sup>er</sup> juillet, pour tenir compte de l'évolution de la part des clients en offre de marché et au TRV sur la zone de desserte historique d'Enedis et de GRDF et en fonction de valeurs de référence.

### 1.3.4.3 Quel impact pour les consommateurs ?

L'augmentation des tarifs de réseaux, nécessaire pour assurer la couverture des charges correspondantes, est en moyenne compensée par la contrepartie financière versée aux fournisseurs. Cette augmentation sera donc, en moyenne, sans conséquence sur la facture du consommateur.

## SECTION 3 : LE FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE DÉTAIL

Sur le marché de masse, la différenciation du niveau de la composante de gestion entre les sites en offre de marché et aux TRV, introduite à titre transitoire, conduit en pratique à accroître l'espace économique des fournisseurs alternatifs et des fournisseurs historiques pour leurs offres de marché.

Les tarifs réglementés, répercutant à la fois la hausse du TURPE et la baisse des coûts commerciaux liée au versement du GRD, devraient augmenter suite à cette évolution. Une première estimation de l'impact sur le niveau des TRV serait de 0,36 € par an en électricité et de 1,34 € par an en gaz naturel.

En ce qui concerne les offres de marché, la hausse des tarifs de réseau est inférieure à la rémunération versée aux fournisseurs. L'espace économique des fournisseurs sur les offres de marché est augmenté, une fois l'évolution répercutée dans les TRV, de 2,3€/an en électricité et de 2,6€/an en gaz naturel.

En considérant que le fournisseur applique l'augmentation de la composante annuelle de gestion du TURPE et de la part abonnement des tarifs ATRD, liée à cette contrepartie financière, et répercute la baisse de ses coûts commerciaux sur le prix de ses offres de marché, dans la part abonnement, l'impact sur la facture TTC d'un consommateur type « HPHC » en électricité est de l'ordre de -0,15 % et de -0,12 % en gaz naturel pour un client type « chauffage »<sup>120</sup>.

En revanche, si le fournisseur applique l'augmentation de la composante annuelle de gestion du TURPE sans répercuter la baisse de ses coûts commerciaux, la facture du client type « HPHC » augmente de +6,5 €TTC, soit une hausse de +0,5 % environ<sup>121</sup>. En gaz, l'impact de la hausse de la part abonnement du tarif ATRD sur la facture annuelle TTC du client type « chauffage » est alors de plus de 7,2€TTC<sup>122</sup>, ce qui représente environ +0,7 % de la facture annuelle TTC.

### 1.4 L'avenir des tarifs réglementés de vente de gaz

Saisi par l'Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (ANODE), le Conseil d'Etat a annulé, par une décision en date du 19 juillet 2017, le décret n° 2013-400 du 16 mai 2013 relatif aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel.

L'ANODE demandait l'annulation pour excès de pouvoir du décret n° 2013-400 du 16 mai 2013 modifiant le décret n° 2009-1603 du 18 décembre 2009 relatif aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel. L'ANODE soutenait que les articles L. 445-1 à L. 445-4 du code de l'énergie, pour l'application desquels le décret attaqué avait été pris, méconnaissaient notamment les objectifs de la directive 2009/73/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant les règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel.

Par une première décision du 15 décembre 2014, le Conseil d'État avait sursis à statuer sur cette affaire et posé à la Cour de justice de l'Union européenne (CJUE) plusieurs questions préjudicielles relatives à l'étendue des exigences imposées par le droit de l'Union européenne pour la réalisation d'un marché du gaz concurrentiel. En substance, le Conseil d'État demandait si le régime français des tarifs réglementés de gaz naturel, confié aux seuls fournisseurs historiques, constituait une entrave à la réalisation du marché du gaz naturel concurrentiel et, dans l'hypothèse où il serait répondu positivement à cette question, à l'aune de quels critères la compatibilité d'une telle intervention avec la directive 2009/73/CE devait être appréciée.

En réponse à ces questions, la CJUE a jugé dans une décision du 7 septembre 2016 (affaire C-121/15) que l'intervention d'un Etat membre consistant à imposer à certains fournisseurs de proposer au consommateur final la fourniture de gaz naturel à des tarifs réglementés constituait, par sa nature même, une entrave à la réalisation d'un marché du gaz naturel concurrentiel. Toutefois, selon la CJUE, une telle entrave pouvait être admise dans le cadre de la directive 2009/73/CE, sous réserve de trois conditions cumulatives :

- la poursuite d'un objectif d'intérêt économique général ;
- le respect du principe de proportionnalité ;
- l'imposition d'obligations de service public clairement définies, transparentes, non discriminatoires et contrôlables et la garantie d'un égal accès des entreprises de gaz de l'Union européenne aux consommateurs.

La CJUE a notamment considéré que la sécurité d'approvisionnement et la cohésion territoriale, constituent des objectifs d'intérêt économique général pouvant justifier une intervention de l'État dans la fixation des prix du gaz, sous réserve que toutes les autres conditions que cette directive prévoit soient remplies. Tout en renvoyant au Conseil d'Etat le soin d'apprécier si ces conditions étaient remplies, elle a néanmoins émis des doutes sur la proportionnalité et le caractère non-discriminatoire de la réglementation française.

<sup>120</sup> Estimations réalisées à partir d'une facture annuelle TTC de 1362 € en électricité et de 1079€TTC en gaz naturel (correspondant aux factures annuelles au TRV de ces deux clients-type au 1<sup>er</sup> octobre 2017).

<sup>121</sup> L'augmentation de 4,86€ de la composante annuelle de gestion entraîne une hausse de 1,31 € de la CTA (qui s'élève à 27,04 % de la partie fixe du tarif d'acheminement). La TVA réduite à 5,5 % s'applique sur la part abonnement et la CTA.

<sup>122</sup> La hausse de la CTA n'est ici pas prise en compte car celle-ci varie d'un fournisseur à l'autre selon les coûts d'acheminement supportés par le fournisseur. L'impact sur la facture TTC, CTA incluse, sera donc plus importante.



## SECTION 3 : LE FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE DÉTAIL

Tirant les conséquences de cette décision de la CJUE, le Conseil d'État a estimé que : « *L'entrave à la réalisation d'un marché du gaz naturel concurrentiel que constitue la réglementation tarifaire contestée ne poursuit aucun objectif d'intérêt économique général. Dès lors, les dispositions législatives du code de l'énergie contestées sont incompatibles avec les objectifs poursuivis par la directive 2009/73/CE* ». Il a par conséquent prononcé l'annulation du décret du 16 mai 2013 relatif aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel.

S'agissant des effets dans le temps de cette annulation, le Conseil d'Etat a estimé, « *Eu égard aux incertitudes graves qu'une annulation rétroactive ferait naître sur la situation contractuelle passée de plusieurs millions de consommateurs et de la nécessité impérieuse de prévenir l'atteinte au principe de sécurité juridique qui en résulterait* », à titre exceptionnel, que les effets produits pour le passé par le décret du 16 mai 2013 devaient être regardés comme définitifs.

Les dispositions du décret du 16 mai 2013 ayant été codifiées par le décret n° 2015-1823 du 30 décembre 2015 relatif à la codification de la partie réglementaire du code de l'énergie, et les nouvelles dispositions du code de l'énergie ne faisant pas l'objet du recours contentieux de l'ANODE, la réglementation relative aux tarifs réglementés de gaz figurant aux articles R. 445-1 à R. 445-7 du code de l'énergie n'a pas été annulée par le Conseil d'État dans sa décision du 19 juillet 2017.

## 2. PRATIQUES DE PRIX DES FOURNISSEURS

### 2.1 Pratiques de prix d'ENGIE et décision de l'autorité de la concurrence

#### 2.1.1 La saisine de l'Autorité de la concurrence par Direct Energie en date du 13 octobre 2015

Le 13 octobre 2015, l'Autorité de la concurrence a reçu une saisine de Direct Energie relative à des pratiques mises en œuvre par ENGIE concernant notamment la fixation des prix de ses offres de marché. Direct Energie soutient en substance qu'après avoir refusé l'accès aux informations contenues dans sa base de clients aux TRV, ENGIE aurait modifié ses pratiques afin de faire basculer des clients aux TRV en offre de marché, en utilisant les avantages que lui procure sa mission de service public. Direct Energie reproche notamment à ENGIE de proposer des offres de marché à des prix nettement inférieurs aux TRV, qui sont pourtant réputés orientés vers les coûts.

Dans sa saisine au fond, Direct Energie soutient qu'ENGIE :

- pratique sur le segment de la fourniture de gaz naturel aux clients résidentiels à prix de marché une politique tarifaire ciblée de prix bas, à des niveaux inférieurs aux TRV ;
- subventionne la promotion de ses offres de marché : si les TRV ne donnent lieu à aucune promotion et sont même marginalisés dans ses campagnes, ils supportent toutefois une large part des coûts de commercialisation, alors que ceux-ci bénéficient à ses offres de marché ;
- offre des remises fidélisantes auprès des copropriétés résidentielles dans le cadre des contrats Fideloconso ;
- propose, dans le cadre d'appels d'offres lancés par des clients professionnels (collectivités territoriales, copropriétés résidentielles, etc.) des tarifs de fourniture de gaz naturel non répliquables par ses concurrents, lui permettant ainsi de remporter la très grande majorité des appels d'offres et de conserver ses clients auparavant aux TRV.

La société Direct Energie a assorti sa saisine au fond d'une demande de mesures conservatoires, justifiée par le fait que :

- s'agissant des clients résidentiels, la Cour de justice de l'Union européenne allait se prononcer sur la conformité des TRV au droit de l'Union et que la conversion rapide par ENGIE des clients aux TRV en offre de marché serait susceptible de priver une éventuelle décision de suppression des TRV de tout effet. De plus, ENGIE développerait auprès des copropriétés des pratiques visant à verrouiller ce marché.
- s'agissant des clients professionnels, en dépit des mesures conservatoires prononcées par l'Autorité de la concurrence en septembre 2014, ENGIE serait en situation de convertir ceux pour qui les TRV disparaissent en leur proposant des offres à des tarifs que les opérateurs alternatifs ne peuvent concurrencer.

Par décision 16-MC-01 du 2 mai 2016, l'Autorité de la concurrence a imposé à ENGIE, en urgence et à titre conservatoire, de respecter différentes mesures afin que les prix de ses offres reflètent mieux la réalité de ses coûts. Au vu des éléments du dossier connus à la date de cette décision, l'Autorité de la concurrence a considéré qu'ENGIE avait fixé les prix de ses offres de marché individualisées, c'est-à-dire hors catalogue, réservées aux entreprises, sans tenir compte de ses coûts réels, au risque de mettre en place des prix prédateurs ou d'éviction

Concernant les offres catalogues destinées à la clientèle résidentielle et non résidentielle, l'Autorité de la concurrence a considéré qu'elles étaient susceptibles de se situer en « zone grise », c'est-à-dire de ne pas couvrir les coûts à long terme. L'Autorité a jugé qu'il était nécessaire de poursuivre l'instruction au fond afin de déterminer si les prix pratiqués étaient effectivement susceptibles d'être qualifiés de prix d'éviction ou de prix prédateurs.

## SECTION 3 : LE FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE DÉTAIL

### 2.1.2 Le test de marché lancé par l'Autorité de la concurrence

A la suite de la décision de mesures conservatoires, ENGIE s'est rapprochée des services d'instruction de l'Autorité de la concurrence afin d'envisager le traitement de l'affaire au fond par la voie d'une procédure d'engagements.

Le 22 mars 2017, l'Autorité de la concurrence a publié la proposition d'engagements transmise par ENGIE pour répondre aux problèmes de concurrence qu'elle avait identifiés dans le cadre de l'instruction au fond du dossier, et a soumis ses propositions à consultation en lançant un test de marché. Les acteurs de marché ont eu jusqu'au 24 avril 2017 pour faire part de leurs observations sur ces engagements.

Les préoccupations de concurrence exprimées par l'Autorité de la concurrence portent sur les pratiques tarifaires d'ENGIE sur l'ensemble des segments de clientèle et sur les clauses de durée et de sorties des contrats conclus avec les copropriétés.

### 2.1.3 La proposition d'engagements d'ENGIE

ENGIE a proposé une série d'engagements relatifs au niveau de prix de ses offres de marché destinées aux clients résidentiels et non résidentiels, d'une part, et des engagements concernant les contrats destinés aux copropriétés, d'autre part. Ils visent à :

- renforcer la fiabilité des analyses de rentabilité d'ENGIE, en mettant en place des analyses *ex ante* et *ex post* identifiant le coût évitable moyen et le coût incrémental moyen sur les différents segments de clientèle et catégories d'offres ;
- fixer le prix des offres de marché d'ENGIE à un niveau supérieur à son coût évitable moyen (voir partie 2.2.2.3) , tel qu'identifié dans ses analyses de rentabilité *ex ante* ;
- renforcer le suivi de la politique de prix d'ENGIE en mettant en place un processus de contrôle interne de ses prix avec, notamment, une validation par une personne d'encadrement habilitée en cas de prix inférieur au coût marginal moyen de long terme (CMMLT, voir partie 2.2.2.2 ) et la prise en considération dans les futures analyses *ex ante* des enseignements résultant des analyses *ex post* ;
- renforcer la sensibilisation du personnel d'ENGIE aux pratiques tarifaires susceptibles de constituer des pratiques abusives (formation et engagement à respecter le droit de la concurrence).

ENGIE s'engage à mettre en œuvre ces mesures dans un délai de trois mois à compter de la décision de l'Autorité, à l'exception des formations destinées aux personnes concernées par la politique tarifaire d'Engie mais non habilitées à valider un prix inférieur au CMMLT, qui pourront être réalisées dans les six mois suivants la décision.

ENGIE propose de mettre en œuvre ses engagements relatifs aux offres de marché proposées aux clients non résidentiels pendant une durée de trois ans à compter de la notification de la décision de l'Autorité. Concernant les clients résidentiels, ENGIE propose de retenir une durée de cinq ans ou la date de suppression des TRV si celle-ci intervient avant l'expiration du délai de 5 ans.

ENGIE propose enfin de désigner un mandataire indépendant, qui fera rapport à l'Autorité de la concurrence, pour contrôler la bonne mise en œuvre des engagements.

### 2.1.4 Décision de l'Autorité de la Concurrence

Après avoir pris connaissance des résultats du test de marché, ENGIE a communiqué aux services d'instruction de l'Autorité de la Concurrence, le 29 juin 2017, une nouvelle version de ses engagements, qui a été examinée lors de la séance du 5 juillet 2017. Une dernière version de ces engagements, modifiée afin de tenir compte des discussions intervenues en séance, a été transmise à l'Autorité le 13 juillet 2017. Les modifications portent principalement sur le périmètre d'analyse de rentabilité des offres, les informations susceptibles d'être demandées par le mandataire et la suppression de la référence à la fin des TRV concernant la durée d'engagement en matière tarifaire.

Dans une décision 17-D-16 du 7 septembre 2017, l'Autorité de la Concurrence a considéré que les engagements d'ENGIE en matière tarifaire, dans leur version finale du 13 juillet 2017, étaient de nature à garantir que l'entreprise mettra effectivement en place un processus interne pérenne et complet permettant de déterminer et de vérifier la rentabilité de ses offres de marché, en partant d'une structure de coûts pertinente et vérifiable, dans le respect des principes établis du droit de la concurrence.

## 2.2 Surveillance des pratiques de prix par la CRE

### 2.2.1 Missions de la CRE et cadre d'examen des pratiques des opérateurs

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*

## SECTION 3 : LE FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE DÉTAIL

*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). Le cas échéant, les agents de la CRE habilités à cet effet par le Président de la CRE peuvent procéder à des enquêtes, accéder aux locaux des opérateurs et recueillir sur place tous les éléments utiles à l'accomplissement de leurs missions.

Le rôle de la CRE, en tant que régulateur sectoriel, s'inscrit donc à la fois dans une démarche de régulation *ex ante* visant à améliorer le fonctionnement des marchés de l'énergie, notamment par ses recommandations, et dans une intervention *ex post* qui vise à mettre fin aux pratiques portant atteinte au bon fonctionnement du marché, et peut aboutir à une procédure de sanction devant le comité de règlement des différends et des sanctions de la CRE ou les autres autorités compétentes.

La compétence de la CRE s'articule notamment avec celle de l'Autorité de la concurrence dont relèvent, en application des articles L. 420-1 et suivant du code de commerce, le contrôle et la sanction des pratiques anticoncurrentielles. L'article L. 134-16 du code de l'énergie dispose que le Président de la CRE saisit l'Autorité de la concurrence des abus de position dominante et des pratiques entravant le libre exercice de la concurrence dont il a connaissance dans les secteurs de l'électricité et du gaz naturel, le cas échéant dans le cadre d'une procédure d'urgence. Il peut également la saisir pour avis de toute question relevant de sa compétence. L'Autorité de la concurrence communique quant à elle à la CRE toute saisine entrant dans le champ de compétence de celle-ci, et peut également la saisir pour avis de toute question relative aux secteurs de l'électricité et du gaz naturel.

De même, la CRE est susceptible de saisir la Direction Générale de la Concurrence, de la Consommation et de la Répression des Fraudes des pratiques susceptibles de relever de sa compétence. L'articulation entre les missions de ces autorités est de nature à protéger les consommateurs.

### 2.2.2 Méthodologie de surveillance des marchés de détail en termes de pratiques de prix

#### 2.2.2.1 Pratiques d'éviction par les prix mises en œuvre par des entreprises dominantes

Le Conseil de la concurrence a rappelé que « *la prédation peut être définie comme la pratique par laquelle une entreprise en position dominante fixe ses prix à un niveau tel qu'elle subit des pertes ou renonce à des profits à court terme dans le but d'évincer ou de discipliner un ou plusieurs concurrents, ou encore de rendre plus difficile l'entrée de futurs compétiteurs sur le marché, afin ultérieurement de remonter ses prix pour récupérer ses pertes* »<sup>123</sup>.

Pour déterminer si un concurrent hypothétique aussi efficace que l'entreprise dominante risque de se voir évincer par une telle pratique, il convient alors d'examiner si l'entreprise dominante pratique des prix inférieurs aux coûts. Dans ce contexte, plusieurs définitions des coûts peuvent être utilisées.

#### 2.2.2.2 Coût Moyen Marginal de Long Terme (CMMLT)

Selon la Commission européenne, « *Le coût marginal moyen à long terme (CMMLT) est la moyenne de tous les coûts (variables et fixes) qu'une entreprise supporte pour fabriquer un produit déterminé* »<sup>124</sup>.

Le CMMLT constitue le coût nécessaire pour fournir un incrément prédéfini, c'est-à-dire le coût à long terme (aucune période temporelle d'exercice n'est à définir) d'ajouter un service, produit ou nouvel élément de réseau :

- Il correspond à la différence entre le coût total de l'entreprise et le coût total lorsqu'elle ne produit pas l'incrément en question, tous les autres produits restant au même niveau de production.
- Il inclut tous les coûts sensibles au volume et les coûts fixes directement attribuables à la production du volume total du produit considéré, ainsi que l'augmentation des coûts communs attribuables à l'activité.<sup>125</sup>

Une définition des conditions initiales dans lesquelles on se place est importante : les coûts pris en compte ne seront pas les mêmes, par exemple ; si l'on a un produit A au départ et qu'on étudie l'ajout des produits B et C ou qu'on a A et B au départ et qu'on ajoute C.

De plus la définition de l'incrément a une influence majeure sur le calcul. Le produit dont on veut mesurer le coût doit donc être défini précisément. Dans certains cas, l'incrément sera défini comme l'unité de production marginale,

<sup>123</sup> Conseil de la concurrence, décision n° 07-D-09 du 14 mars 2007 relative à des pratiques mises en œuvre par le laboratoire GlaxoSmith-Kline France.

<sup>124</sup> Orientations sur les priorités retenues par la Commission pour l'application de l'article 82 du traité CE aux pratiques d'éviction abusives des entreprises dominantes, 2009

<sup>125</sup> Case COMP/38.784 – Wanadoo España vs. Telefónica, paragraphe 319

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

alors que dans d'autres cas, notamment pour fixer des limites de prix dans le secteur des télécommunications, l'incrément sera une catégorie de fourniture. Par exemple, dans le secteur des télécommunications, l'incrément peut être constitué par les services proposés à partir de la boucle locale, que ce soit par l'opérateur historique ou les alternatifs. Pour les postes, cela peut être la livraison des colis au-dessus d'une certaine taille<sup>126</sup>. Dans la décision Telefónica<sup>127</sup>, l'entreprise supporte des coûts dus à ses activités sur le marché de détail, coûts que l'opérateur ne subirait pas s'il ne vendait que sur le marché de gros. L'incrément est donc ici l'ensemble des offres ADSL sur le marché de détail.

#### Entreprise mono-produit

LE CMMLT et le coût total moyen (CTM)<sup>128</sup> sont identiques pour une entreprise mono-produit. « Le CMMLT et le coût total moyen (CTM) sont de bons indicateurs l'un de l'autre; ils sont identiques dans le cas des entreprises qui ne fabriquent qu'un seul produit »<sup>129</sup>

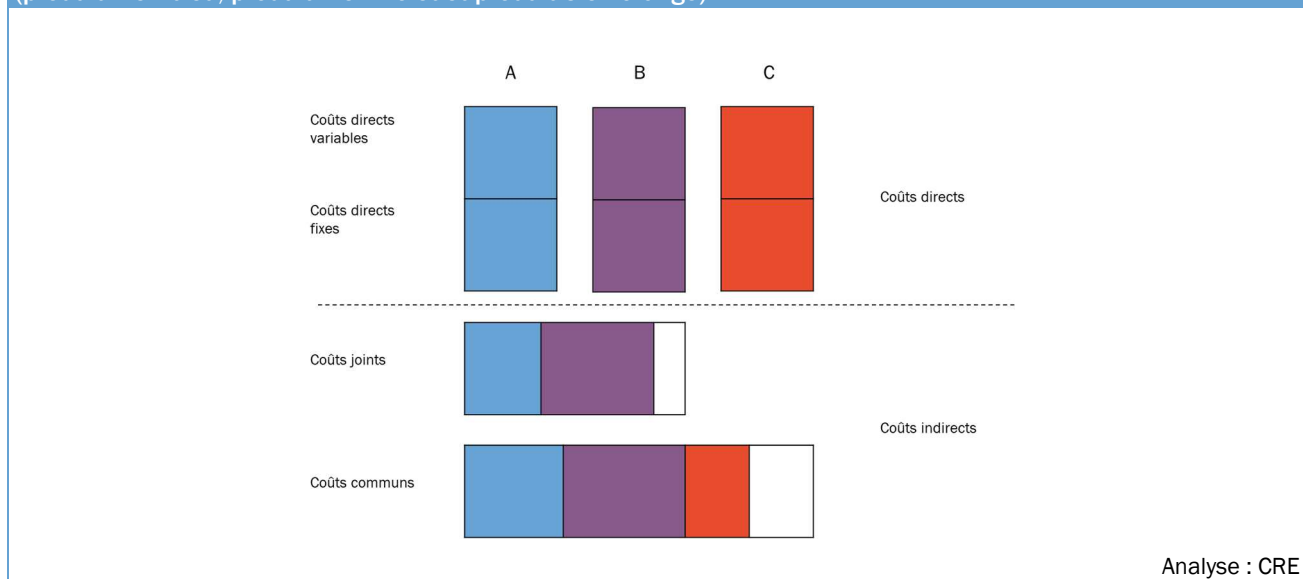
#### Entreprise multi-produits

Le CMMLT s'obtient en attribuant à chacun des produits les coûts directs qui leur sont propres. Puis en analysant la part des coûts incrémentaux parmi les coûts joints/communs qui sont imputables à l'incrément.

Le fait que des coûts soient communs à plusieurs produits ne signifie pas que le CMMLT dû à cette activité soit nul pour un produit pris individuellement. Il doit être décidé si un tel coût commun aurait été supporté, en totalité ou en partie, si l'entreprise avait décidé de ne pas fournir le produit en question. En d'autres termes, si une proportion des coûts communs aurait été évitée, cette proportion est incrémentale et rentre donc dans le CMMLT. Il est précisé dans la décision Telefónica que le simple fait qu'un coût soit commun ne signifie pas que le CMMLT associé est nul sur ce poste, en particulier pour les éléments dont la capacité est progressivement adaptée à court et moyen terme à la demande des services partageant ce coût<sup>130</sup>. L'exemple de la Commission européenne donné dans l'affaire Telefonica est simple à appréhender.

Prenons le cas d'un supermarché qui commercialise 2 catégories de produits, des livres et des disques. Si le magasin avait décidé de commercialiser uniquement des livres, certains coûts communs seraient encore engagés (comme la rémunération du directeur général) mais d'autres auraient été réduits en proportion du volume de disques (par exemple, la surface du magasin aurait été inférieure, de même que le nombre de caisses, etc.) En d'autres termes, si une proportion du coût commun est évitable, cette proportion est incrémentale.

Figure 119 Identification des coûts marginaux de long terme dans la structure d'une entreprise multi-produits (produit A en bleu, produit B en violet et produit C en orange)



<sup>126</sup> Implementation of the LRAIC in the Postal Sector in the UK, Europe Economics, 2010

<sup>127</sup> Décision de la Commission européenne du 4 juillet 2007 (COMP/38.784 – Wanadoo España vs. Telefonica) : Le 11 juillet 2003, Wanadoo España a adressé une plainte à la Commission européenne alléguant que Telefónica comprimait les marges sur les marchés espagnols de l'accès à l'internet à large bande

<sup>128</sup> Coût total des quantités produites moyenné par la quantité totale de produits vendus. Dans le cas d'entreprise multi produit, des clés d'affectation sont utilisées pour répartir les coûts indirects.

<sup>129</sup> Orientations sur les priorités retenues par la Commission pour l'application de l'article 82 du traité CE aux pratiques d'éviction abusives des entreprises dominantes, 2009

<sup>130</sup> Case COMP/38.784 – Wanadoo España vs. Telefónica, paragraphe 320

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

Lorsqu'une partie des coûts n'est couverte par aucun CMMLT, il s'agit des « vrais » coûts communs ». Néanmoins « Lorsque ces derniers sont élevés, il peut être nécessaire de les prendre en considération afin d'apprécier la capacité d'évincer des concurrents aussi efficaces »<sup>131</sup>. Dans ce cas, le CMMLT est parfois appelé LRAIC+ (Long Run Average Incremental Cost) pour indiquer qu'il prend en compte tous les coûts.

#### 2.2.2.3 Coût Évitable Moyen (CEM)

Le CEM est défini par la Commission européenne comme « la moyenne des coûts qui auraient pu être évités si l'entreprise n'avait pas produit une unité (supplémentaire), en l'occurrence celle qui aurait fait l'objet d'un comportement abusif. Dans la plupart des cas, le coût évitable moyen et le coût variable moyen (CVM)<sup>132</sup> seront identiques, car ce ne sont souvent que les coûts variables qui peuvent être évités »<sup>133</sup>.

L'utilisation du terme 'une unité' employé par la Commission européenne semble faire référence à l'émission d'un seul produit, la CEM renverrait alors au coût marginal et le terme moyen n'aurait pas de sens. La définition suivante figure dans la version anglaise de la communication de la Commission européenne qui est plus éclairante sur ce point : "Average avoidable cost is the average of the costs that could have been avoided if the company had not produced a discrete amount of (extra) output, in this case the amount allegedly the subject of abusive conduct". Il s'agit donc bien d'un ensemble d'unités.

Le CEM inclut, en sus du CVM, les coûts fixes qui auraient été engagés pour les besoins de la production additionnelle. Selon la Commission européenne, « toutefois, lorsque le CVM et le CEM diffèrent, ce dernier reflète mieux un éventuel sacrifice: par exemple, si l'entreprise dominante devait développer ses capacités afin de pouvoir adopter un comportement prédateur, les coûts irrécupérables liés à cette capacité supplémentaire devraient être pris en considération aux fins de l'examen des pertes supportées par cette entreprise. Ces coûts seraient reflétés par le CEM, non par le CVM »<sup>134</sup>.

En second lieu, la Commission européenne écrit, pour distinguer le CEM du CMMLT, que :

« Le CMMLT est généralement supérieur au CEM parce que, contrairement au CEM (qui ne comprend que les coûts fixes supportés pendant la période examinée), il inclut les coûts fixes propres au produit supportés **pendant** la période d'exercice des pratiques abusives présumées. »

Cette phrase semble gommer toute différence entre le CEM et le CMMLT. Il pourrait n'en aller différemment que si la « période examinée » et la « période d'exercice » étaient conceptuellement distinctes. Or, la communication n'indique nullement quelle serait la différence entre ces deux périodes.

La version anglaise est plus claire « LRAIC<sup>135</sup> is usually above AAC<sup>136</sup> because, in contrast to AAC (which only includes fixed costs if incurred during the period under examination), LRAIC includes product specific fixed costs made **before** the period in which allegedly abusive conduct took place ». Le CEM, contrairement au CMMLT, n'inclut pas les coûts fixes, propres à l'incrément en question, engagés avant la période d'exercice des pratiques abusives présumées.

La détermination d'un CEM passe donc nécessairement par :

- la définition d'une période au cours de laquelle une stratégie de prédation est examinée afin d'évaluer le caractère évitable ou non des différents coûts,
- la définition d'un ensemble d'unités supplémentaires.

<sup>131</sup> Orientations sur les priorités retenues par la Commission pour l'application de l'article 82 du traité CE aux pratiques d'éviction abusives des entreprises dominantes, 2009

<sup>132</sup> Coût variant en fonction des quantités produites moyenné par la quantité totale de produits vendus

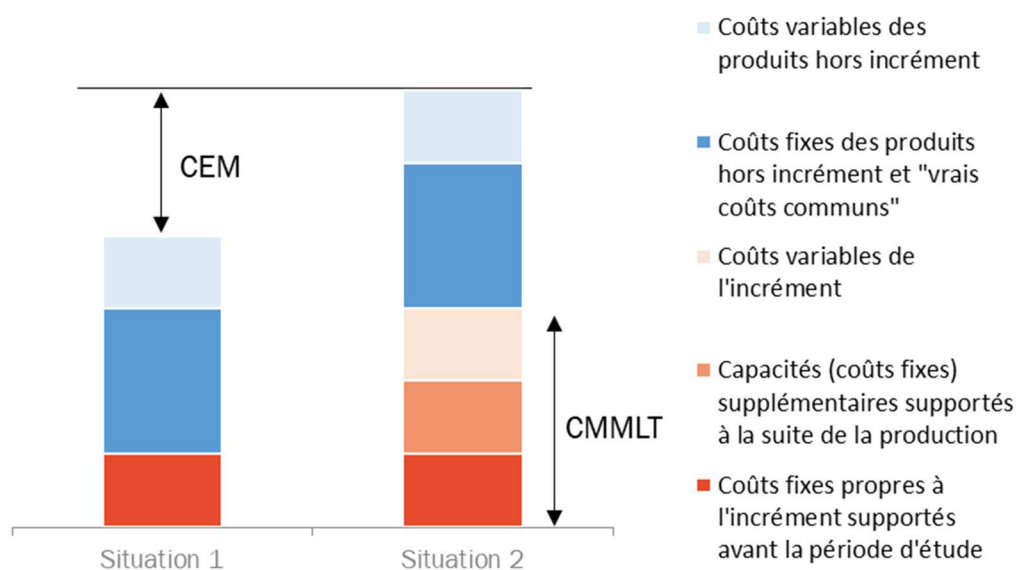
<sup>133</sup> Orientations sur les priorités retenues par la Commission pour l'application de l'article 82 du traité CE aux pratiques d'éviction abusives des entreprises dominantes, 2009

<sup>134</sup> Ibid.

<sup>135</sup> LRAIC : Long Run Average Incremental Cost (CMMLT en français)

<sup>136</sup> AAC : Average Avoidable Cost (CEM en français)

Figure 120 Illustration du principe de calcul du Coût Évitable Moyen



Situation 1 : Coût de l'entreprise avant la période au cours de laquelle une stratégie de prédation est examinée.

Situation 2 : Coût de l'entreprise pendant la période au cours de laquelle une stratégie de prédation est examinée en supposant que les unités faisant l'objet d'un comportement abusif sont produites. L'augmentation des coûts fixes illustre l'augmentation de capacité nécessaire à la production d'unités supplémentaires.

Analyse : CRE

#### 2.2.2.4 Prix prédateur : Choix de la référence au regard des orientations publiées par la Commission européenne et de la jurisprudence de l'Autorité de la concurrence

L'Autorité de la concurrence s'est basée<sup>137</sup> sur les orientations de la Commission européenne pour les définitions de coût à considérer dans le cas de prix prédateurs<sup>138</sup>. Au paragraphe 148 de sa décision n° 16-MC-01 du 2 mai 2016 relative à une demande de mesures conservatoires présentée par Direct Energie dans le secteur de l'énergie, l'Autorité de la concurrence propose un test à deux lames, identique à celui de la jurisprudence *Akzo*<sup>139</sup>, mais en considérant le coût évitable moyen et le coût moyen marginal à long terme.

Les caractéristiques du test sont les suivantes :

**Zone blanche** : lorsque les prix pratiqués par l'entreprise en position dominante sont supérieurs aux coûts totaux moyens ; le CMMLT peut être un substitut adéquat au standard de coût total moyen dans l'hypothèse d'une entreprise multi-produits ; la pratique peut être présumée licite. Le prix couvre en effet le coût à long terme, de sorte que l'entreprise dont on examine le coût peut être profitable.

**Zone noire (ou rouge)** : lorsque les prix pratiqués par l'entreprise en position dominante sont inférieurs à la moyenne des coûts évitables (CEM), la pratique peut être présumée abusive. En effet, le prix ne couvre pas le CEM, c'est-à-dire le coût à court terme, de sorte que l'entreprise dont on examine le coût subit une perte supplémentaire pour toute vente ;

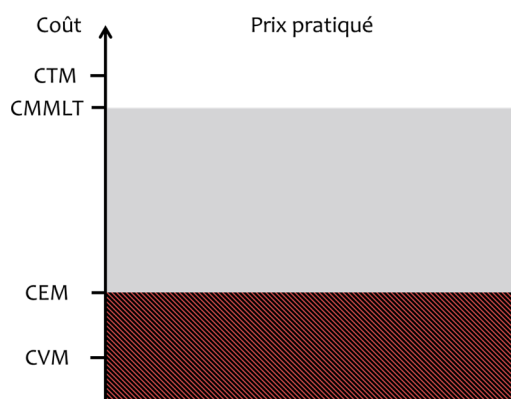
**Zone grise** : lorsque les prix sont inférieurs au standard de coût à long terme (CMMLT) mais supérieurs au standard de coût à court terme (CEM en principe), la pratique doit être considérée comme abusive s'il peut être prouvé soit que les prix sont fixés dans le cadre d'un plan ayant pour but d'éliminer un ou des concurrent(s), soit que les prix sont susceptibles de provoquer des effets, potentiels ou réels, d'éviction. Cette preuve peut être apportée, notamment mais non exclusivement, à partir d'éléments de preuve documentaire attestant une stratégie anticoncurrentielle de la part de l'entreprise dominante (prédation).

<sup>137</sup> Décision 16-MC-01, paragraphe 148

<sup>138</sup> *Orientations sur les priorités retenues par la Commission pour l'application de l'article 82 du traité CE aux pratiques d'éviction abusives des entreprises dominantes*, 2009

<sup>139</sup> CJCE affaire C 62/86, *Akzo/Commission*, Recueil 1991, p. I-3359

Figure 121 Détermination des zones dites "grise" et "noire" (ou rouge) au sens de la Commission européenne en fonction des différents types de coûts



Analyse : CRE

### 2.2.2.5 Subvention croisée

L'Autorité de la concurrence a considéré de façon constante qu'était susceptible de constituer un abus, le fait, pour une entreprise disposant d'un monopole légal, c'est-à-dire d'un monopole dont l'acquisition n'a supposé aucune dépense et est insusceptible d'être contesté, d'utiliser tout ou partie de l'excédent de ressources que lui procure son activité sous monopole pour subventionner une offre présentée sur un marché concurrentiel lorsque la subvention est utilisée pour pratiquer des prix prédateurs ou lorsqu'elle a conditionné une pratique commerciale, qui sans être prédatrice, a entraîné une perturbation durable du marché qui n'aurait pas eu lieu sans elle<sup>140</sup>.

Par elle-même et indépendamment de telles pratiques, une subvention croisée, par sa durée, sa pérennité et son importance, peut avoir un effet potentiellement négatif sur la concurrence, car la mise à disposition de moyens tirés de l'activité de monopole pour le développement d'activités relevant du champ concurrentiel sans contreparties financières est équivalente à l'octroi de subventions susceptibles d'être qualifiées d'aides d'Etat, voire de pratiques anticoncurrentielles, en ce qu'elles peuvent aboutir, à long terme, à éliminer du marché tous les concurrents ne disposant pas d'avantages analogues. L'Autorité de la concurrence a donc exigé l'élaboration d'une comptabilité analytique reflétant de façon satisfaisante la vérité des coûts afin de permettre un contrôle a posteriori.<sup>141</sup>

La matérialisation de cet abus peut se refléter au sens de l'Autorité de la Concurrence par un prix pratiqué en dessous du **CMMLT** mais au-dessus du **CEM** : « la pratique doit être considérée comme abusive s'il peut être prouvé soit que les prix sont fixés dans le cadre d'un plan ayant pour but d'éliminer un ou des concurrent(s), soit que les prix sont susceptibles de provoquer des effets, potentiels ou réels, d'éviction. Cette preuve peut être apportée [...] à partir de l'existence d'un subventionnement croisé, en ce qu'il atteste que l'entreprise en position dominante est en mesure de conserver sur une longue période des prix inférieurs à ses coûts à long terme et par conséquent d'exclure ses concurrents (prédation ou effet d'éviction) »<sup>142</sup>

### 2.2.2.6 Notion de sacrifice

Dans certains cas, un test de coût ne permet pas d'apprécier la notion de sacrifice sous-jacente à une pratique de prédation. Dans sa Communication du 24 février 2009, la Commission européenne confirme que différents tests peuvent être pertinents pour démontrer l'existence ou non d'un sacrifice selon le contexte.

Ainsi, « la notion de sacrifice ne couvre cependant pas uniquement l'application de prix inférieurs au coût évitable moyen (...). Une estimation de coût basée sur le coût direct de production (tel qu'il apparaît dans les comptes de l'entreprise) peut ne pas refléter adéquatement l'existence ou l'absence de sacrifice (...).

Toujours, selon la Commission européenne, « Afin de démontrer l'existence d'une stratégie prédatrice, il peut être examiné si les agissements prédateurs présumés ont conduit à court terme à des recettes nettes inférieures à celles à celles auxquelles on aurait pu s'attendre si un autre comportement, raisonnable, avait été adopté, c'est-à-

<sup>140</sup> Décision n° 00-D-47 du 22 novembre 2000 relative aux pratiques mises en œuvre par EDF et sa filiale Citelum sur le marché de l'éclairage public ; Avis n° 03-A-12 du 15 juillet 2003 relatif à une demande d'avis du tribunal de commerce de Versailles concernant une plainte déposée par la SA Usines Merger à l'encontre des sociétés Giat Industries, Gitech SA, Foc Transmissions et CMD ; avis n° 04-A-13 du 12 juillet 2004, relatif à la mise en place du Service Emploi-Entreprise

<sup>141</sup> Autorité de la concurrence, Guide d'évaluation de l'impact concurrentiel de projets de textes normatifs, §148 visant les avis et décisions suivantes sur ce point : Avis n° 96-A-10 du 25 juin 1996 relatif à une demande d'avis de l'Association française des banques concernant le fonctionnement des services financiers de La Poste au regard du droit de la concurrence ; avis précité n° 99-A-11 ; voir également la décision validant des engagements de mise en place d'une comptabilité analytique et de rapport régulier à l'Autorité de la concurrence (décision n° 12-D-04 du 23 janvier 2012 relative à des pratiques mises en œuvre dans le secteur de la fourniture d'informations météorologiques aux professionnels)

<sup>142</sup> Décision 16-MC-01, paragraphe 148

## SECTION 3 : LE FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE DÉTAIL

*dire si l'entreprise dominante a subi une perte qui aurait pu être évitée* ». La Commission indique enfin que le comportement potentiellement prédateur de l'entreprise dominante doit être comparé « *aux autres comportements économiquement rationnels et viables qui, eu égard aux conditions de marché et aux réalités commerciales auxquelles se trouve confrontée l'entreprise dominante* » qui pourraient raisonnablement être plus rentables.

### 2.2.2.7 Prix abusivement bas

L'article L. 420-5 du Code de commerce prohibe les « *offres de prix ou pratiques de prix de vente aux consommateurs abusivement bas par rapport aux coûts de production, de transformation et de commercialisation, dès lors que ces offres ou pratiques ont pour objet ou peuvent avoir pour effet d'éliminer d'un marché ou d'empêcher d'accéder à un marché une entreprise ou l'un de ses produits [...]* ».

L'application de l'article L.420-5 ne suppose pas que l'entreprise concernée détienne une position dominante « *[...] à la différence des dispositions de l'article L. 420-2 dont relèvent les pratiques de prix prédateurs mises en œuvre par une entreprise en position dominante* »<sup>143</sup>.

Ainsi que le Conseil de la concurrence l'a rappelé dans une décision n° 06-D-23 du 21 juillet 2006<sup>144</sup>, « *la qualification de prix abusivement bas suppose la réunion de trois conditions cumulatives :*

- *en premier lieu, le prix en question doit être un prix de vente au consommateur;*
- *en deuxième lieu, le niveau de prix proposé doit être insuffisant au regard des coûts de production, de transformation et de commercialisation [...];*
- *en troisième lieu, le prix pratiqué doit traduire une volonté d'éviction ou bien comporter une potentialité d'éviction du concurrent ou du produit concurrent [...]*».

En application des dispositions de l'article L. 420-5 du code de commerce et de la pratique décisionnelle du Conseil de la concurrence puis de l'Autorité de la concurrence, la pratique de vente à un prix inférieur aux coûts n'est sanctionnée que lorsqu'elle a pour objet ou pour effet d'éliminer du marché ou d'empêcher d'accéder à un marché une entreprise ou l'un de ses produits.

Par conséquent, un prix abusivement bas n'est pas condamné en lui-même. Le Conseil de la concurrence a ainsi eu l'occasion de considérer qu' « *il est toujours loisible à un opérateur économique et souvent nécessaire à un nouvel entrant sur un marché de pratiquer, pour un bien ou service donné, un prix inférieur à son coût de revient* »<sup>145</sup>.

Afin de sanctionner cette pratique, il est nécessaire de prouver une volonté ou une potentialité d'éviction. Par exemple, dans sa décision n° 04-D-10 du 1<sup>er</sup> avril 2004<sup>146</sup>, le Conseil de la concurrence a considéré que pour qu'une stratégie de prédation puisse se développer, il fallait qu'elle soit pratiquée pendant un temps suffisamment long « *pour évincer les concurrents, dans l'espoir de récupérer les pertes subies en pratiquant des prix élevés une fois les concurrents sortis du marché* ». Le Conseil de la concurrence a ajouté que « *pour qu'une telle stratégie ait une chance d'être profitable, il faut, d'une part, que les concurrents ne puissent pas résister trop longtemps aux prix bas et décident de sortir assez vite du marché et d'autre part, qu'il existe des barrières à l'entrée substantielles sur le marché considéré, de manière à ce que les prix élevés pratiqués dans le futur n'induisent pas le retour des concurrents évincés ou l'entrée de nouveaux opérateurs* ».

### 2.2.2.8 Prix excessif

La pratique de prix prédateur est l'aspect le plus couramment évoqué lors de l'étude d'abus de position dominante d'une entreprise en situation de monopole ou quasi-monopole. Néanmoins, la CRE examine aussi les éventuelles pratiques de prix excessifs réalisées par l'entreprise dominante.

Au vu de la jurisprudence, il est difficile pour une autorité de concurrence de fixer le seuil de profit au-delà duquel le prix considéré n'est plus acceptable, la liberté de fixation des prix étant l'un des principes fondamentaux de l'économie de marché, dont le droit de la concurrence est l'une des composantes essentielles. La définition d'un prix excessif est d'autant plus difficile que les prix pratiqués le sont sur un marché sur lequel peu de nouvel entrant sont apparus.

Ainsi, selon l'Autorité, seul un prix « *manifestement* » trop élevé peut-être constitutif d'un abus : « *si les entreprises sont libres de fixer leurs prix comme elles l'entendent, un prix manifestement trop élevé pratiqué par une entreprise en position dominante peut constituer un abus d'exploitation de ladite position ; que pour qu'une telle pratique puisse être qualifiée d'abus, il faut, cependant, que le prix pratiqué, une fois son caractère manifestement élevé établi, trouve sa cause dans la position dominante* »<sup>147</sup> ; « *le Conseil de la concurrence peut, dans certaines circonstances, s'assurer [...] que les prix pratiqués par une entreprise en position dominante, et notamment par un monopole, ne sont pas manifestement excessifs ; qu'il en va notamment ainsi lorsqu'une entreprise détient un*

<sup>143</sup> Décision n° 04-D-10 du 1<sup>er</sup> avril 2004

<sup>144</sup> Décision n° 06-D-23 du 21 juillet 2006 relative à la situation de la concurrence dans les secteurs de l'édition cartographique et de l'information touristique, §93

<sup>145</sup> Décision n° 00-d-23 du 31 mai 2000 relative à des pratiques en matière d'honoraires mises en œuvre par le barreau de Bonneville

<sup>146</sup> Décision n° 04-D-10 du 1<sup>er</sup> avril 2004 relative à des pratiques de la société UGC-Ciné cité.

<sup>147</sup> Décision n° 01-D-70 du 24 octobre 2001 relative à des pratiques mises en œuvre dans le secteur de la mélasse et du rhum à La Réunion



## SECTION 3 : LE FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE DÉTAIL

monopole qu'aucune autre entreprise n'est susceptible de venir contester et que le Gouvernement n'a pas fixé les prix »<sup>148</sup>.

La jurisprudence européenne renvoie aussi à la recherche d'une disproportion entre la prestation fournie et la valeur économique de celle-ci. Nous pouvons notamment citer l'affaire « British Leyland » du 11 novembre 1986 : « *il y a exploitation abusive d'une position dominante lorsque l'entreprise bénéficiant d'une situation de monopole administratif exige, pour ses services, des redevances disproportionnées par rapport à la valeur économique de la prestation fournie* »<sup>149</sup>.

En tout état de cause, il apparaît qu'aucune grille d'analyse n'existe pour déterminer si une entreprise en position dominante pratique un prix excessif ou non. Rejoignant les analyses de l'Autorité de la concurrence, la CRE peut examiner de telles pratiques notamment par comparaison avec d'autres marchés semblables ou par une étude des marges d'exploitation et des bénéfices réalisés par l'entreprise en position dominante.

### 2.2.3 Grille d'analyse de la structure de coût applicable à un fournisseur de gaz naturel au détail

La CRE examine les pratiques de prix mises en œuvre au travers de grilles d'analyse, qu'elle dresse en interprétant les dispositions établies par l'Autorité de la concurrence et la Commission européenne. Cet examen ne préjuge ainsi en rien de la méthode retenue, le cas échéant, par l'autorité compétente, dans le cadre de l'instruction d'une pratique d'éviction fondée sur les prix.

Une grille d'analyse concernant les aspects concrets de l'application des notions de coûts définies précédemment est proposée ici pour l'activité de fourniture de gaz naturel au détail.

Eléments d'analyse de la structure de coût d'un fournisseur de gaz naturel			
Périmètre d'analyse	<p>Plusieurs périmètres peuvent être envisagés dans le cadre d'analyses d'offres de fournitures de gaz naturel :</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• un périmètre couvrant uniquement la fourniture d'une offre « catalogue » donnée ou d'une offre individualisée. Les hypothèses de coûts sous-jacentes aux offres « catalogue » n'étant pas constantes dans le temps, l'analyse d'une offre donnée fera obligatoirement référence à une période fixe durant laquelle l'offre a été proposée à souscription. ENGIE, dans ses engagements, a défini cette période comme étant un trimestre.</li><li>• si l'analyse n'est pas pertinente à l'échelle d'une seule offre, un périmètre couvrant la fourniture d'un ensemble d'offres, distinguant par exemple entre les offres « catalogue » et les offres individualisées. Une sous-segmentation des offres « catalogue » est possible entre clients résidentiels, non résidentiels et par volumes de vente (tranches de volume définissant, par exemple, les options tarifaires de raccordement au réseau public de distribution).</li></ul> <p>A titre d'exemple, la segmentation des offres « catalogues » dans le cadre des engagements finaux d'ENGIE distingue les clients résidentiels et non résidentiels répartis sur trois tranches de volumes (0-6 MWh, 6-30 MWh et 30-300 MWh). Concernant les offres individualisées, une subdivision entre les 10 plus importantes offres et le reste des offres individualisées a été proposée par ENGIE.</p>		
Horizon temporel <sup>150</sup>	<p>La décision de l'Autorité de la concurrence semble indiquer que l'horizon temporel à considérer pour déterminer le caractère évitable d'une brique de coût est de l'ordre de grandeur de la durée du contrat de fourniture. Dans le cas d'un ensemble d'offres, une moyenne pondérée par les volumes de la durée des différents contrats apparaît comme une solution pour estimer cet horizon temporel.</p>		
Coûts d'approvisionnement	<table border="1"><tr><td>CEM</td><td>L'approvisionnement étant par définition un coût variable, le CEM correspond ici au coût moyen de la molécule nécessaire à l'approvisionnement des offres sur la durée du contrat de fourniture. Dans le cas où l'entreprise ferait face à des coûts échoués d'approvisionnement, l'appréciation de la mise en œuvre d'une pratique abusive liée au coût d'approvisionnement pourrait s'appuyer sur le coût d'opportunité de vendre la quantité d'énergie visée sur le marché de gros et non pas sur le CEM (voir partie 2.2.2.6).</td></tr></table>	CEM	L'approvisionnement étant par définition un coût variable, le CEM correspond ici au coût moyen de la molécule nécessaire à l'approvisionnement des offres sur la durée du contrat de fourniture. Dans le cas où l'entreprise ferait face à des coûts échoués d'approvisionnement, l'appréciation de la mise en œuvre d'une pratique abusive liée au coût d'approvisionnement pourrait s'appuyer sur le coût d'opportunité de vendre la quantité d'énergie visée sur le marché de gros et non pas sur le CEM (voir partie 2.2.2.6).
CEM	L'approvisionnement étant par définition un coût variable, le CEM correspond ici au coût moyen de la molécule nécessaire à l'approvisionnement des offres sur la durée du contrat de fourniture. Dans le cas où l'entreprise ferait face à des coûts échoués d'approvisionnement, l'appréciation de la mise en œuvre d'une pratique abusive liée au coût d'approvisionnement pourrait s'appuyer sur le coût d'opportunité de vendre la quantité d'énergie visée sur le marché de gros et non pas sur le CEM (voir partie 2.2.2.6).		

<sup>148</sup> Décision n° 00-D-27 du 13 juin 2000 relative à une saisine de l'Union fédérale des consommateurs du Val d'Oise.

<sup>149</sup> CJCE, 11 novembre 1986, British Leyland Public Limited c/ Commission des communautés européennes.

<sup>150</sup> Horizon temporel définissant le caractère évitable de chacune des rubriques de coûts dans le calcul du CEM

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

	CMMLT	Idem CEM
Coûts de transport amont	CEM	Le coût de transport amont correspond aux capacités de transport à l'international, aux points d'interconnexion réseau, aux points d'interconnexion transport stockage, aux points d'interconnexion terminal méthanier et à la liaison Nord-Sud (sur le réseau géré par GRTgaz). <sup>151</sup> . Les produits associés à la commercialisation de ces capacités possèdent plusieurs maturités : pluri annuel, annuel, mensuel quotidien et intra quotidien. Le caractère évitable des coûts de capacité est donc évalué au cas par cas en fonction de l'horizon temporel, de la maturité et contraintes des produits choisis et des possibilités d'échanges et de cessions de capacité offertes par le marché.
	CMMLT	Le CMMLT comprend l'intégralité des coûts fixes et variables de capacité nécessaires aux transports de la molécule jusqu'aux points de livraison du transport aval. L'évaluation de la part fixe imputable au périmètre étudié peut reposer sur des clés de répartition basées, par exemple, sur les consommations.
Coûts de transport aval	CEM	Le coût de transport aval correspond aux capacités de transport aux points d'Interface Transport Distribution <sup>152</sup> , aux points d'Interconnexion Réseau Régional et aux points de livraison des industriels raccordés au réseau principal. Ce coût est directement lié aux volumes de gaz injectés et au nombre de point d'injection. Le coût du transport aval est donc entièrement considéré comme évitable.
	CMMLT	Idem CEM
Coûts de stockage	CEM	Le caractère évitable du stockage dépend de l'évolution du cadre législatif et réglementaire relatif aux obligations de stockage. Dans le cas où une obligation proportionnelle au portefeuille de clients serait retenue, le coût de stockage pourrait présenter un caractère évitable.
	CMMLT	La détermination du CMMLT relatif au stockage dépendra également de l'évolution de la réglementation. Un coût de stockage par profil de consommation pourrait être déterminé, selon la méthode décrite dans l'analyse détaillée des coûts des fournisseurs historiques <sup>153</sup> .
Coûts de distribution	CEM	Le coût de distribution correspond au coût d'acheminement du gaz sur les réseaux de distribution. Le coût de distribution est directement lié aux volumes de gaz injectés et au nombre de point de livraison. Le coût de distribution sera donc entièrement considéré comme évitable.
	CMMLT	Idem CEM
Coûts commerciaux	CEM	<p><u>Activité opérationnelle de ventes</u></p> <p>Les coûts directs de gestion d'un contrat de fourniture (édition des factures, courriers, encaissement, recouvrement...) doivent être regardés comme évitables.</p> <p>Le caractère évitable des activités de commercialisation des offres (regroupant notamment la promotion des ventes et la commercialisation sur appels) et la relation clientèle doit être étudié au cas par cas. Il est notamment vérifié l'existence d'une augmentation de charges consécutive au lancement ou à la préparation d'une offre.</p> <p><u>Coût liés aux ventes</u></p> <p>Les coûts directement liés aux ventes doivent être considérés comme évitables : irrécouvrables, remises commerciales, CEE, FSL, C3S, garanties d'origine dans le cas d'une offre verte...</p> <p>La valorisation des CEE « classique » et « précarité » devra faire l'objet d'analyses complémentaires pour déterminer quel niveau de coût doit être</p>

<sup>151</sup> Point d'Interconnexion Réseau : point contractuel à l'interface entre le GRT et un opérateur de transport adjacent. Point d'Interface Transport Stockage : point de livraison pour lequel le destinataire est l'opérateur du ou des stockage(s) situé(s) en aval dudit point. Point d'Interface Transport Terminal Méthanier : point d'entrée pour lequel l'opérateur amont est l'opérateur du ou des terminal(aux) méthanier(s) situé(s) en amont dudit point.

<sup>152</sup> Point d'Interface Transport Distribution : point de livraison pour lequel le destinataire est l'opérateur du réseau de distribution situé en aval du ditpoint. Point d'Interconnexion Réseau Régional : point de livraison situé sur le réseau de transport régional pour lequel le destinataire est l'opérateur du réseau de transport situé en aval dudit point.

<sup>153</sup> Analyse détaillée des coûts des fournisseurs historiques à prendre en compte dans les tarifs réglementés de gaz naturel au 1er juillet 2017, CRE

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

		retenu : coût d'obtention des CEE par l'entreprise ou coût d'opportunité de revente sur le marché.
	CMMLT	Le CMMLT se compose de l'ensemble des coûts incrémentaux relatifs à l'activité opérationnelle de vente, de gestion de l'approvisionnement, de gestion de l'accès aux infrastructures et des coûts liés aux ventes. La répartition des coûts incrémentaux indirects, notamment les charges de personnel, est basée sur des clés de répartition. Une attention particulière est portée sur les « vrais coûts communs », qui regroupent l'ensemble des coûts communs non incrémentaux, ne s'intégrant pas systématiquement au CMMLT.

#### 2.2.4 Grille d'analyse de la structure de coût applicable à un fournisseur d'électricité au détail

La CRE examine les pratiques de prix mises en œuvre au travers de grilles d'analyse, qu'elle dresse en interprétant les dispositions établies par l'Autorité de la concurrence et la Commission européenne. Cet examen ne préjuge ainsi en rien de la méthode retenue, le cas échéant, par l'autorité compétente, dans le cadre de l'instruction d'une pratique d'éviction fondée sur les prix.

Une grille d'analyse concernant les aspects concrets de l'application des notions de coûts définis précédemment est proposée ici pour l'activité de fourniture d'électricité au détail.

Eléments d'analyse de la structure de coût d'un fournisseur d'électricité		
Périmètre de coût <sup>154</sup>		<p>Plusieurs périmètres de coût peuvent être envisagés dans le cadre d'analyse d'offres de fournitures d'électricité de détail.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>D'une part, un périmètre, couvrant uniquement la fourniture d'une offre « catalogue » donnée ou d'une offre individualisée, peut être choisi. Les hypothèses de coûts sous-jacentes aux offres « catalogue » n'étant pas constantes dans le temps, l'analyse d'une offre donnée fera obligatoirement référence à une période fixe durant laquelle l'offre a été proposée à souscription.</li> <li>D'autre part, si un périmètre ne couvrant qu'une seule offre ne saurait être pertinent, l'étude d'un ensemble d'offre est possible. Une segmentation naturelle des offres, dans ce cas, est la distinction entre les offres « catalogue » et les offres individualisées. Une sous-segmentation des offres « catalogue » est possible par distinction entre clients résidentiels, petit professionnels, industriels ou par typologie de point de connexion<sup>155</sup>.</li> </ul> <p>Les offres individualisées peuvent être subdivisées en fonction des volumes en jeu. Une distinction entre client raccordé au réseau public de distribution ou au réseau de transport est envisageable.</p> <p>L'examen de la structure de coût peut évidemment se baser sur plusieurs périmètres : offre unique et ensemble d'offres.</p>
Horizon temporel <sup>156</sup>		<p>La décision de l'Autorité de la concurrence semble indiquer que l'horizon temporel à considérer pour déterminer le niveau d'évitabilité d'une brique de prix est d'un ordre de grandeur équivalent à la durée du contrat de fourniture associé à l'offre étudiée. Dans le cas d'un ensemble d'offre, une moyenne pondérée par les volumes de la durée des différents contrats apparaît comme une solution pour estimer cet horizon temporel.</p>
Coûts d'approvisionnement	CEM	<p>L'approvisionnement étant par définition un coût variable, le CEM correspond au coût moyen nécessaire à l'approvisionnement des offres sur la durée de contrat de fourniture. Dans le cas où l'entreprise ferait face à des coûts échoués d'approvisionnement, l'appréciation de la mise en œuvre d'une pratique abusive liée au coût d'approvisionnement pourrait s'appuyer sur le coût d'opportunité de vendre la quantité d'énergie visée sur le marché de gros et non pas sur le CEM (voir partie 2.2.2.6).</p>
	CMMLT	Idem CEM

<sup>154</sup> Périmètre de coût correspondant à l'incrément définissant le CEM et le CMMLT

<sup>155</sup> Le point de connexion de l'utilisateur correspond à la limite de propriété entre les ouvrages électriques de l'utilisateur et les ouvrages électriques du réseau public. Il est matérialisé par le type de contrat de raccordement, par la présence d'un instrument de mesure de la courbe de charge et par un couple tension/puissance.

<sup>156</sup> Horizon temporel définissant le niveau d'évitabilité de chacune des rubriques de coûts dans le calcul du CEM

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

Coût d'interconnexion	CEM	Depuis l'ouverture du marché européen de l'électricité, les interconnexions permettent à un fournisseur d'électricité de vendre une énergie provenant d'un autre pays de l'Union Européenne. Le volume de ces transits est cependant limité par les capacités des interconnexions de chaque réseau de transport national avec celui de ses voisins. Les produits associés à la commercialisation de ces capacités possèdent plusieurs maturités : pluri annuel, annuel, mensuel quotidien et intra quotidien. Le caractère évitable des coûts de capacités d'interconnexion est donc évalué au cas par cas en fonction de l'horizon temporel, de la maturité et contraintes des produits choisis et des possibilités d'échanges et de cessions de capacité offertes par le marché.
	CMMLT	Le CMMLT comprend l'intégralité des coûts fixes et variables de capacité d'interconnexion nécessaires aux transports de l'énergie jusqu'au réseau public de transport. L'évaluation de la part fixe imputable au périmètre étudié peut reposer sur des clés de répartition basées, par exemple, sur les consommations.
Coûts de transport et distribution	CEM	Dans le cadre d'un contrat unique <sup>157</sup> , l'acheminement est à la charge du fournisseur. Le TURPE est le tarif payé par tous les utilisateurs des réseaux publics de transport et de distribution et couvre les coûts de transport et de distribution. Ce coût est directement lié à l'énergie soutirée et au nombre de points de soutirage. Le coût de transport et de distribution est donc entièrement considéré comme évitable lorsque celui-ci est pris en charge par le fournisseur (i.e. hors CARD et CART).
	CMMLT	Idem CEM
Coûts commerciaux	CEM	<u>Activité opérationnelle de ventes</u> La partie des coûts commerciaux opérationnels directement liés à la gestion d'un contrat de fourniture doit être regardée comme évitable : édition des factures, courriers, encaissement, recouvrement, etc. Le caractère évitable des activités de commercialisation des offres (regroupant notamment la promotion des ventes et la commercialisation sur appels) et la relation clientèle doit être étudié au cas par cas. Il sera notamment vérifié l'existence d'une augmentation de charges consécutive au lancement ou à la préparation d'une offre. Cette hausse peut, à titre d'exemple, être induite par de nouvelles activités confiées à des intérimaires ou la mise en œuvre de moyens de commercialisation <i>ad hoc</i> . <u>Coût liés aux ventes</u> Les coûts directement liés aux ventes doivent être considérés comme évitables : irrécouvrables, remises commerciales, CEE, FSL, C3S, garantie d'origine si offre verte, garanties de capacité, etc. La valorisation des CEE « classique » et « précarité » et des garanties de capacité devra faire l'objet d'une étude particulière pour déterminer quel niveau de coût doit être retenu : coût d'obtention des CEE et garanties de capacité par l'entreprise ou coût d'opportunité de revente sur le marché.
	CMMLT	Le CMMLT se compose de l'ensemble des coûts incrémentaux relatifs à l'activité opérationnelle de ventes, de gestion de l'approvisionnement, de gestion de l'accès aux infrastructures et des coûts liés aux ventes. La répartition des coûts incrémentaux indirects, notamment les charges de personnel, est basée sur des clés de répartition. Une attention particulière sera portée sur les « vrais coûts communs » qui regroupent l'ensemble des coûts communs non incrémentaux, ne s'intégrant pas systématiquement au CMMLT.

<sup>157</sup> Il s'agit d'un contrat passé entre un consommateur et un fournisseur d'électricité. Ce contrat couvre à la fois l'acheminement et la fourniture d'électricité.

# ANNEXES

## 1. METHODOLOGIE DE CALCUL DU COUT DE LA CAPACITE RETENUE PAR LA CRE

### 1.1 Calcul du coût de la capacité associée à une courbe de charge

Pour le calcul du volume d'obligation et du coût associé à une courbe de charge, télérelevée ou profilée<sup>158</sup>, la CRE procède en deux étapes :

- Dans un premier temps, l'obligation de capacité associée à la courbe de charge télérelevée ou au profil du consommateur étudié<sup>159</sup> est déterminée en application des règles du mécanisme de capacité ;
- Puis le nombre de garanties de capacité correspondant est acheté, à un prix donné.

La CRE utilise une méthodologie similaire de calcul à celle présentée lors de sa proposition de tarifs réglementés de vente d'électricité du 13 juillet 2016, qui avait fait l'objet d'une consultation publique préalable des acteurs le 18 février 2016.

Le fait que, pour une année donnée, les jours PP1 ne peuvent être connus qu'ex post après réalisation des aléas, est incompatible avec la formulation d'un coût d'approvisionnement déterministe de la capacité. Pour surmonter cette difficulté, la CRE utilise, dans son calcul, une période PP1 normative fixée ex ante, qui intègre de façon statistique la probabilité d'occurrence des différents jours PP1. La période PP1 statistique utilisée dans l'outil de pricing développé par la CRE englobe les plages horaires PP1 de l'ensemble des jours éligibles PP1, auxquels sont affectés des coefficients de pondération mensuels qui représentent la proportion de jours PP1 qui tombent statistiquement sur chaque mois. Cette période PP1 statistique permet ainsi de calculer un coût prévisionnel déterministe de la capacité, qui reproduit en moyenne la réalisation des aléas d'année en année. Elle est connue ex ante et dépend uniquement du calendrier de l'année sur laquelle on le calcul est effectué.

Coefficients PP1 statistique (source RTE)	
Janvier	0,52941
Février	0,21176
Mars	0,02353
Novembre	0,01765
Décembre	0,21765

Afin de calculer la puissance de référence associée à la courbe de charge la CRE procède, dans un premier temps, au recalage de la courbe de charge prévisionnelle à température extrême de référence. Dans le cas d'une courbe de charge profilée, l'outil de pricing utilise les gradients<sup>160</sup> attachés au profil étudié, selon la méthodologie définie dans les règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'équilibre .

Les règles du mécanisme de capacité prévoient, par ailleurs, l'utilisation d'un coefficient de Calage des Gradients Profilés (CGP) en correction du gradient utilisé. Devant la complexité de la détermination de ce coefficient (qui ne peut être parfaitement calculé qu'à l'issue de l'année de livraison), la valeur de celui-ci est fixée à 1. Si les observations montrent que la valeur réelle de ce coefficient dévie significativement de l'unité, la CRE adaptera sa méthodologie.

Dans le cas d'une courbe de charge télérelevée, l'outil calcule le gradient de consommation par une régression linéaire de la puissance horaire en fonction de la température en dessous de 15 °C, puis applique ce gradient à la courbe de charge, dans le cas d'un client thermosensible.

La puissance de référence est alors calculée comme la moyenne pondérée sur la période PP1 statistique de la courbe de charge recalée à température extrême de référence.

L'obligation est alors obtenue à partir de la puissance de référence en multipliant celle-ci par le coefficient de sécurité (0,93 en 2017).

<sup>158</sup> La modulation de la consommation d'un profil est décrite par les coefficients de profils tel que définis dans les Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'Equilibre.

<sup>159</sup> Le calcul est opéré de manière indépendante sur chacun des sous-profils du profil étudié. Par exemple pour un client profilé selon le profil PRO2, l'obligation est déterminée de manière indépendante sur les sous-profils heures creuses et heures pleines.

<sup>160</sup> Le gradient de température décrit la variation de consommation d'un client profilé en fonction des variations de température. La définition du gradient de température est donnée dans les Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'Equilibre

Une fois l'obligation associée à la courbe de charge connue, l'outil calcule le coût d'approvisionnement en garanties de capacité pour acquérir un volume de garanties de capacité permettant de satisfaire cette obligation.

Pour cela, il valorise le volume d'obligation non couvert, le cas échéant, par les garanties de capacité associées à l'ARENH, à un prix de la capacité donné. L'hypothèse de prix peut être le prix de référence marché (« PRM ») défini par la CRE, une moyenne des prix observés sur les marchés organisés ou OTC de la capacité, ou encore même le prix de marché à une date fixée dans le cas d'une fourniture en back to back.

## 1.2 Détermination du volume de garanties de capacité associées à l'ARENH

Pour simuler la réduction de l'obligation de capacité liée à un approvisionnement avec un produit l'ARENH (dans le cas où un approvisionnement unique au marché n'est pas envisagé), il est nécessaire de calculer le volume de garanties de capacité associées à l'ARENH souscrit pour approvisionner le consommateur considéré. Ce droit ARENH est calculé en application de la méthodologie décrite dans le corpus réglementaire ARENH.

Pour l'année considérée, l'outil développé par la CRE recense toutes les heures ARENH et calcule sur celles-ci la moyenne de la courbe de charge prévisionnelle (CDCN), définie ici comme la courbe de charge étudiée à température normale. Cette moyenne est ensuite multipliée par le coefficient de bouclage<sup>161</sup> pour obtenir la quantité de produit souscrit Q :

$$Q = C_{\text{bouclage}} \times \frac{1}{N_{\text{heuresARENH}}} \sum_{h \in \{\text{heures ARENH}\}} CDCN(h)$$

En application de l'arrêté du 16 mai 2011, le produit ARENH est un ruban plat de puissance constante égale à la quantité de produit définie précédemment.

## 1.3 Calcul du coefficient de capacité associé à la courbe de charge

Le volume d'obligation  $Appro_{\text{capacité}}$  associé à la courbe de charge sur l'année est le suivant :

$$Appro_{\text{capacité}} = (Obligation - Q) \times (p_{\text{marché}} + \text{frais})$$

L'impact de la capacité (€/MWh) est obtenu en divisant le coût total capacitaire par la consommation totale de la courbe de charge prévisionnelle à température normale :

$$Coût_{\text{capacité}} = \frac{(Obligation - Q) \times (p_{\text{marché}} + \text{frais})}{\sum_h CDCN(h)}$$

La méthodologie affecte uniformément ce coût sur toutes les heures de l'année, ce qui, dans le cas des consommateurs profilés, se traduit par un coût de capacité unique affecté à chaque sous-profil.

Cette formule fait apparaître les « coefficients de capacité » (en kW/MWh) tels que ceux utilisés, en pratique, par les fournisseurs pour l'année 2017, qui s'expriment comme suit :

$$c_{\text{capacité}} = \frac{(Obligation - Q)}{\sum_h CDCN(h)}$$

Certains fournisseurs intègrent dans ces coefficients les frais associés à l'approvisionnement en capacité. Ces coefficients adaptés prennent alors la forme suivante :

$$c'_{\text{capacité}} = \frac{(Obligation - Q)}{\sum_h CDCN(h)} \times \left(1 + \frac{\text{frais}}{P_{\text{marché}}}\right)$$

<sup>161</sup> Arrêté du 17 mai 2011 relatif au calcul des droits à l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique

## 2. SENSIBILITE DES COEFFICIENTS DE CAPACITE DES PROFILS PROFESSIONNELS AUX HYPOTHESES DE CALCUL

Afin d'évaluer l'impact des hypothèses de calcul sur les coefficients de capacité, une étude de sensibilité est réalisée sur 3 paramètres distincts : la répartition des jours PP1, la prise en compte des frais dans les coefficients de capacité et la variation du coefficient CGP. Ces paramètres ont été identifiés par la CRE comme les principales sources de divergence entre les offres des différents fournisseurs.

### 2.1 Modification de répartition des jours PP1

La répartition des jours PP1 utilisée par la CRE dans le calcul des coefficients de capacité partie 1.1 et dans l'élaboration des TRV est basée sur un historique de RTE. Cette répartition statistique est établie sur des chroniques météorologiques historiques. Etant responsable de l'estimation de l'obligation qui sera générée par leurs clients, il appartient aux fournisseurs de construire la chronique de jours PP1 qui leur semble la plus pertinente correspondant à la méthode de tirage fixée par les règles du mécanisme de capacité. Il est ainsi possible pour un fournisseur d'utiliser une répartition statistique différente s'appuyant, par exemple, sur d'autres historiques météorologiques ou sur des critères qu'il considère pertinents pour la détermination *ex ante* de la répartition des jours PP1.

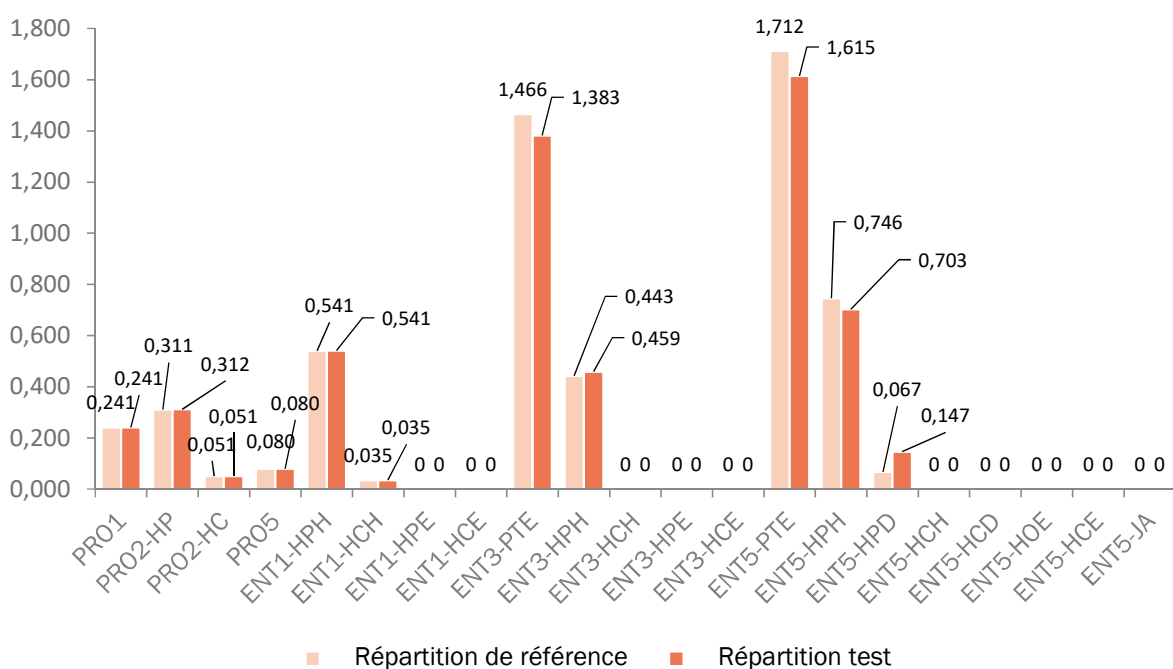
Pour l'étude de sensibilité nous considérerons, à titre d'exemple, deux répartitions statistiques de jours PP1, présentées dans le tableau suivant :

	Répartition de référence (CRE)	Répartition test
Janvier	53 %	44 %
Février	21 %	18 %
Mars	2 %	3 %
Novembre	2 %	6 %
Décembre	22 %	29 %

La répartition test, construite par la CRE, est représentative des variations qu'elle a pu observer dans l'éventail de données transmis par les fournisseurs lors des échanges. Cet exemple de répartition présente une concentration plus faible de jours PP1 en janvier et plus élevée en décembre et novembre, sans pour autant s'éloigner drastiquement de la répartition de référence.

Le graphique ci-dessous présente les coefficients de capacité déterminés selon la méthodologie de la CRE, en considérant un approvisionnement sans ARENH et sans prise en compte des frais, selon la répartition prévisionnelle de jours PP1 utilisée.

Figure 122 : Comparatif des coefficients de capacité par sous-profil selon la répartition des jours PP1 (kW/MWh)



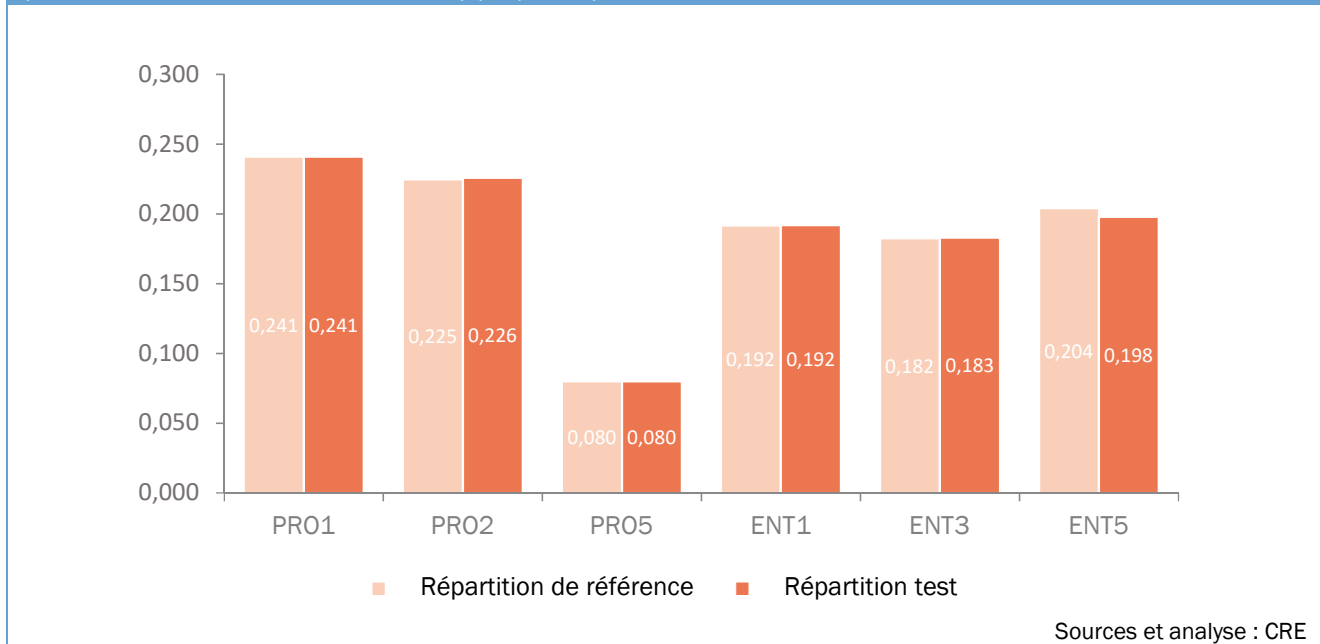
Sources et analyse : CRE

Par construction, la répartition des jours PP1 a peu d'impact sur les profils peu horosaisonnalisés où un seul poste englobe tout l'hiver (PRO1, PRO2, PRO5 et ENT1), ce que confirment ces résultats.

La différence est nettement plus marquée pour les profils incluant un poste pointe, ENT 5 et ENT 3. Sur ces profils, la seule différence de répartition des jours PP1 en hiver implique une modification des coefficients de pointe d'environ 6 % et de plus de 50 % pour le poste heure pleine demi-saison du profil ENT5.

Néanmoins, la hausse des coefficients de capacité hors pointe et compensée, en partie, par la baisse des coefficients de capacité sur les heures de pointe. En considérant une répartition moyenne, à l'échelle de la France, de la consommation entre les différents postes, il est possible de mesurer l'impact moyen du changement de répartition de jours PP1 sur une année calendaire.

Figure 123 : Comparatif des coefficients de capacité moyen par profil selon la répartition des jours PP1 (scénario de référence et scénario test) (kW/MWh)



Comme attendu et illustré par la figure ci-dessus, l'effet moyen d'une modification raisonnable de la répartition des jours PP1 en hiver a peu d'impact sur la répercussion moyenne de la capacité aux consommateurs profilés. Une légère différence apparaît pour le profil ENT5 où une baisse de 3 % du coefficient moyen de capacité est observée.

En conclusion, une modification non négligeable des coefficients de capacité peut être observée selon la répartition des jours PP1. Cet impact est plus limité, sur l'année, pour un consommateur dont la consommation est représentative de la moyenne française. Dans le cas d'un site ayant une consommation plus accentuée sur certains postes d'hiver la différence devrait être plus notable.

## 2.2 Inclusion des frais dans le coefficient de capacité

Ainsi qu'évoqué section 3 partie 1.1.2.2, la CRE a pu constater que certains fournisseurs incluent dans leurs coefficients de capacité des frais supplémentaires et primes de risque.

Afin d'évaluer l'ordre de grandeur de ces frais dans les coefficients, nous proposons de reprendre le calcul de coefficient majoré tel que décrit dans la méthodologie de la CRE paragraphe 1.3.

$$c'_{\text{capacité}} = \frac{(\text{Obligation} - Q)}{\sum_h \text{CDCN}(h)} \times \left(1 + \frac{\text{frais}}{P_{\text{marché}}}\right)$$

Les coefficients sont définis selon les hypothèses suivantes :

- Approvisionnement marché pur
- Répartition de jours PP1 de référence
- Frais et prix de capacité :

Frais (€/MW)	Calcul obligation GRD	4
--------------	-----------------------	---

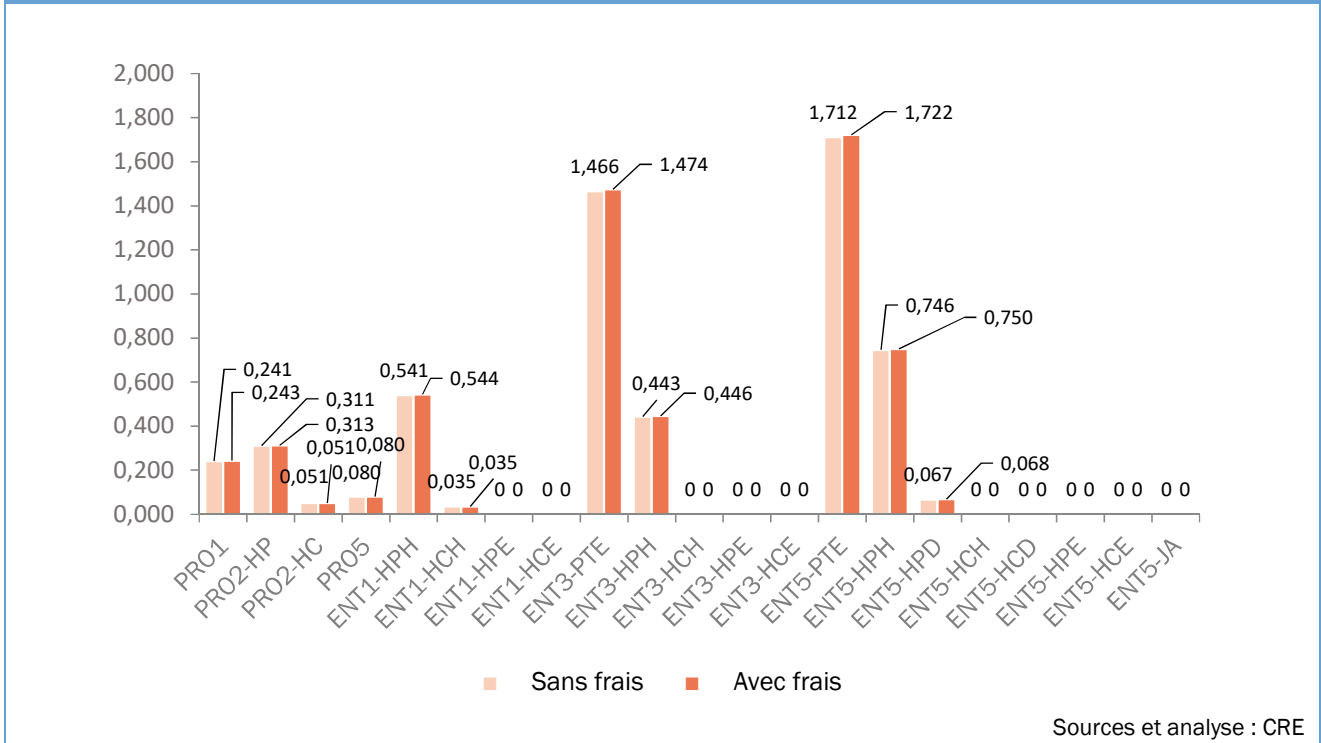


Calcul obligation GRT	7
Mouvement sur le registre des GC	10
Frais EPEX	30
Frais chambre de compensation	10
Total	61
<b>Prix capacité PRM (€/MW)</b>	<b>9999,8</b>

- Aucun frais de portage financier ni prime de risque sont considérés

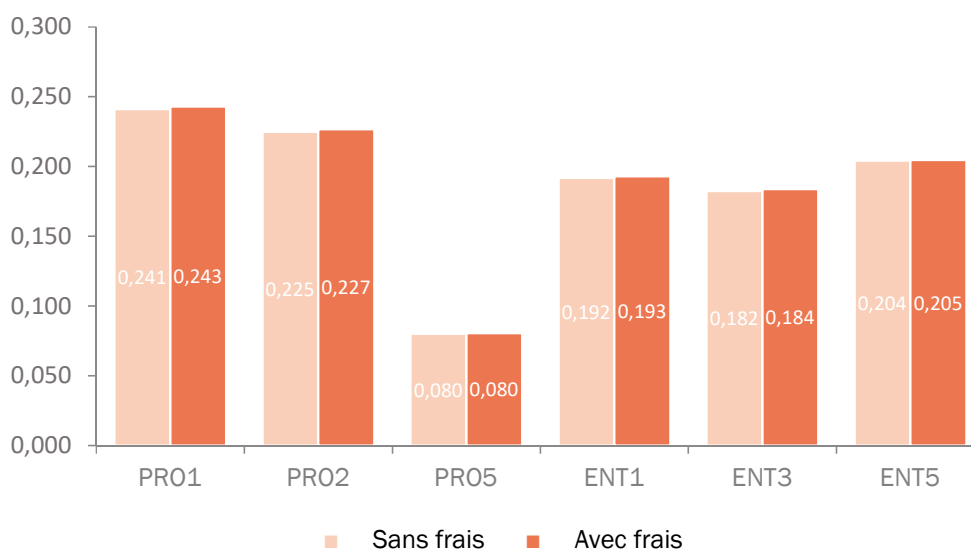
Ci-dessous sont donnés les coefficients de capacité horosaisonniers et moyens pour une répartition de consommation moyenne en France.

Figure 124 : Comparatif des coefficients de capacité par sous-profil selon l'inclusion ou non des frais (kW/MWh)



Sources et analyse : CRE

Figure 125 : Comparatif des coefficients de capacité moyen par profil selon l'inclusion ou non des frais (kW/MWh)



Sources et analyse : CRE

L'impact des frais liés au mécanisme de capacité est très faible lorsqu'il est distribué sur les coefficients de capacité. L'augmentation est inférieure à 1 %.

La faible ampleur de l'impact est dû à l'écart important entre la valeur de la capacité (10 000 €/MW) et celui des frais 61 €/MW.

Néanmoins, les mark-up de risque et le portage financier n'ont pas été inclus dans ce calcul. Or, au regard des premiers retours d'expérience, les mark-up de risque considérés par les fournisseurs sont bien supérieurs en proportion aux frais cités dans cette étude. La conclusion serait alors évidemment différente en les considérant.

### 2.3 Coefficient CGP

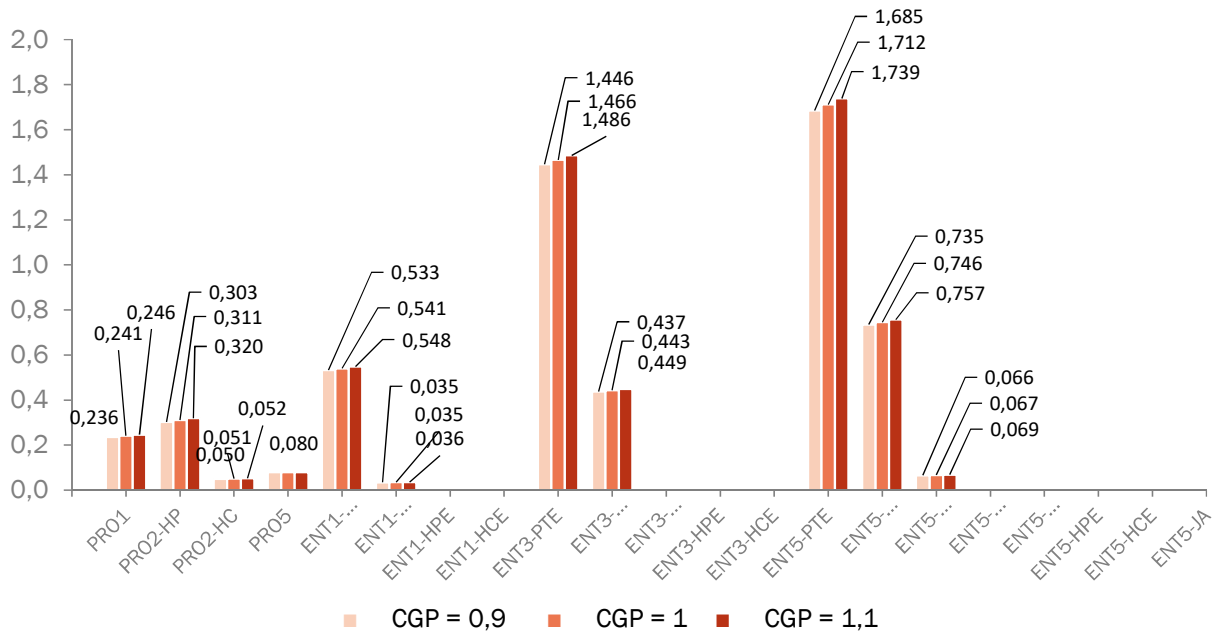
Le CGP, prévu par les règles du mécanisme de capacité, est censé refléter le recalage de la consommation à température extrême des sites profilés.

Par définition, le coefficient CGP ne peut être connu en amont d'une année de livraison. Une estimation du fournisseur est alors nécessaire pour évaluer l'obligation qui pèsera sur lui. Cette estimation a des conséquences directes sur les coefficients de capacité construits par les fournisseurs.

Défini comme le rapport du gradient total estimé *ex ante* et le gradient effectivement mesuré, le CGP devrait être proche de 1. Ainsi, afin de mener une analyse de sensibilité, les hypothèses d'un CGP de 0,9, 1 et 1,1 seront étudiées ici. Dans ses calculs, la CRE considère ce coefficient constant sur tous les jours PP1 et toutes les demi-heures.

L'impact sur les coefficients de capacité est illustré dans la figure ci-dessous dans le cas d'offres sans approvisionnement ARENH et sans prise en compte des frais.

Figure 126 : Comparatif des coefficients de capacité par sous-profil selon la valeur du coefficient CGP (kW/MWh)



Sources et analyse : CRE

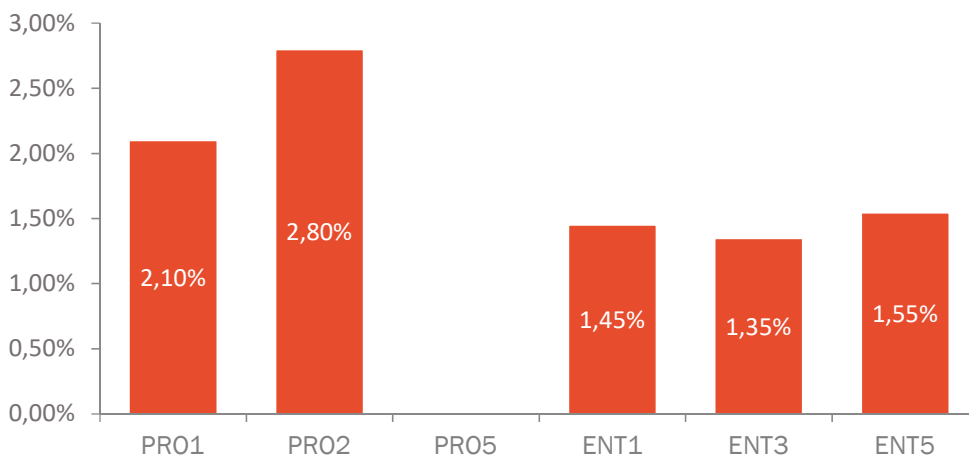
La variation du coefficient CGP se répercute sur tous les coefficients de capacité non nuls. Une augmentation significative du coefficient CGP implique une augmentation des coefficients de capacité.

Les profils comportant un gradient de température plus élevé, tels que les PRO1 et PRO2, voient leurs coefficients de capacité augmenter d'environ 2,5 % pour une variation du CGP de 0,1. L'augmentation pour les coefficients des sous-profils des ENT1, ENT3 et ENT5 n'est que de 1,5 % dans le même temps.

Le profil PRO5, profil plat et très peu thermosensible, n'est pas affecté par la variation du coefficient CGP.

Le graphique ci-dessous illustre l'impact d'une hausse de 10 % du CGP sur l'obligation annuelle de clients profilés en se basant sur la répartition moyenne France de la consommation entre postes horosaisonniers.

Figure 127 : Variation de l'obligation moyenne pour une hausse de 10 % du CGP



Sources et analyse : CRE

L'augmentation du coefficient CGP affectant de manière quasi-identique tous les coefficients de sous-profil d'un même profil, la variation du coefficient moyen est du même ordre, pour chacun des profils, que la variation des coefficients de capacité le composant.



## ANNEXES

La variation de l'obligation moyenne montre de nouveau l'impact plus fort de la variation du coefficient CGP sur les profils petits professionnels à forte thermosensibilité.

En pratique, il est difficile, à ce stade, de mesurer la variation moyenne du CGP et ainsi de l'ordre de grandeur de l'incertitude sur le volume d'obligation qu'elle induira.

Néanmoins, l'étude de sensibilité montre que l'aléa sur ce coefficient est une source non négligeable d'incertitude sur l'obligation. Cet aléa peut alors expliquer en partie les divergences de coefficient de capacité observées chez les fournisseurs (pour rappel, la CRE le considère égal à 1 dans ses estimations).

# LEXIQUE

**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.

**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 leur pertes d'acheter, auprès d'EDF, des volumes d'électricité produite par ses centrales nucléaires situées sur le territoire national et mises 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.

**CAR (consommation annuelle de référence) (G)** : 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 le gestionnaire de réseau.

**CARD (contrat d'accès au réseau de distribution) (E)** : 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) (E)** : 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.

**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 annuelle d'électricité (E)** : 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*.

**Contestabilité** : une offre est dite contestable si un fournisseur, compte tenu de ses coûts d'approvisionnement, est en mesure de proposer au même client un prix égal ou inférieur à celui de ladite offre.

**Contrat d'acheminement (G)** : 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).

**Contrat de gré à gré (également dit en OTC, « over-the-counter »)** : contrat d'approvisionnement conclu directement entre deux parties, sans passer par une bourse.

**CSPE (contribution au service public de l'électricité)** : taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité. La contribution au service public de l'électricité (CSPE), la contribution au tarif spécial de solidarité (CTSS) et la contribution biométhane ont été supprimées pour les consommations postérieures au 31 décembre 2015. Ces suppressions ont été compensées en 2016 par une redéfinition de la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE), renommée « contribution au service public de l'électricité », et une augmentation de la taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel (TICGN). Son produit est affecté au « budget général » de l'Etat.

**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.

**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.

**Démarchage net** : différence entre le nombre de clients entrant dans le portefeuille d'un fournisseur et le nombre de clients sortant de ce portefeuille (sans prise en compte des déménagements). Globalement, les flux liés au démarchage sont nuls.

**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.

**Expéditeur (G)** : 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.

**Fournisseur (E)** : 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.

**Fournisseur (G)** : 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.

**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. La notion de fournisseur historique utilisée dans le présent rapport recouvre :

**(E)** dans le cas de l'électricité, EDF et les ELD. Un fournisseur historique n'est pas considéré comme un fournisseur alternatif en dehors de sa zone de desserte historique. De même, un fournisseur historique est le seul fournisseur à pouvoir proposer le tarif réglementé sur sa zone de desserte historique.

**(G)** dans le cas du gaz naturel, ENGIE, Total, les ELD. Un fournisseur historique n'est pas considéré comme un fournisseur alternatif en dehors de sa zone de desserte historique. De même, un fournisseur historique est le seul fournisseur à pouvoir proposer le tarif réglementé sur sa zone de desserte historique.

**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.

**GO (garantie d'origine)** : document électronique attestant au consommateur final que tout ou partie de son électricité est d'origine renouvelable ou produite par cogénération. Délivrées aux producteurs proportionnellement à la quantité d'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables et de cogénération, 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 (HHI)** : 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 1 800.

**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).

**Nombre de sites** : décompte, à une date donnée, du nombre de sites actifs. Pour un site multifournisseurs :

**(E)** dans le cas de l'électricité, celui-ci est rattaché au portefeuille de son fournisseur principal (responsable d'équilibre pour les clients en CARD et CART).

**(G)** dans le cas du gaz naturel, celui-ci est rattaché au portefeuille dont la capacité de transport souscrite est la plus élevée.

**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.

**Outil de pricing** : permet d'effectuer des estimations des coûts afférents à la fourniture d'un type de client donné. Ces analyses permettent *in fine* de réaliser des études de contestabilité d'une offre de marché vis-à-vis du tarif réglementé de vente. La CRE a développé des outils pour le marché de l'électricité et pour le marché du gaz naturel.

**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 transitoire** : offre par défaut, d'une durée ne pouvant excéder 6 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 paragraphes III et VI de l'article 25 de la loi du 17 mars 2014.

**Offre verte** : désignent les offres dont la totalité de l'électricité provient de sources d'énergies renouvelables telles que 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.

Le mécanisme des garanties d'origine permet de prouver au consommateur que l'électricité qu'il consomme est issue des énergies renouvelables ou de la cogénération. Par extension les offres vertes en gaz naturel, désignent les offres certifiées par des garanties d'origine biométhane.

**PEG (point d'échange de gaz) (G)** : point virtuel, rattaché à une zone d'équilibrage, où un expéditeur peut céder du gaz à un autre expéditeur.

**Périmètre d'équilibre (E)** : 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.

**Point d'entrée (G)** : point physique où l'expéditeur met à disposition de GRTgaz tout ou partie du gaz en exécution du contrat d'acheminement. Un point d'entrée est rattaché à une et une seule zone d'équilibrage.

**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.

#### **Résiliation de contrat :**

**(E)** 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).

**(G)** en gaz naturel, celle-ci se fait en même temps que la mise hors service du site.

**Responsable d'équilibre (E)** : 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.)

#### **Segments du marché de détail :**

(E) le marché de détail est divisé en quatre segments :

- Grands sites non résidentiels : 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 : 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 : 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 : sites de particuliers. En général, leur puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA et leur consommation annuelle inférieure à 10 MWh.

La segmentation non résidentiel/résidentiel est établie par les GRD sur la base des données historiques ou sur déclaration des fournisseurs.

(G) 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, raccordés au réseau de distribution

La distinction non résidentiel/résidentiel est établie par les GRD sur la base des données historiques ou sur déclaration des fournisseurs.

**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.

**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.

### Tarifs d'utilisation des infrastructures

(E) **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.

(G) Les tarifs d'utilisation des infrastructures régulées en gaz naturel sont fixés par la CRE : **ATRT** pour l'accès des tiers aux réseaux de transport, **ATRD** pour l'accès des tiers aux réseaux de distribution et **ATTM** pour l'accès des tiers aux terminaux méthaniers. L'accès au stockage n'est pas régulé.

**Taux de rotation ou taux de switch** : ratio du nombre de changements de fournisseurs ajouté aux mises en services 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.



**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).

**Ventes brutes** : indicateur calculé, pour un fournisseur, comme la somme des changements de fournisseur en sa faveur et des mises en service. Les ventes brutes, en offre de marché ou au tarif réglementé, mesurent l'efficacité commerciale du fournisseur lors de l'acquisition de nouveaux sites. Elles représentent donc l'ensemble des clients acquis par les fournisseurs mais ne tiennent pas compte des clients que ce dernier a pu perdre au cours de la même période.

**Ventes nettes** : indicateur calculé, pour un fournisseur, comme les ventes brutes de ce fournisseur auxquelles est soustrait le nombre de clients perdus, soit lors d'un changement de fournisseur en sa défaveur, soit lors d'une résiliation de contrat. Les ventes nettes représentent donc le nombre de clients que le fournisseur a réellement acquis dans son portefeuille durant la période considérée.

**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.

**Zone Nord-B/Nord-H** : zone d'équilibrage Nord-B est alimentée en gaz-B, qui provient essentiellement des Pays-Bas et qui se distingue par sa teneur plus élevée en azote (B pour "Bas pouvoir calorifique"). La zone d'équilibrage Nord-H est alimentée en gaz-H, qui est identique au gaz distribué sur le reste du territoire et qualifié de gaz-H pour "Haut pouvoir calorifique". Contractuellement, les anciennes zones Nord H et Nord B ont fusionné au 1er avril 2013.

**Zone Sud/Sud-Ouest** : depuis le 1er avril 2015, les places de marché PEG Sud et TIGF ont fusionné conduisant à la création d'une place de marché commune : le TRS (Trading Region South). Il ne subsiste donc aujourd'hui qu'un seul point d'échange (le TRS) mais les deux zones d'équilibrage restent distinctes.

**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).

## TABLEAUX

Tableau 1 : Comparaison des factures annuelles TTC estimées et effectives pour un client type « HPHC » en électricité ayant souscrit une offre à prix fixe 2 ans au mois de janvier 2016 .....	36
Tableau 2 : Comparaison des écarts (en €TTC) entre la facture réelle et la facture estimée d'un client type « HPHC » en électricité ayant souscrit une offre à prix fixe en janvier 2016 .....	37
Tableau 3 : Comparaison des factures annuelles TTC estimées et effectives pour un client type « Chauffage » en gaz naturel, au mois de janvier 2016 .....	38
Tableau 4 : Comparaison des factures annuelles TTC estimées et effectives pour un client type « Chauffage » en gaz naturel, au mois de juin 2016 .....	38
Tableau 5 : Comparaison des écarts (en €TTC) entre la facture réelle et la facture estimée d'un client type « Chauffage » gaz ayant souscrit une offre à prix fixe en janvier 2016 .....	39
Tableau 6 : Comparaison entre la grille tarifaire de l'offre « Online électricité » et de l'offre « Classique » de Direct Energie pour un client type « Base » au 30 juin 2017 .....	43
Tableau 7 : Comparaison entre la grille tarifaire de l'offre « Online gaz » et de l'offre « Classique » de Direct Energie pour un client type « Chauffage » au 30 juin 2017 .....	44
Tableau 8 : Comparaison entre la grille tarifaire de l'offre Webeo en électricité et de l'offre Astucio Eco 3 ans d'ENI pour un client type « Base » au 30 juin 2017 .....	44
Tableau 9 : Comparaison entre la grille tarifaire de l'offre Webeo en gaz et de l'offre Astucio Eco 3 ans d'ENI pour un client type « Chauffage » au 30 juin 2017 .....	44
Tableau 10 : Comparaison entre les offres biométhane de trois fournisseurs et le TRV au mois d'octobre 2017 .....	54
Tableau 11 : Comparaison entre les offres biométhane et les offres classiques au mois d'octobre 2017 .....	55
Tableau 12 : Comparaison des grilles tarifaires option HP/HC, destinées au client type « HP/HC » et en vigueur au 16 octobre, des offres week-end, du tarif réglementé de vente et d'offres concurrentes à prix variable .....	56

## FIGURES

Figure 1 : Typologie des sites en électricité (à gauche) et en gaz naturel (à droite) au 31 décembre 2016 .....	15
Figure 2 : Connaissance du droit de changer de fournisseur d'énergie (en %) .....	18
Figure 3 : Fournisseurs nationaux d'électricité et de gaz actifs au 31 décembre 2016 sur le marché résidentiel .....	19
Figure 4 : Répartition des offres d'électricité et de gaz sur le segment résidentiel, en nombre de sites .....	20
Figure 5 : Répartition des offres d'électricité et de gaz, en consommations annualisées .....	20
Figure 6 : Évolution du nombre de sites en offre de marché en électricité et en gaz .....	21
Figure 7 : Évolution de la consommation annualisée des sites en offre de marché (en TWh) .....	21
Figure 8 : Répartition des offres de marché d'électricité des responsables d'équilibre à fin 2016 et évolution par rapport à fin 2015 sur le segment résidentiel .....	22
Figure 9 : Répartition des offres de marché de gaz des expéditeurs finals à fin 2016 et évolution par rapport à fin 2015 sur le segment des clients résidentiels .....	23
Figure 10 : Évolution du nombre de mises en service par trimestre de l'année 2016 .....	24
Figure 11 : Évolution du nombre de changements de fournisseur par trimestre de l'année 2016 .....	25
Figure 12 : Évolution du démarchage net pour la vente d'électricité et de gaz sur l'année 2016 .....	25
Figure 13 : Évolution des ventes brutes d'électricité et de gaz par trimestre au cours de l'année 2016 .....	26
Figure 14 : Évolution des ventes nettes d'électricité et de gaz par trimestre au cours de l'année 2016 .....	27
Figure 15 : Taux de rotation entre 2008 et 2016 sur le segment résidentiel (en nombre de sites) .....	27
Figure 16 : Répartition en nombre de sites des offres d'électricité et de gaz sur le segment résidentiel sur le territoire des ELD .....	28
Figure 17 : Nombre de consommateurs informés par an par le Médiateur National de l'Énergie (en millions) .....	29
Figure 18 : Evolution du nombre de litiges reçus an par le médiateur national de l'énergie .....	29
Figure 19 : Typologie des litiges .....	30
Figure 20 : Répartition et taux des litiges par fournisseur .....	30
Figure 21 : Évolution du nombre d'offres de marché proposées à un consommateur de type « Base » situé à Paris, en électricité .....	31
Figure 22 : Évolution du nombre d'offres de marché proposées à un consommateur de type « Chauffage » situé à Paris, en gaz naturel .....	32
Figure 23 : Évolution 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 .....	33
Figure 24 : Évolution du nombre d'offres de marché à prix fixe 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 fixe en électricité .....	33
Figure 25 : 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 .....	34

Figure 26 : Évolution du nombre d'offres de marché à prix fixe moins chères que le tarif réglementé de vente, proposées à un client type 2 « Chauffage » situé à Paris, et évolution du nombre total des offres à prix fixe en gaz	34
Figure 27 : Comparaison des économies ou pertes estimées et effectives pour un client type « HPHC » en électricité ayant choisi une offre à prix fixe de 2 ans au mois de janvier 2016	36
Figure 28 : Évolution du tarif réglementé de vente de gaz moyen d'ENGIE, hors taxes et CTA, depuis le 1er janvier 2016 (en €/MWh, base 100 en janvier 2016)	37
Figure 29 : Comparaison des économies ou pertes estimées et effectives pour un client type « Chauffage » en gaz ayant choisi une offre à prix fixe au mois de janvier et de juin 2016	39
Figure 30 : Evolution du nombre de fournisseurs nationaux actifs d'électricité et de gaz naturel pour les sites résidentiels enregistrés sur le site energie-info	45
Figure 31 : Ventilation par acteur des garanties d'origine françaises utilisées pour attester du caractère renouvelable de l'électricité consommée en France en 2016	48
Figure 32 : Comparaison des offres vertes pour un client type « HPHC » selon la typologie de l'offre	49
Figure 33 : Comparaison des différentes composantes des offres vertes par rapport aux offres classiques équivalentes, pour un client type « HPHC », au 30 septembre 2017	50
Figure 34 : Mix de production, mix de consommation et mix résiduel sur l'année 2016	51
Figure 35 : Evolution du nombre d'installations et de la quantité de biométhane injectée dans les réseaux depuis 2012, bénéficiant de l'obligation d'achat	52
Figure 36 : Montant total de la facture TTC des offres Weekend d'un client type « HP/HC » en comparaison de l'offre classique indexée de Direct énergie en fonction du report de consommation vers le weekend, selon les grilles tarifaires du 16 octobre 2017	57
Figure 37 : Nombre de sites bleus résidentiels ayant souscrit une offre tarifaire réglementé option « Tempo » ou « EJP »	60
Figure 38 : Montant total HT de la facture annuelle, en euros courants, d'un consommateur résidentiel moyen au tarif option Tempo résidentiel (12 kVA) consommant 10 000 kWh. Le montant est calculé en utilisant les tarifs applicables rétroactivement sur les périodes concernées (en août de chaque année)*	60
Figure 39 : Comparaison de l'évolution de la facture annuelle moyenne HT d'un consommateur résidentiel moyen au tarif option Tempo (12 kVA) consommant 10 000 kWh et de la facture annuelle d'un consommateur résidentiel au tarif bleu moyen (en € courants, référence 100 pour 2012)	61
Figure 40 : Comparaison du prix de l'énergie HT (c€/kWh) au 1er août 2017 du tarif Tempo avec ou sans application du ratio de 7 entre le poste rouge heure pleine et bleu heure creuse	61
Figure 41 : Ratio du prix HT de l'énergie 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 1er août 2017 sans application du ratio de 7, en fonction du prix de la garantie de capacité exprimé en €/MW	62
Figure 42 : Fournisseurs nationaux d'électricité et de gaz naturel actifs au 31 décembre 2016 sur le marché non résidentiel	65
Figure 43 : Répartition des offres d'électricité par segment de clientèle sur le marché non résidentiel, en nombre de sites	66
Figure 44 : Répartition des offres de gaz naturel par segment de clientèle sur le marché non résidentiel, en nombre de sites	66
Figure 45 : Répartition des offres d'électricité par segment de clientèle sur le marché non résidentiel, en consommations annualisées	67
Figure 46 : Répartition des offres de gaz naturel par segment de clientèle sur le marché non résidentiel, en consommations annualisées	67
Figure 47 : Évolution du nombre de sites en offre de marché en électricité et en gaz naturel	68
Figure 48 : Évolution de la consommation annualisée des sites en offre de marché en électricité et en gaz (en TWh)	68
Figure 49 : Évolution des parts de marché des fournisseurs alternatifs de gaz selon l'option tarifaire, en nombre de sites	69
Figure 50 : Évolution des parts de marché des fournisseurs alternatifs de gaz selon l'option tarifaire, en volume	70
Figure 51 : Répartition des offres de marché d'électricité des responsables d'équilibre à fin 2016 et évolution par rapport à fin 2015 sur le segment des grands sites non résidentiels	71
Figure 52 : Répartition des offres de marché d'électricité des responsables d'équilibre à fin 2016 et évolution par rapport à fin 2015 sur le segment des moyens sites non résidentiels	71
Figure 53 : Répartition des offres de marché d'électricité des responsables d'équilibre à fin 2016 et évolution par rapport à fin 2015 sur le segment des petits sites non résidentiels	72
Figure 54 : Répartition des offres de marché de gaz des expéditeurs finals à fin 2016 et évolution par rapport à fin 2015, pour les clients non résidentiels raccordés au réseau de transport	73
Figure 55 : Répartition des offres de marché de gaz des expéditeurs finals à fin 2016 et évolution par rapport à fin 2015, pour les clients non résidentiels raccordés au réseau de distribution	73
Figure 56 : Évolution du nombre de mises en service par trimestre au cours de l'année 2016, en électricité et en gaz naturel	74
Figure 57 : Évolution du nombre de changements de fournisseur par trimestre au cours de l'année 2016, en électricité et en gaz naturel	75

Figure 58 : Évolution du démarchage net pour la vente d'électricité et de gaz naturel sur l'année 2016.....	75
Figure 59 : Évolution des ventes brutes d'électricité et de gaz naturel par trimestre au cours de l'année 2016 ..	76
Figure 60 : Évolution des ventes nettes d'électricité et de gaz naturel par trimestre au cours de l'année 2016 ..	77
Figure 61 : Taux de rotation entre 2008 et 2016 sur le segment non résidentiel (en nombre de sites).....	78
Figure 62 : 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.....	79
Figure 63 : 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 .....	79
Figure 64 : 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.....	80
Figure 65 : 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) .....	80
Figure 66 : Ventilation des offres de marché à fin 2016, en volume, sur les réseaux des 6 principales entreprises locales de distribution en électricité, sur le segment des clients non résidentiels.....	81
Figure 67 : Ventilation des offres de marché par expéditeur final à fin 2016, en volume, sur les réseaux des 3 principales entreprises locales de distribution de gaz naturel, sur le segment des clients non résidentiels.....	81
Figure 68 : Répartition des consommations annualisées des clients non résidentiels en électricité, par type d'offre au 31 décembre 2016, sur les réseaux de chaque entreprise locale de distribution .....	82
Figure 69 : Répartition des consommations annualisées des clients non résidentiels en gaz naturel, par type d'offre au 31 décembre 2016, sur les réseaux de chaque entreprise locale de distribution .....	83
Figure 70 : Evolution du nombre de sites aux tarifs réglementés et en offres transitoires concernés par les différentes échéances de suppression des tarifs réglementés de vente de gaz naturel chez ENGIE et les 3 ELD	84
Figure 71 : Evolution des volumes de consommation des sites aux tarifs réglementés et en offres transitoires concernés par les différentes échéances de suppression des tarifs réglementés de vente de gaz chez ENGIE et les 3 ELD .....	84
Figure 72 : Évolution de la répartition des sites non résidentiels raccordés au réseau de transport par type d'offre entre janvier 2014 et décembre 2016, en nombre de site (à droite) et en volume de consommation (à gauche) .....	86
Figure 73 : Évolution du nombre de sites non résidentiels raccordés au réseau de distribution de gaz naturel par type d'offre depuis le début de l'année 2014.....	86
Figure 74 : Évolution de la consommation annualisée des sites non résidentiels raccordés au réseau de distribution de gaz naturel par type d'offre depuis le début de l'année 2014 .....	87
Figure 75 : Évolution de la répartition des sites non résidentiels raccordés au réseau de distribution de gaz naturel par type d'offre entre janvier 2014 et décembre 2016 .....	88
Figure 76 : Evolution du nombre de sites concernés par la suppression des tarifs réglementés de vente d'électricité (aux TRV et en offres transitoires) chez EDF et les 6 ELD .....	89
Figure 77 : Evolution des volumes de consommation concernés par la suppression des tarifs réglementés de vente d'électricité (aux TRV et en offres transitoires) chez EDF et les 6 ELD .....	89
Figure 78 : Évolution du nombre de sites non résidentiels concernés par la suppression des tarifs réglementés de vente en électricité type d'offre depuis le début de l'année 2014 .....	90
Figure 79 : Évolution de la consommation annualisée des sites non résidentiels concernés par la suppression des tarifs réglementés de vente en électricité type d'offre depuis le début de l'année 2014 .....	91
Figure 80 : Évolution de la répartition des sites non résidentiels concernés par la suppression des tarifs réglementés de vente par type d'offre entre janvier 2014 et décembre 2016, en nombre de site.....	92
Figure 81 : Évolution de la répartition des sites non résidentiels concernés par la suppression des tarifs réglementés de vente par type d'offre entre janvier 2014 et décembre 2016, en consommation annualisée ....	92
Figure 82 : Parts de marché des fournisseurs d'électricité et de gaz, sur un échantillon de collectivités locales analysé par l'AMORCE .....	99
Figure 83 : Evolution des sites sur le marché libre de l'électricité au Portugal de 2010 à 2016, en volume et en nombre de sites .....	105
Figure 84 : Evolution du taux de switch en électricité au Portugal de 2010 à 2016, en volume et en nombre de sites.....	105
Figure 85 : Evolution des sites en offre de marché sur le marché du gaz naturel au Portugal de 2011 à 2016, en volume et en nombre de site.....	106
Figure 86 : Evolution du taux de switch en gaz naturel au Portugal de 2014 à 2016, en nombre de site .....	107
Figure 87 : Evolution de l'effacement indissociable de la fourniture et de l'effacement dissociable de la fourniture (GW) .....	108
Figure 88 : Nombre de sites aux tarifs bleus non résidentiels options "TEMPO" et "EJP" .....	109
Figure 89 : Montant total HT de la facture annuelle en € courants d'un consommateur non résidentiel type au tarif option TEMPO (puissance souscrite 18 kVA, consommation 20 000 kWh). Le montant est calculé en utilisant les tarifs applicables rétroactivement pour l'année 2014.....	110
Figure 90 : Comparaison de l'évolution de la facture annuelle moyenne HT en euros courants d'un consommateur non résidentiel type au tarif option TEMPO (puissance souscrite 18 kVA, consommation 20 000 kWh) et d'un consommateur moyen au tarif bleu non résidentiel (référence 100 pour 2012).....	110
Figure 91 : Impact de l'obligation de capacité hors taxe et hors marge pour un consommateur résidentiel aux tarifs réglementés options « base » et « heures pleines/heures creuses » au 1 <sup>er</sup> août 2017 (€/MWh) .....	120

Figure 92 : Impact de l'obligation de capacité hors taxe et hors marge pour un consommateur résidentiel aux tarifs réglementés options « EJP » et Tempo » au 1 <sup>er</sup> août 2017 (€/MWh) .....	120
Figure 93 : Impact de l'obligation de capacité hors taxe et hors marge pour un consommateur petit professionnel aux TRV options « base », « éclairage public » et « heures pleines/heures creuses » au 1 <sup>er</sup> août 2017 (€/MWh).....	121
Figure 94 : Impact de l'obligation de capacité hors taxe et hors marge pour un consommateur petit professionnel aux tarifs réglementés options « EJP » et « Tempo » au 1 <sup>er</sup> août 2017 (€/MWh).....	121
Figure 95 : Impact moyen de l'obligation de capacité hors taxe et hors marge par option des tarifs réglementés de vente bleus résidentiels au 1 <sup>er</sup> août 2017 (€/MWh).....	122
Figure 96 : Impact moyen de l'obligation de capacité hors taxe et hors marge par option des tarifs réglementés de vente bleus professionnels au 1 <sup>er</sup> août 2017 (€/MWh).....	122
Figure 97 : Comparatif du coût de fourniture en électricité des clients « types » résidentiels avec ou hors prise en compte de l'obligation de capacité .....	123
Figure 98 : Coefficients de capacité évalués par la CRE pour les profils PRO1, PRO2, PRO5 et ENT1 dans le cas d'un approvisionnement sans ARENH (kW/MWh) .....	124
Figure 99 : Coefficients de capacité évalués par la CRE pour les profils ENT3 et ENT5 dans le cas d'un approvisionnement sans ARENH (kW/MWh).....	124
Figure 100 : Coefficients de capacité pour les profils PRO1, PRO2 , PRO5 et ENT1 avec prise en compte de l'ARENH (kW/MWh) .....	125
Figure 101 : Coefficients de capacité pour les profils ENT3 et ENT5 avec prise en compte de l'ARENH (kW/MWh) .....	125
Figure 102: Montant total € TTC de la facture annuelle d'électricité des clients résidentiels « type » pour 2017 .....	130
Figure 103: : Montant total TTC de la facture annuelle d'électricité des clients tertiaires « type » pour l'année 2017 .....	131
Figure 104 : Montant total TTC de la facture annuelle de gaz naturel des clients résidentiels « type » pour 2017 .....	132
Figure 105 : Répartition des ventes d'EDF aux tarifs réglementés « Bleu » au 31 décembre 2016 .....	132
Figure 106 : Répartition des ventes d'ENGIE aux TRV de gaz en distribution publique en 2016 - 2017 .....	133
Figure 107 : Evolution des composantes de la facture HT aux tarifs réglementés de vente d'électricité bleus résidentiels et bleus non résidentiels au 1 <sup>er</sup> août 2016, en €/MWh .....	134
Figure 108 : Evolution des composantes de la facture HT aux tarifs réglementés de vente d'électricité bleus résidentiels et bleus non résidentiels au 1 <sup>er</sup> août 2017, en €/MWh.....	134
Figure 109 : Facture annuelle en euros courants d'un client bleu résidentiel ayant souscrit l'option Base et une puissance de 6 kVA (en €/an).....	136
Figure 110 : 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).....	136
Figure 111 : Composantes d'une facture HT aux tarifs réglementés de vente de gaz d'ENGIE en moyenne sur l'année 2016 .....	138
Figure 112 : Couverture des coûts, marge comprise, par les TRV de gaz d'ENGIE au 1 <sup>er</sup> juillet 2016 .....	138
Figure 113 : Couverture des coûts, marge et correction au titre des écarts 2016 comprises, par les tarifs réglementés de vente de gaz au 1 <sup>er</sup> juillet 2017.....	139
Figure 114 : Couverture des coûts fixes par les abonnements (à gauche) et couverture des coûts variables par les prix proportionnels (à droite) au 1 <sup>er</sup> juillet 2016.....	140
Figure 115 : Couverture des coûts fixes par les abonnements (à gauche) et couverture des coûts variables par les prix proportionnels (à droite) au 1 <sup>er</sup> juillet 2017.....	140
Figure 116 : Comparaison au 31 décembre 2016 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 .	141
Figure 117 : Comparaison au 31 décembre 2016 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.....	141
Figure 118 : Pourcentages du nombre total d'ELD ayant choisi d'indexer le coût de leurs approvisionnements en gaz sur les différents indices en décembre 2016 .....	142
Figure 119 Identification des coûts marginaux de long terme dans la structure d'une entreprise multi-produits (produit A en bleu, produit B en violet et produit C en orange) .....	148
Figure 120 Illustration du principe de calcul du Coût Evitable Moyen.....	150
Figure 121 Détermination des zones dites "grise" et "noire" (ou rouge) au sens de la Commission européenne en fonction des différents types de coûts .....	151
Figure 122 : Comparatif des coefficients de capacité par sous-profil selon la répartition des jours PP1 (kW/MWh) .....	159
Figure 123 : Comparatif des coefficients de capacité moyen par profil selon la répartition des jours PP1 (scénario de référence et scénario test) (kW/MWh).....	160
Figure 124 : Comparatif des coefficients de capacité par sous-profil selon l'inclusion ou non des frais (kW/MWh) .....	161
Figure 125 : Comparatif des coefficients de capacité moyen par profil selon l'inclusion ou non des frais (kW/MWh) .....	162

Figure 126 : Comparatif des coefficients de capacité par sous-profil selon la valeur du coefficient CGP (kW/MWh) .....	163
Figure 127 : Variation de l'obligation moyenne pour une hausse de 10 % du CGP .....	163