

Série économique
ENE 33
Janvier 2019

**Observatoire des offres de marché
pour la fourniture d'énergie
des acheteurs publics
(Electricité et gaz naturel)**

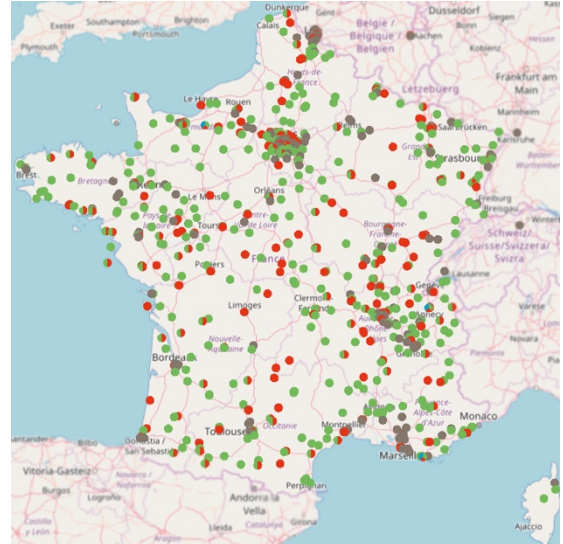


PRÉSENTATION D'AMORCE

Rassemblant 920 adhérents pour 60 millions d'habitants représentés, AMORCE constitue le premier réseau français d'information, de partage d'expériences et d'accompagnement des collectivités (communes, intercommunalités, conseils départementaux, conseils régionaux) et autres acteurs locaux (entreprises, associations, fédérations professionnelles) en matière de transition énergétique (maîtrise de l'énergie, lutte contre la précarité énergétique, production d'énergie décentralisée, distribution d'énergie, planification) et de gestion territoriale des déchets (planification, prévention, collecte, valorisation, traitement des déchets).

Force de proposition indépendante et interlocutrice privilégiée des pouvoirs publics (ministères, agences d'État et du Parlement, AMORCE est aujourd'hui la principale représentante des territoires engagés dans la transition énergétique et l'économie circulaire. Partenaire privilégiée des autres associations représentatives des collectivités, des fédérations professionnelles et des organisations non gouvernementales, elle a joué un rôle majeur dans la défense des intérêts des acteurs locaux lors de l'élaboration de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte ou précédemment des lois relatives au Grenelle de l'environnement.

Créée en 1987, elle est largement reconnue au niveau national pour sa représentativité, son indépendance et son expertise, qui lui valent d'obtenir régulièrement des avancées majeures (TVA réduite sur les déchets et sur les réseaux de chaleur, création du Fonds Chaleur, éligibilité des collectivités aux certificats d'économie d'énergie, création de nouvelles filières de responsabilité élargie des producteurs, signalétique de tri sur les produits de grande consommation, généralisation des plans climat-énergie, obligation de rénovation des logements énergivores, réduction de la précarité énergétique, renforcement de la coordination des réseaux de distribution d'énergie, etc.).



Contact pour ce guide : Baptiste VEZOLE

PRÉSENTATION DE L'ADEME



L'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME) participe à la mise en œuvre des politiques publiques dans les domaines de l'environnement, de l'énergie et du développement durable.

Elle met ses capacités d'expertise et de conseil à disposition des entreprises, des collectivités locales, des pouvoirs publics et du grand public, afin de leur permettre de progresser dans leur démarche environnementale.

L'Agence aide en outre au financement de projets, de la recherche à la mise en œuvre et ce, dans les domaines suivants : la gestion des déchets, la préservation des sols, l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables, les économies de matières premières, la qualité de l'air, la lutte contre le bruit, la transition vers l'économie circulaire et la lutte contre le gaspillage alimentaire.

L'ADEME est un établissement public sous la tutelle conjointe du ministère de la Transition écologique et solidaire et du ministère de l'Enseignement supérieur, de la Recherche et de l'Innovation.

Contact pour ce guide : Brice ARNAUD

ADEME

20, avenue du Grésillé, BP 90406 - 49004 Angers Cedex 01

Tel : 02 41 20 41 20

www.ademe.fr - [@ademe](https://twitter.com/ademe)

AMORCE / ADEME – Janvier 2019

Guide réalisé en partenariat et avec le soutien technique et financier de l'ADEME pour l'enquête sur les achats d'énergie renouvelable

REMERCIEMENTS

Nous remercions l'ensemble des collectivités ayant participé à la collecte des informations de ce travail et qui ont pris le temps de renseigner nos enquêtes. Tout particulièrement, nous souhaitons remercier le groupe d'experts des achats d'énergie au sein des collectivités, pour leur précieux appui et tous les enrichissements qu'ils ont pu apporter à ce travail. En particulier :

Brice ARNAUD – ADEME ; **Pascal AURIERES** – DAE ; **Emmanuelle AVENOSO** – Métropole Grand Lyon ; **Marie-Claude CERE** – CA Poitier ; **Guillaume CHAMPVILLARD** – SIGEIF ; **Olivier DE MIRAS** – GCS UniHA ; **Emmanuel DION** – Métropole Nantes ; **Grégoire FOURCADE** – SIPPAREC ; **Fabien FOURNIER** – Angers Loire Métropole ; **Philippe GARDES** – SYDEV ; **Angélique GOUBARD** – CA Tours ; **Aude LENOIR** – ADUHME ; **Sébastien RIERA** – Métropole Grand Lyon ; **Jean-Serge SALVA** – SIGEIF ; **Patrick SOLER** – DAE

RÉDACTEURS

Maxime ANCHISI, manchisi@amorce.asso.fr

Baptiste VEZOLE, bvezole@amorce.asso.fr

Comité de relecture : **Olivier DE MIRAS** - GCS UniHA ; **Jean-Serge SALVA** - SIGEIF ; **Sébastien RIERA** - Métropole Grand Lyon ; **Brice ARANAUD** - ADEME ; **Aude LENOIR** - ADUHME ; **Fabien FOURNIER** - Angers Loire Métropole ; **Guillaume CHAMPVILLARD** - SIGEIF

Relecture : Joël RUFFY, AMORCE ; Julie PURDUE, AMORCE

MENTIONS LÉGALES

©AMORCE – Janvier 2019

Les propos tenus dans cette publication ne représentent que l'opinion de leurs auteurs et AMORCE n'est pas responsable de l'usage qui pourrait être fait des informations qui y sont contenues.

Reproduction interdite, en tout ou en partie, par quelque procédé que ce soit, sans l'autorisation écrite d'AMORCE.

Possibilité de faire état de cette publication en citant explicitement les références.

PRÉAMBULE

Cette publication présente les résultats de la seconde édition de l'observatoire des offres des marchés pour la fourniture d'énergie des acheteurs publics d'AMORCE. Nous vous invitons à nous contacter pour toute remarque ou commentaire pouvant nous être utile à l'amélioration des prochaines éditions.

Les parties de ce rapport concernant les achats d'électricité renouvelable et de biométhane sont réalisées avec le soutien technique et financier de l'ADEME.

SOMMAIRE

INTRODUCTION	7
SYNTHÈSE DES RÉSULTATS DE L'ENQUÊTE ET PRÉCONISATIONS	8
1. RAPPELS CONTEXTUELS SUR LES MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ	11
1.1. OUVERTURE A LA CONCURRENCE DES MARCHES DE L'ÉNERGIE ET DISPARITION DES TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE (TRV)	11
1.2. MARCHES DE L'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	12
<i>CHAÎNE DE VALEUR DE L'ÉLECTRICITÉ</i>	<i>12</i>
<i>DECOMPOSITION DU PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ SUR LA FACTURE</i>	<i>13</i>
1.3. MARCHES DU GAZ NATUREL EN FRANCE	14
<i>CHAÎNE DE VALEUR DU GAZ NATUREL</i>	<i>15</i>
<i>DECOMPOSITION DU PRIX DU GAZ NATUREL SUR LA FACTURE</i>	<i>16</i>
2. MÉTHODE SUIVIE ET REPRÉSENTATIVITÉ DE L'OBSERVATOIRE	18
3. RÉSULTATS POUR LA FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ	19
3.1. DETAIL DE L'ÉCHANTILLON	20
3.2. STRATÉGIE GÉNÉRALE POUR LES ACHATS D'ÉLECTRICITÉ	20
<i>ACHATS GROUPES OU ACHATS SEULS</i>	<i>20</i>
<i>COORDONNATEURS DES DISPOSITIFS D'ACHAT GROUPE</i>	<i>23</i>
<i>MISE EN CONCURRENCE DES SITES AUX TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE (TRV)</i>	<i>23</i>
3.3. NIVEAU DE CONCURRENCE SUR LES MARCHES DE FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ	26
<i>ATTRIBUTAIRES DES ACCORDS-CADRES</i>	<i>26</i>
<i>CANDIDATS DES MARCHES (SUBSEQUENTS)</i>	<i>27</i>
<i>PART DE MARCHÉ DES FOURNISSEURS DE L'ÉCHANTILLON</i>	<i>29</i>
3.4. ÉLECTRICITÉ VERTE	30
<i>ACHETEZ-VOUS DE L'ÉLECTRICITÉ D'ORIGINE RENOUVELABLE ?</i>	<i>31</i>
<i>AVEZ-VOUS REQUIS D'AUTRES CRITÈRES QUALITATIFS ADDITIONNELS POUR L'ÉLECTRICITÉ, ALLANT AU-DELÀ DE LA TRAÇABILITÉ PAR LES GARANTIES D'ORIGINE (GO) ?</i>	<i>32</i>
<i>CARACTÉRISTIQUES DES GO ACHETÉES</i>	<i>33</i>
<i>QUELLES ONT ÉTÉ VOS PRINCIPALES MOTIVATIONS POUR L'ACHAT D'ENR ?</i>	<i>34</i>
<i>QUELLES PERSPECTIVES ENVISAGEZ-VOUS ?</i>	<i>36</i>
<i>QUELLE COMMUNICATION RÉALISÉE AUTOUR DE L'ACHAT D'ENR ?</i>	<i>36</i>
3.5. CARACTÉRISTIQUES DES MARCHES	38
<i>RYTHME DE REMISE EN CONCURRENCE DES MARCHES</i>	<i>38</i>
<i>ALLOTISSEMENT RÉALISÉ</i>	<i>39</i>
<i>DURÉE CONSTATÉE ENTRE DATE DE REMISE DES PRIX ET DÉMARRAGE DE LA FOURNITURE</i>	<i>40</i>
<i>DURÉE DES OFFRES DE PRIX</i>	<i>41</i>
3.6. PRIX POUR LA FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ	42

INDEXATION, REVISION, ET STRUCTURE DES PRIX.....	42
PRIX OBTENUS.....	45
PRIX FIXES ET PRIX MOYENS PAYES	46
3.7. EXECUTION DES MARCHES	49
MOYENS HUMAINS DES ACHETEURS	49
ASSISTANCE A MAITRISE D'OUVRAGE	51
FACTURATION	52
PRESTATIONS COMPLEMENTAIRES DES FOURNISSEURS.....	53
OUTILS MIS A DISPOSITION PAR LES GROUPEMENTS	53
3.8. PERSPECTIVES POUR LES MARCHES A VENIR	54
4. RÉSULTATS POUR LA FOURNITURE DE GAZ NATUREL.....	55
4.1. DETAIL DE L'ÉCHANTILLON.....	55
4.2. STRATEGIE GENERALE POUR LES ACHATS DE GAZ NATUREL.....	56
ACHATS GROUPES OU ACHATS SEULS	56
COORDONNATEURS DES DISPOSITIFS D'ACHAT GROUPE	59
MISE EN CONCURRENCE DES TRV.....	59
4.3. NIVEAU DE CONCURRENCE SUR LES MARCHES DE FOURNITURE DE GAZ NATUREL.....	62
ATTRIBUTAIRES DES ACCORDS-CADRES	62
CANDIDATS DES MARCHES SUBSEQUENTS	63
PART DE MARCHÉ DES FOURNISSEURS DE L'ÉCHANTILLON.....	64
4.4. BIOMETHANE	65
ACHETEZ-VOUS DU BIOMETHANE ?.....	65
CRITERES QUALITATIFS ADDITIONNELS POUR LE BIOMETHANE, ALLANT AU-DELA DE LA TRAÇABILITE PAR LES GARANTIES D'ORIGINE (GO)	66
CARACTERISTIQUES DES GO ACHETEES.....	67
QUELLES PERSPECTIVES ENVISAGEZ-VOUS VIS-A-VIS DE L'ACHAT DE BIOMETHANE ?	68
4.5. CARACTERISTIQUES DES MARCHES.....	69
RYTHME DE REMISE EN CONCURRENCE DES MARCHES	69
ALLOTISSEMENT REALISE	70
DUREE CONSTATEE ENTRE DATE DE REMISE DES PRIX ET DEMARRAGE DE LA FOURNITURE.....	71
DUREE DES OFFRES DE PRIX.....	72
4.6. PRIX POUR LA FOURNITURE DE GAZ NATUREL	73
INDEXATION, REVISION, ET STRUCTURE DES PRIX.....	73
PRIX OBTENUS.....	75
4.7. EXECUTION DES MARCHES	77
MOYENS HUMAINS DES ACHETEURS	77
ASSISTANCE A MAITRISE D'OUVRAGE	77
FACTURATION ET PENALITES.....	78
PRESTATIONS COMPLEMENTAIRES DES FOURNISSEURS.....	79
OUTILS MIS A DISPOSITION PAR LES GROUPEMENTS	79
4.8. PERSPECTIVES POUR LES PROCHAINS MARCHES.....	80
5. RESENTI GÉNÉRAL SUR LES ACHATS EN OFFRE DE MARCHÉ.....	81
GLOSSAIRE.....	84
TABLE DES ILLUSTRATIONS	85
ANNEXES.....	87
ANNEXE 1 : FOURNISSEURS NATIONAUX PRESENTS SUR LES MARCHES.....	87
ANNEXE 2 : COMPLEMENTS SUR LE TURPE ET SEGMENTS DE CONSOMMATION DE L'ÉLECTRICITE	88
ANNEXE 3 : COMPLEMENTS SUR L'ATRD ET SEGMENTS DE CONSOMMATION DU GAZ	88
ANNEXE 4 : PERSPECTIVES D'ÉVOLUTION DES MARCHES DE FOURNITURE D'ÉLECTRICITE DES REPENDANTS.....	90
ANNEXE 5 : PERSPECTIVES D'ÉVOLUTION DES MARCHES DE FOURNITURE DE GAZ NATUREL DES REPENDANTS	91
ANNEXE 6 : EXEMPLES ANONYMISES DE REDACTION DES PENALITES PREVUES EN CAS DE NON-RESPECT DES OBLIGATIONS DU OU DES CONTRATS DE FOURNITURE D'ÉLECTRICITE ET/OU DE GAZ	92

INTRODUCTION

Les dépenses d'énergie pour alimenter le patrimoine, l'éclairage public et les flottes de véhicules, représentent en moyenne 4,2 % du budget de fonctionnement des communes, avec un coût moyen de 49,4 € par habitant et par an (chiffres ADEME/AITF 2012).

Avec l'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz, conjuguée à la suppression de nombreux tarifs réglementés de vente (TRV), les collectivités, et plus généralement les acheteurs publics, sont devenus de véritables acheteurs actifs d'énergie. Bénéficiant d'une expérience de plus en plus aiguisée en matière d'achat d'énergie en offre de marché, ces derniers peuvent adopter diverses stratégies (individuelles ou collectives ; simples à très complexes), dans le but de subvenir à leurs besoins en énergie et obtenir des marchés représentatifs de leurs volontés.

Ce document, en s'appuyant sur les résultats d'une enquête menée auprès de plusieurs dizaines de collectivités et d'acheteurs publics, entend présenter un observatoire de ces offres de marchés pour la fourniture de gaz naturel et pour l'électricité. De nombreux thèmes ont ainsi été abordés, dans le but de guider et d'offrir un premier retour aux collectivités dans la passation de ces marchés complexes et variés, en particulier :

- L'impact de l'ouverture des marchés depuis 2016
- Les stratégies d'achat
- Les achats d'énergie renouvelable
- Les solutions techniques retenues par les acheteurs
- Les moyens mis en œuvre par les collectivités

Cet observatoire est mis à jour régulièrement en fonction des attentes des collectivités adhérentes.

SYNTHÈSE DES RÉSULTATS DE L'ENQUÊTE ET PRÉCONISATIONS

Avec l'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz, conjuguée à la suppression de nombreux tarifs réglementés de vente (TRV), les collectivités, et plus généralement les acheteurs publics, sont devenus de véritables acheteurs actifs d'énergie. Bénéficiant d'une d'expérience de plus en plus aiguisée, celles-ci peuvent adopter diverses stratégies (individuelles ou collectives ; simples à très complexes), dans le but de subvenir à leurs besoins en énergie et obtenir des marchés représentatifs de leurs volontés. Pour rappel, les dépenses d'énergie pour alimenter le patrimoine, l'éclairage public, et les flottes de véhicules, représentent en moyenne 4,2 % du budget de fonctionnement des communes, avec un coût moyen de 49,4 € par habitant et par an.

1-Un nouvel observatoire, de nouveaux repères

AMORCE vient de terminer l'analyse des résultats de son second observatoire des offres de marchés pour la fourniture de gaz naturel et d'électricité des acheteurs publics. Son objectif :

- Décrypter les stratégies générales adoptées : acheter seul ou en groupement ? Mettre en concurrence les sites éligibles aux TRV ? Etc.
- Dresser un état des lieux de l'ouverture des marchés : À combien de candidats en concurrence faut-il s'attendre ? Quels sont les fournisseurs les plus présents sur le marché ? Etc.
- Faire un focus sur les achats d'énergies renouvelables : quelle proportion de collectivités ont souhaité s'approvisionner en énergie renouvelable ? Pour quelle(s) raisons ? Etc.
- Effectuer une mise au point sur les critères techniques des marchés et les prix obtenus : quels allotissements sont principalement réalisés ? Quelles structures et quels prix ? Etc.
- Aborder le pilotage opérationnel des marchés : quels moyens sont mis en place par les collectivités ? Quel suivi des marchés ? Etc.

De nombreux enrichissements ont été apportés par rapport au premier travail réalisé en 2016, grâce à l'appui précieux d'un groupe d'une dizaine d'experts acheteurs. Avec 87 répondants pour les achats électricité (11 TWh) et 56 répondants pour le gaz (7,7 TWh), un large panel de chiffres clés a pu être dégagé de l'analyse. L'identité des répondants couvre aussi bien des communes, des EPCI à fiscalité propre, des syndicats intercommunaux et départementaux, des départements, ou encore des dispositifs nationaux.

2- Stratégies générales adoptées

Pour l'électricité comme pour le gaz, plus des trois quarts des répondants achètent leur énergie de manière groupée. Ils sont alors soit coordonnateurs, soit membres d'un dispositif d'achat groupé, les coordonnateurs étant essentiellement représentés par les syndicats d'énergie, les grands EPCI à fiscalité propre et les dispositifs nationaux (UGAP, etc.).

Par ailleurs, 50% et 75% (respectivement pour l'électricité et pour le gaz) des acheteurs ont fait le choix de mettre en concurrence les sites encore éligibles aux tarifs réglementés de vente (TRV) : la principale motivation étant d'ordre économique (obtenir de meilleurs prix qu'avec les TRV).

AMORCE rappelle que l'achat groupé permet de mutualiser l'expertise et les moyens humains des collectivités pour ce nouveau métier d'acheteur. Les collectivités peuvent ainsi massifier les volumes proposés aux fournisseurs, et concentrer le savoir-faire et l'expertise en termes d'écriture des cahiers des charges. Un cahier des charges complet, attractif, qui de plus comporte un volume conséquent pourra stimuler la concurrence et tendre vers des offres plus compétitives, et moins de temps passé au global par les agents territoriaux.

3- Niveau de concurrence sur les marchés

Le niveau de concurrence sur la fourniture d'énergie diverge pour l'électricité et pour le gaz : en moyenne les marchés du gaz attirent presque deux fois plus de candidats que les marchés électriques (respectivement 5 candidats en moyenne contre 2,7 candidats en moyenne). En moyenne, il a également été relevé que les

marchés de gros volumes attirent de plus nombreux fournisseurs. Il en va de même pour les parts de marchés des fournisseurs : pour l'électricité, 3 fournisseurs concentrent 90% du volume fourni de l'échantillon, tandis que les parts de marchés sont plus équitablement réparties pour la fourniture de gaz naturel.

AMORCE recommande vivement aux collectivités de recourir à un contrat de type accord-cadre. Après avoir sélectionné dans un premier temps les candidats sur leurs qualités techniques, le pouvoir adjudicateur pourra procéder à une validation rapide des offres de prix proposées par les fournisseurs. Une courte durée de validité de prix permet aux fournisseurs d'énergie de « coller » de la manière la plus précise possible avec les cours du marché de gros de l'électricité, sur lequel ils s'approvisionnent en partie (et de limiter ainsi le risque de couverture financière).

4- Demande d'énergie verte

Le passage de contrats en offres de marché a ouvert la possibilité de réfléchir à l'origine de l'énergie achetée et à formuler des critères spécifiques en ce sens, allant du recours aux dispositifs des garanties d'origine (GO) (électricité et gaz naturel), à des exigences plus fortes en matière de production renouvelable. Cette section a été réalisée en partenariat avec l'ADEME.

Concernant les achats d'électricité renouvelable, une forte progression de la demande a été notée. En effet, 64% de l'électricité achetée par l'échantillon a fait l'objet d'une traçabilité par les GO (et 70% des acheteurs ont intégré de l'électricité renouvelable dans leurs marchés). 16% des acheteurs ont souhaité aller plus loin que la traçabilité par les GO, en demandant des critères additionnels à leur fournisseur : réinvestissements dans les EnR, critères environnementaux, etc. Une accentuation de la pédagogie autour de l'achat d'électricité renouvelable semble toutefois nécessaire afin de rappeler le rôle propre des GO, qui peut conduire à une compréhension erronée de la valeur ajoutée d'un achat d'énergie renouvelable.

L'achat de biométhane reste encore confidentiel (6% des répondants), et les quantités demandées ne dépassent pas quelques pourcents dans les marchés. Le coût des garanties d'origine reste très élevé en comparaison avec l'électricité (facteur 20 au moins). Toutefois, la demande et les offres de biométhane devraient se développer nettement à l'avenir avec l'exonération de TICGN sur la facture pour l'utilisation de GO françaises. 28% des répondants souhaitent ainsi augmenter la part de biométhane achetée à l'avenir.

AMORCE rappelle aux acheteurs que tous les consommateurs participent en grande partie au soutien des EnR via la fiscalité appliquée sur la facture d'énergie (par la TICPE sur les produits pétroliers et la TICC sur le charbon¹). Les collectivités, si elles peuvent afficher comme renouvelable la part souhaitée de leur consommation, ne doivent cependant pas relâcher leurs efforts, et peuvent également agir sur l'efficacité énergétique et l'accompagnement de projets d'énergies renouvelables sur leurs territoires respectifs.

5- Caractéristiques techniques et prix

La durée des marchés de fourniture est en général de deux ou trois ans. Le choix de cette durée dépend d'un optimum économique à trouver par les acheteurs selon leurs moyens humains et les opportunités économiques de relance de ces marchés. L'allotissement choisi des marchés varie quant à lui fortement selon le type d'acheteur et les sites de leurs périmètres. On retrouve en principe une segmentation plus marquée des marchés pour l'électricité que pour le gaz. De nombreux autres critères techniques ont fait l'objet d'une analyse dans le rapport : durée de validité des prix des fournisseurs, anticipation des marchés, etc.

Pour l'électricité comme pour le gaz, plus de 80% des prix sont fermes sur la durée des marchés. On note ainsi un net changement de stratégie pour l'achat de gaz, où de nombreux prix étaient indexés sur un indice de marchés en 2016... ce qui provient probablement de la forte baisse des marchés de gros ces dernières années. Une appétence de plus en plus marquée pour les achats en « multi-clics » ressort par ailleurs des commentaires des acheteurs. Cette technique complexe (peu utilisée par les acheteurs publics jusqu'ici) permet d'éviter de créer un prix sur une unique valeur de marché, en construisant l'offre de prix de manière étalée dans le temps : cela apporte une plus grande réalité du cours des marchés, en évitant de « toper » un prix un jour où les prix sont particulièrement élevés.

¹ Depuis le décret du 18 février 2016 relatif à la compensation des charges du service public de l'énergie, la CSPE et la TICGN ne portent plus ce rôle

Concernant les prix eux-mêmes, rappelons que chaque marché possède ses propres spécificités, auxquelles les fournisseurs d'énergie s'adaptent pour construire et proposer leurs offres. La formation des prix dépend en effet de très nombreux paramètres, difficilement dé-corrélabes les uns des autres : date du marché, types de sites concernés, profil de consommation, agrégation ou non de sites, volume acheté, spécificités techniques du cahier des charges, sourcing effectué, localisation géographique, etc. Sans la prise en compte de tous ces paramètres (ce qui n'est pas possible à l'échelle de ce travail), une comparaison des prix obtenus via différents appels d'offres ne fait pas sens. En effet, les différences de prix de deux appels d'offres dues à des dates de remise de prix différentes (les prix de marché fluctuent tous les jours) peuvent représenter plusieurs dizaines de %, soit largement plus qu'une éventuelle différence de performance d'achat. Une représentation non-comparative des prix a ainsi été réalisée. Il conviendra donc d'être prudent dans l'interprétation qui sera faite des graphiques de l'étude et prendre en compte les différences de références (taille et type de marché, date...). Une comparaison pour mesurer la performance d'un achat ne peut se faire que sur le temps long.

Pour rappel, la part de la facture relative au fournisseur (marge, service commercial, etc.) et à l'énergie (électron pour l'électricité, molécule pour le gaz naturel) représente rarement plus de 40% de la facture TTC pour un client résidentiel et peut atteindre 40 à 60% du prix TTC pour un marché public selon la taille des sites. Ainsi, seule une part minoritaire de la facture est réellement soumise à concurrence. La qualité des fournisseurs retenus et le temps passé par les agents des collectivités sont autant de critères qui « pèsent » aussi de manière plus générale sur la facture.

6- Exécution des marchés

En matière d'exécution des marchés, les collectivités ont été amenées à modifier leur angle d'approche (depuis 2016 principalement), puisqu'elles doivent désormais gérer et piloter les contrats de fourniture de manière active. Les moyens humains des collectivités sont très variables selon les profils et les stratégies, et un peu plus d'un tiers des acheteurs ont recours à une assistance à maîtrise d'ouvrage. Au-delà de la fourniture d'énergie, une part importante d'acheteurs (plus de la moitié) ont requis de leurs fournisseurs la mise à disposition de plateformes de suivi des consommations. En effet, AMORCE rappelle que l'achat d'énergie en offre de marché imposé par la disparition des tarifs réglementés de vente doit aussi permettre une meilleure connaissance des consommations afin de mieux les maîtriser.

De manière générale, il existe une grande diversité d'offres de marché, pour lesquelles chaque collectivité s'est investie au regard de ses moyens et de sa volonté. L'ouverture des marchés devra sans aucun doute continuer de progresser dans les années à venir pour proposer une concurrence variée et un plus grand nombre d'acteurs. Pour AMORCE, ce travail constitue aussi un outil essentiel pour identifier les grandes tendances présentes dans les marchés des acheteurs et les perspectives à venir. Il s'agit d'autant d'éléments qui permettent à l'association de porter la parole de ses adhérents dans les discussions nationales.

1. RAPPELS CONTEXTUELS SUR LES MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ

1.1. Ouverture à la concurrence des marchés de l'énergie et disparition des Tarifs Réglementés de Vente (TRV)

Les marchés de l'électricité et du gaz naturel, historiquement régulés par l'État à travers les opérateurs historiques (EDF, GDF et les Entreprises Locales de Distribution (ELD)), sont restés en quasi-monopole² jusqu'au début des années 2000. La totalité des marchés (particuliers et professionnels) étaient soumis aux tarifs réglementés de vente (TRV), fixés par les pouvoirs publics.

Avec la publication de deux directives européennes à la fin des années 90 (96/92 du 19 décembre 1996 pour l'électricité, et 98/30 du 22 juin 1998 pour le gaz), l'Europe a souhaité construire un marché de l'énergie à l'échelle de l'Union Européenne, en passant de plusieurs marchés nationaux peu connectés entre eux à un seul marché européen organisé.

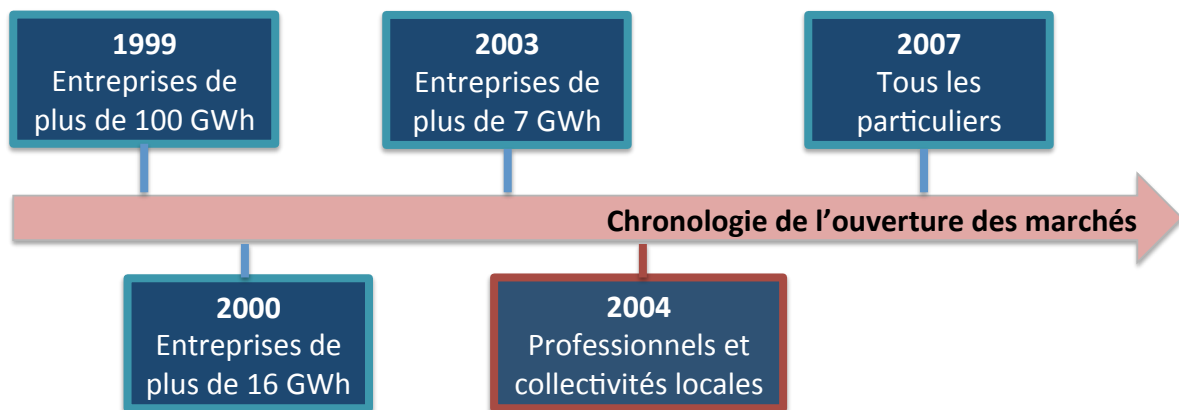


Figure 1 : Chronologie de l'ouverture des marchés de détail en France

La France a adapté ces directives sur son territoire en ouvrant progressivement ses marchés entre 1999 et 2007. La Figure 1 présente les étapes de cette ouverture.

Ainsi, depuis 2007, tous les consommateurs de gaz naturel et d'électricité peuvent choisir, sur le marché de détail, entre des offres de marché ou des tarifs réglementés. Si tous les fournisseurs alternatifs et historiques peuvent proposer des offres de marché, seuls les fournisseurs historiques (EDF, Engie et les ELD) sont en mesure de proposer des offres de marchés ET des tarifs réglementés.

Disparition progressive des Tarifs Réglementés de Vente de l'énergie

- Marché de l'électricité

L'ouverture du marché de l'électricité français, dans lequel EDF est en situation dominante notamment grâce à son parc nucléaire (environ 75% de la production nationale d'électricité) et sa position de fournisseur national historique au large service commercial, a été encadrée par la loi NOME (loi n°2010-1488 du 7 décembre 2010) portant nouvelle organisation du marché de l'électricité.

² Sur des petites portions du territoire (environ 5%), les entreprises locales de distribution (ELD) assuraient et assurent encore la distribution et la fourniture du gaz et de l'électricité

Ainsi, la loi NOME prévoit notamment :

- Que les fournisseurs alternatifs puissent disposer d'un droit d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH).
- La suppression des TRV au 1^{er} janvier 2016 pour les sites de consommation non-domestiques de puissance souscrite supérieure à 36 kVA (ex-tarifs jaunes et verts).
- La création d'un mécanisme de capacité, entré en vigueur le 1^{er} janvier 2017³.

Par conséquent, depuis le 1^{er} janvier 2016, tous les sites de consommation électrique de moyenne et grande puissance (>36kVA) sont passés en offre de marché.

- Marché du gaz naturel

Les fournisseurs alternatifs de gaz naturel ont pu, depuis l'ouverture des marchés, proposer des offres compétitives aux consommateurs. Le marché du gaz naturel, du fait de sa typologie, n'a donc pas eu besoin de bénéficier d'un encadrement aussi précis que le marché de l'électricité pour s'ouvrir à la concurrence.

Afin de satisfaire les directives européennes, la loi n°2014-344 du 17 mars 2014 relative à la consommation a tout de même fixé les échéances de la suppression des TRV.

Depuis le 1^{er} janvier 2016, tous les sites de consommation annuelle de référence (CAR) supérieure à 30 MWh⁴ sont passés en offre de marché pour leur fourniture de gaz naturel.

- Suivi de l'ouverture des marchés de l'énergie

Au 31 mars 2018, près des deux tiers du gaz naturel et de l'électricité consommés en France le sont par l'intermédiaire d'offres de marché⁵. La Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) répertorie de manière trimestrielle dans son observatoire du marché de détail la progression de l'ouverture des marchés de l'énergie en France.

1.2. Marchés de l'électricité en France

Pour une présentation plus détaillée du marché de l'électricité, nous vous invitons à vous reporter au document suivant commandé par le service des achats de l'État (SAE) :

Guide sur l'achat public d'énergie, groupe d'étude des marchés « aménagement et équipement durables dans le bâtiment », 2015

Chaîne de valeur de l'électricité

Le marché de l'électricité est composé de 4 grands pôles qu'il convient de connaître pour comprendre son fonctionnement :

- LA PRODUCTION : L'électricité est générée par l'intermédiaire de centrales de production implantées sur le territoire français, voire européen. La production d'électricité est intimement liée à la commercialisation⁶ par l'intermédiaire des fournisseurs. Cette activité n'est pas régulée, et les producteurs d'électricité sont en concurrence en vue de proposer les meilleurs prix pour l'électricité qu'ils vendent. Les producteurs d'électricité renouvelable peuvent bénéficier d'un tarif d'achat ou du complément de rémunération pour leur production.

³ Lire à ce sujet la publication d'AMORCE : *ENE 18 - Mécanisme de capacité : quelles répercussions pour les collectivités locales ?*, mars 2017

⁴ Une exception est permise pour tout immeuble à usage principal d'habitation de CAR < 150 MWh

⁵ Source : Les marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel, 1^{er} trimestre 2018, Commission de régulation de l'énergie

⁶Ce lien est d'autant plus marqué selon les modes d'approvisionnement des fournisseurs : gré à gré avec les producteurs, passage par le marché organisé, dispositif ARENH, etc.

- LE TRANSPORT : Entre les lieux de production et les bassins de consommation, l'électricité est acheminée via un réseau maillé à haute tension, géré en monopole par RTE. Le réseau de transport peut être assimilé à des « autoroutes » de l'électricité. Seuls certains très gros consommateurs peuvent être reliés au réseau de transport. Cette activité est régulée.
- LA DISTRIBUTION : Une fois acheminée sur de plus ou moins longues distances par l'intermédiaire du réseau de transport, ou parfois directement depuis le réseau de distribution, l'électricité est distribuée aux consommateurs par l'intermédiaire du réseau de distribution à un niveau basse tension. ENEDIS (ex-ERDF) ainsi qu'une centaine d'ELD distribuent l'électricité sur le territoire. Cette activité est régulée.
- LA COMMERCIALISATION : Les fournisseurs d'électricité achètent l'électricité (sur le marché de gros ou directement à des producteurs), puis la revendent, au détail, aux consommateurs finaux. Ils sont le principal interlocuteur des consommateurs d'électricité, et sont chargés d'éditer les factures et de collecter les paiements. La commercialisation de l'électricité est ouverte à la concurrence, et de nombreux fournisseurs (historiques et alternatifs) opèrent sur le marché de détail (voir Annexe 1).

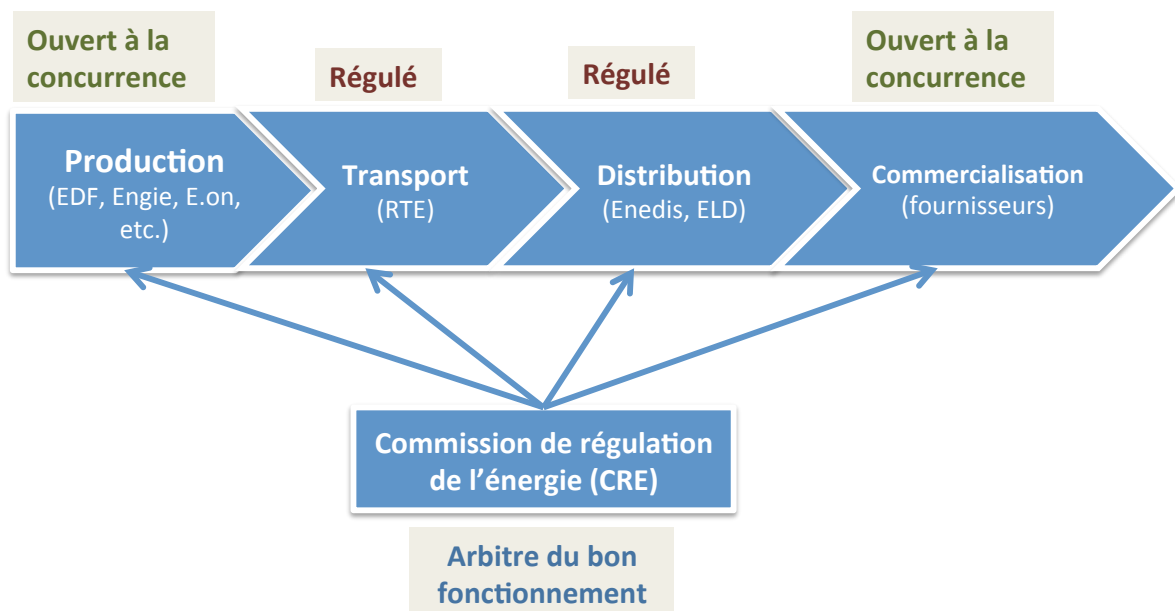


Figure 2: Chaîne de valeur de l'électricité

Décomposition du prix de l'électricité sur la facture

La facture d'électricité d'un consommateur final peut se diviser en trois grandes familles :

→ **Une part fourniture** : Elle couvre les coûts de l'électron lui-même (et dépend donc des mécanismes présentés dans la section précédente, mais aussi de la réglementation imposée aux fournisseurs comme les CEE, pour les consommations concernées, ou les marchés de capacités) et du service commercial proposé par le fournisseur (facturation, frais de personnel, etc.)

→ **Une part taxes et contributions** :

- La Contribution au Service Public de L'Énergie (CSPE) - finance les charges de service public de l'électricité. La CSPE a été réformée en 2016 pour être intégrée au budget de l'Etat et ne participe plus au financement du soutien aux EnR. Cette contribution représente 22,5 €/MWh en 2018.
- Les Taxes sur la Consommation Finale d'Électricité (TCFE) – sont des taxes locales, redistribuées aux départements, aux communes et/ou aux EPCI⁷.

⁷ Etablissement public de coopération intercommunale

- La Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA) – permet de financer les droits spécifiques relatifs à l'assurance vieillesse des personnels des entreprises de réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel.
- La Taxe sur la Valeur Ajoutée (TVA) – elle est de 5,5% sur le montant de l'abonnement ainsi que sur la CTA des sites d'une puissance inférieure ou égale à 36kVA, et de 20% sur les autres postes.

→ **Une part acheminement** via le **Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE)** : elle couvre les coûts des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution, et comporte une part abonnement fixe et une part variable en €/MWh (cf. ANNEXE 2).

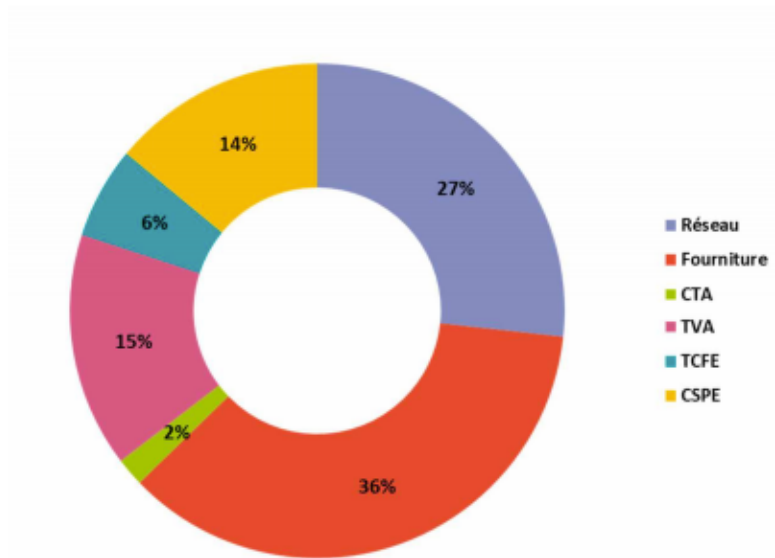


Figure 3 : Postes de coûts couverts par la facture au tarif réglementé de vente d'électricité pour un client résidentiel, au 31 mars 2018 (Source: CRE)

La Figure 3, pour laquelle les chiffres sont issus de le CRE, présente la ventilation des postes de coûts pour la facture d'un client au tarif bleu résidentiel. Il n'existe à ce jour aucune référence officielle pour la ventilation des factures des moyens et gros consommateurs.

La part fournisseur représente environ entre 35 et 50% du prix final payé selon les consommateurs d'électricité. Tous les autres postes de coûts étant imposés aux fournisseurs, il s'agit alors de la seule part de la facture réellement en concurrence dans un appel d'offres.

1.3. Marchés du gaz naturel en France

Pour une présentation plus détaillée du marché du gaz naturel, nous vous invitons à vous reporter au document suivant commandé par le service des achats de l'État (SAE) :

Guide sur l'achat public d'énergie, groupe d'étude des marchés « aménagement et équipement durables dans le bâtiment », 2015

Chaîne de valeur du gaz naturel

Le marché du gaz naturel est composé de 5 grands pôles :

- La PRODUCTION : Le gaz naturel est extrait par des producteurs puis acheminé jusqu'en France⁸. Il peut être importé de deux manières :
 - Sous forme gazeuse, par l'intermédiaire des gazoducs. Dans ce cas, il est injecté dans le réseau de transport de gaz aux interconnexions terrestres frontalières.
 - Sous forme liquide (GNL), par l'intermédiaire des terminaux méthaniers⁹.

L'activité de production est ouverte à la concurrence.

- Le TRANSPORT : Le réseau Français de transport de gaz naturel permet d'acheminer le gaz depuis les points d'importation aux frontières jusqu'aux points de livraison répartis sur le territoire national (distribution publique et gros clients industriels) ou aux sites de stockage souterrain. Il est exploité par deux opérateurs : GRTgaz (GRTgaz Nord et GRTgaz Sud) et TIGF (zone Sud-Ouest). Cette activité est régulée.
- Le STOCKAGE : Contrairement à l'électricité qui ne peut être stockée qu'en petite quantité, le gaz naturel peut l'être massivement. Cela permet notamment de combler le décalage existant entre une consommation en gaz saisonnière et un approvisionnement continu et régulier, et procure au réseau une certaine sécurité d'approvisionnement. Deux acteurs officient en France : Storengy/Géométhane et TIGF. Depuis 2018, l'accès au stockage souterrain de gaz naturel est régulé¹⁰.
- La DISTRIBUTION : Après transfert depuis le réseau de transport, le gaz naturel est distribué aux consommateurs par l'intermédiaire du réseau de distribution à un niveau de plus basse pression. GRDF ainsi qu'une vingtaine d'ELD distribuent le gaz sur le territoire. Cette activité est régulée.
- La COMMERCIALISATION : Les fournisseurs achètent le gaz naturel (sur les marchés intermédiaires, directement aux producteurs ou à d'autres fournisseurs), puis le revendent, au détail, aux consommateurs finaux. Ils sont le principal interlocuteur des consommateurs de gaz naturel, et sont chargés d'éditer les factures et de collecter les paiements. La commercialisation du gaz naturel est ouverte à la concurrence, et de nombreux fournisseurs (historiques et alternatifs) opèrent sur le marché de détail (voir annexe 1).

⁸ à 84% par gazoducs via les points d'interconnexion (Norvège, Russie, Pays-Bas, etc.) et à 16% par bateau via les terminaux méthaniers (Algérie, Qatar, etc.) – Source : Gas in Focus : observatoire du gaz – GRTgaz, SIAPARTNERS, 2015

⁹ L'approvisionnement en GNL par les fournisseurs d'énergie est ouvert à la concurrence, mais ils répercutent cependant une contribution d'accès à ce service sur la facture, l'ATTM (voir page suivante), qui elle est régulée.

¹⁰ Voir à ce sujet : ENE27- Stockage souterrain de gaz naturel : Quelles perspectives pour les marchés de fourniture des collectivités ? AMORCE, décembre 2017

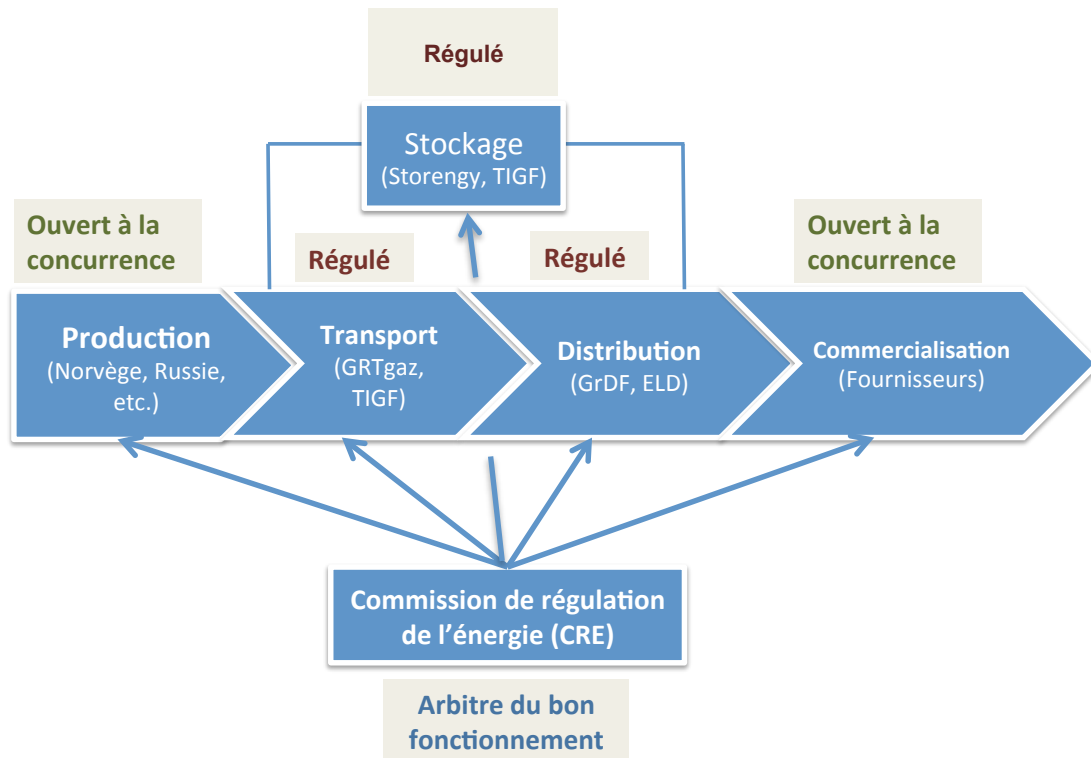


Figure 4 : Chaîne de valeur du gaz naturel

Décomposition du prix du gaz naturel sur la facture

La facture de gaz d'un consommateur final peut se diviser en trois grandes familles :

→ **Une part fourniture** : elle couvre les coûts de l'approvisionnement de la molécule (et dépend donc des relations entre fournisseurs, producteurs et marchés organisés), des réglementations sur les CEE ou le stockage et du service commercial proposé par le fournisseur (facturation, frais de personnel et de gestion, etc.).

→ Une part taxes et contributions :

- La Taxe Intérieure sur la Consommation de Gaz Naturel (TICGN) – est collectée par les fournisseurs puis reversée aux services des douanes de l'État. En 2018, elle représente 8,45 €/MWh. Cette taxe, qui intègre la Contribution Climat Énergie (CCE), évolue proportionnellement selon le prix de la tonne de carbone. Les recettes de la TICGN servent notamment à soutenir le développement du biométhane en France et à lutter contre la précarité énergétique via les tarifs sociaux du gaz.
- La Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA) – permet de financer les droits spécifiques relatifs à l'assurance vieillesse des personnels des entreprises de réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel.
- La Taxe sur la Valeur Ajoutée (TVA) – elle est de 5,5% sur le montant de l'abonnement (part fixe) ainsi que sur la CTA, et de 20% sur le montant des consommations (part variable) et des autres taxes.

→ Une part acheminement :

- L'Accès des Tiers aux Réseaux de Transport (ATRT) permet de rémunérer les gestionnaires des réseaux de transport (GRTgaz et TIGF). L'ATRT est spécifique à chaque réseau de transport et est fixé par la CRE avec accord du ministre chargé de l'énergie. L'ATRT intègre depuis 2018 une partie du coût de l'accès au stockage souterrain de gaz.

- L'Accès des Tiers aux Réseaux de Distribution (ATRD) – permet de rémunérer les gestionnaires des réseaux de distribution (GRDF pour 95%, les ELD pour le reste). L'ATRD est fixé par la CRE avec accord du ministre chargé de l'énergie, et son montant peut varier à la fois suivant le gestionnaire du réseau de distribution et la consommation annuelle des sites. Ce tarif comporte une part variable en €/MWh et une part abonnement fixe (cf. ANNEXE 3).
- L'Accès des Tiers aux Terminaux Méthaniers (ATTM) – permet de rémunérer les services des terminaux méthaniers si l'arrivée du gaz se fait sous forme de GNL. Ce tarif est également fixé par le CRE.
- L'accès au stockage¹¹, permet de lisser les surcoûts liés aux variations saisonnières de la consommation.

La Figure 5 présente à titre d'exemple les postes de coûts d'un client résidentiel moyen aux tarifs réglementés d'ENGIE.

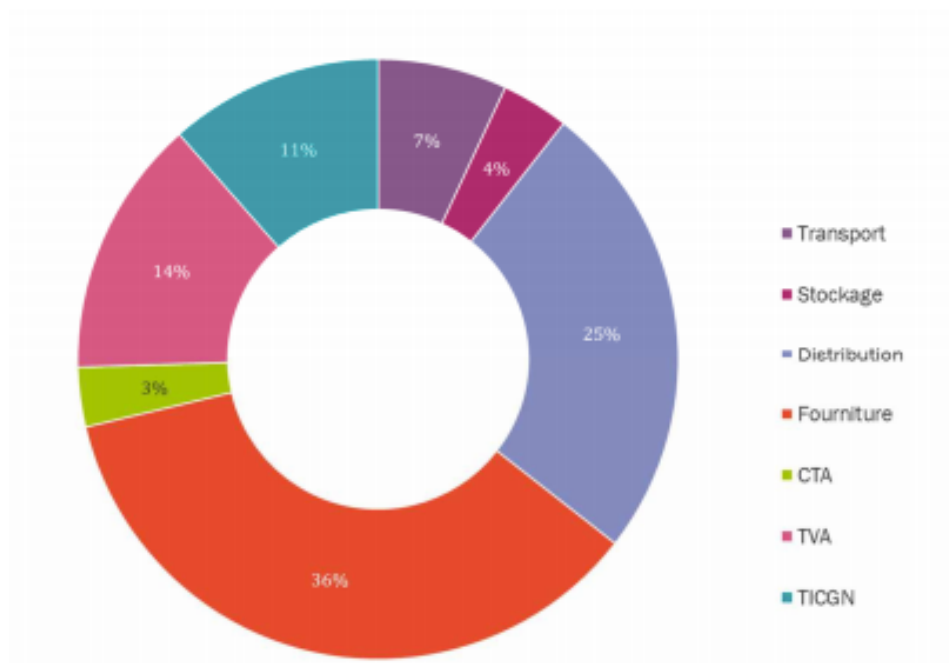


Figure 5 : Postes de coûts couverts par la facture au tarif réglementé de vente d'électricité d'Engie pour un client résidentiel moyen, au 31 mars 2018 (Source : CRE)

La part fournisseur représente ici 36% du prix final payé. Bien que cette part ait tendance à croître avec la taille d'un marché, il s'agit tout de même de la seule part de la facture réellement en concurrence dans un appel d'offres. Le reste des postes de coûts sont régulés par les pouvoirs publics.

¹¹ Voir à ce sujet : ENE27- Stockage souterrain de gaz naturel : Quelles perspectives pour les marchés de fourniture des collectivités ? AMORCE, décembre 2017

2. MÉTHODE SUIVIE ET REPRÉSENTATIVITÉ DE L'OBSERVATOIRE

La présente étude s'appuie sur une enquête réalisée à l'été 2018.

En s'appuyant sur la méthode, la structure et les retours d'expérience du premier observatoire des offres de marché d'AMORCE, cette enquête a été construite en concertation avec un ensemble d'experts des achats publics d'énergie.

La participation au questionnaire a été soumise aux collectivités adhérentes à AMORCE situées, en particulier dans :

- des métropoles, communautés urbaines, des communautés d'agglomérations, des communautés de communes et des communes ;
- des syndicats d'énergie, des syndicats mixtes, des syndicats spécialisés dans le traitement et/ou la collecte des ordures ménagères ;
- des départements ;
- des régions.

L'enquête a également été ouverte à d'autres acheteurs publics d'énergie (hôpitaux, centrales d'achat, etc.)

Le profil des collectivités participantes couvre des territoires allant de quelques milliers à plusieurs millions d'habitants pour les plus importants groupements. Les réponses ont été traitées de sorte à anonymiser la participation aux questionnaires.

Tableau 1 : Représentativité de l'observatoire

	Électricité	Gaz naturel
Nombre de répondants	87	56
Volume total d'énergie couvert par les données d'achat	11 116 GWh	7 795 GWh

3. RÉSULTATS POUR LA FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ

La partie qui suit présente l'analyse des résultats de l'enquête concernant les achats d'électricité par les acheteurs publics sondés.

3.1. Détail de l'échantillon

La Figure 6 permet de visualiser le panel de participants représentés par cette enquête. Pour rappel, le panel d'acheteurs interrogés représente 87 interlocuteurs pour 11,1TWh achetés.

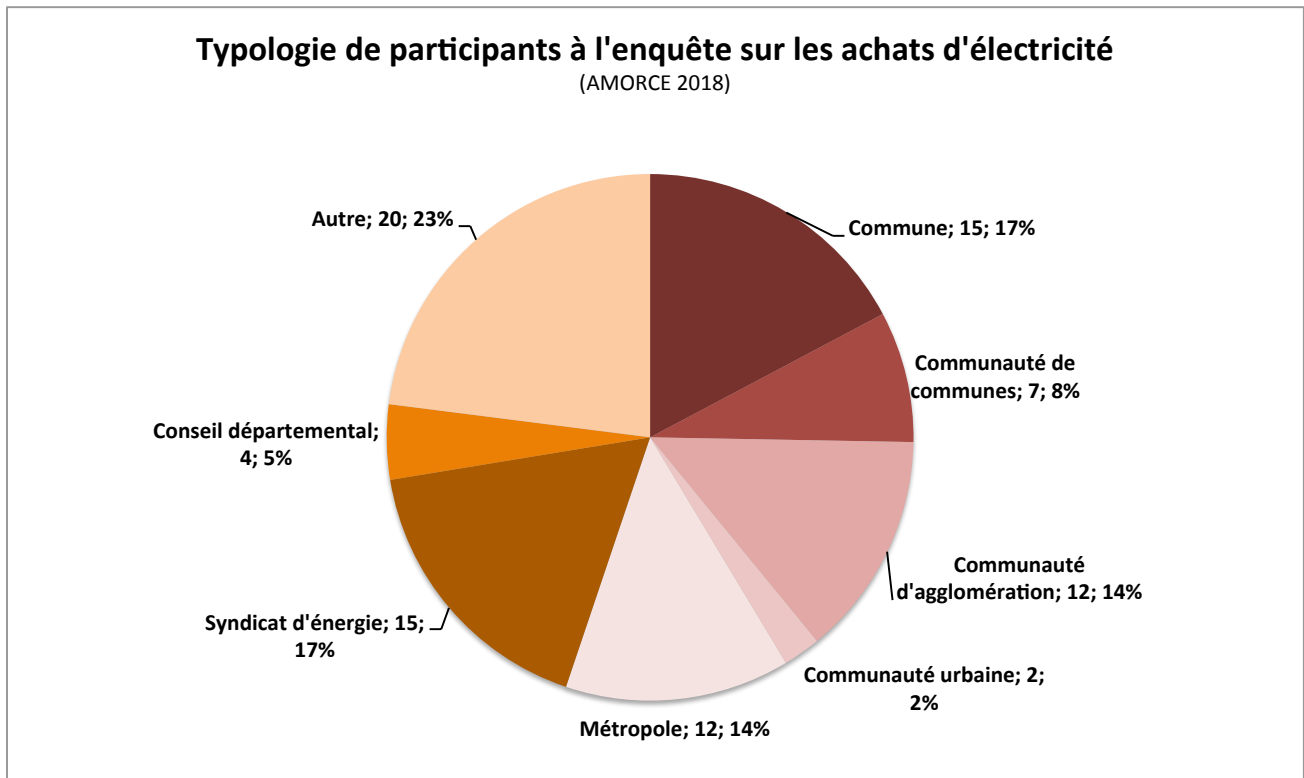


Figure 6 : Répondants sur la partie "achats d'électricité"

3.2. Stratégie générale pour les achats d'électricité

Achats groupés ou achats seuls

Cette section consiste à présenter les stratégies d'achats adoptées en fonction de la structure administrative des acheteurs.

La Figure 7 présente la répartition des stratégies d'achats adoptées pour chaque type de collectivités. À titre d'exemple de lecture, 60% des syndicats d'énergie de l'échantillon coordonnent un dispositif d'achat groupé, 20% sont membres d'un dispositif d'achat groupé, 20% achètent seuls leur électricité.

Les EPCI de grande taille (métropoles, communautés d'agglomérations, syndicats d'énergie et départements) pilotent en général des groupements pour leurs membres. Ces résultats s'expliquent notamment du fait de la disponibilité de personnel dédié au sein des structures de plus grandes tailles.

Au total, à l'échelle de l'échantillon, **74% des acheteurs coordonnent ou dépendent d'un dispositif d'achat groupé d'électricité**. Les 26% restant achètent seuls leur électricité. Les acheteurs publics, notamment les collectivités, se sont ainsi majoritairement regroupés pour acheter leur électricité. Ce constat reste très proche de celui réalisé en 2016 lors du premier observatoire d'AMORCE.

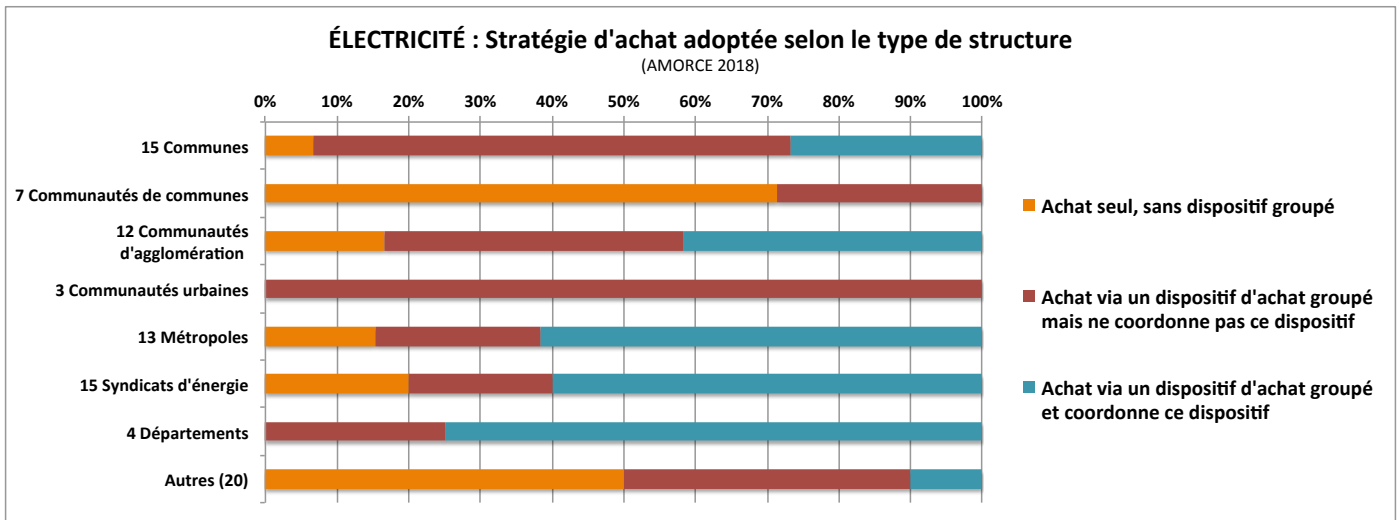


Figure 7: Stratégie d'achat adoptée selon le type de structure

Les répondants ont également été interrogés :

- Sur la satisfaction de leur choix via une note de 1 à 5 (1 : pas du tout satisfait ; 5 : tout à fait satisfait) (Figure 8)
- Sur les motivations de leur choix (Figure 9 et Figure 10)
- Sur les perspectives d'évolution de leur choix (Figure 11)

D'une manière générale, les sondés, quelle que soit la stratégie adoptée, affichent un bon niveau de satisfaction. Les notes moyennes données étant comprises entre 3,6 et 4,3 sur 5 ; les dispositifs d'achats groupés étant toutefois marqués, en moyenne, par une notation sensiblement meilleure.

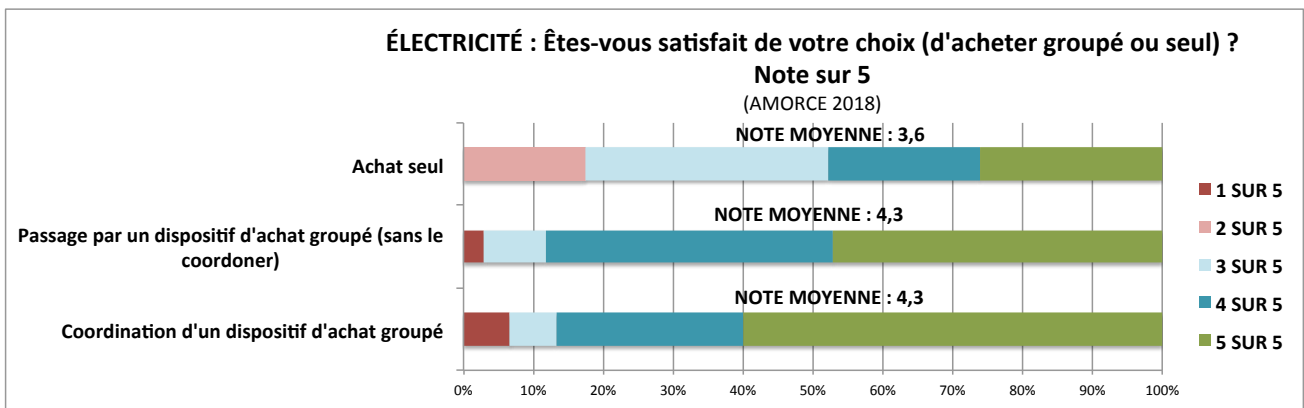


Figure 8 : Satisfaction du choix réalisé (achat seul ou groupé)

Pour près de la moitié des répondants ayant fait le choix d'acheter seuls leur électricité, le fait de garder la main sur la passation des marchés de fourniture constitue la motivation première. Notons également qu'un tiers de ceux-ci n'a toutefois pas étudié la possibilité de passer par un dispositif d'achat groupé.

Pour la grande majorité des répondants ayant fait le choix d'acheter de façon groupée, les deux principales motivations proviennent d'une part de la recherche d'un meilleur prix en massifiant les volumes proposés aux fournisseurs, et d'autre part de la volonté de mutualiser les moyens humains et les compétences des acheteurs.

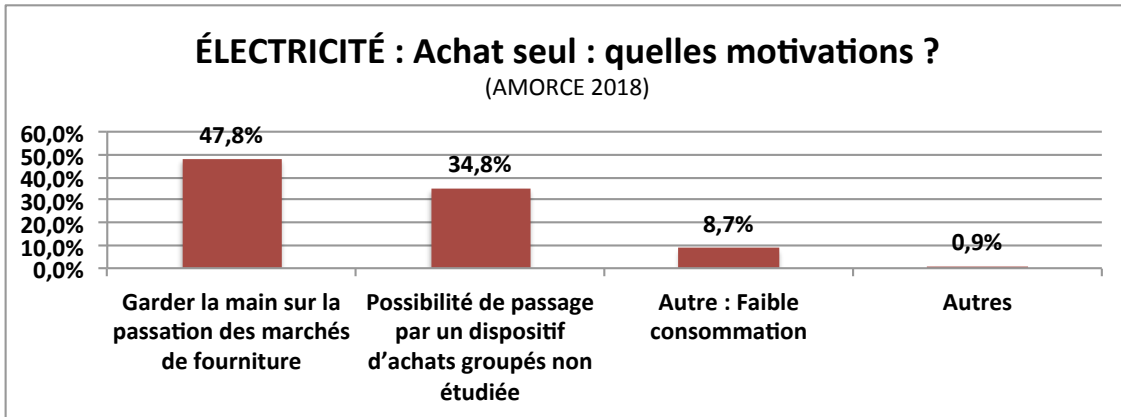


Figure 9 : Motivation du choix réalisé (achat seul)

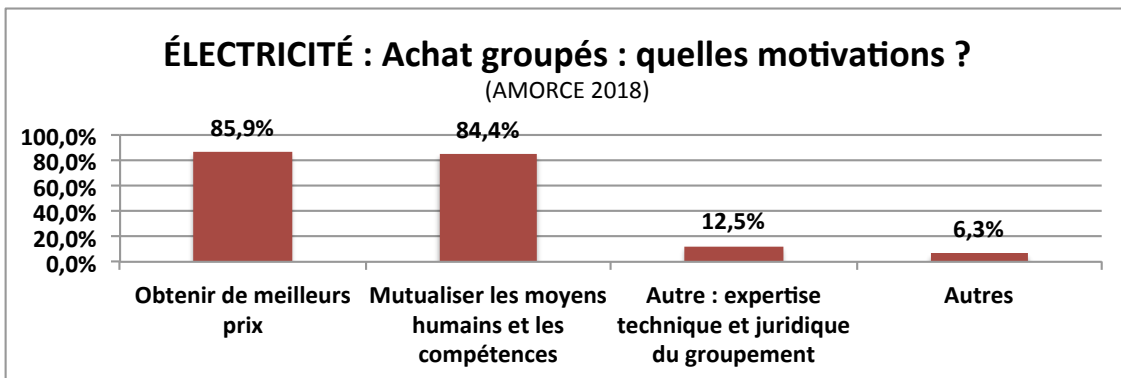


Figure 10 : Motivations du choix réalisé (achat groupé)

Pour l'échantillon de réponses collectées, plus de 90% des acheteurs souhaitent conserver le choix actuellement réalisé.

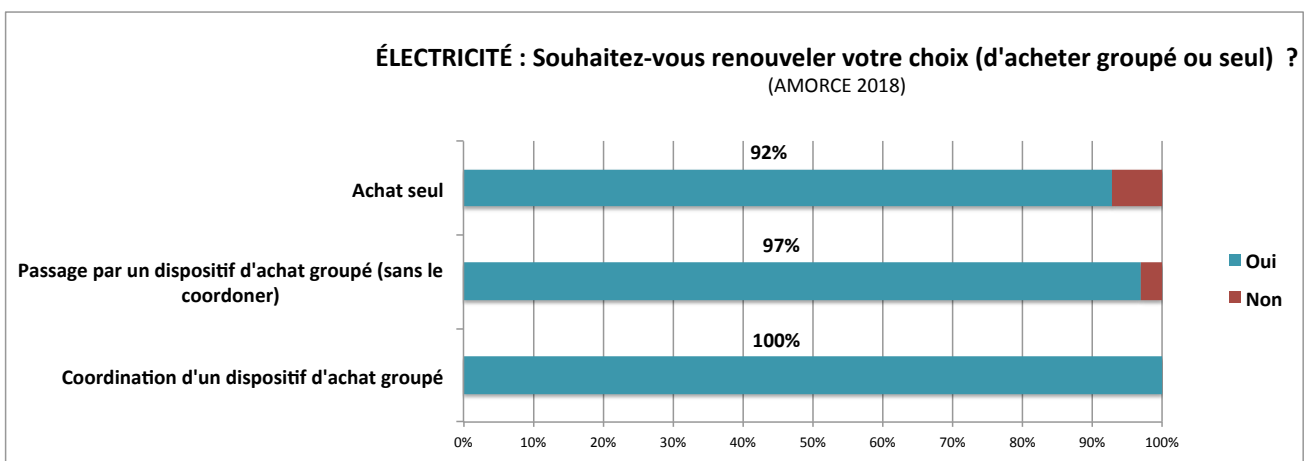


Figure 11 : Perspective de renouvellement du choix d'acheter seul ou groupés

Coordonnateurs des dispositifs d'achat groupé

Pour les 66 répondants faisant partie d'un dispositif d'achat groupé, la typologie de ce groupement a été renseignée, dans un but d'identification des structures coordonnatrices.

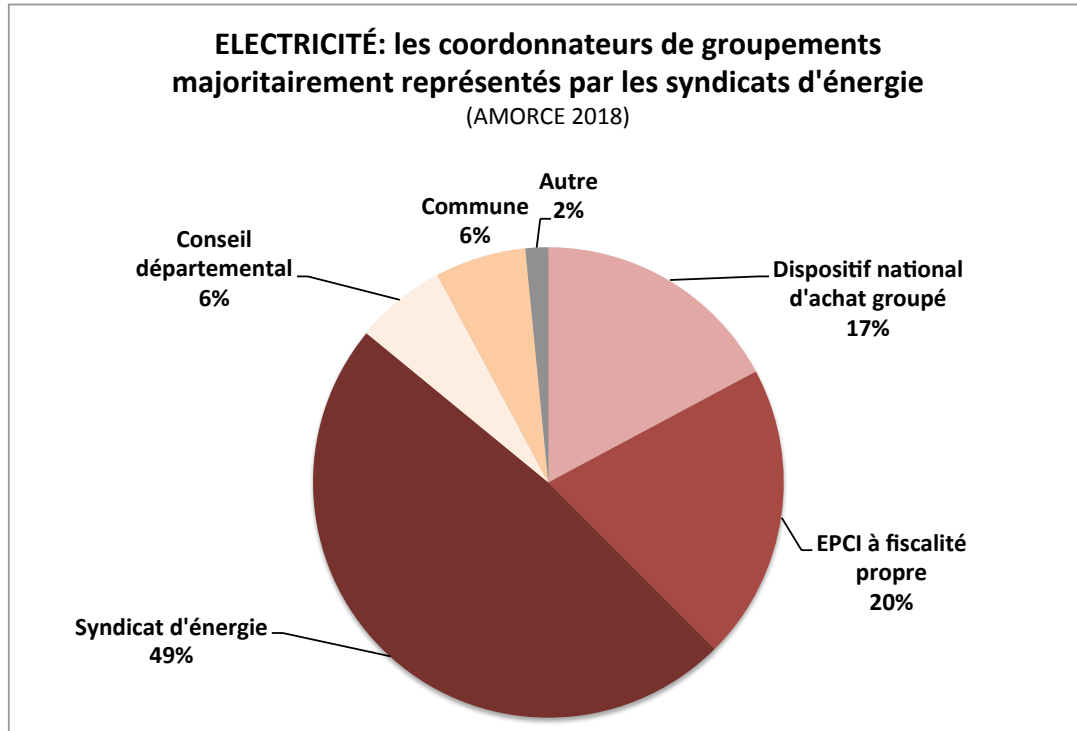


Figure 12 : Typologie des coordonnateurs de dispositifs d'achats groupés

Les syndicats d'énergie, qui consomment peu d'énergie à proprement parler sur leur patrimoine, coordonnent la moitié des groupements d'achats. Certains syndicats d'énergie se sont regroupés pour réaliser ces achats. Le reste des dispositifs d'achats groupés étant répartis entre dispositifs nationaux (17%) et EPCI à fiscalité propre (20%) en majeure partie¹².

En confiant l'achat d'énergie à des structures spécialisées, les collectivités et autres acheteurs publics mutualisent leurs ressources et agissent ainsi de manière à massifier les volumes proposés aux fournisseurs d'énergie. Cette massification pourrait permettre notamment d'augmenter le levier de négociation envers ces derniers, dans le but d'obtenir des offres plus compétitives ou de meilleurs services.

Mise en concurrence des sites aux tarifs réglementés de vente (TRV)

Si l'ouverture des marchés a largement impacté les sites des acheteurs publics d'énergie avec la suppression de nombreux tarifs réglementés de vente (TRV), il est toutefois encore possible de bénéficier des TRV pour les sites de faible puissance (<36 kVA).

Certains acheteurs ont toutefois fait le choix de faire passer ces sites en offres de marché en les intégrant dans leurs consultations. Cette section vise à jauger la proportion d'acheteurs ayant effectué ce choix, les motivations sous-jacentes, ainsi que les perspectives de prolongement des choix réalisés.

¹² Par exemple, UniHA (Coopérative des Hôpitaux Publics), ou UGAP

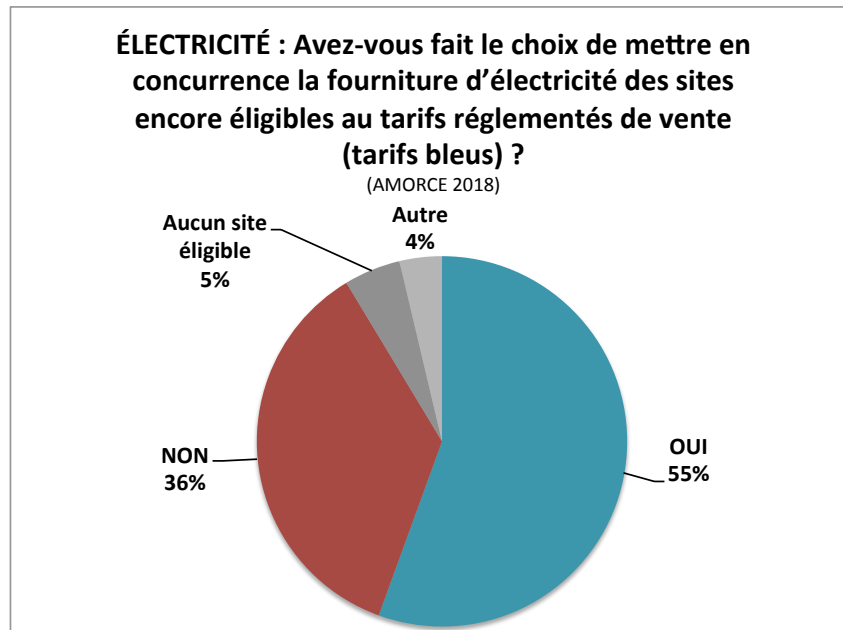


Figure 13 : Mise en concurrence des sites aux TRV

Plus de la moitié des sondés ont intégré les sites encore éligibles aux TRV dans leur consultation, dans le but de disposer d'une offre de marché (Figure 13). On note ainsi une forte pénétration des offres de marché dans le segment des achats publics. A titre de comparaison, en France, 78% des sites de consommation d'électricité sont encore aux TRV pour la fourniture d'électricité¹³.

Pour comprendre ce choix, il importe surtout de prendre connaissance des motivations des acheteurs vis-à-vis de leurs choix de mise ou non en concurrence.

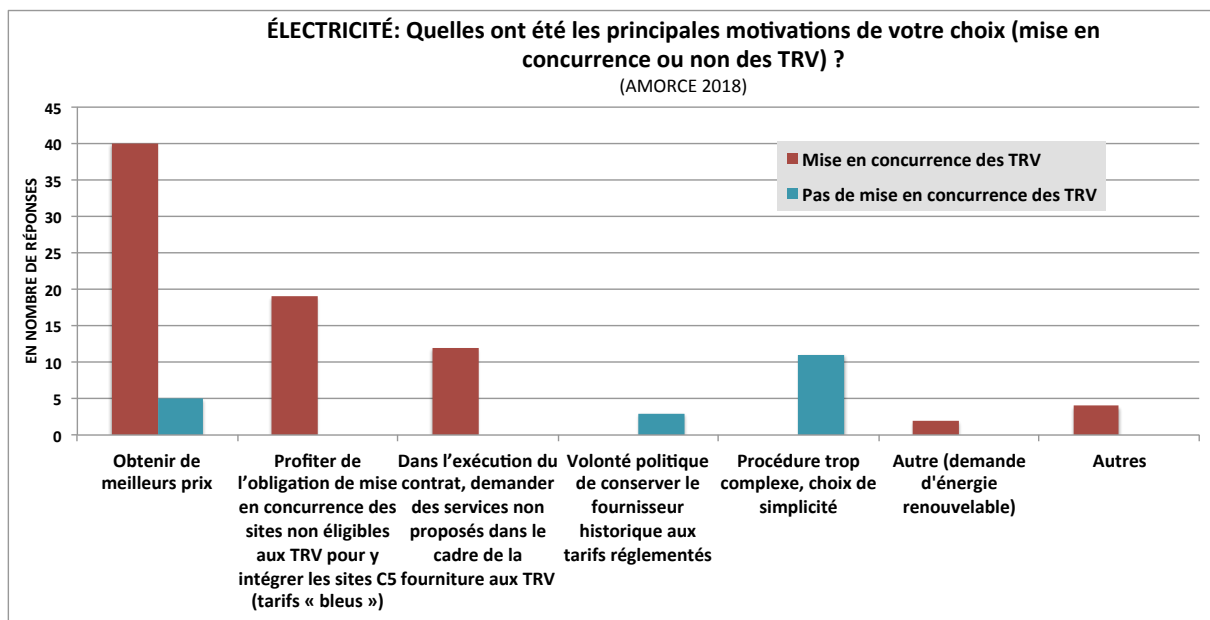


Figure 14 : Motivations du choix de mise en concurrence ou non des sites aux TRV

Pour les sites aux TRV ayant été mis en concurrence, la principale motivation est d'ordre économique. En effet, les offres de marché proposées par les fournisseurs sont généralement inférieures aux TRV. Il est toutefois essentiel de savoir que les prix obtenus en offre de marché dépendent fortement de la date de remise du prix

¹³ Source : observatoire des marchés de détail T2 2018, Commission de régulation de l'énergie

par le fournisseur et que ce prix reste la plupart du temps fixe sur la durée du marché. A contrario, les tarifs réglementés de vente sont régulièrement révisés. Il est à noter, que les TRV sont aussi soumis à certaines contraintes. En effet, existe par exemple, pour les TRV, le risque de correction de prix, parfois rétroactive, à la hausse, selon décision des autorités sur d'éventuels recours d'acteurs de la branche¹⁴.

Pour de nombreux acheteurs devant obligatoirement mettre en œuvre une procédure de mise en concurrence pour l'achat d'électricité, il a été jugé opportun d'intégrer aux consultations les sites éligibles aux TRV.

Pour les sites restés aux TRV, la principale motivation affichée provient d'un choix de simplicité.

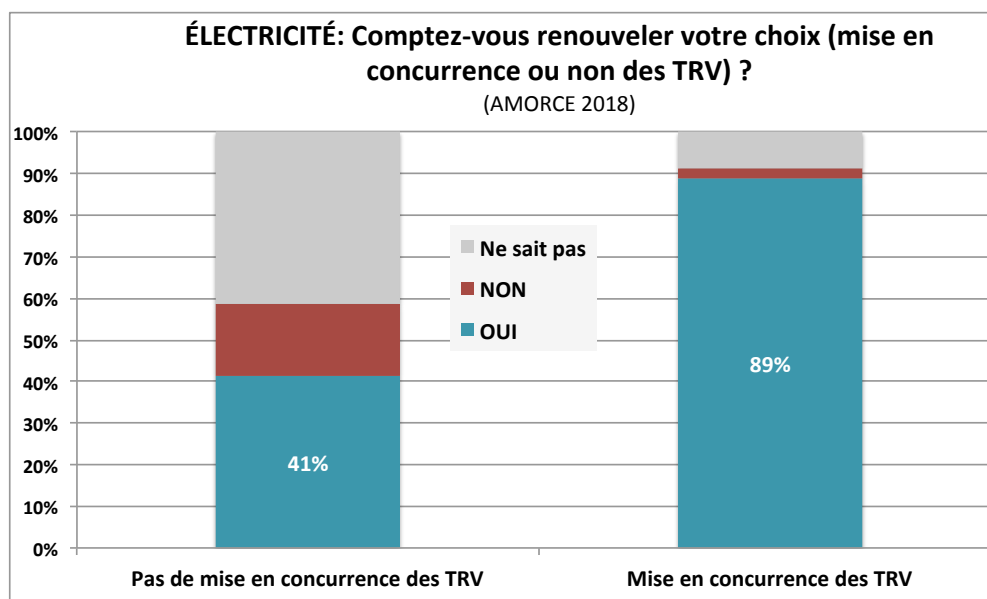


Figure 15 : Perspectives de mise en concurrence des TRV

89% des acheteurs, ayant basculé les sites éligibles aux TRV en offre de marché, souhaitent renouveler leur choix pour les prochains marchés. En revanche, il existe une incertitude beaucoup plus marquée quant au devenir des sites encore aux TRV : plus de 40% des acheteurs ne savent pas encore le choix qui sera fait lors du renouvellement de leur accord-cadre. De plus, près de 20% des acheteurs souhaitent basculer leurs sites aux TRV en offre de marché à l'avenir.

Pour rappel, dans sa décision du 18 mai 2018, suite à un recours déposé contre l'existence des TRV, le Conseil d'État admet la possibilité d'existence des TRV de l'électricité au motif qu'ils poursuivent l'objectif d'intérêt économique général de stabilité des prix¹⁵. Pour les collectivités, les TRV pour les petits sites de consommation seront donc maintenus.

A RETENIR

Les 3/4 des acheteurs publics sondés (majoritairement des collectivités dans cette étude) ont fait le choix de se grouper pour acheter leur électricité. Ils sont alors soit coordonnateurs, soit membres d'un dispositif d'achat groupé.

Une bonne satisfaction générale ressort des sondés quant aux choix réalisés, ce qui conduira plus de 90% d'entre eux à renouveler leur choix.

Parmi l'échantillon collecté, la moitié des acheteurs appartenant à un groupement passent par un syndicat d'énergie.

¹⁴ Voir par exemple le cas, le 15 juin 2016, de la décision du conseil d'état de faire corriger les prix pratiqués sur les tarifs bleu d'électricité sur la période du 1^{er} août 2014 au 31 juillet 2015, avec à la clef une régularisation sur la facture du client.

¹⁵ Le maintien des TRV de l'électricité a toutefois été conditionné : à un réexamen périodique pour s'assurer du caractère adapté/proportionné du maintien des TRVE ; à l'exclusion des « sites non résidentiels appartenant à des grandes entreprises ».

Plus de la moitié des acheteurs ont fait le choix de mettre en concurrence les sites encore éligibles aux tarifs réglementés de vente (TRV). La principale motivation est d'ordre économique pour ceux-ci (obtenir de meilleurs prix qu'avec les TRV).
Pour les futurs marchés, une forte proportion des acheteurs (42%) ayant conservé des sites aux TRV ne savent pas encore quel sera le choix qu'ils réaliseront vis-à-vis du maintien ou non des TRV.

3.3. Niveau de concurrence sur les marchés de fourniture d'électricité

Attributaires des accords-cadres

Les candidats qui répondent à un accord-cadre peuvent se positionner sur plusieurs marchés subséquents découlant de celui-ci. Cette partie cherche à identifier le niveau de concurrence atteint dans le marché de détail électrique des acheteurs publics. Quel est le nombre de fournisseurs moyen retenus pour la mise en concurrence ? Y-a-t-il un effet « volume » des consultations sur cette moyenne ?

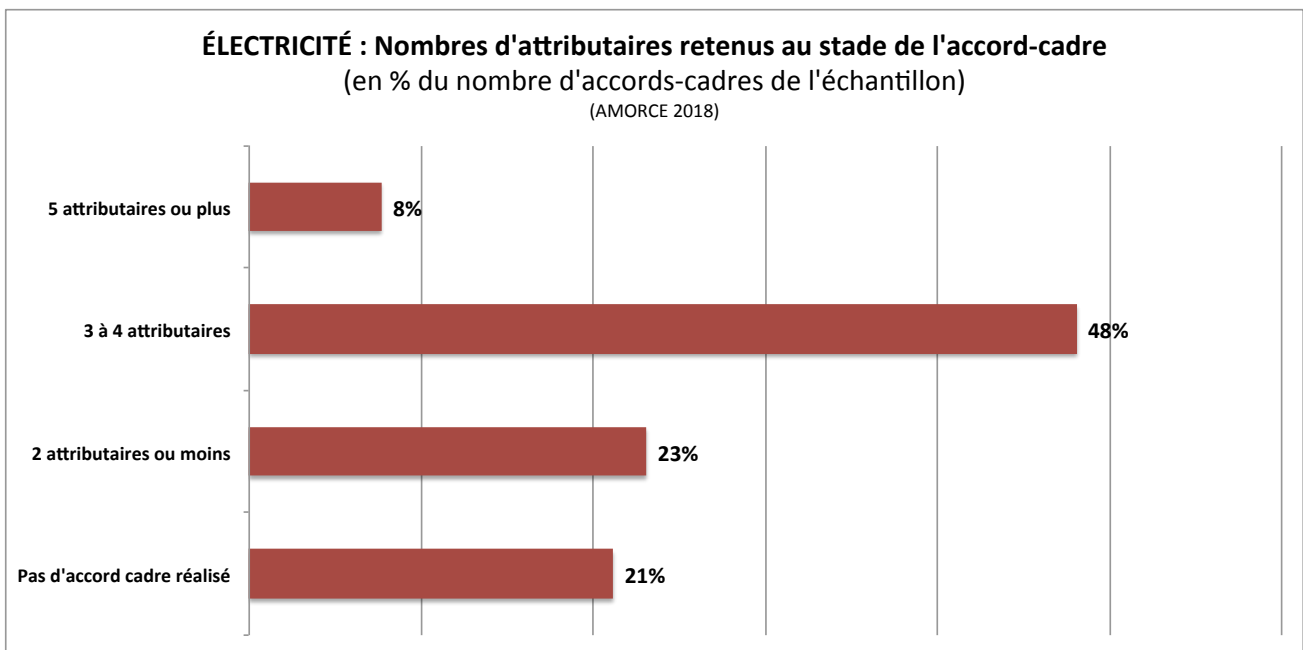


Figure 16 : nombre d'attributaires retenus au stade de l'accord-cadre

23% des accords-cadres n'ont retenu qu'1 ou 2 attributaires, et près de la moitié des accords-cadres issus de l'échantillon ont retenu 3 ou 4 attributaires. En moyenne (non pondérée), 3,3 attributaires ont été retenus dans les accords-cadres réalisés. On note toutefois une nette différence en pondérant cette moyenne par le volume de chaque accord-cadre, puisque la moyenne pondérée atteint 6,7 candidats. Concrètement, quelques très gros accords-cadres tirent cette moyenne vers le haut.

Tableau 2 : Nombre d'attributaires moyen des accords-cadres

Nombre d'attributaires des accords-cadres	
Moyenne	3,3
Moyenne pondérée par le volume	6,7

Deux types d'analyses peuvent être formulés quant à ces résultats.

- D'une part, le nombre d'attributaires moyens retenus (en nombre d'accords-cadres) reste relativement faible, mais en progression par rapport à 2016 (2,8). La mise en concurrence pour les marchés subséquents se réalise donc avec un nombre de fournisseurs restreint pour chaque marché.
- D'autre part, les résultats présentés laissent sans aucun doute à penser que les contrats de grand volume sont attractifs pour les fournisseurs et suscitent une concurrence plus forte.

Note : Il importe de souligner que la qualité du cahier des charges proposé par les acheteurs est également un facteur déterminant pour rendre les marchés attractifs pour les fournisseurs.

Enfin, notons qu'une proportion importante d'acheteurs (21%) n'est pas passée par une procédure d'accord-cadre pour ses achats d'électricité. Le volume correspondant est toutefois très faible (moins de 1 % du volume total analysé). Pour rappel, les procédures classiques des marchés publics ne sont pas ou peu adaptées à la fourniture d'énergie du fait de leurs durées relativement longues (durée de validité des offres de 90 ou 180 jours entre la réception de l'offre et le choix de l'attributaire). Les fournisseurs d'énergie, du fait de leur mode d'approvisionnement, ont en effet besoin d'une réponse rapide afin de proposer des offres adaptées aux marchés sur lesquels ils s'approvisionnent, et ne pas répercuter une couverture financière trop importante dans le prix proposé. Le service des achats de l'état (SAE) préconise d'ailleurs¹⁶ de recourir à un contrat type *accord-cadre* pour les achats d'énergie. La procédure d'accord-cadre permet de sélectionner plusieurs attributaires sur une série de points techniques, afin de les mettre en concurrence ensuite sur un critère principalement économique lors des marchés subséquents.

Candidats des marchés (subséquents)

Pour chaque marché (subséquent), les attributaires retenus lors des précédentes étapes peuvent proposer une offre adaptée au cahier des charges, pour obtenir l'attribution du marché. Cette section analyse à la fois le nombre de candidats participant à la mise en concurrence pour chacun des marchés subséquents, mais étudie également l'effet volume sur ces derniers. Certains acheteurs n'étant pas passés par une procédure d'accord-cadre ont été comptabilisés.

¹⁶ *Guide sur l'achat public d'énergie*, groupe d'étude des marchés « aménagement et équipement durables dans le bâtiment, 2015

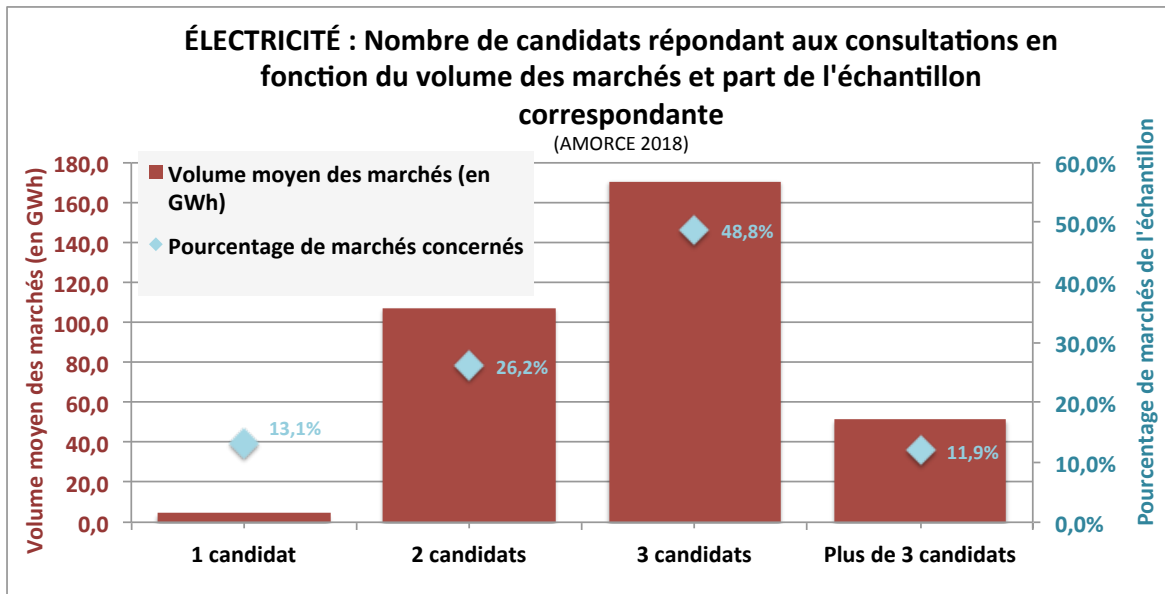


Figure 17 : Nombre de candidats sur les marchés subséquents

Sur les 84 marchés analysés, entre 1 et 6 candidats ont répondu. **En moyenne, 2,7 fournisseurs** se positionnent sur les marchés des acheteurs de l'échantillon. La moyenne pondérée par le volume des marchés est proche, avec 2,8 fournisseurs.

Les marchés n'ayant obtenu qu'un unique fournisseur (13,1% des marchés recensés) concernent des marchés de petite taille en moyenne. Toutefois, environ la moitié des marchés de l'échantillon ont eu 3 candidats. Le nombre de candidats est relativement corrélé avec le volume moyen des marchés. Ainsi, le nombre de candidats mis en concurrence augmente sensiblement avec le volume moyen des marchés subséquents.

Le même type de remarque que la section précédente s'applique ici. Un nombre globalement faible de fournisseurs se dispute les marchés de fourniture d'électricité, offrant une mise en concurrence relativement limitée. Les marchés comportant un fort volume monopolisent d'autant plus l'attention des fournisseurs.

Part de marché des fournisseurs de l'échantillon

Les parts de marchés obtenus par les différents fournisseurs d'électricité sont présentées ici. L'objectif consiste ainsi à faire un état des lieux du partage des marchés et de ses acteurs. Cette analyse se base sur 93 marchés représentant un volume total de plus de 9 900 GWh. Attention : ces résultats restent indicatifs et propres à l'échantillon collecté dans cette étude.

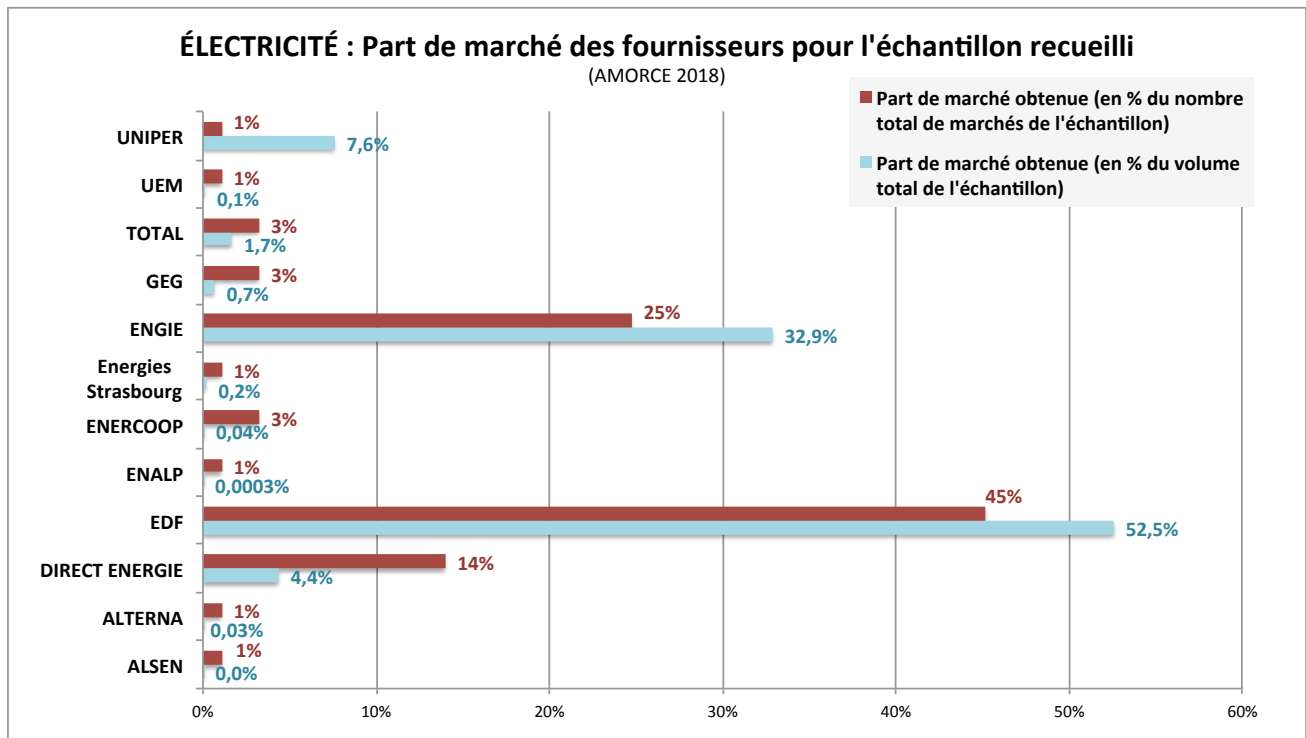


Figure 18 : Part de marché des fournisseurs pour l'échantillon

Le graphique présenté ci-dessus contient deux types d'informations, qu'il convient de lire avec précaution. La valeur des jauges se lit en pourcents. Voici un exemple de lecture envisageable : Engie a obtenu 25% des marchés analysés. Ces marchés représentent 32,9% du volume total de l'échantillon.

Sur les 93 marchés analysés, 12 fournisseurs ont effectivement été retenus pour une fourniture. EDF, Engie et Direct Energie se distinguent très nettement des autres fournisseurs en nombre de marché obtenus. 4 fournisseurs représentent ainsi plus de 97% du volume total fourni¹⁷.

EDF, notamment grâce à sa notoriété et son réseau commercial, reste largement leader de la fourniture. À elle seule, l'entreprise a obtenu 52,5% du volume total de l'échantillon collecté¹⁸.

Le marché de détail de l'électricité subit fortement la prééminence de 3 acteurs majeurs sur le territoire français. L'envergure de ces derniers leur permet non seulement de proposer des offres concurrentielles, mais également de se positionner sur un très grand nombre de marchés et de faire face à la complexité du règlement des marchés publics.

On constate ainsi que la diversité des fournisseurs sur les marchés des acheteurs publics, bien qu'en évolution, reste relativement limitée.

¹⁷ Pour information, l'observatoire des marchés de détail fait par la CRE et disponible sur leur site internet par trimestre, référence encore plus de fournisseurs actifs sur le territoire

¹⁸ Ce chiffre concorde d'ailleurs fortement avec les 58,3% de part de marchés obtenus par les fournisseurs d'électricité historiques (tous types de consommations) au 31 mars 2016 (source : CRE).

A RETENIR

99% du volume acheté par l'échantillon collecté l'a été par une procédure d'accord-cadre + marché subséquent. En moyenne, 3,3 attributaires ont été retenus dans les accords-cadres réalisés, mais ce chiffre peut augmenter sensiblement avec le volume de l'accord-cadre.

Sur les marchés (subséquents), 2,7 fournisseurs se positionnent en moyenne. Les marchés de plus gros volume semblent générer davantage de concurrence en moyenne.

Enfin, les lauréats des marchés restent assez peu diversifiés, malgré une progression régulière des fournisseurs alternatifs. Ainsi, 4 fournisseurs concentrent 97% du volume de l'échantillon fourni.

3.4. Électricité verte

Cette section, réalisée en partenariat avec l'ADEME, vise à présenter et analyser les résultats relatifs à la fourniture d'électricité renouvelable. Les principales questions ont été adressées à tous les types de répondants : acheteurs seuls, coordonnateurs de dispositifs d'achats groupés, acheteurs passant par un dispositif d'achat groupé.

Pour comprendre en détail le fonctionnement de la traçabilité de l'électricité, nous vous invitons à vous reporter aux publications suivantes :

- ENE12 - Achats d'énergies renouvelables par les collectivités (électricité et gaz)
- ENT32 - Achats d'énergie par les collectivités et transition énergétique
- LES AVIS DE L'ADEME – Les offres d'électricité verte – Décembre 2018

Rappel sur les garanties d'origines (GO)¹⁹ :

Ce mécanisme assure une traçabilité contractuelle, bien souvent décorrélée de l'énergie achetée par le fournisseur sur les marchés. Une GO n'assure ainsi pas que l'énergie fournie ait été achetée auprès d'un producteur EnR. En effet, une GO est associée à la production d'un MWh, par un moyen donné du territoire européen à une certaine période. Dans ces moyens de production, on retrouve majoritairement des installations hydrauliques européennes (dont françaises) déjà amorties.

Une offre d'électricité verte, engage le fournisseur à acheter suffisamment de GO pour couvrir l'équivalent de ce qu'il a fourni dans l'année à ses clients. Il n'y a pas de corrélation temporelle stricte, mais seulement une couverture moyenne annuelle à garantir. Ceci ne garantit pas que le fournisseur se soit approvisionné en électricité verte, mais seulement qu'un producteur d'électricité a injecté durant l'année, une quantité d'électricité équivalente à votre consommation, sur le réseau. En somme, dans le cadre d'un contrat d'électricité verte, un fournisseur peut acheter de l'électricité sur les marchés (en réalité un mix entre, nucléaire, thermique à flamme, hydraulique, éolien...) au producteur X, pour vous alimenter en avril et des GO provenant d'une centrale hydroélectrique au producteur Y en février pour couvrir cette consommation.

Il est de plus important de noter que les installations de production d'EnR bénéficiant du soutien de l'Etat, ne peuvent pas valoriser leur GO. C'est l'Etat qui récupère et valorise les GO associées à ces installations²⁰

Enfin, une remarque pertinente a été relevée lors de cet observatoire. Il semble ambivalent de solliciter des GO et l'ARENH (pour des raisons économiques), puisque, par principe, l'achat ARENH correspond au mix énergétique historique sans coloration particulière vers des énergies renouvelables.

¹⁹ Pour aller plus loin, consulter LES AVIS DE L'ADEME – Les offres d'électricité verte – Décembre 2018 <https://www.ademe.fr/offres-deletricite-verte>

²⁰ Loi n°2017-227 du 27 février 2017

Achetez-vous de l'électricité d'origine renouvelable ?

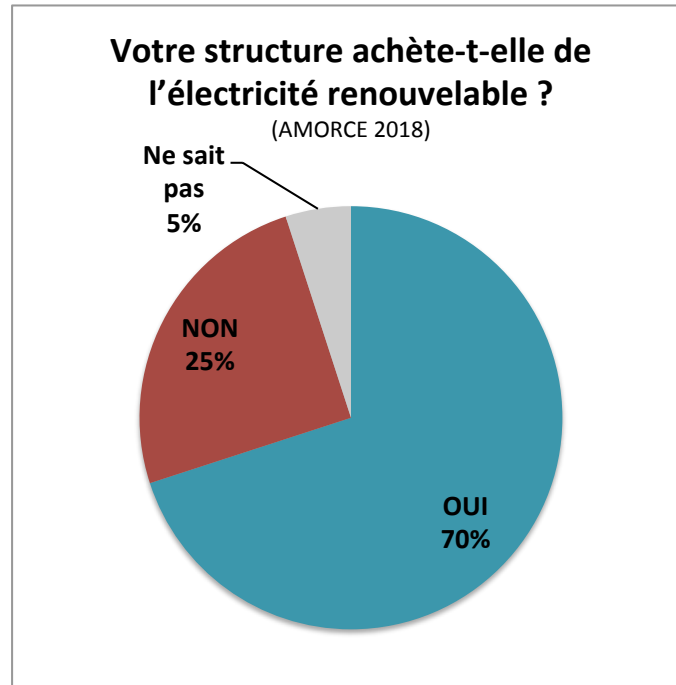


Figure 19 : Votre structure achète-t-elle de l'électricité renouvelable ?

Il a été demandé aux acheteurs s'ils avaient souhaité intégrer une part d'électricité renouvelable dans leurs marchés. Pour rappel, il existe différentes manières de s'approvisionner en électricité renouvelable :

- Dans tous les cas, la traçabilité de l'énergie est assurée par le mécanisme des garanties d'origines (GO).
- Pour aller plus loin que cette traçabilité, certains acheteurs demandent des critères additionnels dans leur achat (achat en direct auprès de producteurs EnR et donc achat conjoint de l'électricité et des GO associées, surcoût à l'achat permettant de financer de nouveaux moyens de production, etc.)

70% des acheteurs de l'échantillon ont intégré une part d'électricité « verte » dans leurs marchés de fourniture. Ce chiffre est relativement similaire aux résultats observés en 2016.

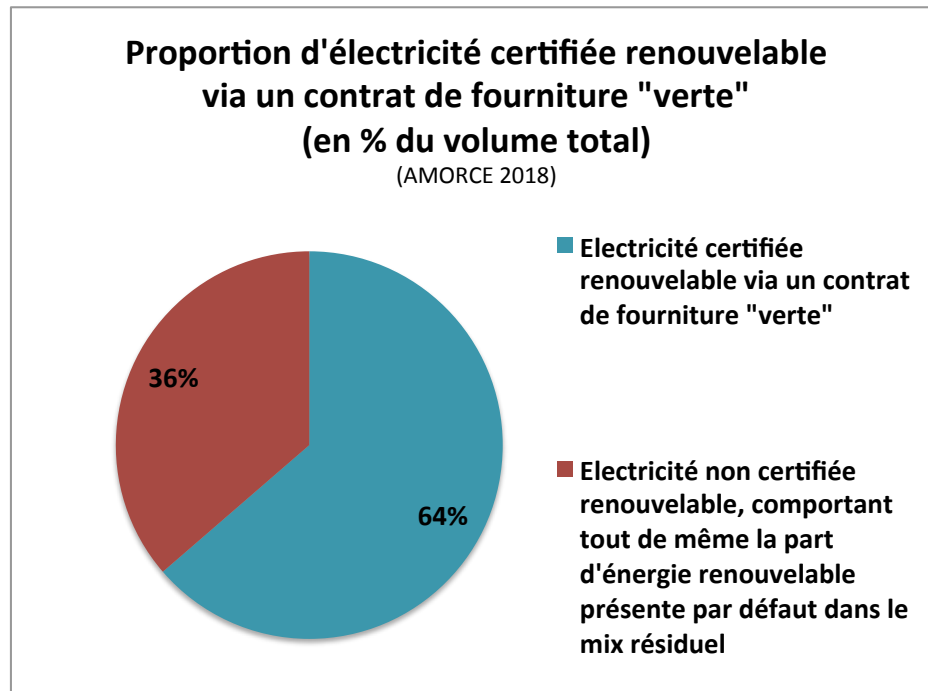


Figure 20 : proportion d'électricité renouvelable achetée

En revanche, en s'intéressant au volume d'électricité certifiée comme renouvelable, on note une très nette progression des quantités d'électricité renouvelable demandées. 64% du volume total de l'échantillon a en effet fait l'objet d'une traçabilité, contre 24% en 2016... soit un facteur 3 en 2 années. Dans la majorité des cas, les garanties d'origine seules ont permis la certification des offres vertes.

A noter que la part bleue de la Figure 20 correspond uniquement à la part de l'électricité ayant fait l'objet d'une traçabilité par les GO. La part rouge comprend également une part d'électricité renouvelable présente sur le réseau électrique français, mais n'ayant pas fait l'objet d'une traçabilité par les GO (il s'agit du « mix résiduel »²¹).

Au niveau de chaque marché, des taux d'électricité verte variables sont demandés, en principe compris entre 25% et 100%. Les coordonnateurs des groupements laissent le plus souvent cette possibilité ouverte pour chacun de leurs membres (par ex : 50% d'ENR ou 100% d'ENR).

Avez-vous requis d'autres critères qualitatifs additionnels pour l'électricité, allant au-delà de la traçabilité par les garanties d'origine (GO) ?

Il a été demandé si l'achat d'électricité « verte » était uniquement assuré par le mécanisme des GO (=traçabilité seule), ou si d'autres critères additionnels avaient été demandés par les acheteurs. Pour rappel, le principe d'additionnalité appliqué à une offre d'énergie « verte » doit permettre, en contrepartie d'un surcoût financier, de conduire à l'amélioration de la situation écologique existante via un effet positif et mesurable sur l'environnement, et/ou au développement des énergies renouvelables.

²¹ Cf. p.12 de la publication ENE12 - Achats d'énergies renouvelables par les collectivités (électricité et gaz), AMORCE/ADEME, 2016

Tableau 3 : demande ou non d'additionnalités environnementales dans les offres « vertes »

Additionnalité demandée	Pourcentage d'acheteurs correspondant
OUI	16%
NON	63%
Ne sait pas	21%

Parmi les acheteurs achetant de l'électricité renouvelable, 16% ont choisi d'aller plus loin que la traçabilité par les GO, en demandant d'autres critères additionnels pour l'électricité (cela correspond à une dizaine d'acheteurs pour l'échantillon). En général, le choix de l'additionnalité environnementale porte sur un lot emblématique de volume réduit, intitulé à « haute valeur environnementale ». Par exemple : sélectionner plusieurs bâtiments emblématiques, pour lesquels l'acheteur est prêt à payer un surcoût en contrepartie des additionnalités demandées.

Exemples d'additionnalités mentionnées dans l'enquête :

- Ré-investissement des recettes perçues par le fournisseur dans de nouvelles installations de production ENR ;
- Achat en direct de l'énergie auprès des producteurs d'énergie renouvelable ;
- Engagements du fournisseur en faveur du développement durable ;
- Etc.

La volonté des acheteurs d'aller au-delà du mécanisme des GO découle du fait que ce mécanisme sert avant tout à tracer contractuellement l'énergie renouvelable, et ne permet pas à ce jour de contribuer au développement des EnR. En acceptant de payer un surcoût pour l'électricité, les acheteurs veulent ainsi s'assurer que l'électricité achetée s'intègre dans une démarche de développement durable.

Le surcoût lié aux additionnalités environnementales peut être très variable selon la nature des demandes. Pour les marchés de l'échantillon, il est par exemple compris entre +10 et +40% (en €HTT/MWh).

Caractéristiques des GO achetées

Une partie de l'enquête a porté sur les caractéristiques des GO : provenance et prix.

Provenance des garanties d'origine

Les GO associées aux contrats de fourniture peuvent provenir d'installations françaises ou européennes. Il existe un registre européen de GO²² permettant aux fournisseurs de s'approvisionner de manière séparée de l'énergie.

Au niveau de l'échantillon collecté, une forte proportion des GO provient de France. Cela s'explique notamment par le fait que la France dispose d'un important parc de production hydroélectrique générateur de GO, ce qui ne nécessite pas forcément de s'approvisionner dans les autres pays européens.

Il est particulièrement intéressant de noter que la moitié des sondés ne connaît pas la provenance des GO associées à leur contrat²³.

²² Voir : <https://www.aib-net.org/>

²³ Voir le lien suivant où est mis à disposition la liste exhaustive de toutes les GO émises en France : <https://www.powernext.com/fr/donnees-du-registre>

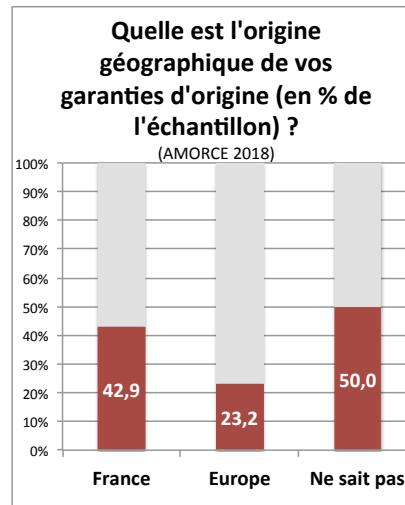


Figure 21 : Provenance des GO de l'échantillon

Coût des garanties d'origine

Les répondants ont eu la possibilité de renseigner le coût des GO achetées. Il est important de noter que le marché d'échange des garanties d'origine s'effectue de gré à gré, et que le coût des transactions n'est pas rendu public. Il n'existe ainsi aucun indice relatif au cours des garanties d'origine.

D'après les informations collectées dans cette enquête, le prix des GO varie de quelques centimes à quelques euros du MWh. En moyenne, les GO de l'échantillon sont vendues à 50 c€/HT/MWh. Toutefois, la médiane se situe proche de 25 c€/HT/MWh. En comparaison avec le prix TTC de l'électricité sur la facture, ce surcoût représente moins de 1% du total du prix de l'électricité. Cependant, depuis le recueil de données de cet observatoire, plusieurs témoignages nous remontent une augmentation du prix des GO (autour de 2 €/HT/MWh dans le cas de ces témoignages qui ne sont toutefois pas représentatifs d'un aussi large panel que celui de cette enquête).

Le prix des GO est en fait principalement dépendant d'un équilibre offre/demande. Ainsi, tant que les quantités de GO disponibles sur le marché sont supérieures aux quantités souhaitées par les acheteurs, le prix de la GO est mécaniquement faible. Du fait de la forte augmentation de la demande en électricité ces dernières années, des hausses notables du prix de la GO ont été observées sur l'année 2018.

Quelles ont été vos principales motivations pour l'achat d'EnR ?

Le fait de connaître les motivations des acheteurs pour l'achat d'électricité renouvelable permet de comprendre la perception des différents dispositifs par ces derniers.

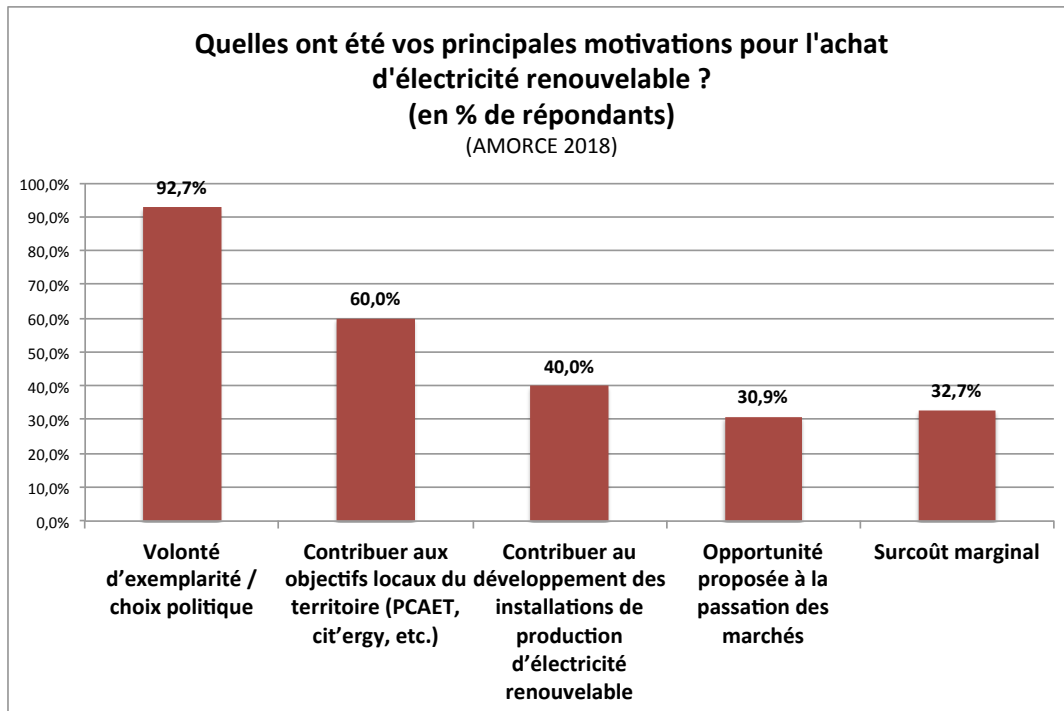


Figure 22 : Motivations pour l'achat d'électricité renouvelable

Pour 93% des acheteurs, c'est la volonté d'exemplarité ou le choix politique qui ressort comme motivation première d'acheter de l'électricité renouvelable. Le mécanisme des garanties d'origine permet en effet, contractuellement, de certifier une consommation d'énergie comme renouvelable. Il est ainsi intéressant de noter que le dispositif des GO est avant tout utilisé dans un but d'affichage vis-à-vis des consommations des acheteurs publics.

Dans près des deux tiers des cas, l'achat d'énergie renouvelable permet de participer aux objectifs de la collectivité en matière de consommation d'énergie renouvelable.

Soulignons également le fait que 40% des acheteurs d'électricité « verte » ont fait ce choix afin de « contribuer au développement des installations de production d'électricité renouvelable ». Dans le contexte actuel, il est utile de rappeler que (hormis pour les demandes d'additionnalités environnementales) les GO ne permettent pas (ou très peu) de développer de nouveaux moyens de production d'électricité renouvelable : d'une part par leur faible coût qui génère un signal prix plus que modeste pour les producteurs, d'autre part, car le bénéfice de leur vente revient aujourd'hui essentiellement aux installations EnR déjà amorties (GO issues à plus de 90% d'hydroélectricité historique en France). Rappelons également le fait que tous les consommateurs d'électricité paient la Contribution au service public de l'électricité (CSPE), s'élevant à 22,5 €/MWh en 2018, dont les recettes pour l'État ont été historiquement fléchées, entre autres, vers les dispositifs de soutien à l'électricité renouvelable²⁴.

Enfin, pour 1/3 des sondés, le faible coût des GO est l'un des facteurs ayant motivé le choix d'intégrer une part d'électricité renouvelable dans les marchés.

²⁴ Le mécanisme n'est plus aussi direct. Avant 2016, la CSPE était une contribution extra-budgétaire équilibrée via un compte séparé de l'État. Ses recettes étaient donc directement affectées aux soutiens nationaux à l'énergie renouvelable et à la cogénération, à la péréquation tarifaire avec les zones insulaires, et aux prestations sociales. Depuis 2016, les recettes de la CSPE abondent directement le budget général de l'État, et ne sont pas affectées budgétairement au nouveau « Compte d'affectation spécial Transition énergétique ».

Quelles perspectives envisagez-vous ?

Au-delà des choix déjà réalisés, il apparaît comme utile de comprendre quelles sont les perspectives envisagées par les acheteurs vis-à-vis de leurs prochains marchés. Tous les répondants (achetant ou non de l'électricité renouvelable) ont pu répondre à cette question.

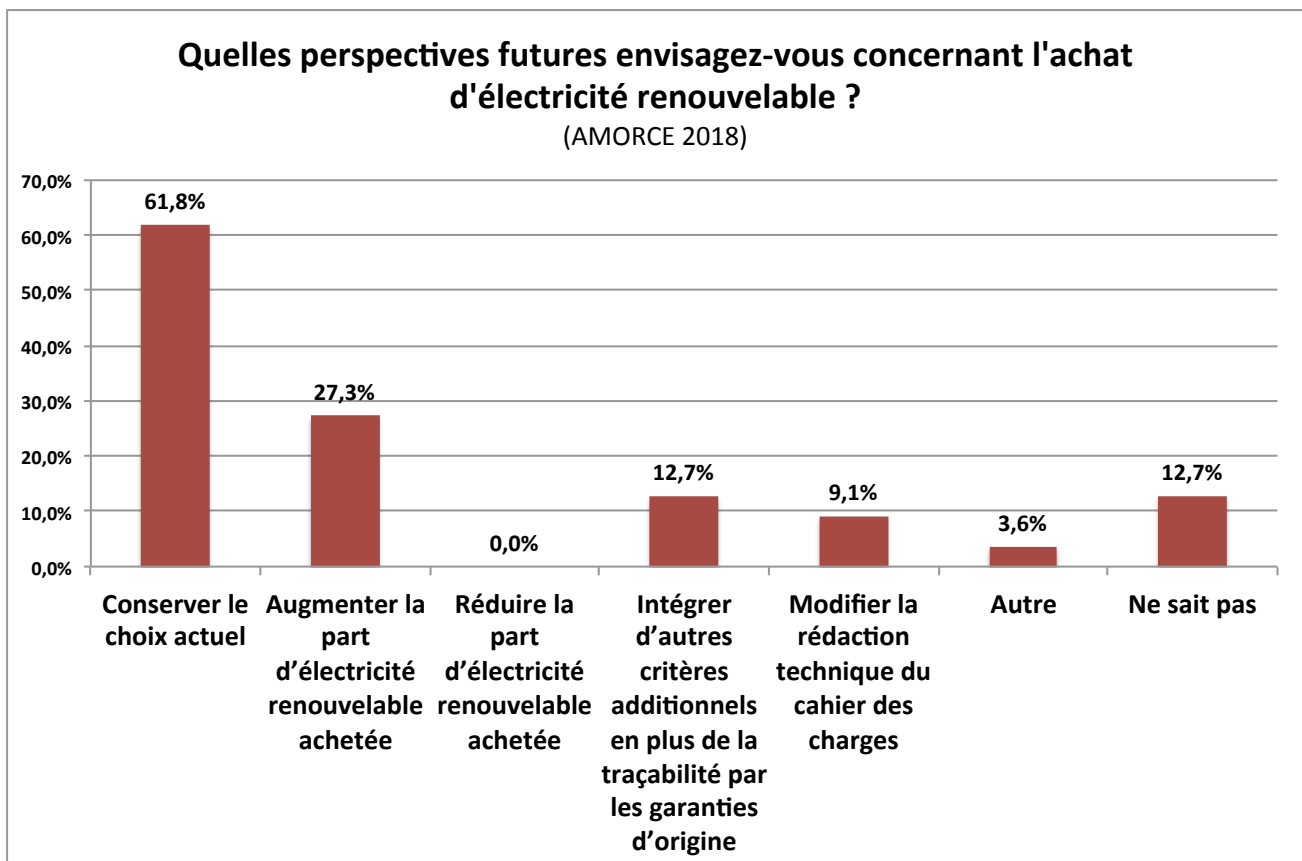


Figure 23: Perspectives vis-à-vis des achats d'électricité renouvelable

En matière d'achats d'électricité renouvelable, plus de la moitié des sondés souhaitent conserver leurs choix actuels pour les prochains marchés.

Un quart des répondants souhaitent augmenter la part d'électricité d'origine renouvelable de leur fourniture. Il est donc probable que le volume total acheté et certifié renouvelable continue de croître dans les prochaines années, sous réserve que le coût de la garantie d'origine reste stable. Par ailleurs, une volonté notable d'aller au-delà de la simple traçabilité par les GO se dégage de l'échantillon (13% des répondants).

Quelle communication réalisée autour de l'achat d'EnR ?

Les répondants ont été interrogés sur les moyens de communication mis en place en ce qui concerne l'achat d'énergie renouvelable réalisé.

On distingue 4 grandes catégories de réponses, synthétisée ci-dessous :

- Une communication est réalisée en interne de la structure acheteuse, s'adressant au personnel de la collectivité ou aux usagers des bâtiments. Exemple :
 - Intranet

- Affichage dans les bâtiments
- Une communication externe est réalisée :
 - A travers les démarches énergie-climat : PCAET, TEPOS, CIT'ERGIE
 - Via le bulletin municipal / la revue locale / la lettre d'information
 - Via le site internet de la collectivité ou de la structure
 - Via une valorisation dans les publications de structures nationales (associations de collectivités, etc.)
- Les coordonnateurs de groupement laissent en principe la liberté à chacun de ses membres de communiquer sur son achat
- Aucune communication n'est réalisée

Au-delà de la valorisation de l'engagement de l'acheteur, la communication autour de l'achat permet surtout de manière ludique d'amener la question de l'énergie auprès des usagers des infrastructures fournies en électricité.

A RETENIR

Plus de 2/3 des acheteurs de l'échantillon achètent de l'électricité renouvelable, dont la traçabilité est assurée par le mécanisme de garanties d'origine.

Au total, 64% de l'électricité achetée par l'échantillon a été certifiée d'origine renouvelable.

Les Garanties d'origines utilisées proviennent en majorité de France. La moitié de acheteurs ne connaît toutefois pas la provenance des GO qu'ils achètent.

16% des acheteurs ont souhaité aller plus loin que la traçabilité par les GO, en demandant des critères additionnels à leur fournisseur : ré-investissements dans les EnR, critères environnementaux, etc.

Une accentuation de la pédagogie autour de l'achat d'électricité renouvelable semble nécessaire afin de rappeler le rôle propre des GO, qui peut conduire à une compréhension erronée de la valeur ajoutée d'un achat d'énergie renouvelable.

Malgré la forte évolution (x3 pour le présent échantillon) de la proportion d'électricité tracée par les garanties d'origines entre 2016 et 2018, il est très probable que ce volume continue de croître dans les prochains marchés de fourniture d'électricité.

3.5. Caractéristiques des marchés

Rythme de remise en concurrence des marchés

Sur la durée totale des contrats de passation de marché (accords-cadres et autres), il est possible de contractualiser plusieurs marchés subséquents consécutifs pour chaque lot identifié (ou de remettre en concurrence les fournisseurs-attributaires). Cette section traite de la durée des marchés subséquents et concerne 95 marchés analysés.

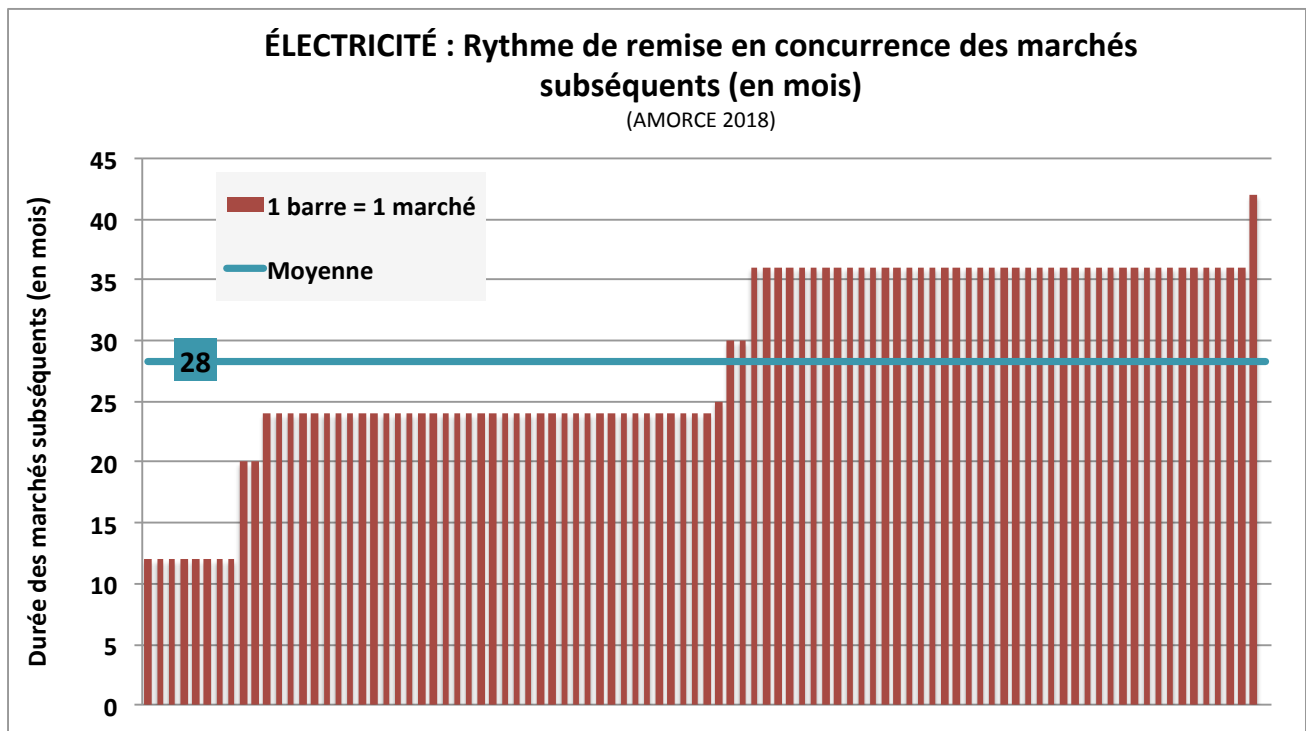


Figure 24 : Rythme de remise en concurrence des marchés

En grande majorité, les marchés sont conclus pour des durées de deux ans ou de trois ans.

La durée moyenne brute recueillie est de 28 mois (stable par rapport au premier observatoire d'AMORCE en 2016).

Pour rappel, sur la durée d'un contrat (accord-cadre ou autre), deux stratégies peuvent être adoptées :

- Soit le contrat comporte un ou plusieurs marchés subséquents qui s'établissent sur toute la durée de celui-ci, sans remise en concurrence.
- Soit sur un même contrat, plusieurs remises en concurrence ont lieu pour les marchés subséquents.

Chaque acheteur doit peser à la fois le temps de travail requis, mais également l'opportunité de gains engendrés (ou au contraire le risque pris) par une remise en concurrence régulière.

En revanche, la durée des marchés peut éventuellement être influencée par le niveau des prix de marché. Ainsi, un marché de fourniture passé en période de prix bas des marchés de gros (voire très bas) pourrait avoir tendance à avoir une durée plus longue que si les prix du marché de gros sont élevés.

Allotissement réalisé

Cette section vise à observer et analyser plusieurs points relatifs à l'allotissement des consultations. D'une part, nous nous sommes intéressés au nombre de lots réalisés (segmentation ou non des volumes). D'autre part, les grandes tendances d'allotissement ont été dégagées.

Nombre de lots minimum	1
Nombre de lots maximum	16
Nombre de lots moyen	3,1
Ecart-type observé	3,1

Figure 25 : Statistiques des allotissements réalisés

En moyenne, les achats sont allotés en 3,1 lots pour l'échantillon collecté, avec de fortes disparités selon les acheteurs (coordonnateur d'un important groupement, acheteur seul avec peu de sites voire un site unique, etc.).

L'allotissement des marchés permet de regrouper de manière cohérente les points de livraison qui seront mis en concurrence. De ce fait, ce regroupement incite les fournisseurs d'énergie à proposer des offres adaptées aux caractéristiques spécifiques (volumes, profils, TURPE, etc.) des sites concernés. L'allotissement peut également permettre de stimuler la concurrence en permettant à de plus petits acteurs de répondre sur des lots de taille moyenne. Les allotissements supérieurs ou égaux à 3 lots concernent en grande majorité des groupements de commande, ou des collectivités achetant un grand volume d'électricité. Au contraire, les collectivités ayant réalisé un lot unique sont plutôt représentées par des structures à profil de consommation particulier (syndicats de gestion et traitement des déchets par exemple).

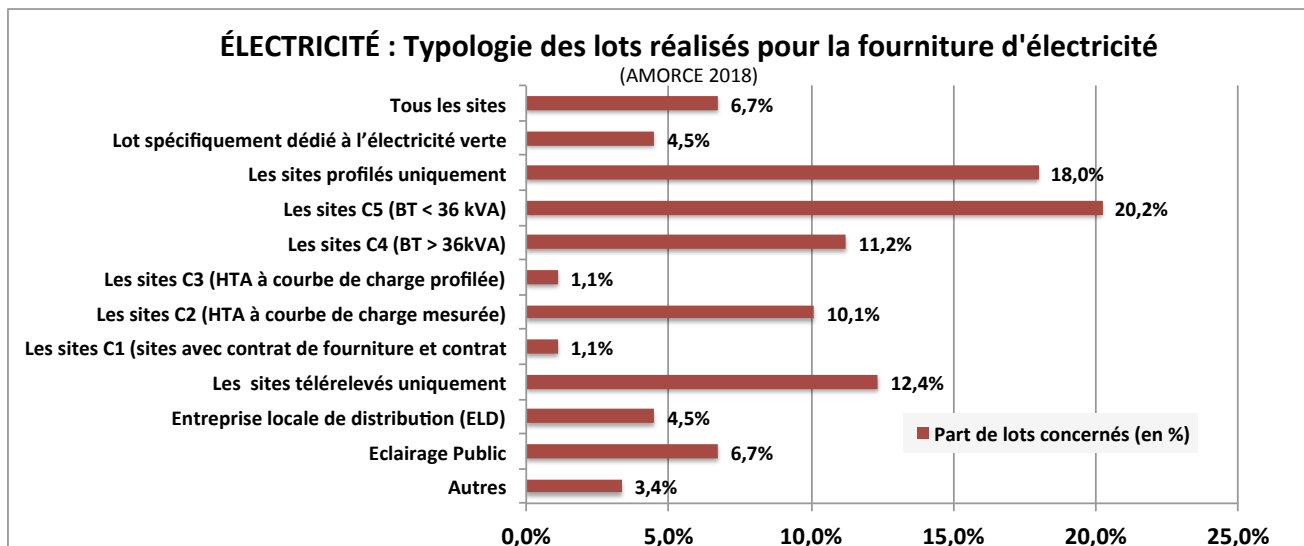


Figure 26 : Typologie des lots réalisés pour la fourniture d'électricité

Plusieurs tendances se dégagent de la **Erreur ! Source du renvoi introuvable..** Les allotissements suivants sont communément observés :

- Les sites C5 (ex-tarifs « bleus »)
- Les autres sites profilés (hors C5)
- Les sites télérelevés

Certains acheteurs ont aussi fait le choix de regrouper tous leurs sites dans un même lot. Des séparations un peu plus atypiques se distinguent, en particulier pour quelques lots ayant choisi une séparation selon les gestionnaires du réseau de distribution, ou encore des lots dédiés spécialement à l'électricité verte²⁵.

La **réalisation d'un lot unique**, qui regroupe plusieurs typologies et plusieurs prix, permettra de retenir un seul fournisseur en définitif pour tous les sites. Ce type de stratégie semble plutôt adaptée pour les acheteurs qui ne peuvent proposer des volumes conséquents pour leurs marchés.

À l'inverse, la **séparation des lots, suivant la puissance souscrite et le mode de relève** (profilé ou télérelevé) permettra d'ouvrir les marchés à plusieurs fournisseurs, qui pourront chacun proposer des offres adaptées. À titre d'exemple, un fournisseur proposant l'offre la plus attractive pour les sites en télérelève (offres personnalisées) ne proposera pas nécessairement la meilleure offre pour les sites aux tarifs bleus (offres standardisées). Une bonne segmentation offre ainsi une plus grande probabilité d'obtenir des tarifs préférentiels de fourniture, et une plus grande souplesse pour les fournisseurs qui se positionnent. En contrepartie, la gestion s'en trouve d'autant plus complexe (exécution du marché avec potentiellement plusieurs fournisseurs).

IMPORTANT : *Bien qu'un lot puisse regrouper différentes typologies de sites, les fournisseurs restent en mesure de pouvoir proposer plusieurs tarifs distincts, selon les exigences de l'acheteur proposées dans le cahier des charges (par exemple : 1 tarif pour les sites C4, 1 tarifs pour les sites télérelevés, 1 tarifs pour les sites C3, etc.).*

Durée constatée entre date de remise des prix et démarrage de la fourniture

En moyenne, 144,2 jours s'écoulent entre la date de remise des prix des fournisseurs et le démarrage effectif de la fourniture (temps de bascule par le distributeur intégré). Cependant, il existe de très fortes disparités selon les marchés : de quelques jours jusqu'à plus d'une année.

En moyenne, cette durée est en légère augmentation au regard des précédents travaux d'AMORCE de 2016. Cela s'explique peut-être par la bascule obligatoire en offre de marché, et pas toujours anticipée, des nombreux sites « jaunes » et « verts » au 1^{er} janvier 2016.

Une durée longue, outre la sécurité de savoir le marché conclu longtemps à l'avance, permettra aux fournisseurs de s'organiser en amont, notamment pour les relations avec le Gestionnaire du Réseau de Distribution de la localité concernée. Cela étant, c'est aussi, dans le cas d'un marché en multiclics, l'occasion de sécuriser son prix d'approvisionnement, afin de ne pas dépendre, sur une valeur ponctuelle seule, des aléas des marchés de l'électricité. En effet, avec plusieurs clics sur un temps long, on peut plus facilement se soustraire d'une pointe du marché.

²⁵ Il s'agit souvent de lots intitulés « Haute Valeur Environnementale » de volume restreint

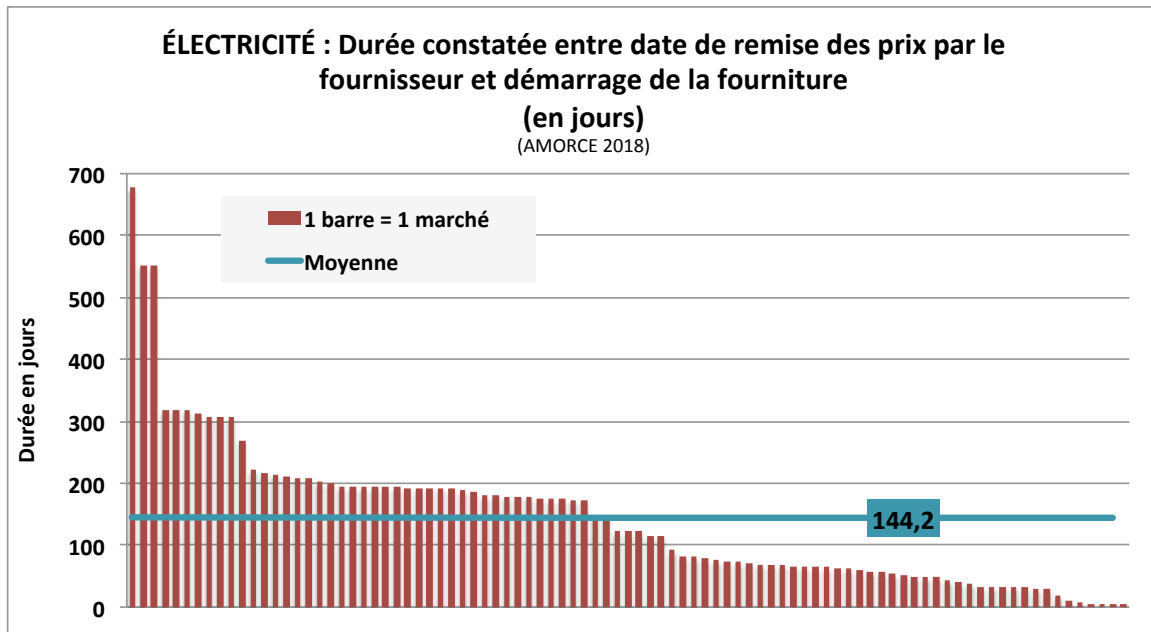


Figure 27 : Durée entre date de remise des offres et démarrage de la fourniture

Durée des offres de prix

Lors de l'écriture de son cahier des charges, un acheteur public doit choisir le temps qu'il prendra pour valider les offres faites par les fournisseurs. Nous proposons ici d'analyser les pratiques des acheteurs en la matière, et d'étudier l'influence du volume des marchés sur les durées proposées.

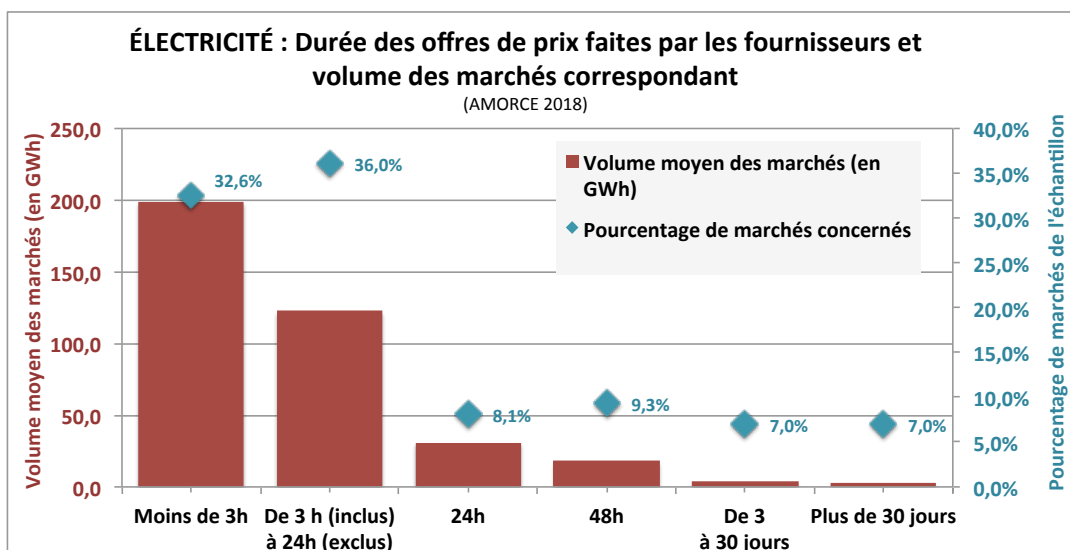


Figure 28 : Durées des offres de prix faites par les fournisseurs

Les durées de validité des prix proposés couvrent une large gamme temporelle : de quelques heures... à 120 jours ! **En moyenne, cette durée est de 8 jours. Toutefois, en pondérant cette moyenne par le volume des marchés, la moyenne s'abaisse à 9h.**

La Figure 28 illustre le volume moyen des marchés selon la durée de validité des prix avant expiration de l'offre, ainsi que la proportion de marchés concernée par chaque durée. Plusieurs remarques peuvent être formulées à ce sujet :

- Près de 70% des offres de prix (en nombre de marchés) ont eu une durée de validité inférieure ou égale à 24h
- Les marchés de gros volume exigent une durée très courte. En d'autres termes, les acheteurs de grande quantité d'énergie veillent à pouvoir valider de manière extrêmement rapide les propositions de prix faites par les fournisseurs, tandis que les marchés de moindre importance n'y accordent qu'une attention beaucoup plus faible.

Une courte durée de validité de prix permet aux fournisseurs d'énergie de « coller » de la manière la plus précise possible avec les cours du marché de gros de l'électricité, sur lequel ils s'approvisionnent en grande partie. Lorsque le temps écoulé entre la proposition de l'offre et la validation par l'acheteur augmente, le fournisseur s'expose à un risque d'évolution des cours de l'énergie : ce risque se répercute bien souvent par une couverture financière dans le prix proposé. Les marchés de gros volumes ont donc tout intérêt à diminuer au maximum le temps de validation des offres des fournisseurs, pour obtenir les meilleures offres de marché. Ces remarques concernent d'autant plus les offres de prix « fermes », puisqu'une offre « indexée » sera corrigée selon un indice de marché régulièrement.

A RETENIR

La durée des marchés de fourniture est en général de deux ou trois ans (28 mois en moyenne). Le choix de cette durée dépend d'un optimum économique à trouver par les acheteurs selon leurs moyens humains et les opportunités économiques de relance de ces marchés.

L'allotissement choisi des marchés varie fortement selon le type d'acheteurs et les sites de leurs périmètres. On retrouve souvent une segmentation entre les sites C5, les autres sites profilés, et les sites télérelevés.

En moyenne, les acheteurs anticipent l'attribution de leurs marchés plusieurs mois avant le démarrage de la fourniture (144 jours en moyenne).

Enfin, les deux tiers des acheteurs valident les offres de prix proposées par leurs fournisseurs en moins de 24h. Cela permet d'obtenir des offres économiquement plus intéressantes, avec moins de couverture financière par les fournisseurs.

3.6. Prix pour la fourniture d'électricité

Indexation, révision, et structure des prix

La structure (ferme ou indexée) et l'horosaisonnalité des prix sont deux paramètres qui peuvent fondamentalement affecter le montant de la facture selon les profils de consommation des sites correspondants. Nous nous sommes de ce fait intéressés aux choix qu'ont faits les acheteurs pour les marchés étudiés.

Remarque préliminaire : attention à ne pas mélanger les notions de prix fixes horosaisonnalisés (prix fixes sur la durée du marché mais variables selon les heures et les saisons), et de prix indexés (les prix sont révisés selon un ou plusieurs indices de marché).

→ Indexation et révision des prix

3 catégories de prix peuvent être demandées dans les marchés :

- **Un prix ferme (ou fixe)** est un prix invariable pendant toute la durée du marché. Le prix fixé dans la proposition ou l'offre remise par le fournisseur sera celui payé au titulaire (sauf pénalités, intérêts moratoires, etc.).
- Le prix ferme peut être actualisable ou soumis à une clause de réexamen.

L'actualisation permet de faire évoluer le prix initial fixé dans l'offre, pour tenir compte des variations économiques survenues entre la date de fixation de ce prix et la date de commencement d'exécution des prestations. La clause de réexamen peut par exemple permettre de rediscuter de modalités précises entrant en vigueur en cours de contrat (ex : le mécanisme de capacité).

- **Un prix révisable (ou indexé)** est un prix qui peut être modifié, pour tenir compte des variations économiques constatées pendant l'exécution du marché (par exemple les cours du marché de gros, de l'ARENH, etc.).

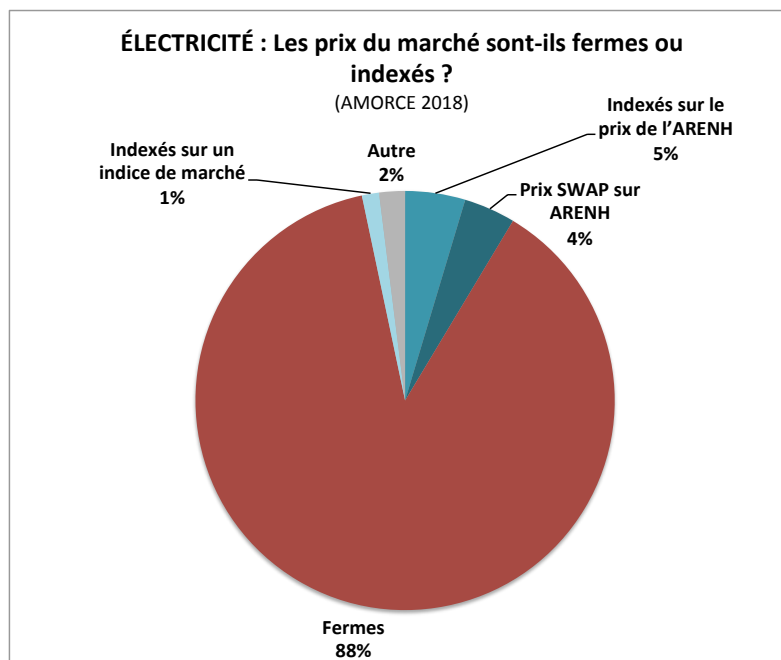


Figure 29 : Prix fermes ou indexés ?

Le caractère fixe (ou ferme) des prix a été adopté pour 88% des marchés analysés. Souscrire un contrat proposant un prix fixe offre une bonne visibilité budgétaire pour les collectivités et une compréhension simplifiée de la facturation (à condition bien entendu de maîtriser les volumes consommés). En revanche, avec cette option, les fournisseurs se couvrent des éventuels risques d'augmentation des prix du marché. Lorsque les marchés à terme sont bas, les prix fixes sont d'autant plus justifiés.

Une petite proportion des répondants (9%) a choisi de pouvoir réviser les prix en fonction de l'ARENH. Il existe pour cela plusieurs stratégies qui ne seront pas distinguées dans cette étude : le « swap » sur l'ARENH, le retour marché ou une indexation. Concrètement, le « swap » permet de bénéficier d'un éventuel gain supplémentaire sur le prix si le marché monte. Le retour marché permet de bénéficier d'un éventuel gain supplémentaire si le marché baisse. Lors de notre précédent observatoire, la conjoncture rendait l'ARENH (42€/MWh) non compétitif par rapport au marché, qui a atteint des valeurs inférieures à 30€/MWh au premier

semestre 2016²⁶. Toutefois, à l'heure actuelle et au regard de l'augmentation des marchés de gros, le dispositif ARENH a bénéficié d'un vrai regain d'intérêt²⁷.

Pour la fourniture d'électricité, peu de prix sont indexés sur les indices de marché de gros (EEX-EPEX SPOT). Ce mode d'indexation peut permettre d'atteindre des prix de détail performants au plus près de la réalité observée sur les marchés. Toutefois, cette manœuvre reste risquée quant au caractère plutôt volatile des prix de l'électricité. Ceci explique probablement le manque d'engouement pour ce type d'indexation.

Enfin, certaines pratiques complexes sont adoptées par les acheteurs les plus aguerris (ce qui nécessite une expertise pointue), avec des prix hybrides : prix fixe et indexé marché à la fois, avec clause de retour ARENH, clause de swap sur le spot, possibilité d'affermir les prix, etc.

À noter : Une offre de prix fixe ne permettra bien entendu pas de s'affranchir des évolutions des taxes. Les fournisseurs, dans leurs campagnes de communication, n'affichent pas toujours cette condition de manière évidente pour un consommateur qui n'est pas au fait des composantes de sa facture.

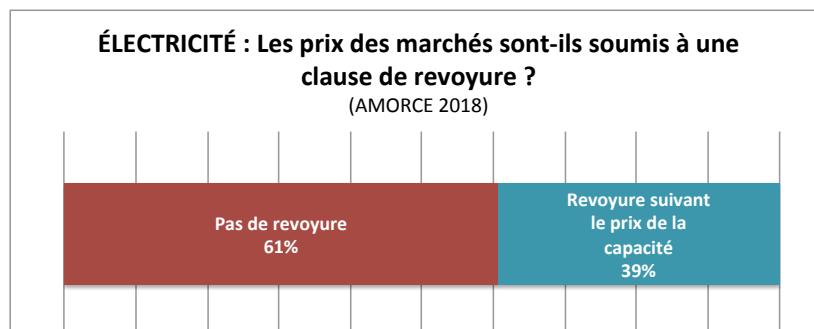


Figure 30 : Revoyure / Réexamen des prix

Près des deux tiers des marchés (61%) n'ont pas intégré de clause de réexamen²⁸ sur leurs prix. On peut noter qu'en contrepartie d'une telle clause, les fournisseurs peuvent intégrer une brique de prix supplémentaire, afin de se couvrir du risque réglementaire.

Le reste des acheteurs (39%) ont fait le choix de prévoir un réexamen avec leurs fournisseurs suivant le prix de la capacité. En effet, avec la mise en place du mécanisme de capacité²⁹ début 2017, un nouveau coût s'est ajouté à la facture des acheteurs d'énergie (en moyenne +2% TTC). Le prix annuel de la capacité est défini sur la base d'enchères administrées par EPEX-SPOT : chaque enchère définit ainsi un coût de la capacité, et la Commission de régulation de l'énergie (CRE) définit un prix de référence pour chaque année à partir du résultat de ces enchères.

²⁶ Il convient cependant d'apprécier la compétitivité de l'ARENH dans sa globalité, c'est-à-dire, le prix, le risque d'évolution, le risque d'écrêtement, son impact sur le mécanisme de capacité...

²⁷ Le volume d'ARENH demandé par les fournisseurs alternatifs est ainsi passé de 0 TWh au premier semestre 2016 à 87,1 TWh pour 2018 et même 132,98 TWh pour 2019 avec un plafond de 100 TWh, d'où un écrêtement des demandes (source : CRE)

²⁸ Le terme officiel d'une clause de revoyure est une clause de **réexamen**, Cf. article 139-1° du décret « marché publics ou R2194-1 du futur code de la commande publique. Pour information : « Le marché public peut être modifié dans les cas suivants : 1° Lorsque les modifications, quel qu'en soit leur montant, ont été prévues dans les documents contractuels initiaux sous la forme de clauses de réexamen, dont des clauses de variation du prix ou d'options claires, précises et sans équivoque »

²⁹ Lire à ce sujet notre publication : **ENE18- Mécanisme de capacité : quelles répercussions pour les collectivités locales ? AMORCE, mars 2017**

→ Structure des prix

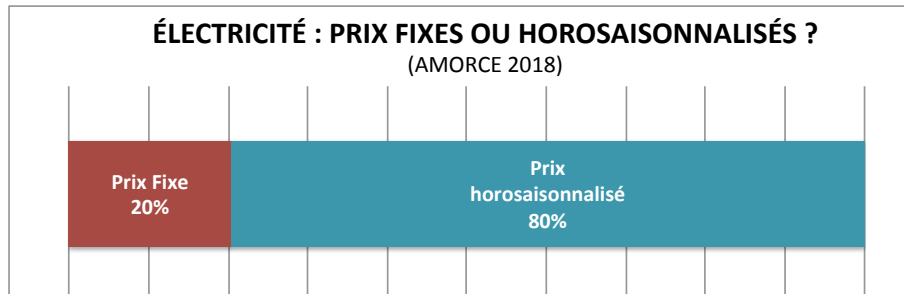


Figure 31 : prix fixes ou horosaisonnalisés

80% des prix de fourniture d'électricité comportent une structure de prix horosaisonnaire (différence de prix selon les heures et les saisons³⁰).

Les structures de prix temporellement variables (adossées au fonctionnement du TURPE) ne sont pas apparues avec les offres de marchés, et s'appliquaient déjà sur nombre de fournitures aux TRV. Elles permettent des économies notables lorsque les sites concernés sont en mesure de transférer les consommations de pointe vers les heures creuses. Cette structure, lorsque correctement appliquée, tendrait également vers une maîtrise des consommations (compatible avec l'avènement des réseaux intelligents et les nécessités d'effacement lors des périodes de pointe). AMORCE est également favorable à une répercussion horosaisonnaire du coût du mécanisme de capacité, cela afin de s'approcher de l'esprit du mécanisme.

En regardant les résultats de plus près, on note que les prix non horosaisonnalisés sont à 83% issus de sites C5, dont plus de la moitié spécifiquement dédiée à l'éclairage public.

Prix obtenus

Cette section de l'enquête s'intéresse aux prix obtenus par les acheteurs pour leurs offres de marché. **Les prix renseignés et analysés correspondent à la part fourniture variable de l'énergie (en €/MWh) hors toutes taxes et contribution, et hors acheminement. Il s'agit ainsi de la part énergie de la facture faisant réellement l'objet d'une concurrence entre les différents fournisseurs.**

REMARQUE FONDAMENTALE :

- La formation des offres de marché proposées par les fournisseurs dépend de nombreux facteurs :
- La qualité et l'attractivité du cahier des charges proposé par l'acheteur
 - La date de remise des prix des fournisseurs, qui reflète le marché à l'instant T
 - La typologie des sites : profil de consommation, tension de raccordement, consommation annuelle
 - Les prestations requises pour le marché par la collectivité (ex : EnR, interlocuteurs particuliers, etc.)
 - Éventuellement le réseau de distribution concerné

→ Il est utile de noter que les prix HTT et hors acheminement représentent seulement 30 à 50% de la facture totale.

³⁰ Concrètement pour les sites hors C5 :

- Heure de pointe (Pte) selon les cas / Heure pleine hiver (HPH) / Heure creuse hiver (HCH) / Heure pleine été (HPE) / Heure creuse été (HCE)

Pour les sites C5 (petites puissances), la séparation horosaisonnaire comporte 2 postes (Heures Pleines- HP et Heures Creuses – HC)

→ Le temps passé pour réaliser l'achat, contrôler les factures, suivre les marchés... coûte lui aussi de l'argent! En cela, au-delà du prix, c'est la qualité de la prestation du fournisseur qui importe.

De ce fait, les graphiques proposés par la suite ne peuvent être comparés tels quels, et n'apportent qu'un regard purement indicatif sur la diversité des offres de marché. Seules quelques grandes tendances se dégageant peuvent amener à de brèves conclusions.

Deux catégories de prix ont été renseignées par les acheteurs, et font l'objet d'un traitement séparé par la suite :

- D'une part les prix fixes tout au long de l'année (sans horosaisonnalité) ainsi que les prix horosaisonniers renseignés sous forme de moyenne effectivement payée³¹
- Le second porte sur la pluralité des prix horosaisonniers collectés

Prix fixes et prix moyens payés

Cette section relève les prix payés en 2018 pour les offres de marché comportant un prix fixe et pour les offres de marchés comportant des prix horosaisonnalisés³². Les prix horosaisonnalisés sont représentés par la valeur moyenne du prix payé (voir section précédente). Chaque série présentée dans le Tableau 4 correspond à une typologie de sites : C5 bâtiments, C5 éclairage public, profilés (C3 et C4), télérelevés (C2 et C1) et les autres (regroupement de plusieurs typologies et absence de renseignement). Ce tableau ne doit pas avoir pour rôle de comparer les marchés entre eux, mais sert surtout à montrer le très important écart-type³³ existant entre les différents prix d'un même segment.

Le prix moyen du marché de gros électrique à terme (EEX futures France Y+1 : achat pour l'année suivante) a été également représenté à titre indicatif.

De manière générale, les prix obtenus se trouvent groupés entre 40 et 60 €/MWh, avec des écarts-types importants, représentant 10 à 20% de variation du prix moyen. Les prix situés les plus hauts représentent des marchés aux exigences très particulières.

Tableau 4 : Ecarts-types au prix moyens payés en 2018 selon les segments de consommation

	Ecart-type (en €HTT/MWh)
C5 bâtiment	5,1
C5 éclairage public	9,7
C4	8,6
C3	4,7
C2 & C1	6,6

Les écarts-types au prix moyens présentés ci-dessus comprennent des prix fixes et des prix horosaisonnalisés moyennés (selon la consommation de chaque poste).

³¹ SOMME(Prix du poste horosaisonnier(i) * Consommation du poste horosaisonnier (i))/Consommation totale

³² Les tarifs réglementés bleus pourraient également être représentés sur ce graphique à titre de comparaison. Il a été choisi de ne pas les laisser apparaître par souci de lisibilité.

³³ L'écart-type est une mesure de la dispersion des données recueillies, c'est-à-dire de l'écart au prix moyen dans lequel se trouve une majorité des acheteurs du panel.

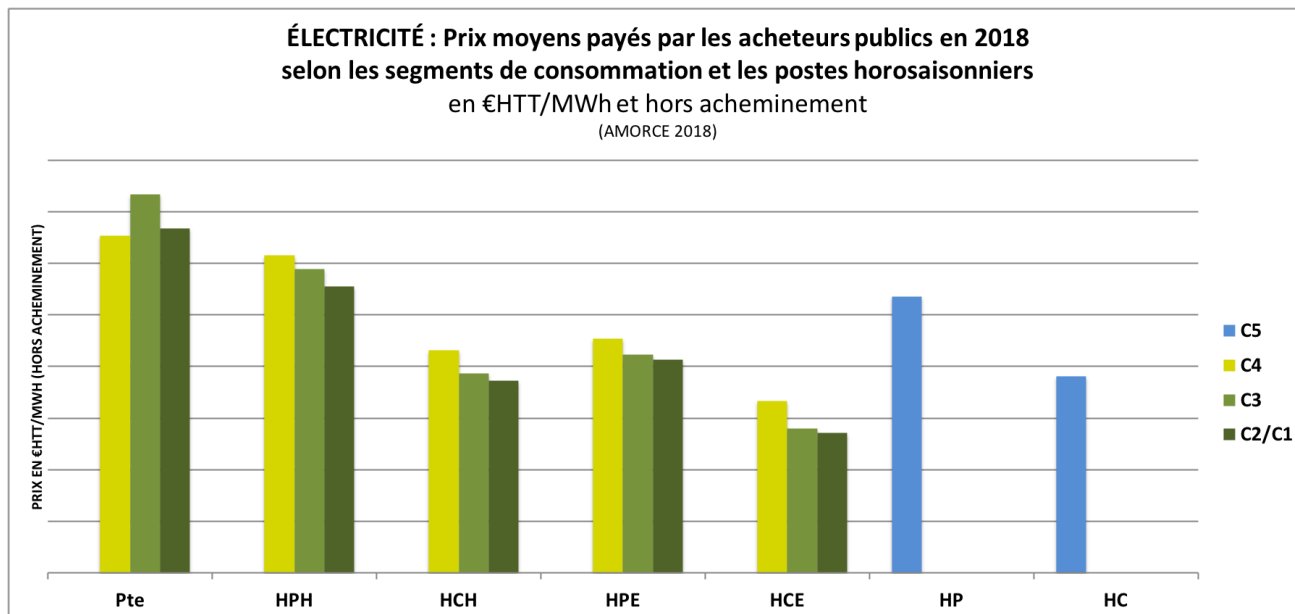


Figure 32 : Prix moyens payés par les acheteurs publics en 2018 par segment

Pour les contrats horosaisonnalisés, comme pour les marchés fixes, les écarts-types sont importants et représentent de 10 à plus de 20% du prix (voir Tableau 5 ci-dessous). Logiquement, se dégage une tendance nette à la hausse des prix moyens (et des écarts-types associés) sur les créneaux heures pleines et pointe lorsque les prix de marché sont potentiellement au plus haut. En effet, les marges à l'adéquation production/consommation sont plus difficiles à garantir sur ces créneaux, puisque la consommation française y atteint ses pics. Les outils de production tournent alors généralement au maximum de leur potentiel pour assurer la fourniture du réseau électrique (les importations sont d'ailleurs souvent nettes sur les pics hivernaux en France).

Tableau 5 : Ecart-type (en €HTT/MWh) pour les prix horosaisonnalisés par segment

ECART TYPE	C5	C4	C3	C2/C1
Pte (Pointe)	-	7,1	11,9	14,8
HPH (Heures Pleines Hiver)	-	6,7	8,6	8,8
HCH (Heures Creuses Hiver)	-	4,4	4,6	5,0
HPE (Heures Pleines Été)	-	3,3	4,7	6,5
HCE (Heures Creuses Été)	-	3,3	3,7	4,1
HP (Heures Pleines)	5,6			
HC (Heures Creuses)	3,9			

Sans dégager précisément un lien qui serait unique entre Prix payé et Prix de marché (Prix à un an du « Y+1 EEX Power derivatives » pris en référence), la

Figure 33 permet tout de même de constater que les prix de marché à date de remise de prix impactent les prix de fourniture d'électricité. On notera de plus, qu'une tendance haussière se dégage sur les prix

horosaisonnalisés entre l'enquête qui nous concerne et celle effectuée en 2016³⁴. Ce phénomène semble logiquement suivre la tendance nette à la hausse des prix de l'électricité sur les marchés européens.

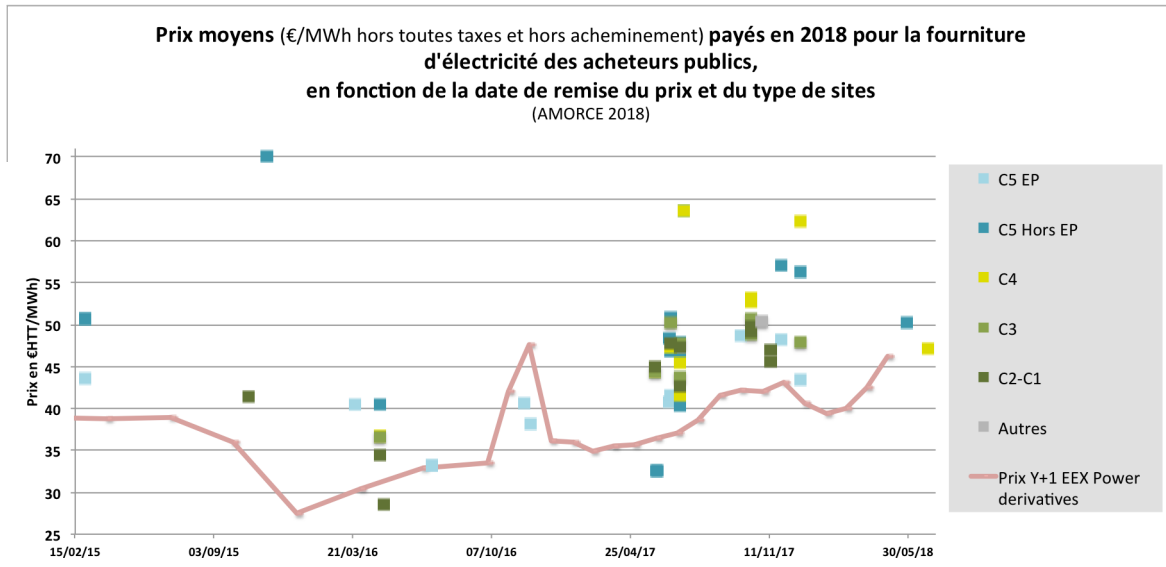


Figure 33 : Prix moyens payés en 2018 pour la fourniture d'électricité en fonction de la date de remise de prix et du type de site

Pour conclure sur l'étude des prix des marchés publics de l'électricité, intéressons-nous à la Figure 34 sur la ventilation des coûts de la capacité par type de site : ces coûts pour un même type de site sont très variables. Logiquement, une capacité va être plus onéreuse lorsqu'elle s'exerce sur un consommateur en pic hivernal. Cependant, on a des consommateurs industriels télé-relevés et du C5 bâtiments en haut et en bas de la fourchette de prix. En réalité les stratégies d'achats des fournisseurs, que ce soit sur les marchés de capacités, les marchés de gros de l'électricité ou encore les échanges de CEE... sont variables et vont impliquer un coût et une couverture par le fournisseur différents et ce, sans compter des profils de consommation divers, des contrats à prix fixes ou non... Il est donc important de connaître, au-delà du prix global payé pour la part fournisseur (c'est-à-dire le prix hors toutes taxes et transport), la ventilation par poste : Coût de l'électron (donc la part contenant l'achat de l'électricité + coût de fonctionnement du fournisseur + marge du fournisseur), coûts de la capacité (moyenné sur l'année ou non), coût des garanties d'origine, coûts des services additionnels

³⁴ Voir la publication ENE11 – Observatoire des prix de marché de la fourniture d'électricité et de gaz naturel pour les collectivités locales de 2016

éventuels (sur l'additionnalité environnementale ou les autres services contractualisés)... afin de mettre plus facilement du sens et évaluer les rapports coûts/bénéfices d'une politique d'achat.

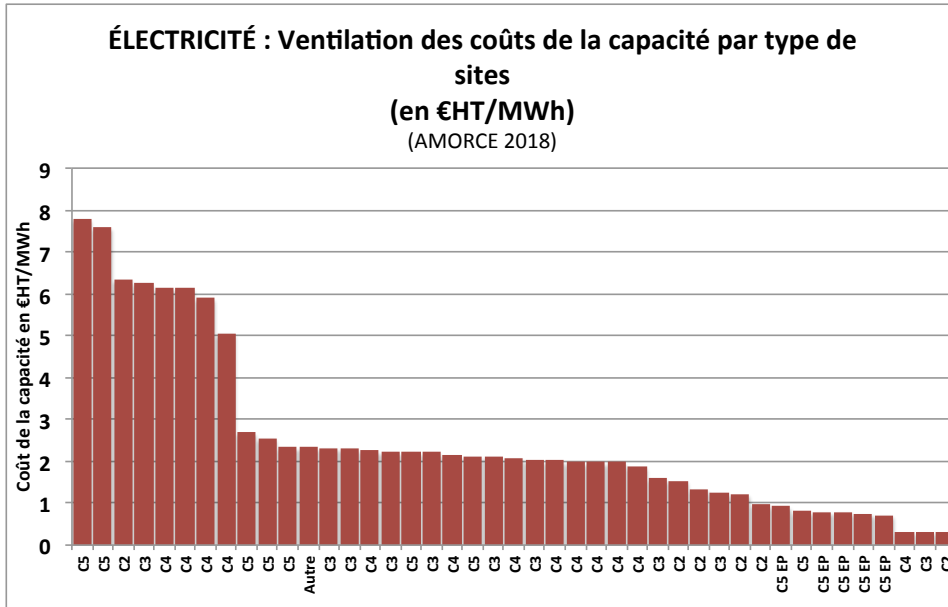


Figure 34 : Ventilation des coûts de capacité par type de site

3.7. Exécution des marchés

Moyens humains des acheteurs

Les données fournies ici, sont communes aux marchés de l'électricité et du gaz, les moyens étant souvent mutualisés sur la thématique de la fourniture d'énergie.

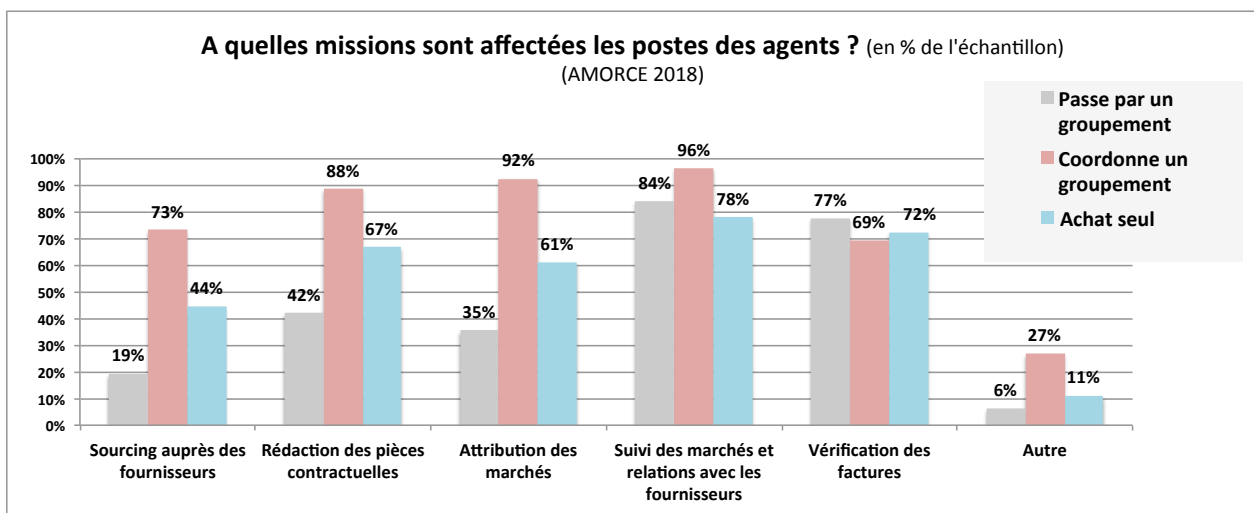


Figure 35 : Missions affectées aux agents

La Figure 35 permet de mieux comprendre quel est le panel de missions généralement suivies et affectées aux acheteurs publics d'énergie, suivant qu'ils passent par un groupement ou non et le coordonnent. On peut voir

ici que dans le cas d'un achat seul, la tendance est à devoir s'impliquer plus dans la plupart des missions associées aux contrats de fourniture d'énergie, qu'en passant par un groupement. Logiquement, le coordonnateur d'un groupement est dans la majeure partie des cas plus impliqué dans chaque mission que « l'individu » du groupement associé.

Attention, il est important de noter qu'une forte subjectivité imprègne ces données et qu'une importante variabilité des réponses a été notée autour de ces valeurs moyennes données.

ci-dessous, on peut constater via l'écart-type et donc la variation des réponses données autour de la moyenne, que les moyens alloués aux missions de fourniture d'énergie sont très variables, avec une moyenne nettement inférieure pour les acheteurs publics ne passant pas par un groupement d'achat.

Tableau 6 : Équivalents Temps Pleins affectés à l'ensemble des missions citées Figure 35 suivant le profil de l'acheteur public

ETP achats	Moyenne	Ecart Type
Passe par un groupement	1,17	0,95
Coordonne un groupement	1,19	0,88
Achat seul	0,85	1,3

Assistance à maîtrise d'ouvrage

Une part importante d'acheteurs publics, même si elle est minoritaire, fait appel à une assistance à maîtrise d'ouvrage (AMO). Cette proportion est proche dans les deux cas que sont les achats d'électricité et de gaz (voir 4.7.Assistance à maîtrise d'ouvrage).

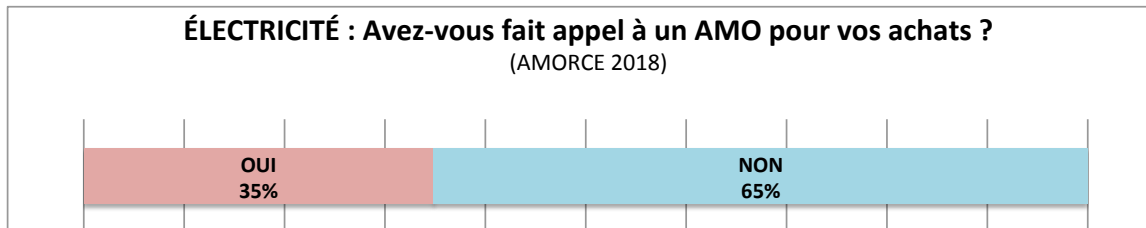


Figure 36 : Un AMO a-t-il été sollicité ?

Les missions affectées à cette AMO concernent l'ensemble des activités liées à l'achat et au contrôle du marché, du sourcing initial, à la vérification des factures. Une majorité d'acheteurs sollicitant une AMO, le fait tout de même pour les phases initiales de sourcing auprès des fournisseurs et de rédaction des pièces contractuelles, pour lesquelles certaines connaissances du marché et de compétences juridiques peuvent être précieuses. Là encore, les AMO sont missionnées dans des proportions proches suivant les phases dans le cas des achats d'électricité et de gaz (voir 4.7.Assistance à maîtrise d'ouvrage)

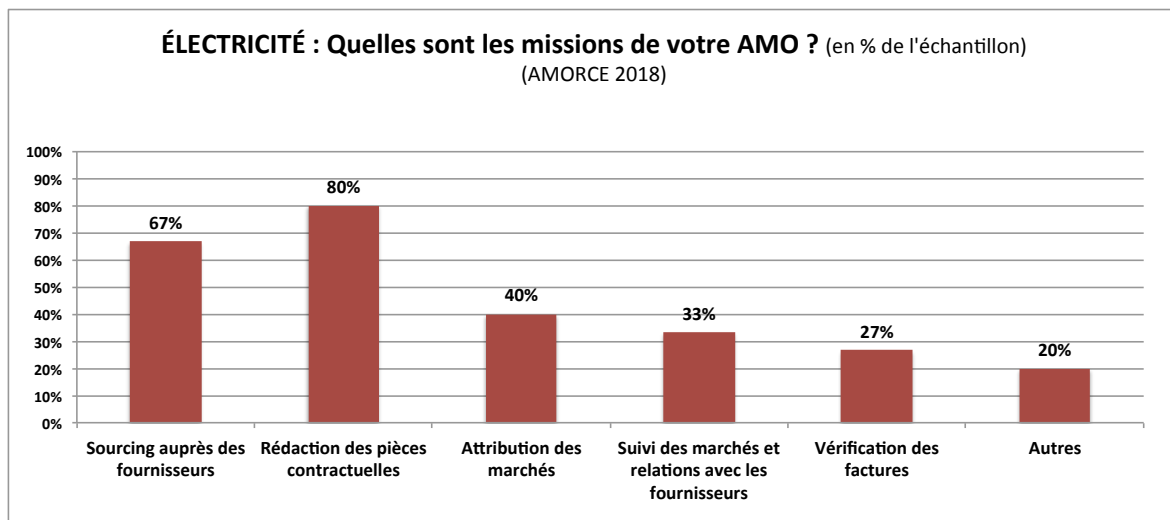


Figure 37 : Missions données à l'AMO

Facturation

La facturation est un outil utile de suivi du contrat, mais aussi de la consommation. A travers le sondage effectué, il est apparu que les acheteurs d'énergie contrôlent les factures et le font en interne dans la plupart des cas.

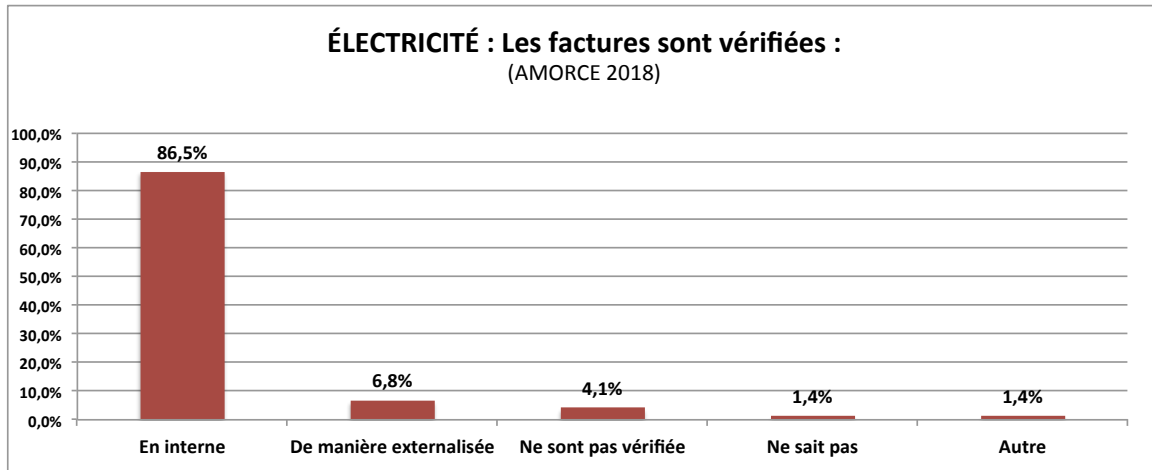


Figure 38 : Vérification des factures

Le contrôle permet de prévoir un temps pour surveiller la consommation de ses lots, l'impact sur la facture du contrat négocié, repérer de erreurs et donc de faire un retour d'expérience utile dans de futures négociations ou rédaction de cahier des charges. Mais c'est aussi un moment privilégié pour s'assurer du respect des contrats en cours. Dans de nombreux contrats (voir Figure 39), des pénalités sont prévues pour les fournisseurs en cas de non-respect des obligations prévues (présence en réunion, délais et formats de transmissions d'informations prévues...). Des exemples de rédaction anonymisés de pénalités prévues aux contrats se trouvent en Annexe 6.

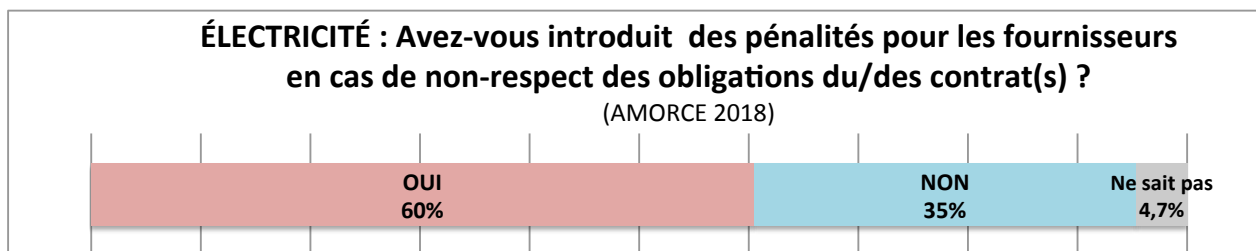


Figure 39 : Des pénalités pour non respect d'obligations sont elles prévues au contrat ?

Prestations complémentaires des fournisseurs

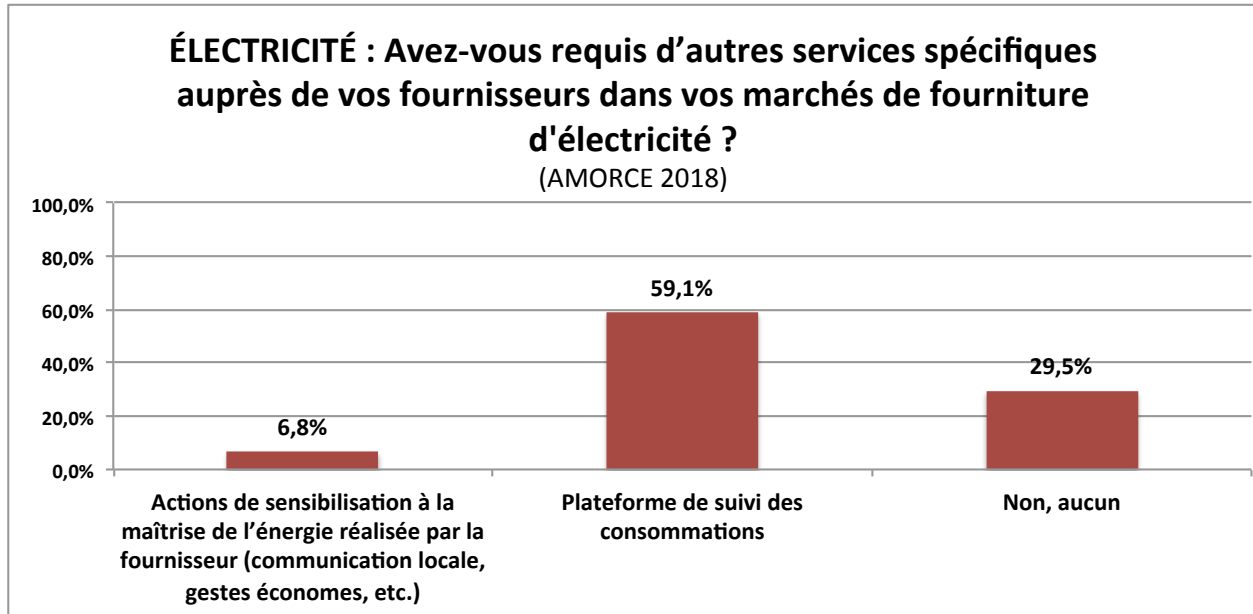


Figure 40 : Prestations complémentaires requises auprès des fournisseurs

Une majorité d'acheteurs, demandent, au-delà d'une fourniture et d'une tarification d'électricité, des services complémentaires. Plus de la moitié demandent en effet des outils de suivi des consommations dans les cahiers des charges³⁵. Certains demandent aussi au fournisseur de mener des actions pédagogiques locales pour la maîtrise de l'énergie.

Outils mis à disposition par les groupements

Des outils et services sont mis à disposition des acheteurs par les groupements. Il est souvent remonté par les acheteurs qu'une plateforme d'aide au suivi de consommation sur internet (parfois la même plateforme que celle mise à disposition par le fournisseur) ou via des fichiers Excel ou encore un récapitulatif des facturations sont une première base. Un soutien pour comprendre ces informations et optimiser sa consommation est régulièrement utilisé. S'ajoutent parfois l'organisation de webinaires, de petits déjeuners d'information ou bien encore d'outils de simulation. Certains coordonnateurs mettent aussi à disposition du groupement des pièces de marché.

Au-delà de ces outils et de ce soutien pédagogique, un accompagnement via une démarche de type AMO pour des démarches de maîtrise de l'énergie (MDE) ou pour l'accompagnement au sujet des CEE, par exemple, existent aussi. En effet, la maîtrise technique, juridique et fiscale des groupements permet de mettre en place une veille, mais aussi un soutien actif dans les domaines des marchés, de la MDE et des EnR. Ce soutien peut par exemple passer par du conseil sur les aides au financement de projet, ou bien une explication réglementaire suite à de l'évolution du TURPE pour l'électricité et de l'ATRD pour le gaz naturel.

³⁵ Des dispositifs de mise à disposition de données existent aussi auprès des gestionnaires de réseaux (plateformes open data d'Enedis et de GRDF)

3.8. Perspectives pour les marchés à venir

AMORCE a aussi interrogé les répondants sur les perspectives envisagées pour les prochains marchés. Voici un résumé du contenu ces retours, dont vous retrouverez les détails en Annexe 4.

Certains n'ont pas encore de perspective prévue pour les marchés à venir, ou bien ne prévoient pas de changement par rapport à la situation actuelle. Cependant, plusieurs pistes de modification sont à l'étude chez plusieurs acheteurs publics, dont les suivantes :

- Viser une réduction de la durée des marchés, pour des mises à jour plus en lien avec l'actualité. Cette volonté d'être au plus proche des prix de marchés pour minimiser la marge de sécurisation du fournisseur nous est remontée par de nombreux moyens. Ceux-ci ont ou vont prendre la forme de prix en multiclics, de primes éventuelles pour bonne prévisions... Même si la volonté est maintenue de conserver *a priori* certains lots à prix fixe et une part de tarification classique, on sent bien la volonté d'obtenir une tarification à maille fine, adaptée à chaque type de consommation (éclairage, BT<36KVA, tarification au bâtiment...), de façon horosaisonnaire, avec des clauses de réexamen et de flexibilité. En somme, on sent une volonté d'obtenir un service sur mesure.
- Au-delà de cette flexibilité et de cette finesse d'adaptation aux usages, mettre du sens sur la tarification nous a aussi été remonté. En effet, plusieurs acheteurs nous ont signalé vouloir distinguer du prix de l'électron, les services associés, les capacités et les CEE.
- De plus, l'inclusion d'une part plus importante d'électricité verte, voire d'additionnalité environnementale à l'achat, souvent en se préservant une marge d'évolution à la hausse ou à la baisse a été remontée. Il y a notamment une volonté d'aller parfois plus loin que des simples GO.

Toutes ces perspectives et les changements déjà amorcés depuis notre dernière étude³⁶ des prix de marché de la fourniture d'électricité, indiquent une plus grande implication des collectivités et globalement une meilleure connaissance des outils disponibles, pour améliorer l'achat d'énergie et le suivi du marché conclu. Cependant, chacun doit bien sélectionner les outils nécessaires et suffisants à ses besoins et ses moyens dans le champ des possibles. En effet, comme rappelé précédemment, ces services et ces outils ont un coût, peuvent rendre un cahier des charges moins attractif ou bien ne pas être exploitables suivant les moyens alloués à la mission. Il faut bien garder à l'esprit que le temps passé à optimiser un marché et le contrôler peut avoir un bénéfice, mais a aussi un coût.

³⁶ Voir publication ENE11 – Observatoire des prix de marché de la fourniture d'électricité et de gaz naturel pour les collectivités locales de 2016

4. RÉSULTATS POUR LA FOURNITURE DE GAZ NATUREL

4.1. Détail de l'échantillon

La Figure 41 permet de visualiser le panel de participants représentés par cette enquête. Pour rappel, ce panel représente 7,8TWh achetés pour 56 répondants.

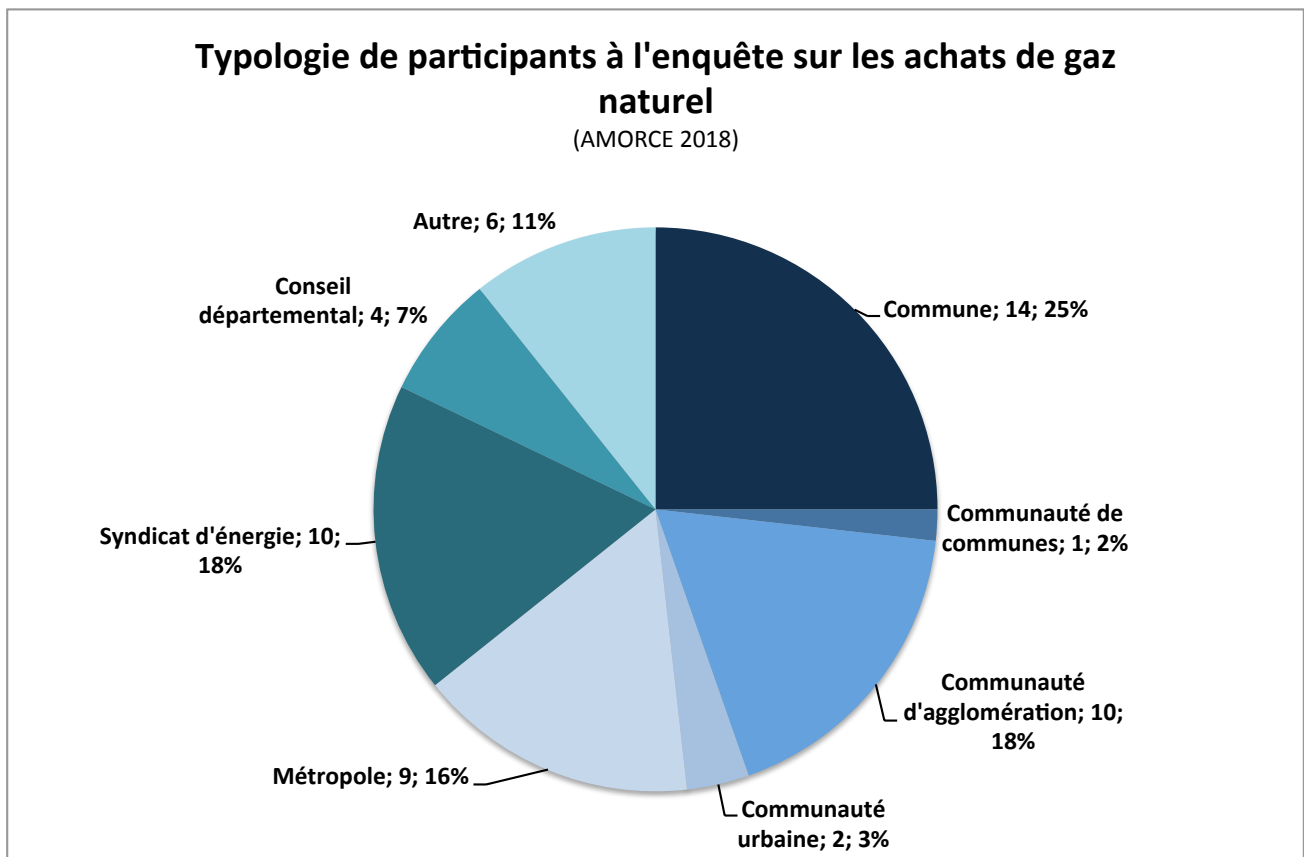


Figure 41 : Répondants sur la partie « achats de gaz naturel »

4.2. Stratégie générale pour les achats de gaz naturel

Achats groupés ou achats seuls

Cette section consiste à présenter les stratégies d'achats adoptées en fonction de la structure administrative des acheteurs.

La Figure 42 présente la répartition des stratégies d'achats adoptées pour chaque type de collectivités. À titre d'exemple de lecture, 70% des syndicats d'énergie de l'échantillon coordonnent un dispositif d'achat groupé, 30% sont membres d'un dispositif d'achat groupé, aucun n'achète seul son gaz.

Les EPCI de grande taille (métropoles, communautés d'agglomérations, syndicats d'énergie et départements) pilotent en général des groupements pour leurs membres. Ces résultats s'expliquent notamment par la disponibilité de personnel dédié au sein des structures de plus grandes tailles.

Au total à l'échelle de l'échantillon, **83,9% des acheteurs coordonnent ou dépendent d'un dispositif d'achat groupé de gaz naturel**. Les 16,1% restant l'achètent seuls³⁷. Les acheteurs publics, notamment les collectivités, se sont ainsi majoritairement regroupés pour acheter leur gaz naturel. Ce constat reste très proche de celui réalisé en 2016 lors du premier observatoire d'AMORCE.

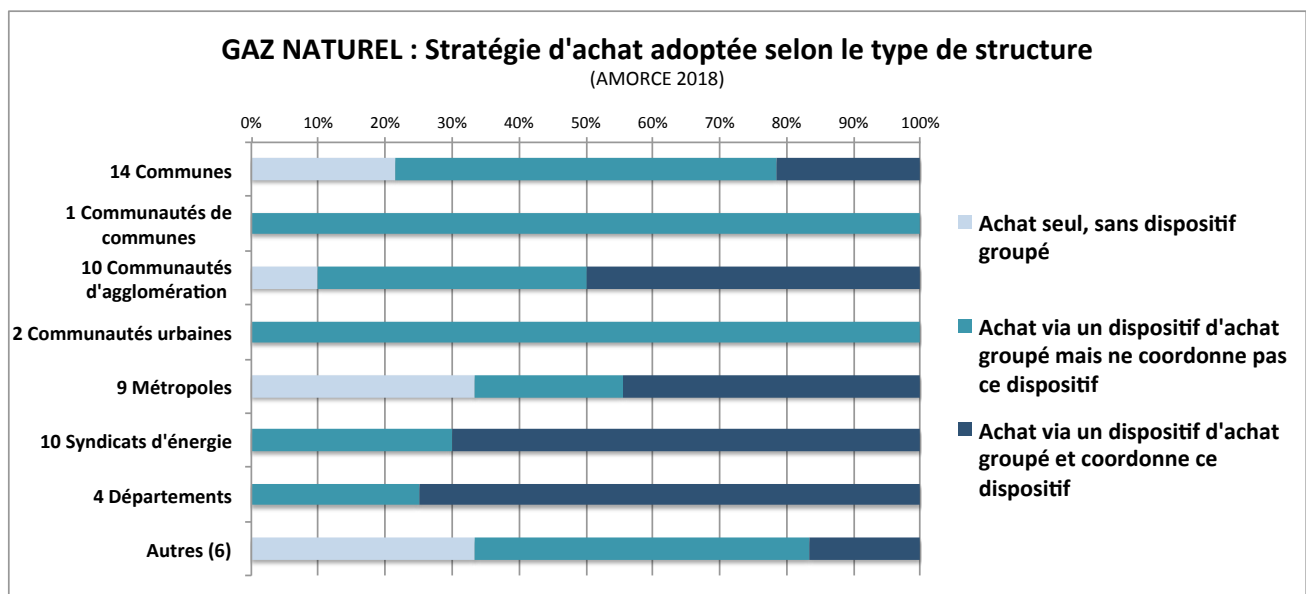


Figure 42 : Stratégie d'achat selon le type de structure

Les répondants ont également été interrogés :

- Sur les motivations de leur choix (Figure 43 et Figure 44)
- Sur la satisfaction de leur choix via une note de 1 à 5 (1 : pas du tout satisfait ; 5 : tout à fait satisfait) (Figure 45)
- Sur les perspectives d'évolution de leur choix (Figure 46)

³⁷ On peut noter toutefois que parmi ces achats solitaires, peut y avoir des cas de contrats d'exploitation de chaufferies incluant le P1 (prestation avec fourniture d'énergie)

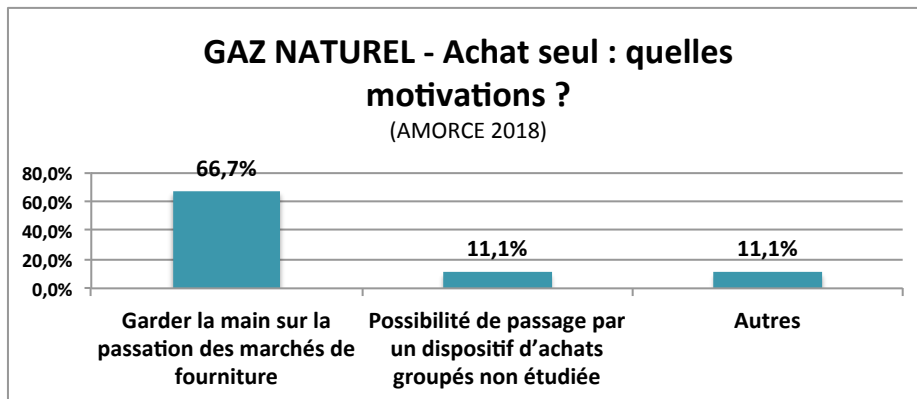


Figure 43 : Motivation du choix réalisé (achat seul)

Pour deux tiers des répondants ayant fait le choix d'acheter seuls leur gaz naturel, le fait de garder la main sur la passation des marchés de fourniture constitue la motivation première.

Pour la grande majorité des répondants ayant fait le choix d'acheter de façon groupée, les deux principales motivations proviennent d'une part de la recherche d'un meilleur prix en massifiant les volumes proposés aux fournisseurs, et d'autre part de la volonté de mutualiser les moyens humains et les compétences des acheteurs.

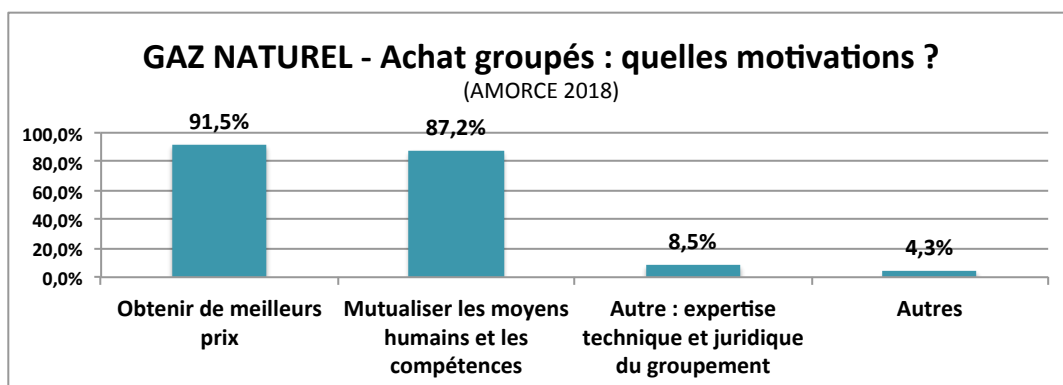


Figure 44 : Motivations du choix réalisé (achat groupé)

D'une manière générale, les sondés, quelle que soit la stratégie adoptée, affichent un bon niveau de satisfaction. Les notes moyennes données étant comprises entre 4,1 et 4,4 sur 5 ; les dispositifs d'achats groupés étant toutefois marqués, en moyenne, par une notation légèrement meilleure.

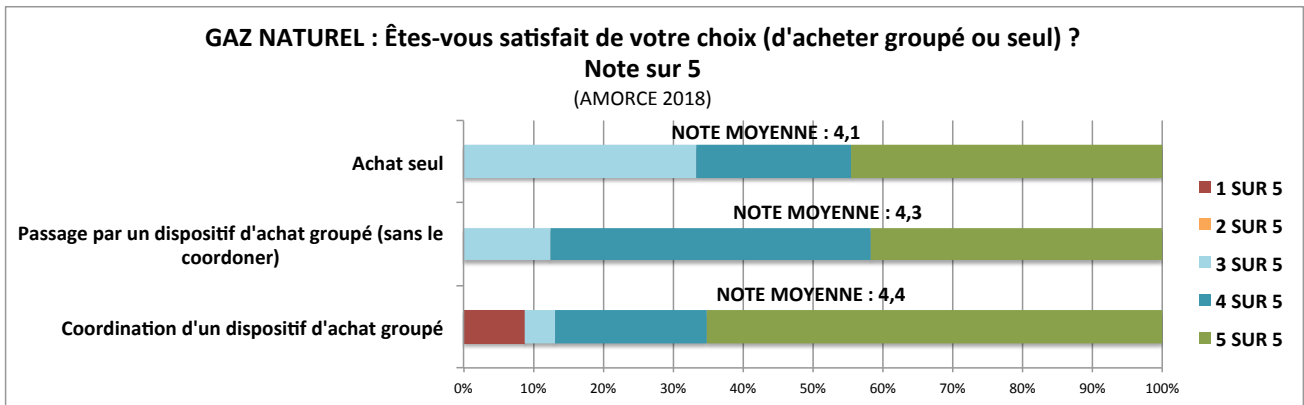


Figure 45 : Satisfaction du choix réalisé (achat seul ou groupé)

Pour l'échantillon de réponses collectées, plus de 90% des acheteurs souhaitent conserver le choix actuellement réalisé, même si une part non négligeable des acheteurs solitaires ont émis le souhait de changer de modalité d'achat.

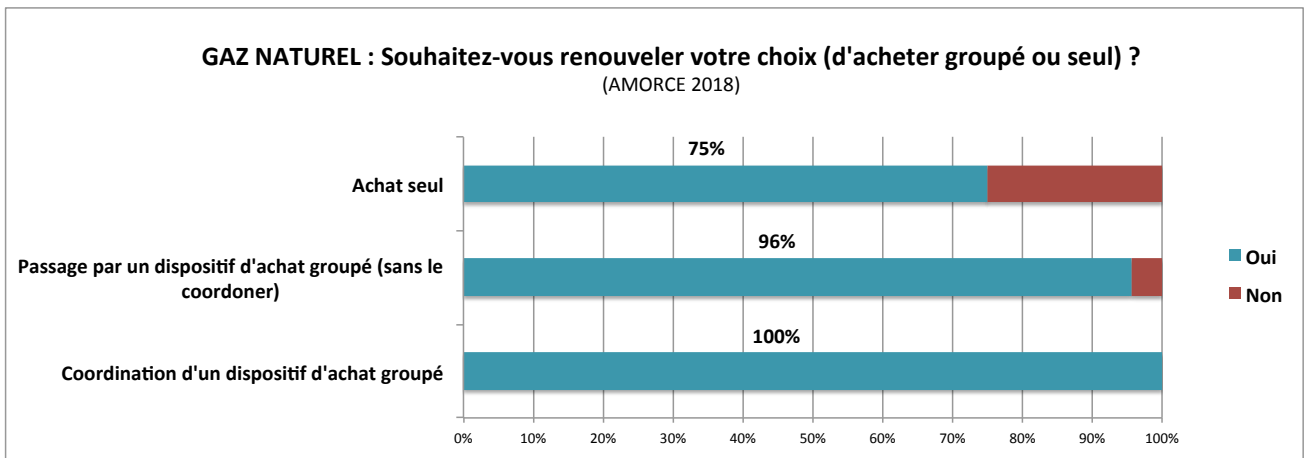


Figure 46 : Perspective de renouvellement du choix d'acheter seul ou groupés

Coordonneurs des dispositifs d'achat groupé

Pour les 47 répondants faisant partie d'un dispositif d'achat groupé, la typologie de ce groupement a été renseignée, dans un but d'identification des structures coordonnatrices.

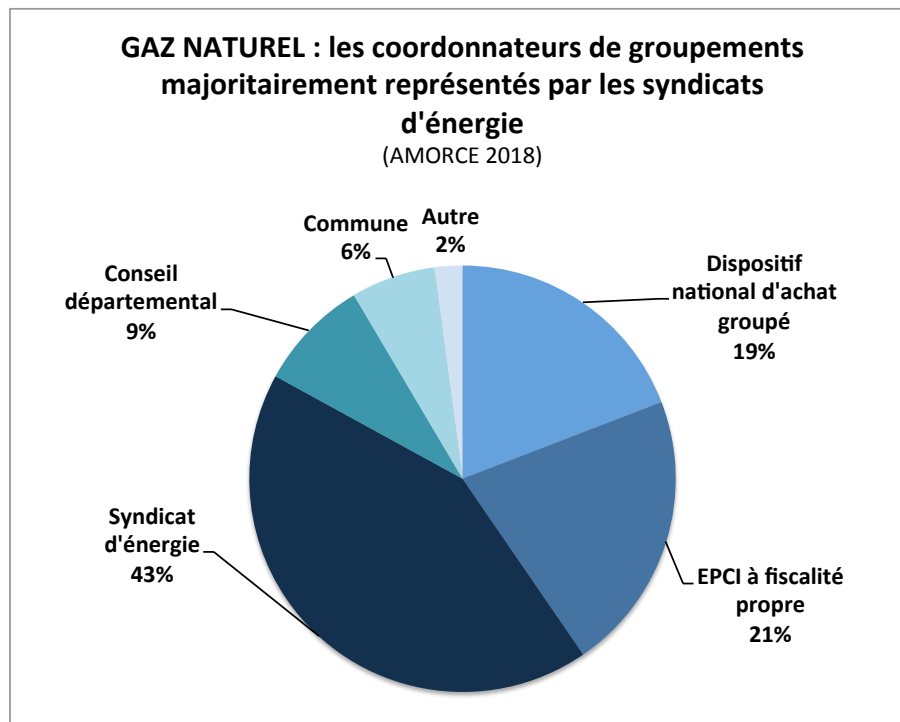


Figure 47 : Typologie des coordonneurs de dispositifs d'achats groupés

Les syndicats d'énergie, qui comportent peu de consommation d'énergie à proprement parler sur leur patrimoine, coordonnent une grande partie des groupements d'achats. Certains syndicats d'énergie se sont même regroupés pour réaliser ces achats. Le reste des dispositifs d'achats groupés étant majoritairement répartis entre dispositifs nationaux (19%) et EPCI à fiscalité propre (21%).

En confiant l'achat d'énergie à des structures spécialisées, les collectivités et autres acheteurs publics mutualisent leurs ressources et agissent ainsi de manière à massifier les volumes proposés aux fournisseurs d'énergie. Cette massification pourrait permettre notamment d'augmenter le levier de négociation envers ces derniers, dans le but d'obtenir des offres plus compétitives ou de meilleurs services.

Mise en concurrence des TRV

Si l'ouverture des marchés a largement impacté les sites des acheteurs publics d'énergie avec la suppression de nombreux tarifs réglementés de vente (TRV), il est toutefois encore possible de bénéficier des TRV pour les sites dont la consommation n'excède pas 30MWh/an

Certains acheteurs ont toutefois fait le choix de faire passer ces sites en offres de marché en les intégrant dans leurs consultations. Cette section vise à jauger la proportion d'acheteurs ayant effectué ce choix, les motivations sous-jacentes, ainsi que les perspectives de prolongement des choix réalisés.

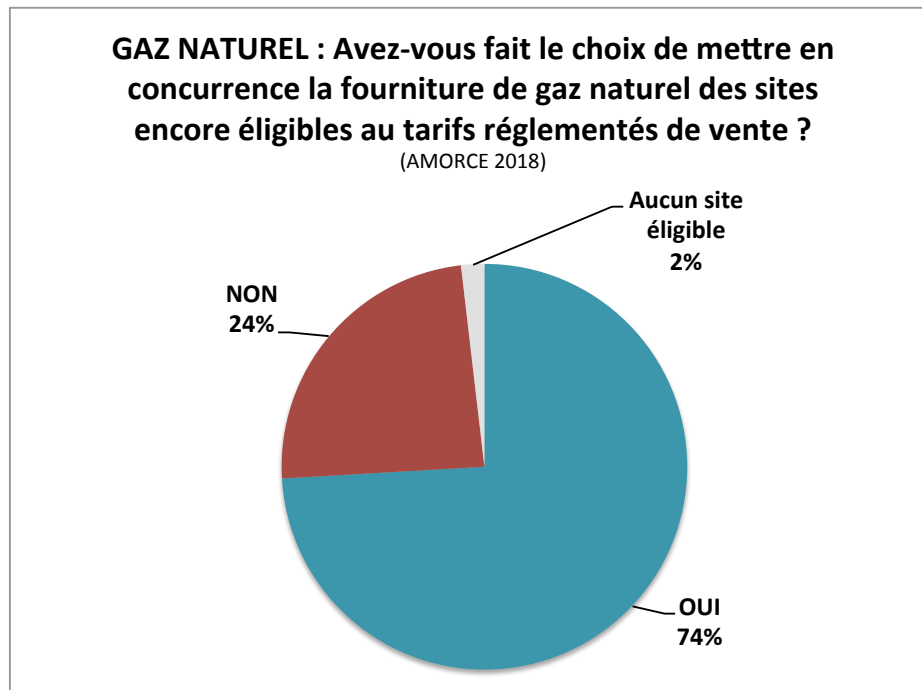


Figure 48 : Mise en concurrence des sites aux TRV

De façon encore plus massive que dans le cas des marchés de l'électricité, on constate ici, que les trois quarts des répondants ont fait le choix de mettre en concurrence leurs sites encore éligibles aux TRV, dans le but de disposer d'une offre de marché (Figure 48). On note ainsi une forte pénétration des offres de marché dans le segment des achats publics. A titre de comparaison, en France, 60% des sites de consommation sont passés en offre de marché pour la fourniture de gaz naturel, ces acheteurs représentant 90% de la consommation totale³⁸.

Pour comprendre ce choix, il importe surtout de prendre connaissance des motivations des acheteurs vis-à-vis de leurs choix de mise ou non en concurrence. Et pour les sites aux TRV ayant été mis en concurrence, la principale motivation est d'ordre économique. En effet, les offres de marché proposées par les fournisseurs sont généralement inférieures aux TRV. Il est toutefois essentiel de savoir que les prix obtenus en offre de marché dépendent fortement de la date de remise du prix par le fournisseur et que ce prix reste la plupart du temps fixe sur la durée du marché. *A contrario*, les tarifs réglementés de vente sont régulièrement révisés. De plus, pour de nombreux acheteurs devant obligatoirement mettre en œuvre une procédure de mise en concurrence pour l'achat de gaz, il a été jugé opportun d'intégrer aux consultations les sites éligibles aux TRV.

Pour les sites restés aux TRV, les principales motivations affichées sont : choix de simplicité, mais aussi l'obtention de meilleurs prix (argument aussi mis en avant pour la mise en concurrence de ces sites aux TRV).

On peut donc dire que le choix de mettre en concurrence ou non les sites soumis aux TRV prend racine dans une optique de coût, puis de simplification ou d'uniformisation du traitement des contrats et donc d'organisation.

³⁸ Voir site de la CRE pour le marché au 30 septembre 2018

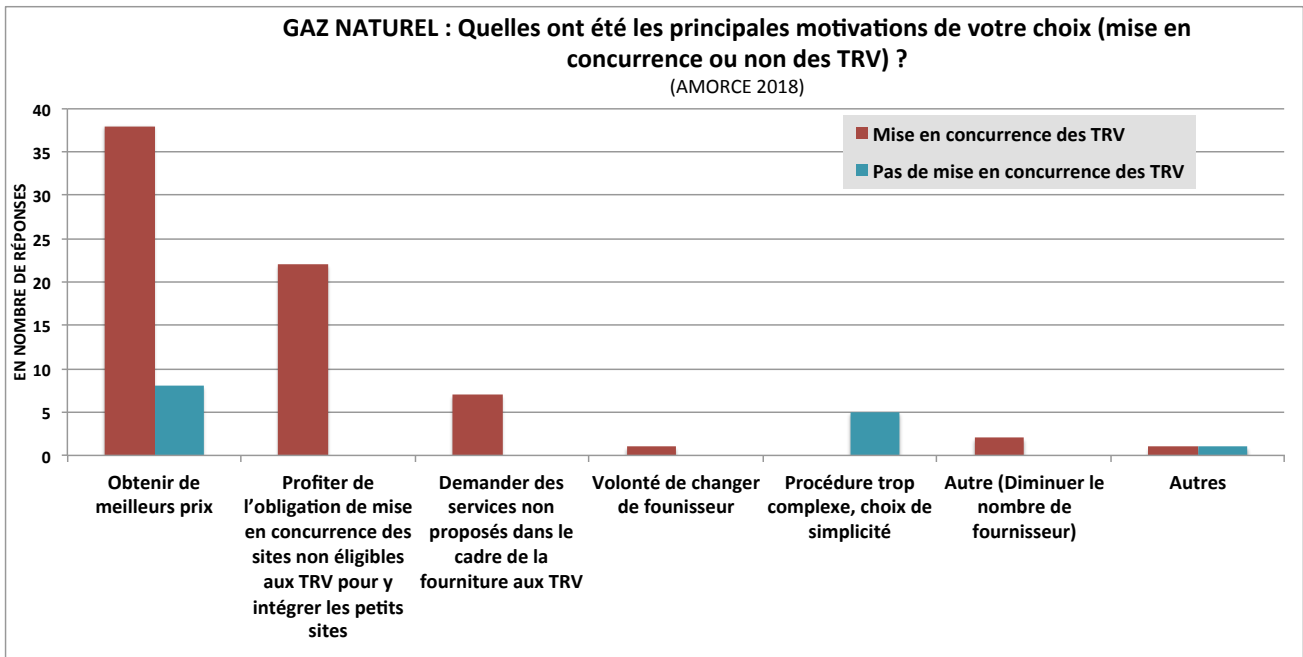


Figure 49 : Motivations du choix de mise en concurrence ou non des sites aux TRV

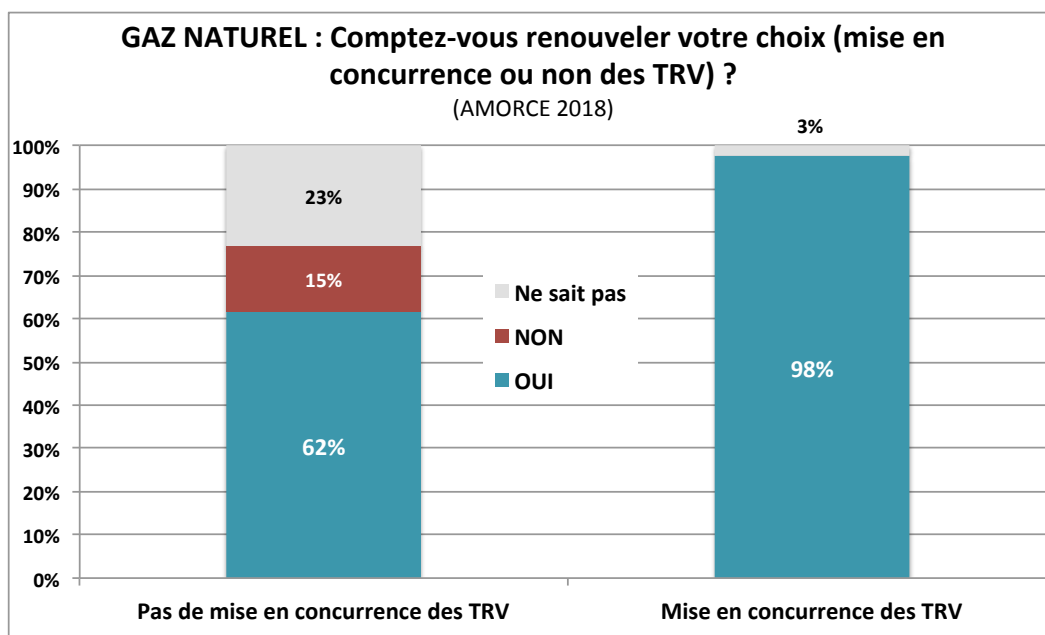


Figure 50 : Perspectives de mise en concurrence des TRV

98% des acheteurs ayant basculé les sites éligibles aux TRV en offre de marché, souhaitent renouveler leur choix pour les prochains marchés. En revanche, l'incertitude est plus marquée quant au devenir des sites encore aux TRV, même si dans une majorité des cas, les acheteurs souhaitent les maintenir : 23% des acheteurs ne savent pas encore le choix qui sera fait lors du renouvellement de leur accord-cadre. De plus, 15% des acheteurs souhaitent basculer leurs sites aux TRV en offre de marché à l'avenir.

A RETENIR

Plus de 80% des acheteurs publics sondés (majoritairement des collectivités dans cette étude) ont fait le choix de se grouper pour acheter leur gaz naturel. Ils sont alors soit coordonnateurs, soit membres d'un dispositif d'achat groupé.
Une bonne satisfaction générale ressort des sondés quant aux choix réalisés, ce qui conduira plus de 90% d'entre eux à renouveler leur choix.

Parmi l'échantillon collecté, pratiquement la moitié des acheteurs appartenant à un groupement passe par un syndicat d'énergie.

Les trois quarts des acheteurs ont fait le choix de mettre en concurrence les sites encore éligibles aux tarifs réglementés de vente (TRV). La principale motivation est d'ordre économique pour ceux-ci (obtenir de meilleurs prix qu'avec les TRV).
Pour les futurs marchés, une forte proportion des acheteurs (presque 40%) ayant conservé des sites aux TRV ne sont pas certains de continuer à le faire.

4.3. Niveau de concurrence sur les marchés de fourniture de gaz naturel

Attributaires des accords-cadres

Les candidats qui répondent à un accord-cadre peuvent se positionner sur plusieurs marchés subséquents découlant de celui-ci. Cette partie cherche à identifier le niveau de concurrence atteint dans le marché de détail du gaz naturel des acheteurs publics. Quel est le nombre de fournisseurs moyen retenus pour la mise en concurrence ? Y-a-t-il un effet « volume » des consultations sur cette moyenne ?

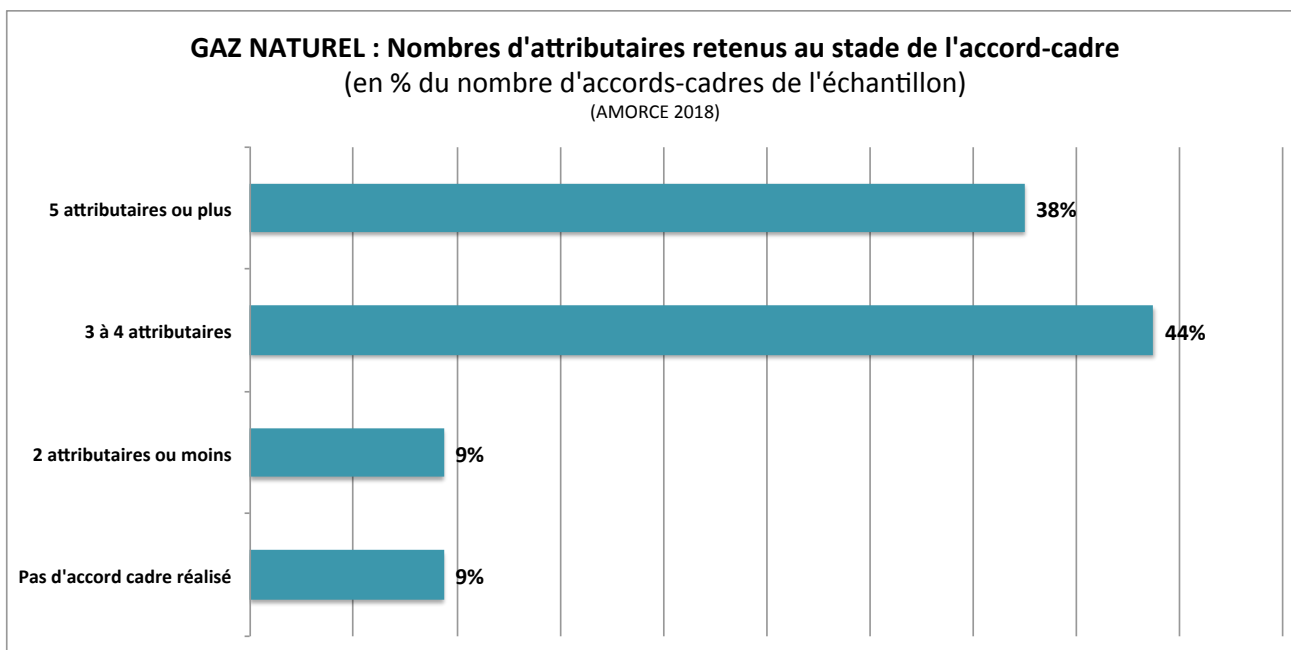


Figure 51 : Nombre d'attributaires retenus au stade de l'accord-cadre

Dans une grande majorité des cas, un accord cadre a été réalisé et a permis de retenir 4,4 attributaires en moyenne pour la fourniture de gaz naturel. C'est un résultat inférieur à ce qui avait été retenu selon le panel de

l'observatoire des marchés de 2016 (5,1 attributaires retenus en moyenne à l'époque), mais tout de même nettement supérieur au nombre de candidats retenus pour la fourniture d'électricité (3,3).

Enfin, notons qu'une proportion non négligeable d'acheteurs (9%) n'est pas passée par une procédure d'accord-cadre pour ses achats de gaz. Le volume correspondant est toutefois très faible (nettement moins de 1 % du volume total analysé). Comme dans le cas des achats d'électricité, les petits marchés se font souvent sans accord cadre, alors que les plus gros marchés attirent de nombreux candidats.

Note : Il importe de souligner que la qualité du cahier des charges proposé par les acheteurs est également un facteur déterminant pour rendre les marchés attractifs pour les fournisseurs.

Pour rappel, les procédures classiques des marchés publics ne sont pas ou peu adaptées à la fourniture d'énergie du fait de leurs durées relativement longues (durée de validité des offres de 90 ou 180 jours entre la réception de l'offre et le choix de l'attributaire). Les fournisseurs d'énergie, du fait de leur mode d'approvisionnement, ont en effet besoin d'une réponse rapide afin de proposer des offres adaptées aux marchés sur lesquels ils s'approvisionnent, et ne pas répercuter une couverture financière trop importante dans le prix proposé. Le service des achats de l'état (SAE) préconise d'ailleurs³⁹ de recourir à un contrat type *accord-cadre* pour les achats d'énergie. La procédure d'accord-cadre permet de sélectionner plusieurs attributaires sur une série de points techniques, afin de les mettre en concurrence ensuite sur critère principalement économique lors des marchés subséquents.

Candidats des marchés subséquents

Pour chaque marché (subséquent), les attributaires retenus lors des précédentes étapes peuvent proposer une offre adaptée au cahier des charges, pour obtenir l'attribution du marché. Cette section analyse à la fois le nombre de candidats participant à la mise en concurrence pour chacun des marchés subséquents, mais étudie également l'effet volume sur ces derniers. Certains acheteurs n'étant pas passés par une procédure d'accord-cadre ont été comptabilisés.

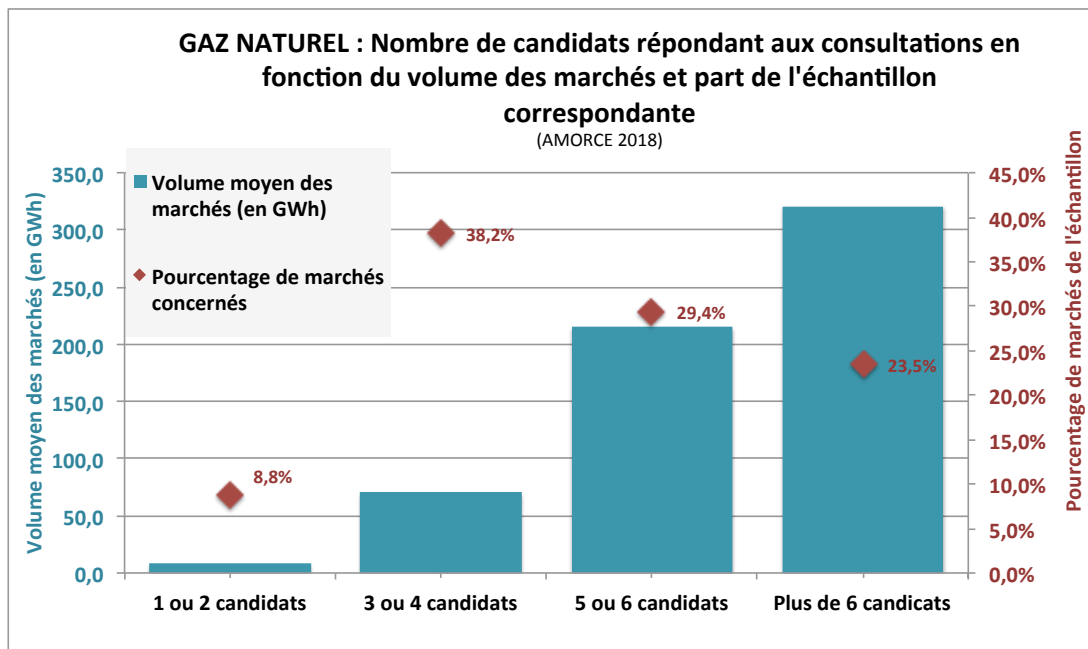


Figure 52 : Nombre de candidats sur les marchés subséquents

³⁹ *Guide sur l'achat public d'énergie*, groupe d'étude des marchés « aménagement et équipement durables dans le bâtiment », 2015

Sur les 34 marchés analysés, entre 1 et 10 candidats ont répondu. En moyenne, 5 fournisseurs se positionnent sur les marchés des acheteurs de l'échantillon. C'est légèrement plus que les 4,5 relevés à travers l'observatoire des marchés de 2016. En étudiant la Figure 52, on se rend compte que manifestement, la taille du marché influe fortement sur le nombre de candidats en lice. Ainsi, le nombre de candidats mis en concurrence augmente sensiblement avec le volume moyen des marchés subséquents.

Les marchés n'ayant obtenu qu'un unique fournisseur (8,8% des marchés recensés) concernent des marchés de petite taille en moyenne.

Le même type de remarque que la section précédente s'applique ici. Un nombre globalement important de fournisseurs se disputent les marchés de fourniture du gaz naturel. Les marchés monopolisant d'autant plus l'attention des fournisseurs qu'ils comportent un fort volume.

Part de marché des fournisseurs de l'échantillon

Les parts de marchés obtenus par les différents fournisseurs de gaz naturel sont présentées ici. L'objectif consiste ainsi à faire un état des lieux du partage des marchés et de ses acteurs. Cette analyse se base sur 38 marchés représentant un volume total de plus de 6100 GWh. Attention : ces résultats restent indicatifs et propres à l'échantillon collecté dans cette étude.

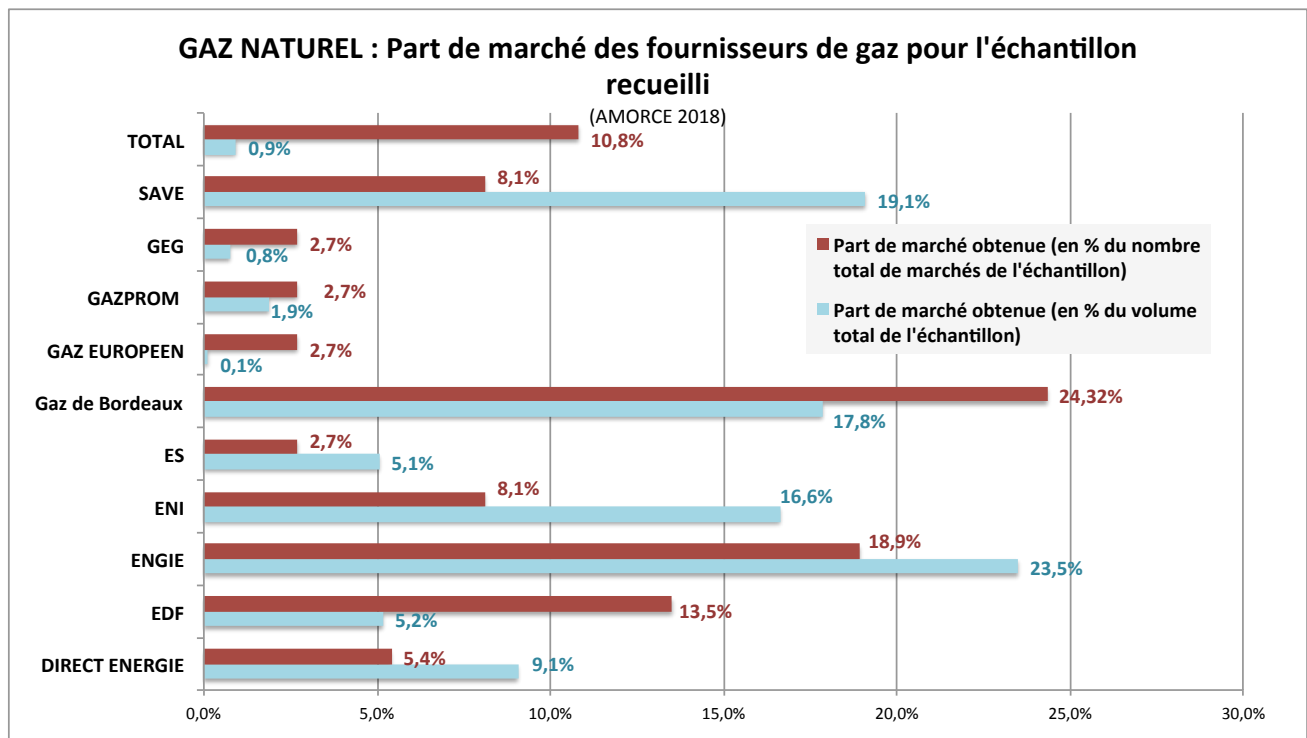


Figure 53 : Part de marché des fournisseurs pour l'échantillon

Le graphique présenté ci-dessus contient 2 types d'informations, qu'il convient de lire avec précaution. La valeur des jauges se lit en pourcents. Voici un exemple de lecture envisageable : ENI a obtenu 8,1% des marchés analysés. Ces marchés représentent 16,6% du volume total de l'échantillon.

Sur les 38 marchés analysés, 11 fournisseurs ont effectivement été retenus pour une fourniture. Contrairement au marché de l'électricité précédemment étudié, on observe ici un marché plus équitablement réparti pour la fourniture de gaz naturel.

Ces chiffres corroborent ceux vus précédemment sur une concurrence accrue lors des phases de candidature. Un nombre important d'acteurs semblent armés pour se positionner mais aussi pour remporter les contrats. On

pourra constater tout de même que les positionnements des acteurs sont peut-être différents en misant sur un grand nombre de petits marchés et vice versa.

A RETENIR

99% du volume acheté par l'échantillon collecté l'a été par une procédure d'accord-cadre + marché subséquent. En moyenne, 4,4 attributaires ont été retenus dans les accords-cadres réalisés, mais ce chiffre peut augmenter sensiblement avec le volume de l'accord-cadre.

Sur les marchés (subséquents), 5 fournisseurs se positionnent en moyenne. Les marchés de plus gros volume semblent générer davantage de concurrence .

Enfin, les lauréats se partagent de façon plus équitable le marché global dans le domaine du gaz que dans le domaine de l'électricité. Ainsi, 7 fournisseurs distribuent chacun plus de 5% du volume total de l'échantillon fourni.

4.4. Biométhane

Cette section, réalisée en partenariat avec l'ADEME, vise à présenter et analyser les résultats relatifs à la fourniture de biométhane. Les principales questions ont été adressées à tous les types de répondants : acheteurs seuls, coordonnateurs de dispositifs d'achats groupés, acheteurs passant par un dispositif d'achat groupé.

Pour comprendre en détail le fonctionnement de la traçabilité du biométhane (qui ne sera pas détaillé ici), nous vous invitons à vous reporter aux publications suivantes :

- ENE12 - Achats d'énergies renouvelables par les collectivités (électricité et gaz)
- ENT32- Achats d'énergie par les collectivités et transition énergétique

Achetez-vous du biométhane ?

Il a été demandé aux acheteurs s'ils avaient souhaité intégrer une part de biométhane dans leurs marchés. Pour rappel, comme pour l'électricité, la traçabilité du biométhane s'effectue par le biais des garanties d'origine (GO). Toutefois, à la différence de l'électricité renouvelable :

- Les quantités de biométhane injectées dans le réseau sont encore limitées (0,2% de la consommation française) car la filière reste jeune ;
- Les fournisseurs d'énergie sont en concurrence pour racheter la production de biométhane auprès des producteurs.

Ainsi, les quantités de GO biométhane disponibles sont encore limitées et restent concentrées entre les mains d'un petit nombre d'acteurs.

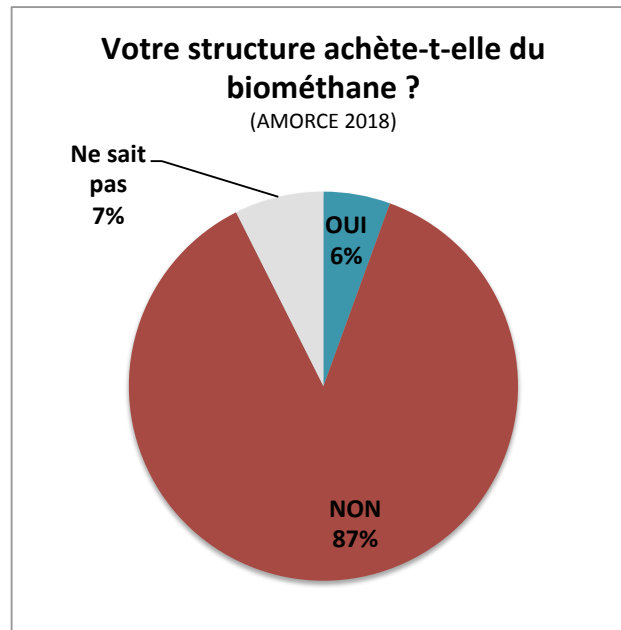


Figure 54 : Votre structure achète-elle du biométhane ?

Pour l'heure, seuls 6% des acheteurs de l'échantillon ont intégré une part de biométhane dans leurs marchés de fourniture. Ce chiffre est en légère augmentation par rapport au premier observatoire réalisé par AMORCE. Il est toutefois intéressant de noter que certains acheteurs ont intégré cette possibilité dans leur marché sans que celle-ci n'ait ensuite été activée.

Le volume de biométhane acheté via un contrat de fourniture « verte » correspond seulement à 0,13% du volume total collecté, soit une très faible proportion. Les quantités de biométhane demandées restent ainsi symboliques et restreintes à de faibles pourcentages.

La faible quantité de biométhane disponible à ce jour, conjugué au prix élevé des garanties d'origine (en comparaison aux GO de l'électricité) explique le faible nombre d'acheteurs positionné sur ce segment.

Comme pour l'électricité, il est utile de rappeler que c'est l'ensemble des consommateurs qui financent le développement du biométhane en France, via la fiscalité appliquée sur la consommation finale d'énergie (TICPE pour les produits pétroliers et TICC pour le charbon). Ces recettes fiscales abondent les caisses de l'État, qui subventionne ensuite les moyens de production de biométhane (dont le coût de production est encore bien supérieur aux cours des marchés de gros).

Critères qualitatifs additionnels pour le biométhane, allant au-delà de la traçabilité par les garanties d'origine (GO)

Il a été demandé si l'achat de biométhane était uniquement assuré par le mécanisme des GO (=traçabilité seule), ou si d'autres critères additionnels avaient été demandés par les quelques acheteurs concernés. Pour rappel, le principe d'additionnalité appliqué à une offre d'énergie « verte » doit permettre, en contrepartie d'un surcoût financier, de conduire à l'amélioration de la situation écologique existante via un effet positif et mesurable sur l'environnement, et/ou au développement des énergies renouvelables.

Un répondant a intégré dans son marché l'ajout d'un critère basé sur le taux de culture principale à vocation énergétique ou alimentaire approvisionnant l'unité de méthanisation (15% maximum des intrants). Ce taux correspond à la réglementation française, et permet concrètement d'éviter des offres de biométhane issues de GO européennes. Les normes de production de biométhane varient en effet selon les pays de l'Union Européenne.

Caractéristiques des GO achetées

Une partie de l'enquête a porté sur les caractéristiques des GO : provenance et prix. Malgré l'échantillon très restreint collecté, les éléments présentés ci-dessous permettent d'avoir une première image de ces caractéristiques.

Provenance des garanties d'origine

Les GO associées aux contrats de fourniture peuvent provenir d'installations françaises ou européennes. Contrairement à l'électricité, il n'existe toutefois pas de registre de GO unifié à l'échelle de l'UE. Au niveau de l'échantillon, les garanties d'origine utilisées étaient exclusivement françaises.

Notons par ailleurs que depuis le 1^{er} janvier 2017, les GO françaises à usage combustible sont exonérées de TICGN (décret n°2018-210). La TICGN représente 8,45 €HT/MWh sur la facture en 2018. Les GO étrangères ne conduisent pas à une exonération de TICGN.

Coût des garanties d'origine

A ce jour, les GO biométhane restent particulièrement onéreuses au regard du prix du gaz, du fait d'une offre peu abondante. Un autre phénomène joue aussi sur les prix ; l'exonération de TICGN, en renforcent l'attrait financier de GO méthane françaises. De plus, pour un usage thermique, 75% de la transaction sur les GO est reversée au fond de compensation géré par la caisse des dépôts, ce qui peut aussi avoir un effet à la hausse sur les prix. Pour les GO biométhane françaises, il faut environ compter entre 10 et 18 €HT/MWh (auxquels s'appliquent l'exonération de TICGN).

Les GO d'origine européennes (non reconnues par les autorités françaises) peuvent être valorisées à un prix sensiblement inférieur (quelques €HT/MWh).

Quelles perspectives envisagez-vous vis-à-vis de l'achat de biométhane ?

Au-delà des choix déjà réalisés, il apparaît utile de comprendre quelles sont les perspectives envisagées par les acheteurs dans leurs prochains marchés. Tous les répondants (achetant ou non du biométhane) ont répondu à cette question.

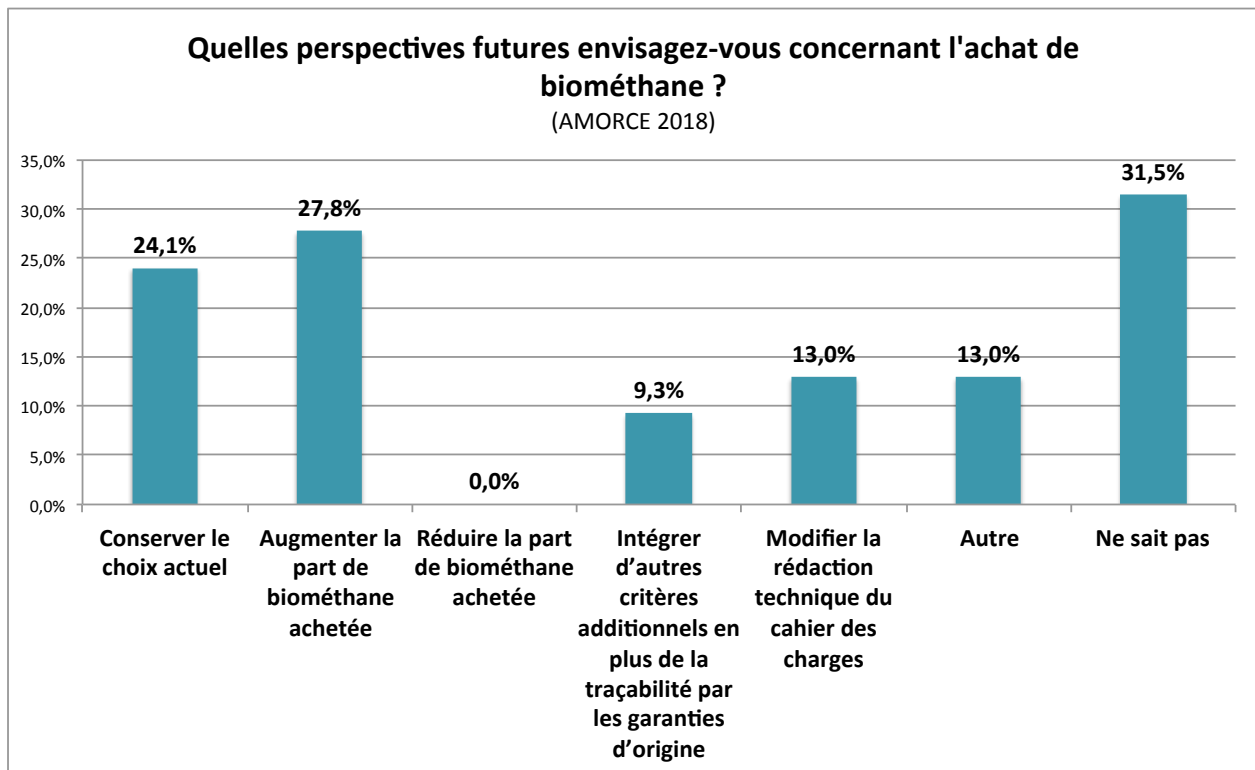


Figure 55: Perspectives envisagées vis-à-vis de l'achat de biométhane

Il est surtout intéressant de noter que plus d'un quart des répondants souhaitent augmenter la part de biométhane de leur fourniture de gaz naturel. Cet intérêt croissant peut provenir de deux aspects :

- D'une part l'application de l'exonération de TICGN, qui conduit fatalement à une forte baisse du coût des offres de gaz « vert » sur la facture
- D'autre part, l'augmentation quasi-exponentielle des quantités injectées chaque année, qui rendent d'autant plus possible la fourniture d'un grand nombre de demandeurs.

Par ailleurs, une volonté notable d'aller au-delà de la simple traçabilité par les GO se dégage également de l'échantillon (10% des répondants).

A RETENIR

L'achat de biométhane reste encore confidentiel (6% des répondants), et les quantités demandées ne dépassent pas quelques pourcents dans les marchés.

Le coût des garanties d'origine reste très élevé en comparaison avec l'électricité (facteur 20 au moins). Toutefois, les offres de biométhane devraient se développer nettement à l'avenir avec l'application de l'exonération de TICGN sur la facture pour l'utilisation de GO françaises, ce qui rendra les offres biométhane d'autant plus compétitives. 28% des répondants souhaitent en effet augmenter la part de biométhane achetée.

4.5. Caractéristiques des marchés

Rythme de remise en concurrence des marchés

Sur la durée totale des contrats de passation de marché (accords-cadres et autres), il est possible de contractualiser plusieurs marchés subséquents consécutifs pour chaque lot identifié (ou de remettre en concurrence les fournisseurs-attributaires). Cette section traite de la durée des marchés subséquents et concerne 36 marchés analysés.

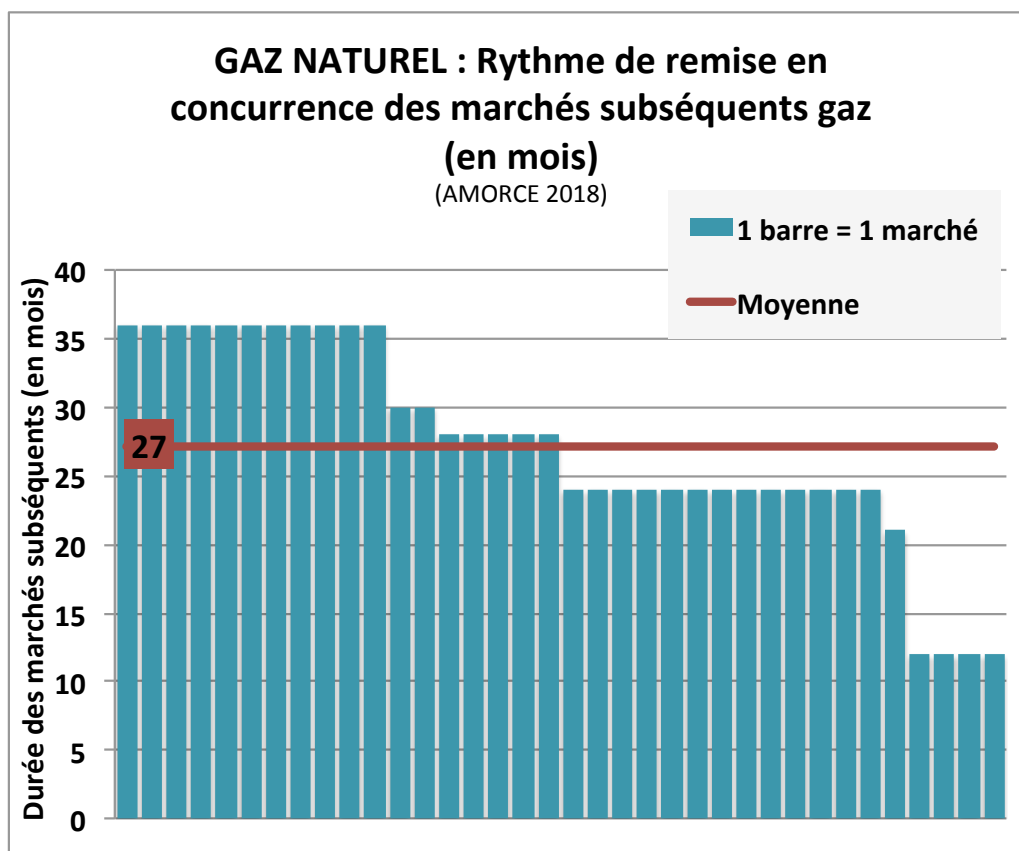


Figure 56 : Rythme de remise en concurrence des marchés

En grande majorité, les marchés sont conclus pour des durées de **deux ou trois ans**.

La durée moyenne brute recueillie est de **27 mois** (stable par rapport au premier observatoire d'AMORCE en 2016).

Pour rappel, sur la durée d'un contrat (accord-cadre ou autre), deux stratégies peuvent être adoptées :

- Soit le contrat comporte un ou plusieurs marchés subséquents qui s'établissent sur toute la durée de celui-ci, sans remise en concurrence.
- Soit sur un même contrat, plusieurs remises en concurrence ont lieu pour les marchés subséquents.

Chaque acheteur doit peser à la fois le temps de travail requis, mais également l'opportunité de gains engendrés (ou au contraire le risque pris) par une remise en concurrence régulière.

Allotissement réalisé

Cette section vise à observer et analyser plusieurs points relatifs à l'allotissement des consultations. D'une part, nous nous sommes intéressés au nombre de lots réalisés (segmentation ou non des volumes). D'autre part, les grandes tendances d'allotissement ont été dégagées.

Nombre de lots minimum	1
Nombre de lots maximum	13
Nombre de lots moyen	2,1
Ecart-type observé	2,4

Figure 57 : statistiques des allotissements réalisés

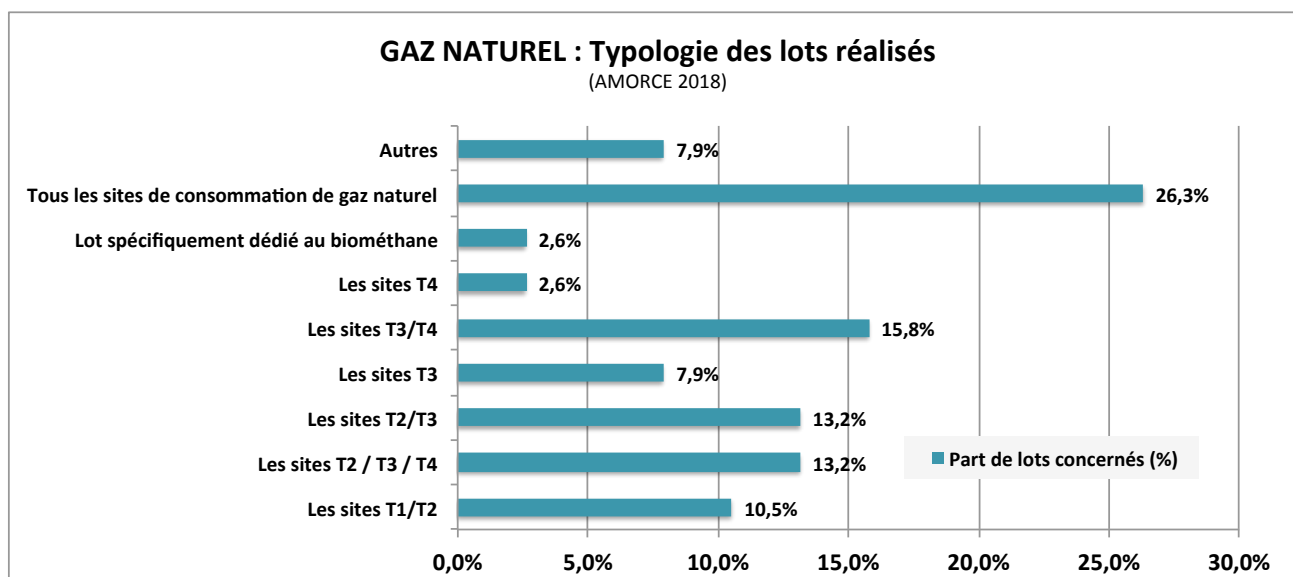


Figure 58 : Typologie de lots réalisés pour la fourniture d'électricité

En moyenne, les achats allotis en **2,1 lots** pour l'échantillon collecté, avec de fortes disparités selon les acheteurs (coordonnateur d'un important groupement, acheteur seul avec peu de sites voire un site unique, etc.).

L'allotissement des marchés permet de regrouper de manière cohérente les points de livraison qui seront mis en concurrence. De ce fait, ce regroupement incite les fournisseurs d'énergie à proposer des offres adaptées aux caractéristiques spécifiques des sites concernés (volume, profil...). L'allotissement peut également permettre de stimuler la concurrence en permettant à de plus petits acteurs de répondre sur des lots de taille moyenne.

Plusieurs tendances se dégagent de la Figure 58. Les allotissements suivants sont communément observés :

- Allotissements selon les segments (T1 à T4) sans qu'une distinction nette se dégage entre eux
- Une proportion élevée de lots uniques regroupant tous les sites
- Les sites dédiés au biométhane, sont finalement souvent distingués des autres lots au vue de leur consommation globale

La réalisation d'un lot unique, qui regroupe plusieurs typologies et plusieurs prix, permettra de retenir un seul fournisseur en définitif pour tous les sites. Ce type de stratégie semble plutôt adaptée pour les acheteurs qui ne peuvent proposer des volumes conséquents pour leurs marchés ou qui souhaitent simplifier la gestion des contrats en limitant le nombre de fournisseurs et de factures différentes et d'interlocuteurs.

À l'inverse, la séparation des lots, suivant la Consommation annuelle de référence (CAR), permettra d'ouvrir les marchés à plusieurs fournisseurs, qui pourront chacun proposer des offres adaptées. À titre d'exemple, un

fournisseur proposant l'offre la plus attractive pour les sites T4 ne proposera pas nécessairement la meilleure offre pour les sites T3. Une bonne segmentation offre ainsi une plus grande probabilité d'obtenir des tarifs préférentiels de fourniture, et une plus grande souplesse pour les fournisseurs qui se positionnent. En contrepartie, la gestion s'en trouve d'autant plus complexe (exécution du marché avec potentiellement plusieurs fournisseurs).

IMPORTANT : Bien qu'un lot puisse regrouper différentes typologies de sites, les fournisseurs restent en mesure de pouvoir proposer plusieurs tarifs distincts, selon les exigences de l'acheteur proposées dans le cahier des charges (par exemple : 1 tarif pour les sites T1/T2, 1 tarifs pour les sites T3, 1 tarifs pour les sites T4).

Durée constatée entre date de remise des prix et démarrage de la fourniture

En moyenne, **89,4 jours** s'écoulent entre la date de remise des prix des fournisseurs et le démarrage effectif de la fourniture (temps de bascule par le distributeur intégré). Cependant, il existe de très fortes disparités selon les marchés : de quelques jours jusqu'à plus d'une année.

En moyenne, cette durée est en augmentation, au regard des précédents travaux d'AMORCE de 2016, où une durée moyenne de 64 jours était ressortie. Cependant, on peut constater que cette moyenne est tirée par quelques cas d'une durée inédite dans le panel de sondés de 2016 (six cas dépassent les 150 jours. Ces cas représentent des acheteurs de volumes variés, mais avec des offres de contrats à durées très limitées).

Une durée longue, outre la sécurité de savoir le marché conclu longtemps à l'avance, permettra aux fournisseurs de s'organiser en amont, notamment pour les relations avec le Gestionnaire du Réseau de Distribution de la localité concernée.

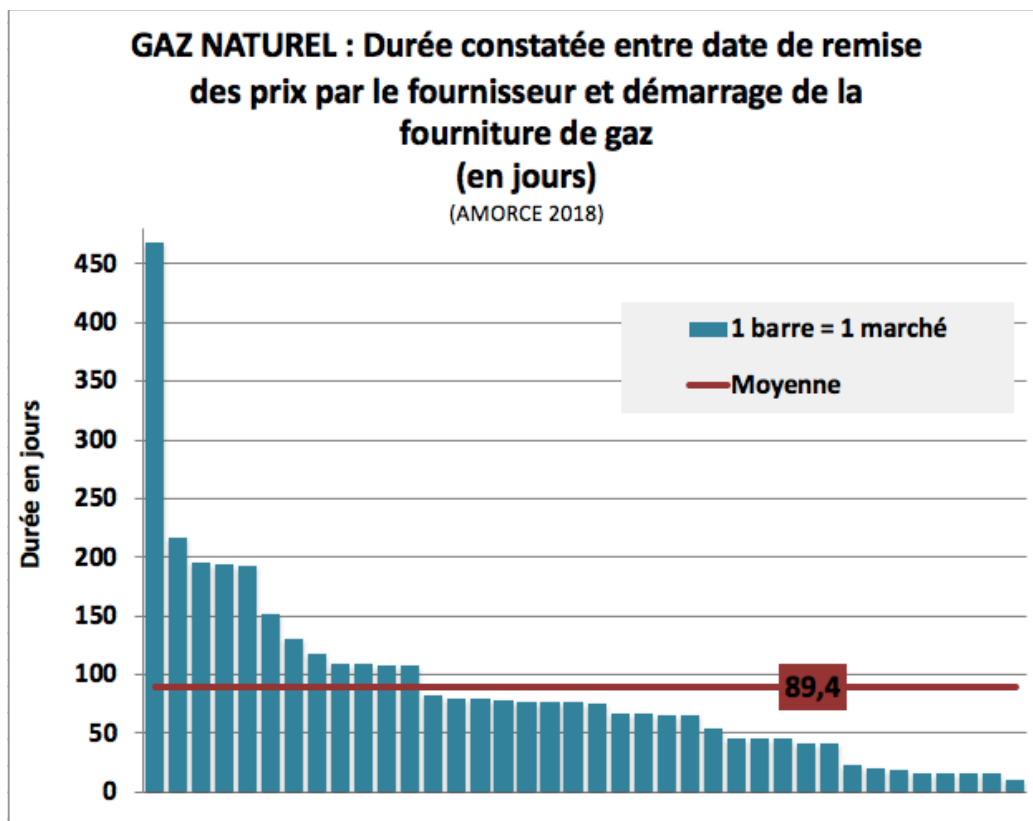


Figure 59 : Durée entre date de remise des offres et démarrage de la fourniture

Cela étant, c'est aussi, dans le cas d'un marché en multiclics, l'occasion de sécuriser son prix d'approvisionnement, afin de ne pas dépendre, sur une valeur ponctuelle seule, des aléas des marchés du gaz naturel. En effet, avec plusieurs clics sur un temps long, on peut plus facilement se soustraire d'une pointe du marché.

Durée des offres de prix

Lors de l'écriture de son cahier des charges, un acheteur public doit choisir le temps qu'il prendra pour valider les offres faites par les fournisseurs. Nous proposons ici d'analyser les pratiques des acheteurs en la matière, et d'étudier l'influence du volume des marchés sur les durées proposées.

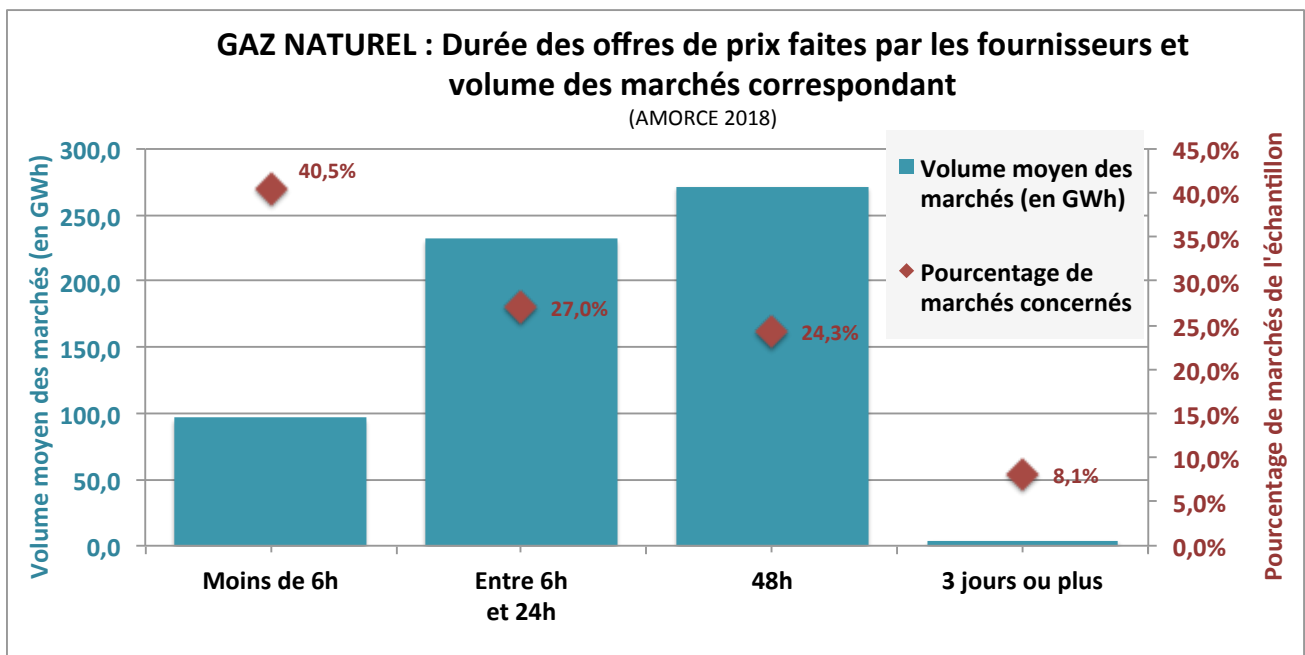


Figure 60 : Durées des offres de prix faites par les fournisseurs

Les durées de validité des prix proposés couvrent une large gamme temporelle : de deux heures... à trois mois ! En moyenne, cette durée est de 6 jours. Toutefois, en pondérant cette moyenne par le volume des marchés, la **moyenne s'abaisse à 30h**.

La Figure 60 illustre le volume moyen des marchés selon la durée de validité des prix avant expiration de l'offre, ainsi que la proportion de marchés concernée par chaque durée. Plusieurs remarques peuvent être formulées à ce sujet :

- L'immense majorité des offres n'excède finalement pas deux jours (deux tiers de celles-ci sont inférieures à 24h).
- Les marchés de gros volume exigent une durée très courte. En d'autres termes, les acheteurs de grande quantité d'énergie veillent à pouvoir valider de manière extrêmement rapide les propositions prix faites par les fournisseurs, tandis que les marchés de moindre importance n'y accordent qu'une attention beaucoup plus faible. Les offres de longue durée ne sont d'ailleurs proposées qu'à des petits volumes, même s'ils représentent une part non négligeable de l'échantillon en nombre de marchés.

Une courte durée de validité de prix permet aux fournisseurs d'énergie de « coller » de la manière la plus précise possible avec les cours du marché de gros du gaz naturel, sur lequel ils s'approvisionnent en grande partie. Lorsque le temps écoulé entre la proposition de l'offre et validation par l'acheteur augmente, le fournisseur s'expose à un risque d'évolution des cours de l'énergie : ce risque se répercute bien souvent par une couverture financière dans le prix proposé. Les marchés de gros volumes ont donc tout intérêt à diminuer au maximum le

temps de validation des offres des fournisseurs, pour obtenir les meilleures offres de marché. Ces remarques concernent d'autant plus les offres de prix « fermes », puisqu'une offre « indexée » sera corrigée selon un indice de marché régulièrement.

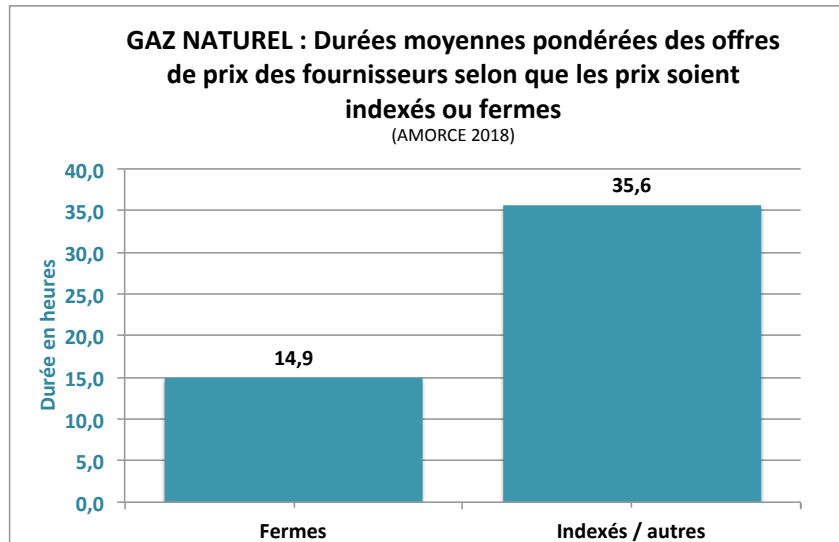


Figure 61 : Durées des offres de prix selon qu'ils sont fermes ou indexés

Une information supplémentaire nous est donnée dans la Figure 61. En effet, si l'on distingue, pour le panel étudié, les durées de validité des offres en prix fermes et indexés, on observe une durée de validité bien inférieure pour les offres en prix fermes. La stratégie d'approvisionnement peut différer pour le fournisseur suivant le choix opéré.

A RETENIR

La durée des marchés de fourniture est en général de deux ou trois ans (27 mois en moyenne). Le choix de cette durée dépend d'un optimum économique à trouver par les acheteurs selon leurs moyens humains et les opportunités économiques de relance de ces marchés.

L'allotissement choisi des marchés varie fortement selon le type d'acheteurs et les sites de leurs périmètres. On retrouve une forte proportion de lots uniques à côté d'offres segmentées de types assez variés.

En moyenne, les acheteurs anticipent l'attribution de leurs marchés plusieurs mois avant le démarrage de la fourniture (89 jours en moyenne).

Enfin, les offres de prix proposées par les fournisseurs ont une durée très limitée, les deux tiers des acheteurs devant les valider en moins de 24h (surtout dans le cas de marchés à prix fermes). Cela permet d'obtenir des offres économiquement plus intéressantes, avec moins de couverture financière par les fournisseurs.

4.6. Prix pour la fourniture de gaz naturel

Indexation, révision, et structure des prix

La structure ferme ou indexée des prix peut fondamentalement affecter le montant de la facture selon les profils de consommation des sites correspondants. Nous nous sommes de ce fait intéressés aux choix qu'ont faits les acheteurs pour les marchés étudiés.

Plusieurs catégories de prix peuvent être demandées dans les marchés :

- **Un prix ferme (ou fixe)** est un prix invariable pendant toute la durée du marché. Le prix fixé dans la proposition ou l'offre remise par le fournisseur sera celui payé au titulaire (sauf pénalités, intérêts moratoires, etc.).
- **Un prix révisable (ou indexé)** est un prix qui peut être modifié, pour tenir compte des variations économiques constatées pendant l'exécution du marché (par exemple les cours du marché de gros, etc.).
- A ces prix, peuvent s'ajouter des **clauses de réexamen** mais aussi des conditions de **SWAP** (autrement dit, d'échange) **d'un prix indexé à un prix ferme**. L'actualisation permet de faire évoluer le prix initial fixé dans l'offre, pour tenir compte des variations économiques ou réglementaires survenues entre la date de fixation de ce prix et la date de commencement d'exécution des prestations. La clause de réexamen peut par exemple permettre de rediscuter de modalités précises entrant en vigueur en cours de contrat (ex : le stockage gaz).

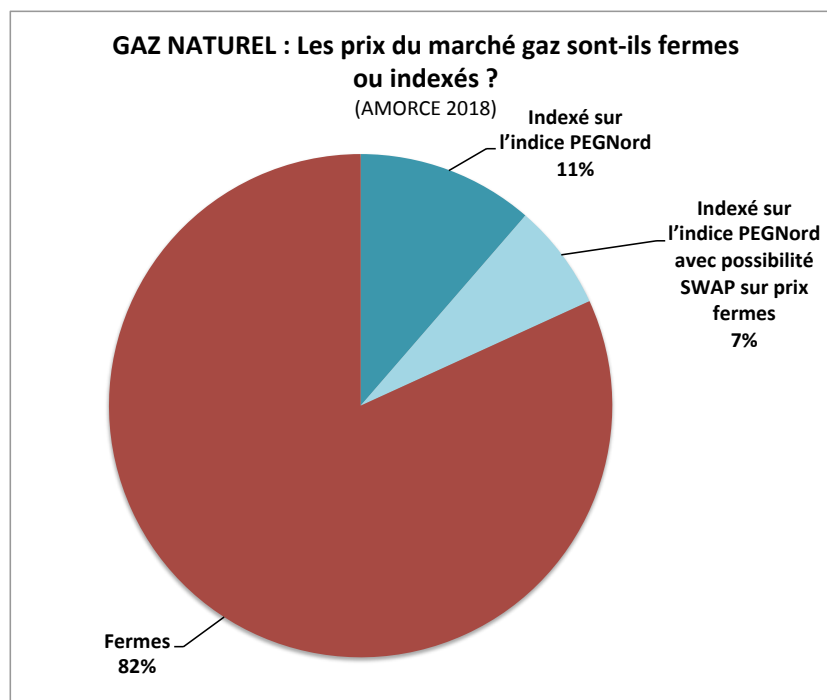


Figure 62 : Prix fermes ou indexés ?

Le caractère fixe (ou ferme) des prix a été adopté pour 82% des marchés analysés. On notera une évolution importante de cette part de la répartition entre l'observatoire d'AMORCE en 2016 et cette étude, puisque les prix indexés représentaient alors 65% du mix. Souscrire un contrat proposant un prix fixe offre une bonne visibilité budgétaire pour les collectivités et une compréhension simplifiée de la facturation (à condition bien entendu de maîtriser les volumes consommés). En revanche, avec cette option, les fournisseurs se couvrent des éventuels risques d'augmentation des prix du marché. Lorsque les marchés à terme sont bas, les prix fixes sont d'autant plus justifiés.

La part des marchés dont les prix étaient indexés sur l'indice PEG Nord s'est fortement réduite, passant de 65% à 18% si l'on compte les cas où la possibilité est aménagée d'un SWAP (contrat d'échange) sur les prix fermes. Est-ce dû à un contexte de marché plus favorable lors des renouvellements ? Ou bien est-ce lié à un souhait de se soustraire au risque de volatilité du PEG Nord ces dernières années ? Les cours des produits pétroliers et gaziers ont en effet atteint un seuil bas entre 2015 et 2016 pour retrouver des valeurs nettement plus élevées et à tendance haussière en 2017/2018.

À noter : Une offre de prix fixe ne permettra bien entendu pas de s'affranchir des évolutions des taxes. Les fournisseurs, dans leurs campagnes de communication, n'affichent pas toujours cette condition de manière évidente pour un consommateur qui n'est pas au fait des composantes de sa facture.

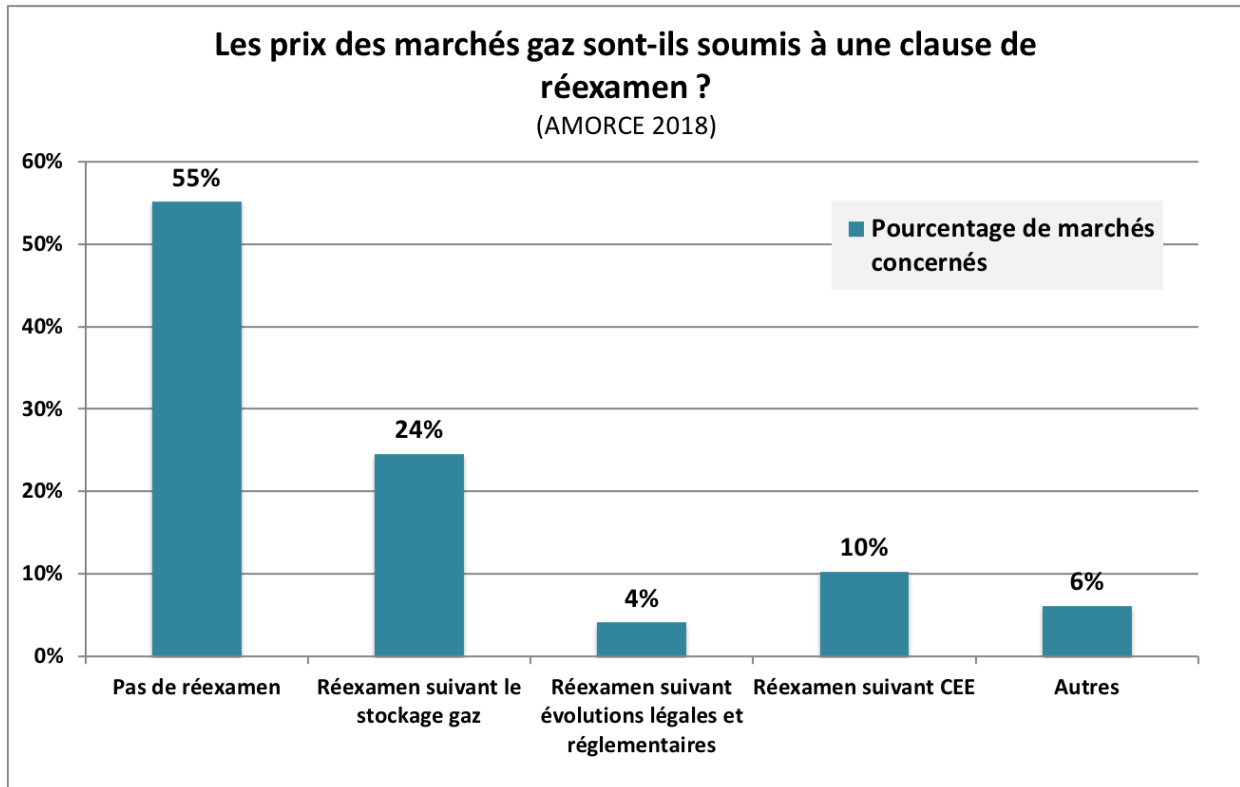


Figure 63 : Clause de réexamen

Plus de la moitié des acheteurs (61%) n'ont pas intégré de clause de réexamen sur leurs prix.

Le reste des acheteurs ont fait le choix de prévoir un réexamen avec leurs fournisseurs suivant le prix du stockage du gaz majoritairement, mais aussi suivant le cours des CEE ou une éventuelle évolution réglementaire.

Prix obtenus

Cette section de l'enquête s'intéresse aux prix obtenus par les acheteurs pour leurs offres de marché. **Les prix renseignés et analysés correspondent à la part fourniture variable de l'énergie (en €/MWh) hors toutes taxes et contributions, et hors acheminement. Il s'agit ainsi de la part énergie de la facture faisant réellement l'objet d'une concurrence entre les différents fournisseurs.** Ainsi, la part variable du tarif d'acheminement (ATRD), qui dépend notamment de la CAR (T1 à T4), n'a pas été comptabilisée.

REMARQUE FONDAMENTALE :

→ La formation des offres de marché proposées par les fournisseurs dépend de nombreux facteurs :

- La qualité et l'attractivité du cahier des charges proposé par l'acheteur
- La date de remise des prix des fournisseurs, qui reflète le marché à l'instant T
- La typologie des sites et leurs profils de consommation, CAR
- Le volume total du marché
- Les prestations requises pour le marché par la collectivité (ex : Biogaz, interlocuteurs particuliers, etc.)
- Éventuellement le réseau de distribution concerné

→ Il est utile de noter que les prix HTT et hors acheminement représentent seulement 30 à 50% de la facture totale.

→ Le temps passé pour réaliser l'achat, contrôler les factures, suivre les marchés... coûte lui aussi de l'argent. En cela, au-delà du prix, c'est la qualité de la prestation du fournisseur qui importe.

De ce fait, les graphiques proposés par la suite ne peuvent être comparés tels quels, et n'apportent qu'un regard purement indicatif sur la diversité des offres de marché. Seules quelques grandes tendances se dégageant peuvent amener à de brèves conclusions.

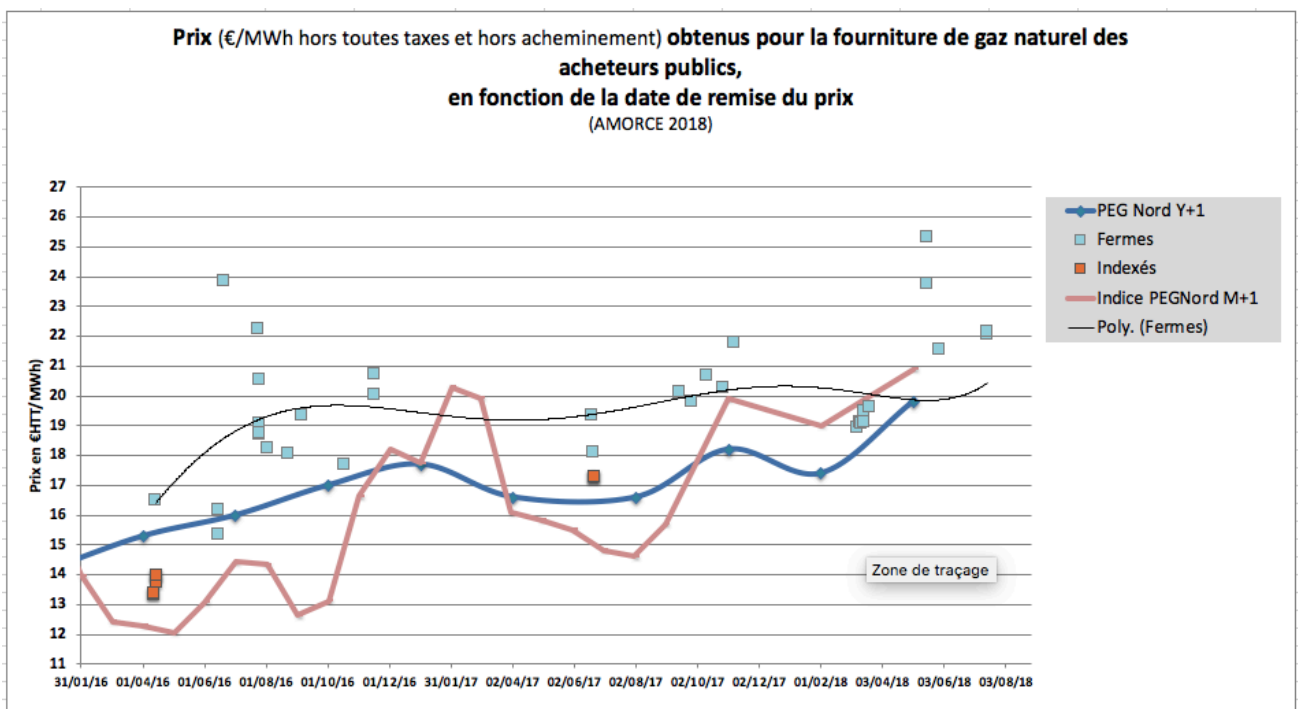


Figure 64 : Prix obtenus en fonction de la date de remise des prix

On peut remarquer que les prix indexés obtenus par les acheteurs du panel étudié, sont plus proches du PEG Nord et ont, ici, obtenus de meilleures offres au temps T0 du contrat, donc avant toute révision selon l'indexation (cette analyse ne contient cependant aucun des autres critères impactant le prix). Il faut toutefois noter que les prix fermes, s'ils nécessitent une couverture vis-à-vis des cours de marché sur lesquels vont se faire les achats par les fournisseurs, permettent aussi de s'affranchir d'une hausse des cours à venir (mais ils peuvent aussi empêcher l'acheteur de profiter d'une baisse du marché). Ainsi, un prix ferme, obtenu pour deux ans, peut paraître élevé en avril 2016, mais peut être intéressant face à un prix indexé obtenu six mois plus tard.

4.7. Exécution des marchés

Moyens humains des acheteurs

Voir partie électricité en 3.7.Moyens humains des acheteurs, dont les réponses sont communes aux marchés de l'électricité et du gaz.

Assistance à maîtrise d'ouvrage

Une part importante d'acheteurs publics, même si elle est minoritaire, fait appel à une assistance à maîtrise d'ouvrage (AMO). Cette proportion est proche dans les deux cas que sont les achats d'électricité et de gaz (voir 3.7.Assistance à maîtrise d'ouvrage).

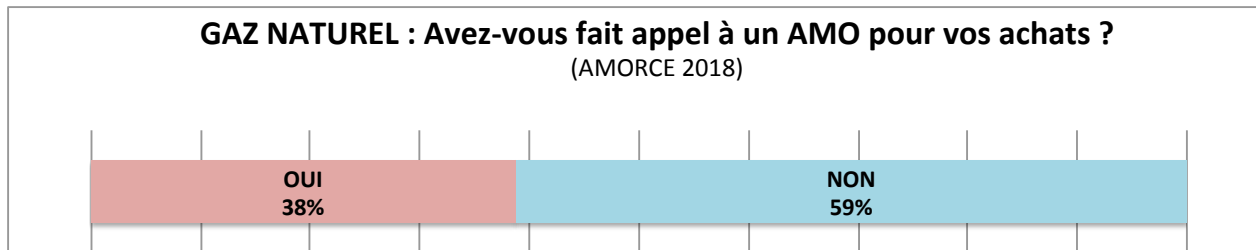


Figure 65 : Un AMO a-t-il été sollicité ?

Les missions affectées à cette AMO concernent l'ensemble des activités liées à l'achat et au contrôle du marché, du sourcing initial, à la vérification des factures. Une majorité d'acheteurs sollicitant une AMO le fait pour les phases initiales de sourcing auprès des fournisseurs et de rédaction des pièces contractuelles, pour lesquelles certaines connaissances du marché et de compétences juridiques peuvent être précieuses. Là à encore, les AMO sont missionnées dans des proportions proches suivant les phases dans le cas des achats d'électricité et de gaz (voir 3.7.Assistance à maîtrise d'ouvrage). On peut toutefois constater que les AMO sont,

pour le panel d'acheteurs suivi dans cette étude, un peu plus impliquées dans l'ensemble des phases, avec une majorité de cas où l'AMO est sollicitée jusqu'au suivi des marchés.

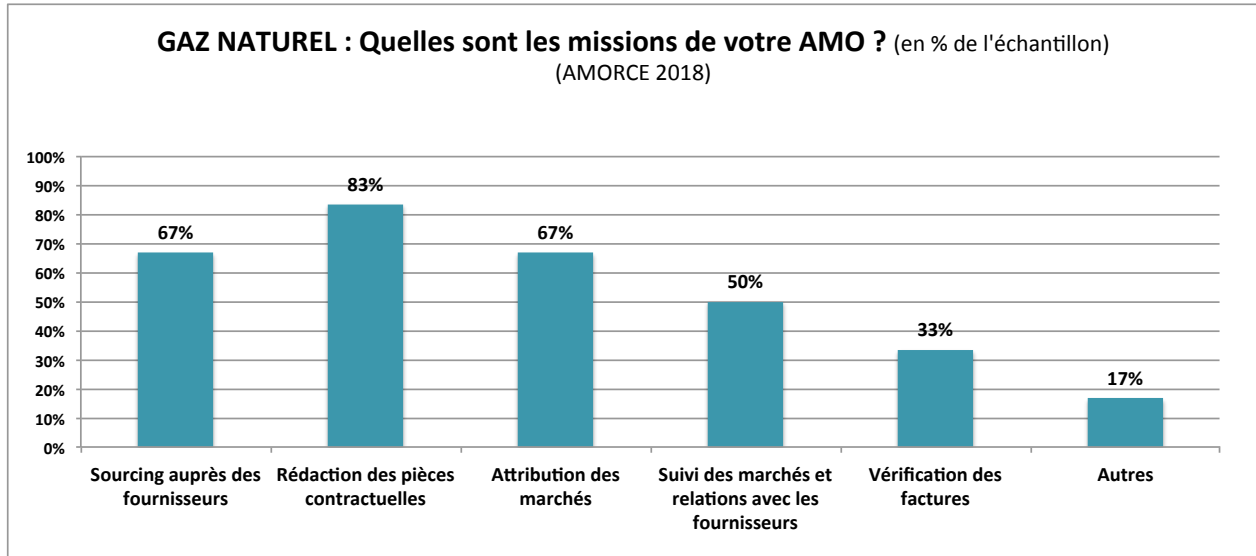


Figure 66 : Missions données à l'AMO

Facturation et pénalités

La facturation est un outil utile de suivi du contrat, mais aussi de la consommation (même si ce n'est pas le seul). A travers le sondage effectué, il est apparu que les acheteurs d'énergie contrôlent les factures et le font en interne dans la plupart des cas.

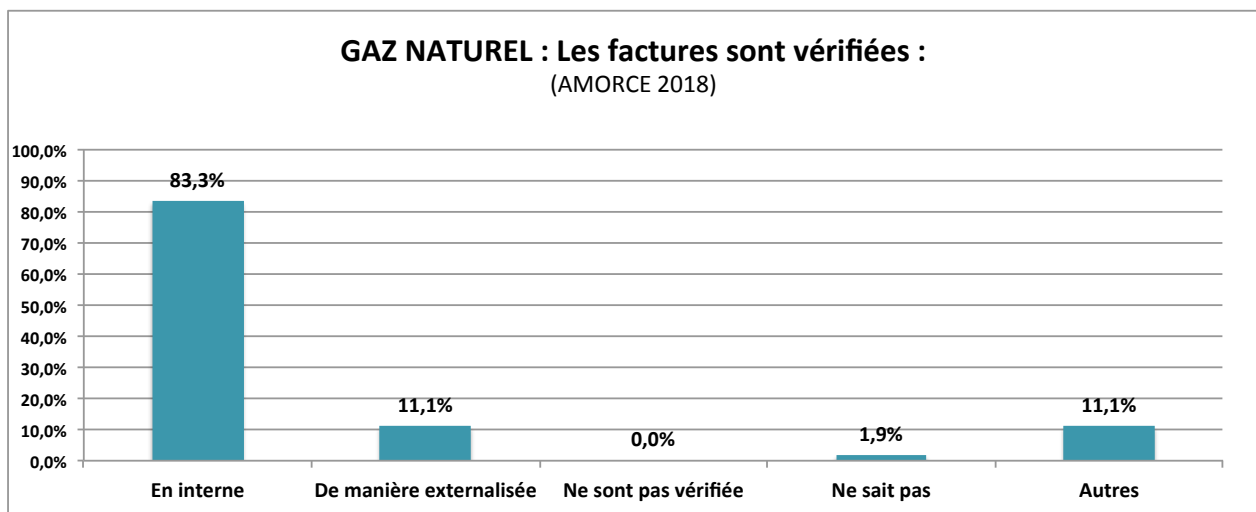


Figure 67 : Vérification des factures

Le contrôle permet de prévoir un temps pour surveiller la consommation de ses lots, l'impact sur la facture du contrat négocié et donc de faire un retour d'expérience utile dans de futures négociations ou rédaction de cahier des charges. Mais c'est aussi un moment privilégié pour s'assurer du respect des contrats en cours. Dans de nombreux contrats (voir Figure 68), des pénalités sont prévues pour les fournisseurs en cas de non-respect des

obligations prévues (présence en réunion, délais et formats de transmissions d'informations prévues...). Des exemples de rédaction anonymisés de pénalités prévues aux contrats se trouvent en Annexe 6.

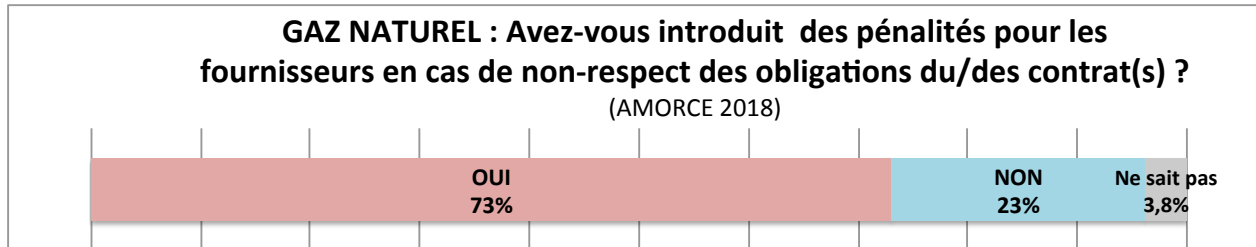


Figure 68 : Des pénalités pour non respect d'obligations sont elles prévues au contrat ?

Prestations complémentaires des fournisseurs

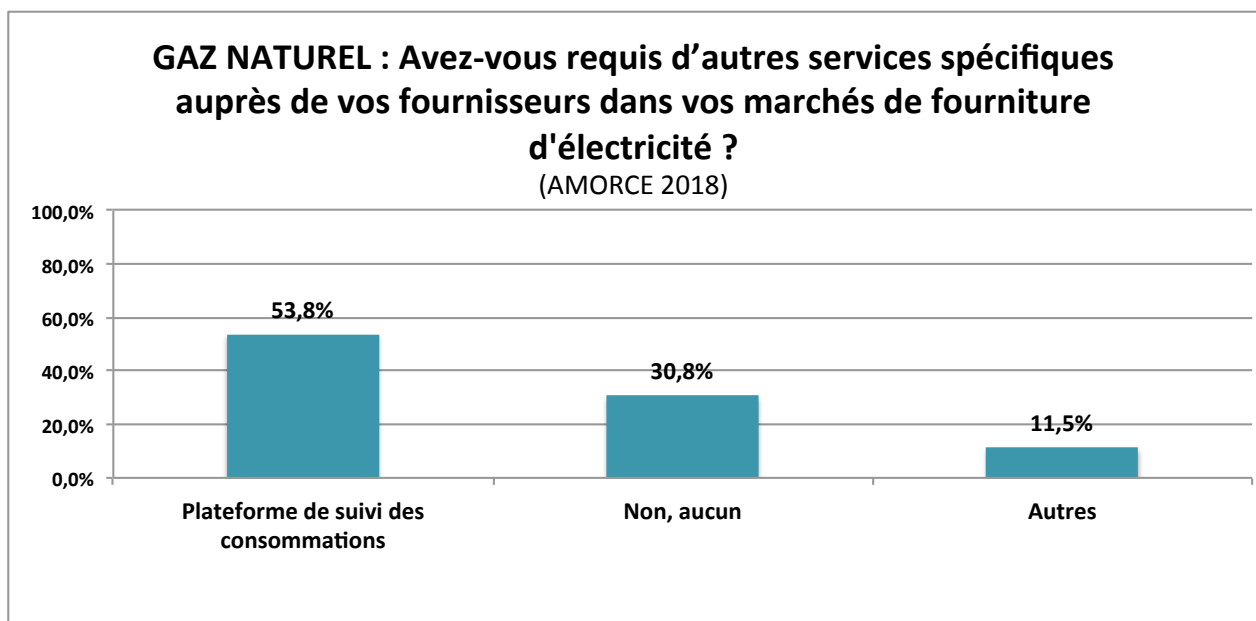


Figure 69 : Prestations complémentaires requises auprès des fournisseurs ?

Une majorité d'acheteurs demandent, au-delà d'une fourniture et d'une tarification de gaz naturel, des services complémentaires. Plus de la moitié demandent en effet des outils de suivi des consommations dans les cahiers des charges.

Outils mis à disposition par les groupements

Des outils et services sont mis à disposition des acheteurs par les groupements. Il est souvent remonté par les acheteurs qu'une plateforme d'aide au suivi de consommation sur internet (parfois la même plateforme que celle mise à disposition par le fournisseur) ou via des fichiers Excel ou encore un récapitulatif des facturations sont une première base. Un soutien pour comprendre ces informations et optimiser sa consommation est régulièrement utilisé. S'ajoutent parfois l'organisation de webinaires, de petits déjeuners d'information ou bien encore d'outils de simulation. Certains coordonnateurs mettent aussi à disposition du groupement des pièces de marché.

Au-delà de ces outils et de ce soutien pédagogique, un accompagnement via une démarche de type AMO pour des démarches de maîtrise de l'énergie (MDE) ou pour l'accompagnement au sujet des CEE, par exemple, existent aussi. En effet, la maîtrise technique, juridique et fiscale des groupements permet de mettre en place une veille réglementaire qui est importante si l'on veut anticiper et maîtriser au mieux les facteurs de risques de son contrat. Les groupements peuvent enfin être un soutien actif dans les domaines des marchés, de la MDE et des EnR. Ce soutien peut par exemple passer par du conseil sur les aides au financement de projet, ou bien une explication réglementaire suite à de l'évolution du TURPE pour l'électricité et de l'ATRD ou l'ATRT pour le gaz naturel.

4.8. Perspectives pour les prochains marchés

AMORCE a aussi interrogé les répondants sur les perspectives envisagées pour les prochains marchés. Voici un résumé du contenu ces retours, dont vous retrouverez les détails en Annexe 5.

Certains n'ont pas encore de perspective prévue pour les marchés à venir, ou bien ne prévoient pas de changement par rapport à la situation actuelle. Cependant, plusieurs pistes de modification sont à l'étude chez plusieurs acheteurs publics, dont les suivantes :

- Les choix, sur le type de prix, fermes ou indexés semblent monopoliser l'attention des acheteurs. Certains nous disent vouloir conserver des prix fermes (on a vu que les prix indexés avaient été réduits à la portion congrue en deux ans selon notre panel de sondés) et d'autres vouloir intégrer une clause de SWAP pour pouvoir passer de prix indexés à fermes.
- Comme dans le cas de l'électricité avec la volonté d'être au plus proche des prix de marchés pour minimiser la marge de sécurisation du fournisseur nous est remonté le souhait de construire les prix en multiclics, mais aussi de restreindre les allotissements et construire les marchés au plus proche de chaque type de site, en visant l'optimisation de la fourniture. Les acheteurs visent de plus en plus un marché sur mesure.
- De plus, dans un souci de clarté, le souhait est émis d'avoir un suivi plus précis des factures, des conditions de facturation et de mettre du sens sur la tarification. En effet, au-delà de la flexibilité et de la finesse d'adaptation aux usages, plusieurs acheteurs nous ont signalé vouloir distinguer du prix de la molécule, les services associés, le coût du stockage et les CEE.

La relation avec le fournisseur, avec une meilleure définition des interlocuteurs et des procédures prévues, avec notamment l'application de pénalités dès le début du contrat en cas de non-respect de celui-ci semble aussi importante pour les acheteurs.

Enfin, certains ont remonté le souhait d'inclure une part de biométhane dans leur marché.

Toutes ces perspectives et les changements déjà amorcés depuis notre dernière étude⁴⁰ des prix de marché de la fourniture de gaz naturel, indiquent une grande implication des collectivités et globalement une meilleure connaissance des outils disponibles, pour améliorer l'achat d'énergie et le suivi du marché conclu. Par exemple, à travers l'évolution de la flexibilité des prix fixes ou fermes, on remarque qu'un retour d'expérience a déjà été fait par les acheteurs depuis l'ouverture des marchés. Ceux-ci ont une bonne connaissance des risques, avantages et inconvénients associés à leurs choix. Cependant, chacun doit bien sélectionner les outils nécessaires et suffisants à ses besoins et moyens dans le champ des possibles. En effet, comme rappelé précédemment, ces services et outils ont un coût et peuvent rendre un cahier des charges moins attractif ou bien ne pas être exploitables suivant les moyens alloués à la mission. Il faut bien garder à l'esprit que le temps passé à optimiser un marché et le contrôler peut avoir un bénéfice, mais a aussi un coût.

⁴⁰ Voir publication ENE11 – Observatoire des prix de marché de la fourniture d'électricité et de gaz naturel pour les collectivités locales de 2016

5. RESSENTI GÉNÉRAL SUR LES ACHATS EN OFFRE DE MARCHÉ

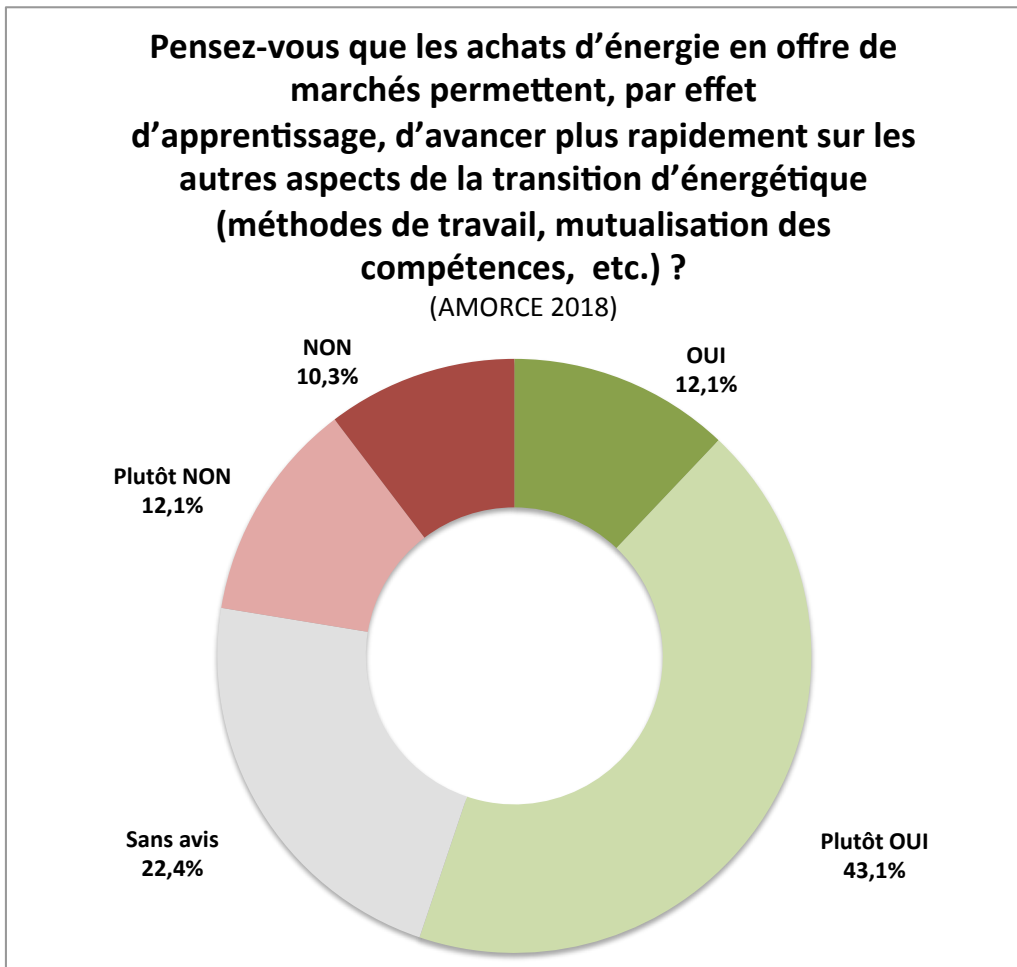


Figure 70 : Les achats en offres de marchés permettent-ils d'avancer plus vite sur la transition énergétique ?

A la question citée en titre de la Figure 70, pour plus de la moitié des répondants, les achats d'énergie en offre de marchés permettent de gagner en efficacité, en coopération, en méthode pour avancer plus vite sur les questions de transition énergétique. Un quart des répondants ne sont pas d'accord avec cette vision.

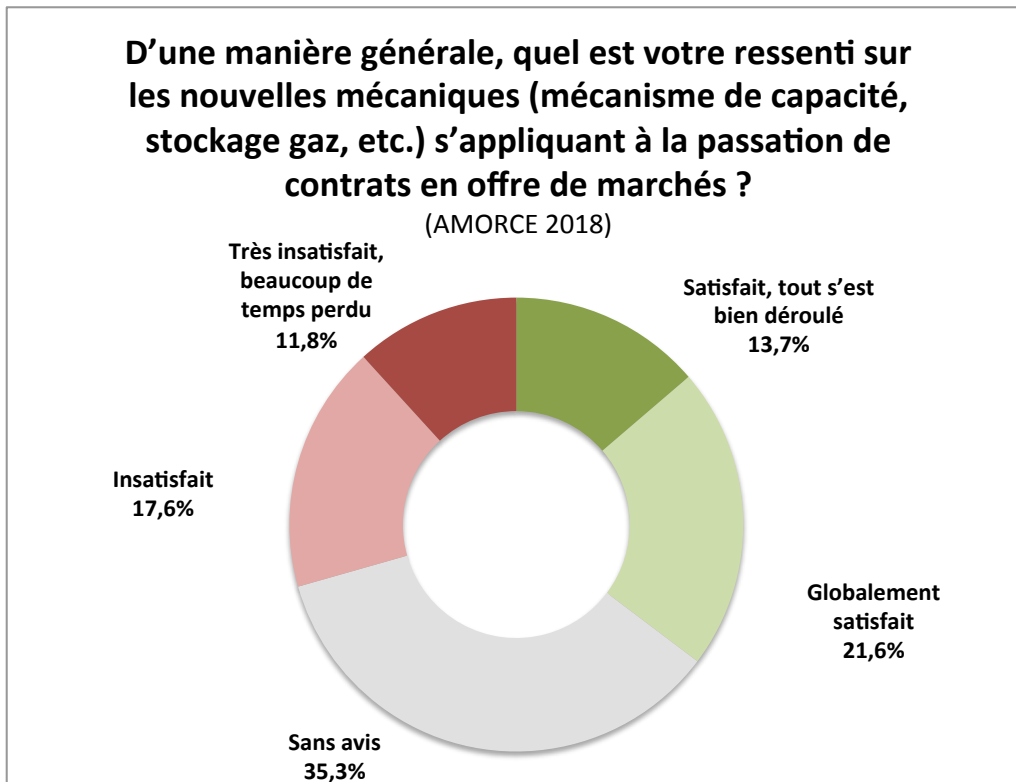


Figure 71 : Ressenti sur les nouvelles mécaniques de passation de contrats en offre de marchés

Enfin, pour ce qui est du ressenti vis-à-vis des nouvelles mécaniques particulières aux marchés du gaz et de l'électricité, le ressenti général semble très partagé avec un tiers seulement d'acheteurs satisfaits.

Glossaire

ARENH : Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique

ATRD/ATRT : Accès des Tiers aux Réseau Public de Distribution/Transport

CAR : Consommation Annuelle de Référence

CSPE : Contribution au Service Public de l'Energie

CTA : Contribution Tarifaire d'Acheminement

EDF : Électricité de France

ELD : Entreprise Locale de Distribution

ENEDIS : ex-ERDF

ERDF : Électricité Réseau Distribution France

GDF : Gaz de France

GNL : Gaz Naturel Liquéfié

GRD : Gestionnaire du réseau de distribution

GRDF : Gaz Réseau Distribution France

GRTgaz : Gestionnaire du Réseau de Transport de Gaz

PCE : Point de Comptage et d'Estimation

PDL : Point de Livraison

RTE : Réseau de Transport d'Électricité

TIGF : Transport Infrastructure Gaz France

TICGN : Taxe intérieure sur la Consommation de Gaz Naturel

TRV : Tarif Réglementé de Vente

TURPE : Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité

TVA : Taxe sur la Valeur Ajoutée

Table des illustrations

• Figure 1 : Chronologie de l'ouverture des marchés de détail en France	11
• Figure 2: Chaîne de valeur de l'électricité	13
• Figure 3 : Postes de coûts couverts par la facture au tarif réglementé de vente d'électricité pour un client résidentiel, au 31 mars 2018 (Source: CRE).....	14
• Figure 4 : Chaîne de valeur du gaz naturel	16
• Figure 5 : Postes de coûts couverts par la facture au tarif réglementé de vente d'électricité d'Engie pour un client résidentiel moyen, au 31 mars 2018 (Source : CRE)	17
• Figure 6 : Répondants sur la partie "achats d'électricité"	20
• Figure 7: Stratégie d'achat adoptée selon le type de structure	21
• Figure 8 : Satisfaction du choix réalisé (achat seul ou groupé).....	21
• Figure 9: Motivation du choix réalisé (achat seul)	22
• Figure 10 : Motivations du choix réalisé (achat groupé)	22
• Figure 11 : Perspective de renouvellement du choix d'acheter seul ou groupés	22
• Figure 12 : Typologie des coordonnateurs de dispositifs d'achats groupés	23
• Figure 13 : Mise en concurrence des sites aux TRV	24
• Figure 14 : Motivations du choix de mise en concurrence ou non des sites aux TRV.....	24
• Figure 15 : Perspectives de mise en concurrence des TRV	25
• Figure 16 : nombre d'attributaires retenus au stade de l'accord-cadre.....	26
• Figure 17 : Nombre de candidats sur les marchés subséquents	28
• Figure 18 : Part de marché des fournisseurs pour l'échantillon	29
• Figure 19 : Votre structure achète-t-elle de l'électricité renouvelable ?	31
• Figure 20 : proportion d'électricité renouvelable achetée	32
• Figure 21 : Provenance des GO de l'échantillon	34
• Figure 22 : Motivations pour l'achat d'électricité renouvelable.....	35
• Figure 23: Perspectives vis-à-vis des achats d'électricité renouvelable.....	36
• Figure 24 : Rythme de remise en concurrence des marchés	38
• Figure 25 : Statistiques des allotissements réalisés	39
• Figure 26 : Typologie des lots réalisés pour la fourniture d'électricité	39
• Figure 27 : Durée entre date de remise des offres et démarrage de la fourniture	41
• Figure 28 : Durées des offres de prix faites par les fournisseurs	41
• Figure 29 : Prix fermes ou indexés ?	43
• Figure 30 : Revoyure / Réexamen des prix.....	44
• Figure 31 : prix fixes ou horosaisonnalisés.....	45
• Figure 32 : Prix moyens payés par les acheteurs publics en 2018 par segment	47
• Figure 33 : Prix moyens payés en 2018 pour la fourniture d'électricité en fonction de la date de remise de prix et du type de site.....	48
• Figure 34 : Ventilation des coûts de capacité par type de site	49
• Figure 35 : Missions affectées aux agents.....	49
• Figure 36 : Un AMO a-t-il été sollicité ?	51
• Figure 37 : Missions données à l'AMO.....	51
• Figure 38 : Vérification des factures	52
• Figure 39 : Des pénalités pour non respect d'obligations sont elles prévues au contrat ?.....	52

- **Figure 40 : Prestations complémentaires requises auprès des fournisseurs 53**
- **Figure 41 : Répondants sur la partie « achats de gaz naturel » 55**
- **Figure 42 : Stratégie d’achat selon le type de structure 56**
- **Figure 43 : Motivation du choix réalisé (achat seul)..... 57**
- **Figure 44 : Motivations du choix réalisé (achat groupé) 57**
- **Figure 45 : Satisfaction du choix réalisé (achat seul ou groupé)..... 58**
- **Figure 46 : Perspective de renouvellement du choix d’acheter seul ou groupés 58**
- **Figure 47 : Typologie des coordonnateurs de dispositifs d’achats groupés 59**
- **Figure 48 : Mise en concurrence des sites aux TRV 60**
- **Figure 49 : Motivations du choix de mise en concurrence ou non des sites aux TRV..... 61**
- **Figure 50 : Perspectives de mise en concurrence des TRV 61**
- **Figure 51 : Nombre d’attributaires retenus au stade de l’accord-cadre 62**
- **Figure 52 : Nombre de candidats sur les marchés subséquents 63**
- **Figure 53 : Part de marché des fournisseurs pour l’échantillon 64**
- **Figure 54 : Votre structure achète-elle du biométhane ?..... 66**
- **Figure 55: Perspectives envisagées vis-à-vis de l'achat de biométhane 68**
- **Figure 56 : Rythme de remise en concurrence des marchés 69**
- **Figure 57 : statistiques des allotissements réalisés..... 70**
- **Figure 58 : Typologie de lots réalisés pour la fourniture d’électricité..... 70**
- **Figure 59 : Durée entre date de remise des offres et démarrage de la fourniture 71**
- **Figure 60 : Durées des offres de prix faites par les fournisseurs 72**
- **Figure 61 : Durées des offres de prix selon qu’ils sont fermes ou indexés..... 73**
- **Figure 62 : Prix fermes ou indexés ? 74**
- **Figure 63 : Clause de réexamen 75**
- **Figure 64 : Prix obtenus en fonction de la date de remise des prix 76**
- **Figure 65 : Un AMO a-t-il été sollicité ? 77**
- **Figure 66 : Missions données à l’AMO..... 78**
- **Figure 67 : Vérification des factures 78**
- **Figure 68 : Des pénalités pour non respect d’obligations sont elles prévues au contrat ?..... 79**
- **Figure 69 : Prestations complémentaires requises auprès des fournisseurs ?..... 79**
- **Figure 70 : Les achats en offres de marchés permettent-ils d’avancer plus vite sur la transition énergétique ?... 82**
- **Figure 71 : Ressenti sur les nouvelles mécaniques de passation de contrats en offre de marchés 83**

Annexes

ANNEXE 1 : Fournisseurs nationaux présents sur les marchés

Liste des fournisseurs nationaux d'électricité au 31 mars 2018 (source : CRE) :

ALPIQ	ENI
ALTERNA	ENOVOS
AXPO	GEDIA
DIRECT ENERGIE	GEG
EDENKIA	HYDRONEXT
EDF	HYDROPTION
EKWATEUR	IBERDROLA
ELECTRICITE DE PROVENCE	LUCIA
ELECTRICITE DE SAVOIE	PLANÈTE OUI
ENERCOOP	PROXELIA
ENERGEM	SELIA
ENERGIE D'ICI	SOLVAY
ENERGIES DU SANTERRE	TOTAL
ENERGIES LIBRES	UNIPER
ENERGIES LIBRES	VATTENFALL
ENGIE	

Liste des fournisseurs nationaux de gaz naturel au 31 mars 2018 (source : CRE) :

ALPIQ	GAZ DE BORDEAUX
ALTERNA	GAZ EUROPEEN
ANTARGAZ	GAZPROM
AXPO	GEDIA
BREIZH GAZ	GEG
DIRECT ENERGIE	IBERDROLA
DYNEFF GAZ	NATGAS France
EDF	PICOTY
EKWATEUR	SAVE
ENDESA	SELIA
ENERGIES DU SANTERRE	SEOLIS
ENGIE	SOLVAY
ENI	TOTAL
ENOVOS	UNIPER
ES	VATTENFALL
GAS NATURAL FENOSA	

ANNEXE 2 : Compléments sur le TURPE et segments de consommation de l'électricité

Le calcul des différentes composantes du TURPE (soutirage et termes fixes pour les réseaux de distribution et de transport) sont complexes. Le détail de ces calculs ne sera ainsi pas abordé dans le cadre de cette publication.

Les tarifs en vigueur concernent le « TURPE 5 » et ont été actualisés pour la dernière fois par l'intermédiaire de la délibération suivante de la CRE :

- Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 28 juin 2018 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT

Les points de livraison de l'électricité sont segmentés de la façon suivante :

- **C1** : point de connexion auquel est associé un contrat CARD
- **C2** (anciens sites « vert » télérelevés) : point de connexion raccordé en HTA, auquel est associé un contrat unique et pour lequel la reconstitution des flux est assurée via la courbe de charge mesurée
- **C3** (anciens sites « vert » profilés) : point de connexion raccordé en HTA, auquel est associé un contrat unique et pour lequel la reconstitution des flux est assurée via la courbe de charge profilée
- **C4** (anciens sites « jaune ») : point de connexion raccordé en BT > 36 kVA et auquel est associé un contrat unique
- **C5** (anciens sites « bleu ») : point de connexion raccordé en BT \leq 36 kVA et auquel est associé un contrat unique.

ANNEXE 3 : Compléments sur l'ATRD et segments de consommation du gaz

« La structure tarifaire (de l'ATRD) est commune pour tous les GRD : le tarif est composé de 4 options tarifaires principales et d'une option dite « de proximité ». Chaque option tarifaire dépend des niveaux de consommation du client final. Chaque option comprend un abonnement annuel, un terme proportionnel à la quantité consommée et, le cas échéant, un terme proportionnel à la capacité journalière souscrite. Chaque option tarifaire correspond à un segment de clientèle identifié.

Les tarifs prévoient une option tarifaire spéciale, dite « tarif de proximité ». Cette option tarifaire est réservée aux clients qui sont déjà alimentés par les réseaux de distribution, mais qui ont la possibilité réglementaire de se raccorder directement à un réseau de transport. Elle comprend un abonnement annuel, un terme proportionnel à la capacité journalière souscrite et un terme proportionnel à la distance entre le point de livraison et le réseau de transport le plus proche. » (Source : CRE)

Les options tarifaires sont classées de T1 à T4. Elles sont définies comme suit :

Option tarifaire		Abonnement annuel (en €)	Prix proportionnel (en €/MWh)	Terme de souscription annuelle de capacité journalière (en €/MWh/j)	Terme annuel à la distance (en €/mètre)
Nom de l'option	Consommation annuelle indicative (en MWh)				
T1	< 6 MWh	✓	✓		
T2	6 - 300 MWh	✓	✓		
T3	300 - 5 000 MWh	✓	✓		
T4	> 5 000 MWh	✓	✓	✓	
TP		✓		✓	✓

Au 1er juillet 2018, les tarifs d'accès au réseau de distribution de GRDF sont les suivants (délibération du 12 avril 2018 portant décision sur l'évolution de la grille tarifaire du tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF au 1^{er} juillet 2018) :

Options tarifaires principales :

Option tarifaire	Abonnement annuel hors R _r (en €)	Abonnement annuel (en €)	Prix proportionnel (en €/MWh)	Terme de souscription annuelle de capacité journalière (en €/MWh/j)
T1	34,20	41,16	28,70	
T2	135,24	142,20	8,34	
T3	763,68	854,64	5,81	
T4	15 704,64	15 795,60	0,82	204,48

Option « tarif de proximité » (TP) :

Option tarifaire	Abonnement annuel hors R _r (en €)	Abonnement annuel (en €)	Terme de souscription annuelle de capacité journalière (en €/MWh/j)	Terme annuel à la distance (en €/mètre/an)
TP	36 638,76	36 729,72	102,00	66,96

ANNEXE 4 : Perspectives d'évolution des marchés de fourniture d'électricité des répondants

Les propos rapportés ci-dessous ont été recueillis dans le cadre de l'enquête.

« En fonction des conditions de marché : achat sur le marché à terme en 1 clic ou plusieurs, structurée en un prix de fourniture et de capacité et acheminement et taxes, allotissement réduit pour faciliter l'exécution du marché et massifier les volumes »

« Les marchés 2019-2020 ont des prix annuels formés en multiclics pour tous nos établissements. CEE, "capacité" et les "services associés" sont distingués du prix de l'électron. Des "options" sont ouvertes : au choix part de spot, bonus pour bonnes prévisions, pointe mobile principalement. »

« Pour le prochain marché, nous allons travailler sur des prix fermes avec une variante ARENH avec toujours 1 lot ex tarifs vert et jaune »

« L'allotissement devrait rester le même, avec toutefois une réflexion du choix de l'électricité verte. Le prix quant à lui restera fixe. »

« Prix fermes probablement - 2 MS pour les C5 et pour les C2, C3, C4 »

« Re conduite de l'AO mené en 2015/2016 - avec une structuration plus claire dans les lots BT<36 kVA pour une tarification bâtiments, éclairage, Feux, Wimax, etc. »

« -Réflexions plus approfondie le cas échéant en cas de recours à l'ARENH -GO et production d'électricité verte : à recentrer sur un achat plus concret et générateur d'additionnalité ? »

« Nous avons lancé un nouvel AC en juillet 2018 en :

- Élargissant le nombre de membres du groupement avec l'agglomération voisine, son bailleur social et une SEM
- Maintenant 5 lots avec des objets identiques sauf LOT 5 qui cette fois comprend tous les C2
- Stratégie de prix clic et/ou ARENH avec clause de SWAP
- Clause de revoyure pointe mobile sur les C2
- Durée des MS de 3 ans
- Recours à un AMO pour les nouvelles questions de stratégie de prix (clic) et alléger le temps passé sur la coordination du groupement et la préparation des bordereaux des sites. »

« Création d'un lot à haute valeur environnementale pour obtenir de l'électricité "verte" hors garantie d'origine. »

« Nous allons rester sur le même schéma en regroupant tous les tarifs sur un seul accord-cadre (avec trois marchés subséquents différents). Nous envisageons l'achat CLIC. »

« -Faire un lot unique

- FIXATION/DEFIXATION de 20 à 40 clics/an
- achat N+1 et N+2
- Baseload/peakload
- Ligne spécifique CEE
- énergie verte 100% en option
- capacité sur la dernière enchère de l'année »

« Même formule : achats multiclics, prix différenciés selon les segments du GRD (C2, C3 et C4) et les tranches horosaisonniers. Un lot éventuel pour l'éclairage public ou les tarifs bleus sur un périmètre plus restreint. »

« Nous envisageons de travailler sur la structure des prix en essayant de s'orienter sur des prix "clics" si possible. »

« Le prochain marché sera probablement avec des prix de base allouant 50% d'électricité verte avec possibilité de prendre 75% - 100% voir 0% si le membre en fait la demande »

« - Prix fixe sur la durée des marchés subséquents (isolement des CEE et du mécanisme de garantie de capacité) avec option énergie verte
- Allotissement par gestionnaire de réseaux »

« -Supprimer l'allotissement »

ANNEXE 5 : Perspectives d'évolution des marchés de fourniture de gaz naturel des répondants

Les propos rapportés ci-dessous ont été recueillis dans le cadre de l'enquête.

« Les marchés 2018-2020 ont des prix annuels formés en multiclics pour tous nos établissements. CEE, "stockage" et les "services associés" sont distingués du prix de la molécule. Des "options" sont ouvertes pour les établissements experts : au choix part de spot et bonus pour bonnes prévisions principalement. »

« L'allotissement devrais rester le même. Le prix quant à lui restera fixe. »

« prix ferme, un clic ou multi-clics »

« Nous venons de relancer une nouvelle procédure AC + MS d'un an renouvelable 3 fois (soit 4 ans au total) avec prix fixe pour la molécule. Nous avons repris la même structure de marché tout en précisant la nouvelle réglementation quant au stockage du gaz. »

« Passage en groupement de commandes avec Syndicat d'Énergie. »

« Pas de certitude. Prix fermes probablement »

« Avoir un suivi plus précis des factures, des conditions de facturation et de la relation fournisseur, appliquer les pénalités dès le début du contrat, définir les interlocuteurs et des procédures d'emblée. Sur le contrat actuel, la récupération de la partie administrative et facturation s'est effectuée pour notre service en cours de route avec plusieurs interlocuteurs ce qui génère du flou et des difficultés dans la relation avec le fournisseur. Au demeurant, il s'agit de problème de personnes, d'interlocuteurs et de procédures car les outils qui sont fournis par le fournisseur sur le portail client que cela soit pour l'électricité ou du gaz sont très performants. Les points qui posent problème se situent au niveau du suivi de nos demandes et des facturations. »

« Prix fixe de la molécule sur une période de deux ans comme c'est le cas pour le marché en cours. »

« Intégrer un part de biométhane à hauteur de 5% »

« Le marché 2019-2020 est en préparation. Il est prévu un achat multiclic. Pas d'allotissement mais un prix différent pour chaque groupe tarifaire (T1, T2 et T3). Nous demandons également un abonnement pour que les frais fixes du fournisseur soient soumis à une TVA à taux réduit. »

« Achats multi-clics, même allotissement, révision des prix selon les CEE »

« Perspectives : achat en tranche, SWAP »

« Nous envisageons de passer sur un prix "multiclics". »

« Prix fixe pour chaque marché subséquent (isolement du prix des CEE et du stockage)
Allotissement par gestionnaire de réseaux »

ANNEXE 6 : Exemples anonymisés de rédaction des pénalités prévues en cas de non-respect des obligations du ou des contrats de fourniture d'électricité et/ou de gaz⁴¹

« Exemple 1 :

En cas de défaut de mise en service, ou de changement de fournisseur, à la date de début de livraison fixée dans le marchés subséquent (en dehors d'un défaut imputable exclusivement à GRD/T), le Titulaire se verra appliquer une pénalité, par jour calendaire de retard, égale à xx euros pour les segments Cy et Cx.

Pour la non mise à disposition des factures sous format papier ou sous format numérique, des données pour le suivi énergétique du marché ou tout autre document précisé dans le présent marché, le Titulaire se verra appliquer à chaque fois une pénalité forfaitaire de xx euros HT par type de document sur un groupe de facturation, et ce à chaque manquement à ses obligations contractuelles.

Pour la non-conformité des factures sous format papier ou sous format numérique, des données pour le suivi énergétique du marché ou tout autre document décrit dans le présent marché, le Titulaire se verra appliquer à chaque fois une pénalité forfaitaire de xx euros HT par non-conformité constatée par document, et ce à chaque manquement à ses obligations contractuelles.

En cas de non programmation ou non réalisation des réunions décrites à l'article x.y.z du présent CCP suivant la demande du Pouvoir adjudicateur par tout moyen permettant de donner date certaine de la réception de l'information (date de la demande ou date de programmation convenue avec le titulaire), les pénalités suivantes seront appliquées :

- Rencontre bilan annuel : la pénalité est appliquée de manière forfaitaire est égale à xx euros par réunion non programmée ou non réalisée
- Réunion d'accompagnement à la maîtrise de consommation : la pénalité est appliquée de manière forfaitaire est égale à xx euros par réunion non programmée ou non réalisée.

En cas d'interruption de fourniture imputable au Titulaire, celui-ci prendra en charge les coûts du GRD/T ou de tout autre acteur de la chaîne d'acheminement qui auront été engendrés par cette interruption.

Les pénalités sont cumulables, elles ne pourront toutefois pas représenter plus de x% de la facturation globale annuelle du Titulaire. »

« Exemple 2 :

Par dérogation aux dispositions de l'article xy du cahier des charges, les dispositions particulières suivantes s'appliquent :

- Sur décision expresse du Coordonnateur :

Pénalité pour absence non justifiée à la réunion annuelle avec le Coordonnateur : xx€ par réunion manquée

Pénalité pour interruption de service de l'espace client : xx€ par jour au-delà de x jours

- Sur décision expresse d'un Membre ou d'un Bénéficiaire :

Pénalité pour non transmission du bilan annuel ou des informations mensuelles de facturation et de consommation : xx € par PDL

⁴¹ AMORCE n'est pas à l'origine de ces rédactions et se contente de les transmettre de façon factuelle, après anonymisation.

Pénalité pour absence de traitement ou traitement avec retard des demandes des Membres ou Bénéficiaires concernant la facturation ou les contrats : xx € par jour de retard. Cette pénalité s'applique :

- Dans le cas où la demande relève de la compétence du gestionnaire de réseau de distribution, si le Titulaire d'un Marché Subséquent n'est pas en mesure de prouver que la demande a été transmise au gestionnaire de réseau dans un délai de x jours ouvrés suivant la demande

- Dans le cas où la demande relève de la seule responsabilité du Titulaire d'un Marché subséquent, si la notification de prise en compte de la demande n'a pas été envoyée au Membre ou Bénéficiaire demandeur dans un délai de x jours ouvrés suivant la demande »

« **Exemple 3 :**

La prestation est réputée non conforme si les conditions de réalisation de celle-ci telles que définies dans le présent marché ne sont pas respectées. Les surcoûts engendrés par une ou les défaillance(s) du TITULAIRE seront supportés intégralement par celui-ci sans mise en demeure.

-> Pénalités liées au Tarifs d'Utilisation des réseaux de distribution et de transport

Les éventuelles pénalités liées au TURPE seront refacturées x € au GROUPEMENT DE COMMANDE.

-> Pénalités dues au titre de l'accord-cadre

En cas d'absence non justifiée de dépôt d'offre lors de la remise en concurrence pour la passation des marchés subséquents, il sera fait application d'une pénalité de xx euros, sur décision expresse du GROUPEMENT DE COMMANDES.

-> Pénalités dues au titre des marchés subséquents

En cas de défaut de mise en service, ou de changement de fournisseur, aux dates de début de livraison fixées dans les marchés subséquents (en dehors d'un défaut imputable exclusivement à GRD/T), le TITULAIRE se verra appliquer une pénalité égale à xx euros par jour calendaire de retard par PDL.

Pour la non mise à disposition des factures sous format papier, des données pour le suivi énergétique du marché ou tout autre document précisé dans le présent marché, le TITULAIRE se verra appliquer à chaque fois une pénalité forfaitaire de xx euros HT par type de document sur un groupe de facturation, et ce à chaque manquement à ses obligations contractuelles.

Pour la non-conformité des factures sous format papier ou sous format numérique, des données pour le suivi énergétique du marché ou tout autre document décrit dans le présent marché, le TITULAIRE se verra appliquer à chaque fois une pénalité forfaitaire de xx euros HT par non-conformité constatée par document, et ce à chaque manquement à ses obligations contractuelles.

En cas d'interruption de fourniture imputable au TITULAIRE, celui-ci prendra en charge les coûts du GRD/T... ou tout autre acteur de la chaîne d'acheminement qui auront été engendrés par cette interruption. Les pénalités sont cumulables, elles ne pourront toutefois pas représenter plus de x% de la facturation globale annuelle du TITULAIRE.

-> Pénalités en cas de non-respect des engagements de consommation

Si des taux d'engagement de consommations sont fixés dans les marchés subséquents, les pénalités applicables en cas de non-respect des engagements de consommations annuels seront définies dans la lettre de consultation des dits marchés.

-> Pénalités en cas d'évolution du périmètre

En cours de marché, l'entrée et/ou la sortie de PDL est possible, sans aucune indemnité et pour quelque motif que ce soit, dans la limite de +/- x % du volume initial, ou dans la limite indiquée dans l'offre technique du fournisseur lorsque celle-ci est plus élevée.

Si des PDL sont retirés au-delà de cette limite, l'indemnité du fournisseur ne pourra excéder le montant calculé de la manière suivante : Indemnité de résiliation = xxxxxxxx

Cette formule pourra être modifiée lors de la mise au point du marché subséquent avec le soumissionnaire retenu. »

AMORCE

18, rue Gabriel Péri – CS 20102 – 69623 Villeurbanne Cedex

Tel : 04.72.74.09.77 – Fax : 04.72.74.03.32 – Mail : amorcer@amorcer.asso.fr

www.amorcer.asso.fr -  [@AMORCE](https://twitter.com/AMORCE)

