



Série économique
Réf AMORCE ENE 41
Avril 2021

Observatoire des offres de marché

Pour la fourniture d'énergie

Des acheteurs publics

(Électricité et gaz naturel)



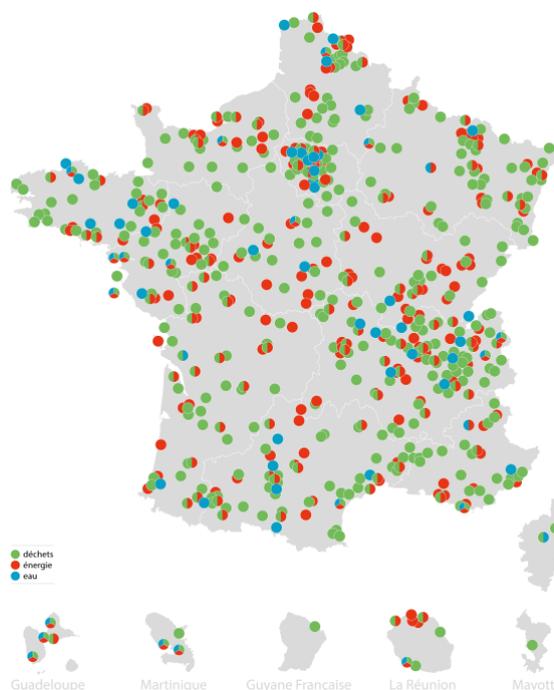
Avec le soutien technique
et financier de

PRÉSENTATION D'AMORCE

Rassemblant près de 1000 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 partenaires) 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) et de **gestion durable du cycle de l'eau** (préservation de la ressource en eau et économies d'eau, gestion intégrée des eaux pluviales, traitement des pollutions émergentes, valorisation des boues d'épuration).

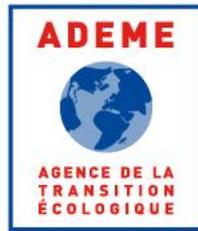
Force de proposition indépendante et interlocutrice privilégiée des pouvoirs publics, AMORCE est aujourd'hui la principale représentante des territoires engagés dans la transition écologique. Partenaire privilégiée des autres associations représentatives des collectivités, des fédérations partenaires et des organisations non gouvernementales, AMORCE participe et intervient dans tous les grands débats et négociations nationaux et siège dans les principales instances de gouvernance française en matière d'énergie, de gestion de l'eau et des déchets.

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...)



PRÉSENTATION DE L'ADEME

Soutenu par



A l'ADEME - l'Agence de la transition écologique - nous sommes résolument engagés dans la lutte contre le réchauffement climatique et la dégradation des ressources.

Sur tous les fronts, nous mobilisons les citoyens, les acteurs économiques et les territoires, leur donnons les moyens de progresser vers une société économe en ressources, plus sobre en carbone, plus juste et harmonieuse.

Dans tous les domaines - énergie, air, économie circulaire, gaspillage alimentaire, déchets, sols, etc. - nous conseillons, facilitons et aidons au financement de nombreux projets, de la recherche jusqu'au partage des solutions.

À tous les niveaux, nous mettons nos capacités d'expertise et de prospective au service des politiques publiques.

L'ADEME est un établissement public sous la tutelle 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 – Avril 2021

Guide réalisé en partenariat et avec le soutien technique et financier de l'ADEME

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 Poitiers ; **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

Prénom NOM, bvezole@amorce.asso.fr

Comité de relecture : **Brice ARNAUD** - ADEME ; Maxime ANCHISI, SIGERLy ; **Sébastien RIERA** - Métropole Grand Lyon, **Olivier DE MIRAS** - GCS UniHA

Relecture : Joël RUFFY, AMORCE ; Julie PURDUE, AMORCE

MENTIONS LÉGALES

©AMORCE – Avril 2021

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 troisième 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.

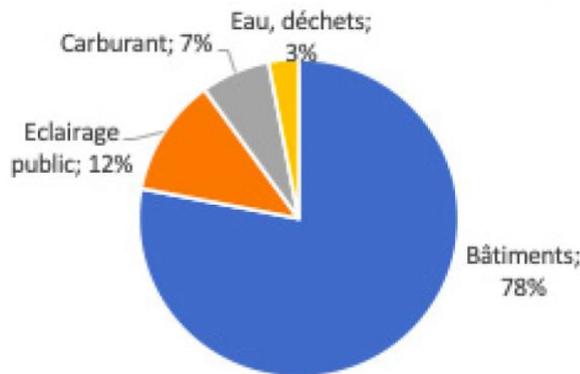
SOMMAIRE

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'ENERGIE ET DISPARITION DES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE (TRV).....	11
1.2. MARCHES DE L'ELECTRICITE EN FRANCE	13
<i>CHAINE DE VALEUR DE L'ELECTRICITE</i>	<i>13</i>
<i>DECOMPOSITION DU PRIX DE L'ELECTRICITE SUR LA FACTURE</i>	<i>14</i>
1.3. MARCHES DU GAZ NATUREL EN FRANCE.....	15
<i>CHAINE 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	19
3.2. STRATEGIE GENERALE POUR LES ACHATS D'ELECTRICITE	19
<i>ACHATS GROUPES OU ACHATS SEULS</i>	<i>19</i>
<i>COORDONNATEURS DES DISPOSITIFS D'ACHAT GROUPE</i>	<i>22</i>
<i>MISE EN CONCURRENCE DES SITES AUX TARIFS REGLEMENTES DE VENTE (TRV).....</i>	<i>22</i>
3.3. NIVEAU DE CONCURRENCE SUR LES MARCHES DE FOURNITURE D'ELECTRICITE	25
<i>ATTRIBUTAIRES DES ACCORDS-CADRES.....</i>	<i>25</i>
<i>CANDIDATS DES MARCHES (SUBSEQUENTS).....</i>	<i>26</i>
<i>PART DE MARCHÉ DES FOURNISSEURS DE L'ÉCHANTILLON</i>	<i>27</i>
3.4. ÉLECTRICITE VERTE.....	28
<i>ACHETEZ-VOUS DE L'ELECTRICITE D'ORIGINE RENOUVELABLE ?</i>	<i>29</i>
<i>AVEZ-VOUS REQUIS D'AUTRES CRITERES QUALITATIFS ADDITIONNELS POUR L'ELECTRICITE, ALLANT AU-DELA DE LA TRAÇABILITE PAR LES GARANTIES D'ORIGINE (GO) ?</i>	<i>30</i>
<i>CARACTERISTIQUES DES GO ACHETEES.....</i>	<i>32</i>
<i>QUELLES ONT ETE VOS PRINCIPALES MOTIVATIONS POUR L'ACHAT D'ENR ?</i>	<i>33</i>
<i>QUELLES PERSPECTIVES ENVISAGEZ-VOUS ?</i>	<i>34</i>
<i>QUELLE COMMUNICATION REALISEE AUTOUR DE L'ACHAT D'ENR ?</i>	<i>36</i>
3.5. CARACTERISTIQUES DES MARCHES.....	36
<i>RYTHME DE REMISE EN CONCURRENCE DES MARCHES</i>	<i>36</i>
<i>ALLOTISSEMENT REALISE</i>	<i>36</i>
<i>DUREE CONSTATEE ENTRE DATE DE REMISE DES PRIX ET DEMARRAGE DE LA FOURNITURE</i>	<i>38</i>
<i>DUREE DES OFFRES DE PRIX.....</i>	<i>39</i>
3.6. PRIX POUR LA FOURNITURE D'ELECTRICITE	40

INDEXATION, REVISION, ET STRUCTURE DES PRIX	40
PRIX OBTENUS.....	45
PRIX FIXES ET PRIX MOYENS PAYES.....	46
3.7. EXECUTION DES MARCHES.....	43
MOYENS HUMAINS DES ACHETEURS	43
ASSISTANCE A MAITRISE D'OUVRAGE	44
FACTURATION.....	45
PRESTATIONS COMPLEMENTAIRES DES FOURNISSEURS	46
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	46
4.1. DETAIL DE L'ÉCHANTILLON	46
4.2. STRATEGIE GENERALE POUR LES ACHATS DE GAZ NATUREL.....	47
ACHATS GROUPEES OU ACHATS SEULS	47
COORDONNATEURS DES DISPOSITIFS D'ACHAT GROUPE	49
MISE EN CONCURRENCE DES TRV.....	59
4.3. NIVEAU DE CONCURRENCE SUR LES MARCHES DE FOURNITURE DE GAZ NATUREL	50
ATTRIBUTAIRES DES ACCORDS-CADRES.....	50
CANDIDATS DES MARCHES SUBSEQUENTS	51
PART DE MARCHÉ DES FOURNISSEURS DE L'ÉCHANTILLON	52
4.4. BIOMETHANE.....	53
ACHETEZ-VOUS DU BIOMETHANE ?.....	53
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.....	61
RYTHME DE REMISE EN CONCURRENCE DES MARCHES	61
ALLOTISSEMENT REALISE	61
DUREE CONSTATEE ENTRE DATE DE REMISE DES PRIX ET DEMARRAGE DE LA FOURNITURE	63
DUREE DES OFFRES DE PRIX.....	63
4.6. PRIX POUR LA FOURNITURE DE GAZ NATUREL	65
INDEXATION, REVISION, ET STRUCTURE DES PRIX.....	65
PRIX OBTENUS.....	75
4.7. EXECUTION DES MARCHES.....	67
MOYENS HUMAINS DES ACHETEURS	67
ASSISTANCE A MAITRISE D'OUVRAGE	67
FACTURATION ET PENALITES.....	69
PRESTATIONS COMPLEMENTAIRES DES FOURNISSEURS	70
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	70
GLOSSAIRE	72
TABLE DES ILLUSTRATIONS.....	73
ANNEXES.....	87
ANNEXE 1 : FOURNISSEURS NATIONAUX PRESENTS SUR LES MARCHES	87
ANNEXE 2 : COMPLEMENTS SUR LE TURPE ET SEGMENTS DE CONSOMMATION DE L'ELECTRICITE	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 REpondANTS.....	90
ANNEXE 5 : PERSPECTIVES D'ÉVOLUTION DES MARCHES DE FOURNITURE DE GAZ NATUREL DES REpondANTS	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 environ 4% du budget de fonctionnement des communes et 2% pour les EPCI, avec un coût moyen de 57 € par habitant et par an (hausse de 15% par rapport à 2012) et une consommation globale de 37 TWh d'énergie finale (hausse de 4% par rapport à 2012) pour une facture de 3,9 milliards d'euros (chiffres ADEME 2017).



Source : Ademe - 2017

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

1-Un nouvel observatoire, de nouveaux repères

AMORCE vient de terminer l'analyse des résultats de son troisième 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 66 répondants pour les achats électricité (7,5 TWh) et 59 répondants pour le gaz (8,4 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 de 90% 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, 70% des acheteurs ont fait le choix de mettre en concurrence les sites encore éligibles aux tarifs réglementés de vente (TRV – en électricité seulement avec l'extinction des TRV gaz) : 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 se rapproche pour l'électricité et le gaz : en moyenne les marchés du gaz attirent 4 candidats, contre 3,6 dans le cas de l'électricité. L'écart était important en 2018, avec deux fois plus de candidats dans le gaz. 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 : les grands énergéticiens français (EDF, ENGIE et TOTAL) s'arrogent 50% des contrats pour 70% du volume en gaz et 60% des contrats pour 70% du volume en électricité.

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 l'électricité renouvelable, les collectivités achètent maintenant très majoritairement une part verte, voire à haute valeur environnementale. En effet, 78% des acheteurs publics du panel se fournissent au moins partiellement en électricité verte. En moyenne, la part certifiée verte s'élève à 29% des marchés. 21% 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 sur les GO, pas d'approvisionnement ARENH, etc. Une accentuation de la pédagogie autour de l'achat d'électricité renouvelable semble toujours 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. Cependant, les acheteurs expriment une réelle volonté d'accentuer la traçabilité des GO et du sourcing.

L'achat de biométhane reste encore plus faible, mais se développe fortement (26% des répondants). Les quantités demandées ne dépassent cependant pas quelques pourcents dans l'essentiel des marchés (moyenne de 0,7% du volume adossé à des GO). Le coût des garanties d'origine reste très élevé en comparaison avec l'électricité, même s'il semble très variable (facteur 10 à 20 en moyenne). Toutefois, la demande et les offres de biométhane devraient se développer nettement à l'avenir avec la mise sur le marché d'un volume croissant de biométhane (seule source d'énergie renouvelable pour laquelle la France est sur la trajectoire de la PPE). La fin de l'exonération de TICGN sur la facture pour l'utilisation de GO françaises peut toutefois refroidir les ardeurs des collectivités dans ce domaine qui demande une certaine stabilité réglementaire. 41% des répondants souhaitent ainsi augmenter la part de biométhane achetée à l'avenir, contre 28% en 2018. De nombreux fournisseurs sont actifs sur ce marché, même si le fournisseur historique ENGIE semble truster la première place du podium.

AMORCE rappelle que les collectivités, si elles peuvent afficher comme renouvelable la part souhaitée de leur consommation, ne doivent cependant pas relâcher leurs efforts, et doivent 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 à quatre 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, la grande majorité des prix sont fermes sur la durée des marchés, même si cette tendance est nettement plus marquée pour le gaz que pour l'électricité (respectivement 91% et 64% des marchés). On note ainsi une vraie tendance de changement de stratégie pour l'achat de gaz, où la majorité des 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. Dans le cas de l'électricité, on observe au contraire une légère tendance à l'indexation des prix. Une appétence toujours marquée pour les achats en « multi-clics » ressort par ailleurs des commentaires des acheteurs. Cette technique complexe (peu utilisée par les acheteurs publics jusqu'en 2018) permet d'éviter de créer un prix sur série de valeurs 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.

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-corrélabiles les uns des autres : date du début de marché, date et heure de remise des prix par le fournisseur, 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. Un nombre de données trop restreint sur cette enquête nous a empêché de sortir des statistiques suffisamment fiables pour être exposées dans une représentation comparative des prix.

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. La sollicitation d'une aide à maîtrise d'ouvrage semble par les acheteurs se réduire, peut-être du fait de la montée en compétence des services des collectivités. 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-monopole¹ 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.

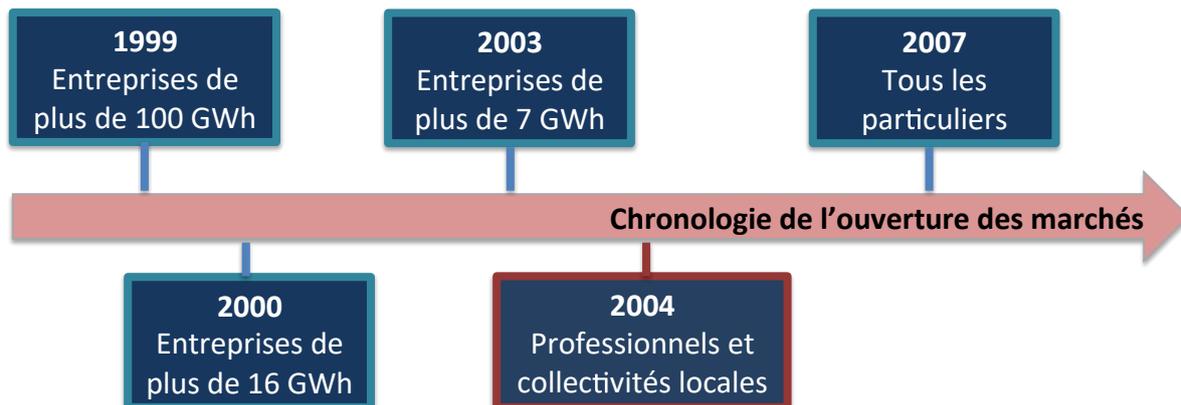


Figure 1 : Chronologie de l'ouverture des marchés de détail en France

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 70% 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. La loi NOME a en ce sens été renforcée par l'adoption de la Loi énergie climat de 2019 (Loi n°2019-1147 du 8 novembre 2019).

¹ 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 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) et au 1^{er} janvier 2021 pour les consommations non domestiques inférieures à 36 kVA pour « *consommateurs finals non domestiques qui emploient un minimum de dix personnes et dont le chiffre d'affaires, les recettes ou le total de bilan annuel n'excèdent pas 2 millions d'euros* ».
- La création d'un mécanisme de capacité, entré en vigueur le 1^{er} janvier 2017².
- Le passage à une nouvelle méthode de calcul des TRV par empilement des coûts d'approvisionnement d'un fournisseur et non plus des coûts de production du fournisseur historique³.

La méthode de calcul des TRV, dite par empilement, repose sur les coûts de marché (dont une part ARENH) et de commercialisation, supportés par les fournisseurs, par opposition à l'ancienne méthode dite comptable, qui répercutait les coûts réels de fonctionnement d'EDF. Il est important de noter que la « *tarification par empilement des TRV, vise à garantir la contestabilité des TRV, qui se définit comme la faculté pour un opérateur concurrent d'EDF, présent ou entrant sur le marché de la fourniture d'électricité, de proposer, sur ce marché, des offres à prix égaux ou inférieurs aux TRV* »⁴.

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. De plus, pour les sites ≤ 36 kVA, les collectivités auront, selon leur taille à ouvrir leur marché à la concurrence. La loi Énergie Climat, entraîne de nouvelles restrictions à ce sujet, en indiquant que les structure de plus de 10 employés et de plus de 2 millions d'euros de chiffre d'affaires, de recettes ou de total de bilan annuel ne pourront plus prétendre aux TRV à partir du 1^{er} janvier 2021.

- Marché du gaz naturel

Les fournisseurs alternatifs de gaz naturel ont pu, de par le caractère importé de cette utilité, 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.

Afin de satisfaire les directives européennes, la loi Énergie et Climat de 2019 a acté la suppression des TRV de gaz à compter du 1^{er} décembre 2020 pour les consommateurs professionnels auxquels sont assimilées les collectivités et au 30 juin 2023 pour les clients particuliers.

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

Au 31 décembre 2020, 69% de l'électricité et 92% du gaz 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.

² Lire à ce sujet la publication d'AMORCE : *ENE 18 - Mécanisme de capacité : quelles répercussions pour les collectivités locales ?*, mars 2017

³ Voir décret n°2014-1250 du 28 octobre 2014

⁴ Délibération de la CRE N°2018-157

⁵ Source : Les marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel, 4^e trimestre 2020, Commission de régulation de l'énergie

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

1.2.1. 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.
- **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.

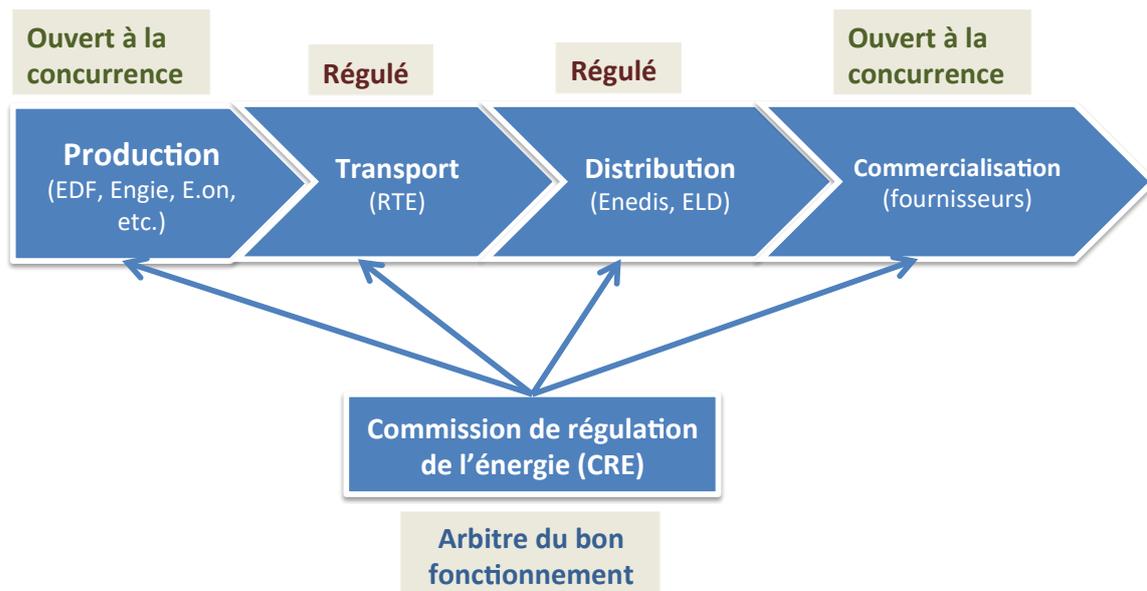


Figure 2: Chaîne de valeur de l'électricité

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.

1.2.2. 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), du caractère « vert de l'offre » (garanties d'origine, critères d'additionnalité à ces garanties d'origine) 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) a été réformée en 2016 pour être intégrée au budget de l'Etat et ne participe plus directement au financement du soutien aux EnR. Cette contribution représente 22,5 €HT/MWh en 2019. Cette taxe est aussi nommée taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE) depuis leur fusion en 2016. La TICPE seule (taxe sur les produits pétroliers) couvre les dépenses du compte d'affectation spécial transition énergétique.
- Les Taxes sur la Consommation Finale d'Électricité (TCFE) – sont des taxes locales, redistribuées aux départements, aux communes et/ou aux EPCI⁷, voire aux syndicats d'énergie.
- 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 20% sur l'ensemble des postes, sauf sur le montant de l'abonnement (part du TURPE fixe) et de la CTA des sites d'une puissance inférieure ou égale à 36kVA, ou un taux réduit de 5,5% s'applique.

→ **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.

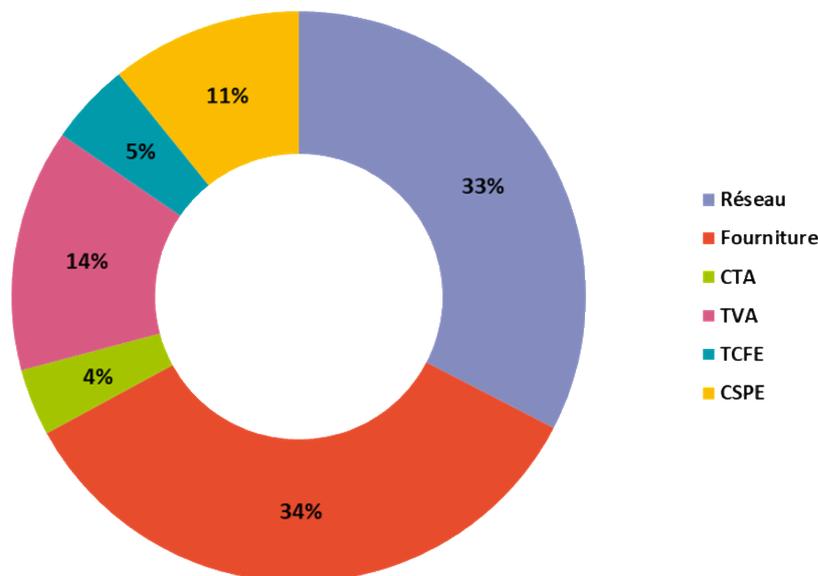


Figure 3 : Postes de coûts couverts par la facture au tarif réglementé de vente d'électricité pour un client résidentiel, au 31 décembre 2020 (Source : CRE)

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.

⁷ Etablissement public de coopération intercommunale

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

1.3.1. 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

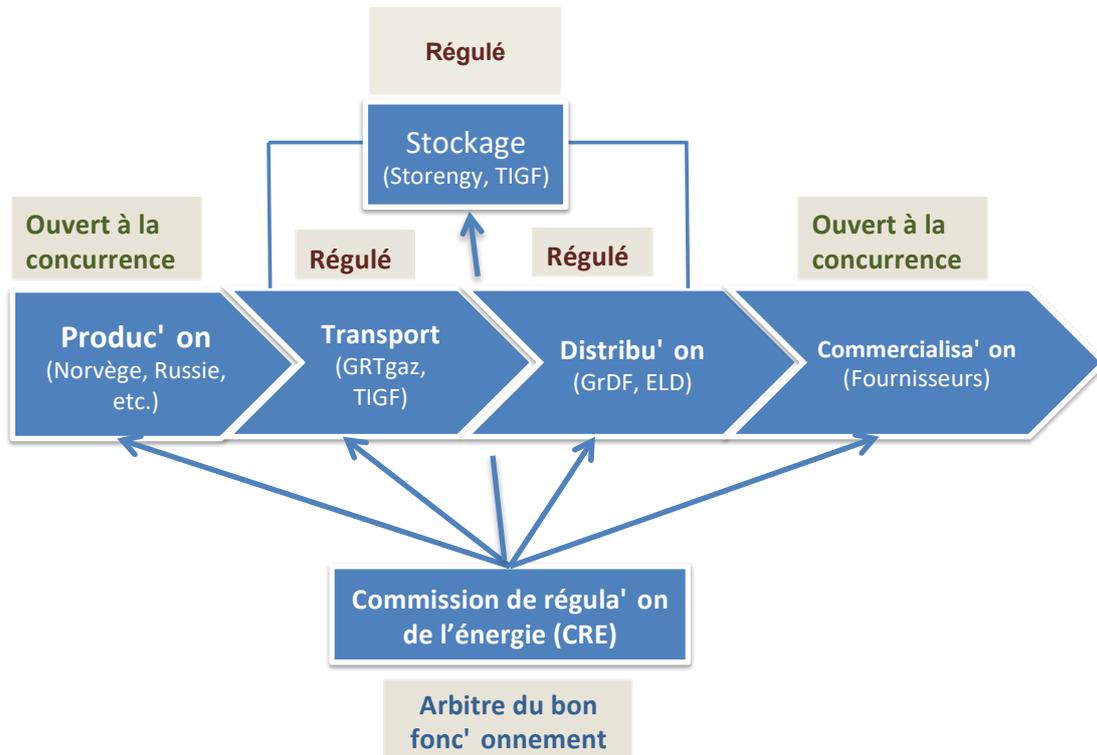


Figure 4 : Chaîne de valeur du gaz naturel

1.3.2. 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 2021, elle représente 8,44 €HT/MWh. Cette taxe, qui intègre la Contribution Climat Énergie (CCE), évolue selon le prix de la tonne de carbone (jusqu'à son gel en 2019) et selon la part de gaz renouvelable dans les réseaux (prix à la baisse d'1c€HT/MWh à partir de 2020). Les recettes de la TICGN servaient à soutenir le développement du biométhane en France et à lutter contre la précarité énergétique via les tarifs sociaux du gaz. Cette recette est cependant affectée au budget général de l'État depuis la loi de finance 2020. La TICPE seule (taxe sur les produits pétroliers) couvre les dépenses du compte d'affectation spécial transition énergétique.
- 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 les charges fixes de la facture (ATRT, ATS, ATRD part fixe, CTA ou abonnement éventuel) et de 20% sur le montant des consommations (part variable de l'ATRD et prix de la molécule) et sur la TICGN.

→ 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 (ATS).
- 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 fixe.
- 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'ENGIE¹².

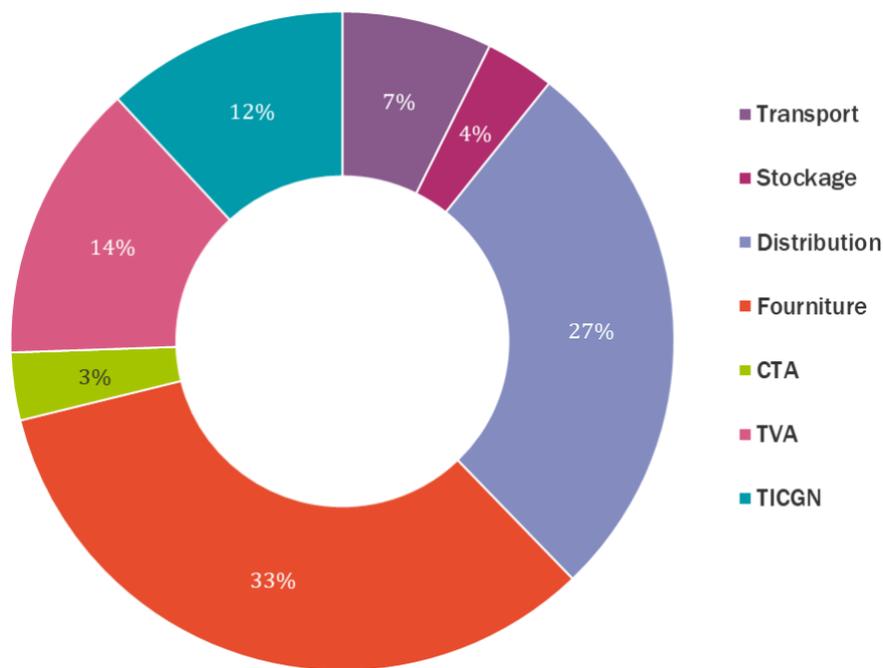


Figure 5 : Postes de coûts couverts par la facture au tarif réglementé de vente d'électricité d'Engie pour un client résidentiel moyen, au 31 décembre 2020 (Source : CRE)

La part fournisseur représente ici 33% 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

¹² Observatoire des marchés de détail du quatrième trimestre 2020 - CRE

2. MÉTHODE SUIVIE ET REPRÉSENTATIVITÉ DE L'OBSERVATOIRE

La présente étude s'appuie sur une enquête réalisée à l'été 2020.

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	66	59
Volume total d'énergie couvert par les données d'achat	7445 GWh	8360 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 66 interlocuteurs pour 7,4 TWh achetés.

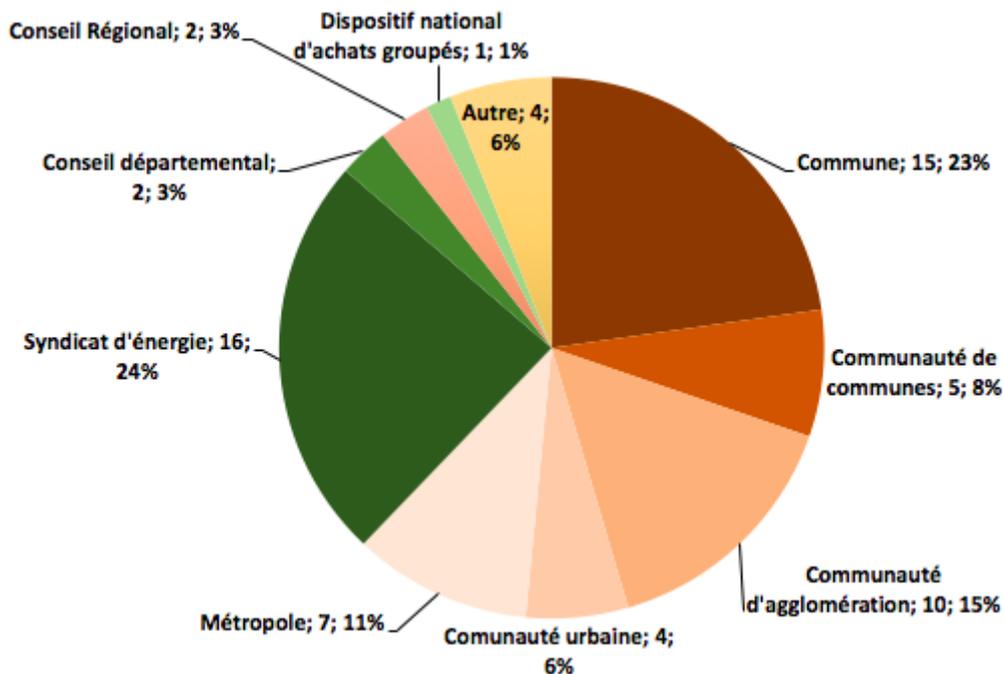


Figure 6 : Typologie de participants à l'enquête sur les achats d'électricité (AMORCE 2020)

3.2. Stratégie générale pour les achats d'électricité

3.2.1. 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 collectivité. À titre d'exemple de lecture, 20% des communautés de communes coordonnent un dispositif d'achat groupé, 60% sont membres d'un dispositif d'achat groupé, 20% achètent seules leur électricité.

Les EPCI de grande taille (métropoles, communautés d'agglomérations, syndicats d'énergie, départements et régions) 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 et par les réseaux qu'ils coordonnent par ailleurs sur leurs compétences.

Au total, à l'échelle de l'échantillon, **91% des acheteurs coordonnent ou dépendent d'un dispositif d'achat groupé d'électricité**. Les 9% restant achètent seuls leur électricité. Les acheteurs publics, notamment les collectivités, se sont ainsi majoritairement regroupés pour acheter leur électricité. Ce constat reste proche de celui réalisé lors des deux précédents observatoires d'AMORCE.

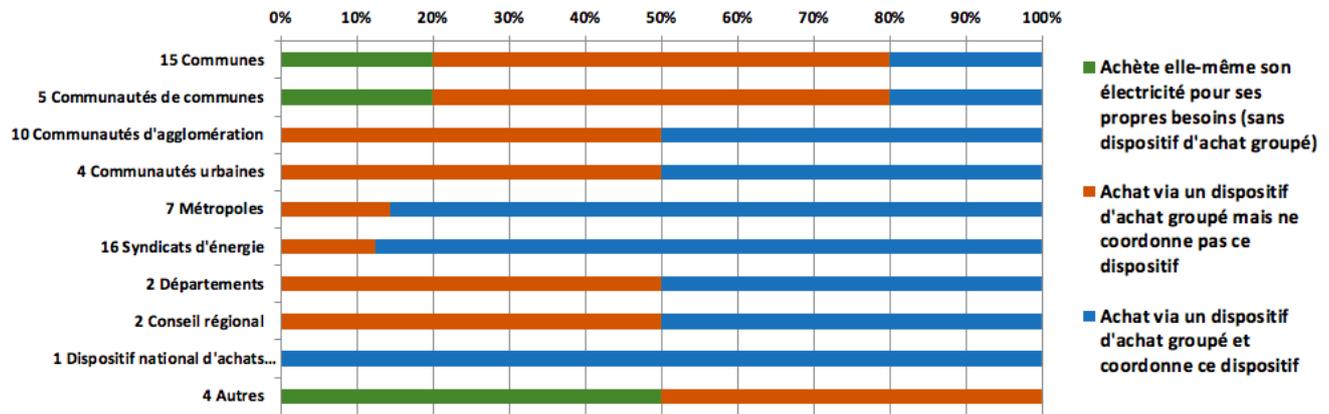


Figure 7: Stratégie d'achat adoptée selon le type de structure – Électricité (AMORCE 2020)

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 sont comprises entre 4,2 et 4,5 sur 5 (en progrès par rapport à l'enquête de 2018).

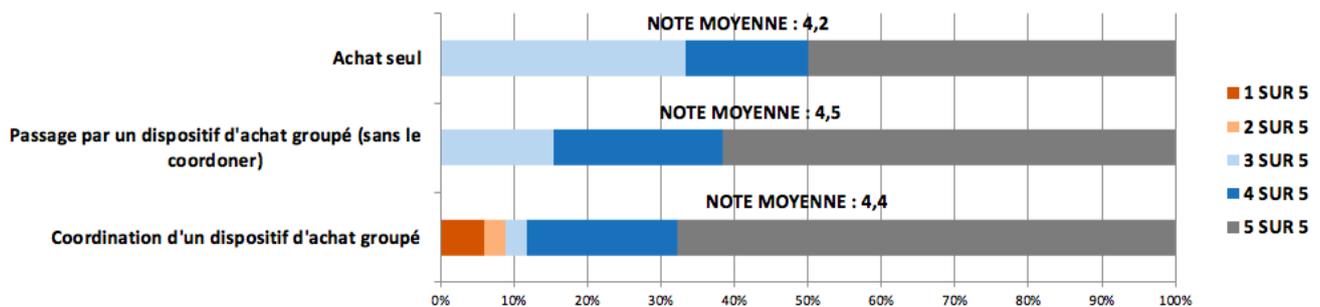


Figure 8 : Satisfaction du choix réalisé (achat seul ou groupé) – Électricité (AMORCE 2020)

Une grande majorité 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 (la moitié en 2018). Notons également que la proportion de ceux qui n'ont pas étudié cette possibilité est plus faible qu'en 2018 avec 17% contre 35% à l'époque.

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 (stable par rapport à 2018). On peut noter qu'au delà de cette recherche de rationalisation des moyens, une participation à une dynamique territoriale et donc une volonté politique est aussi présente.

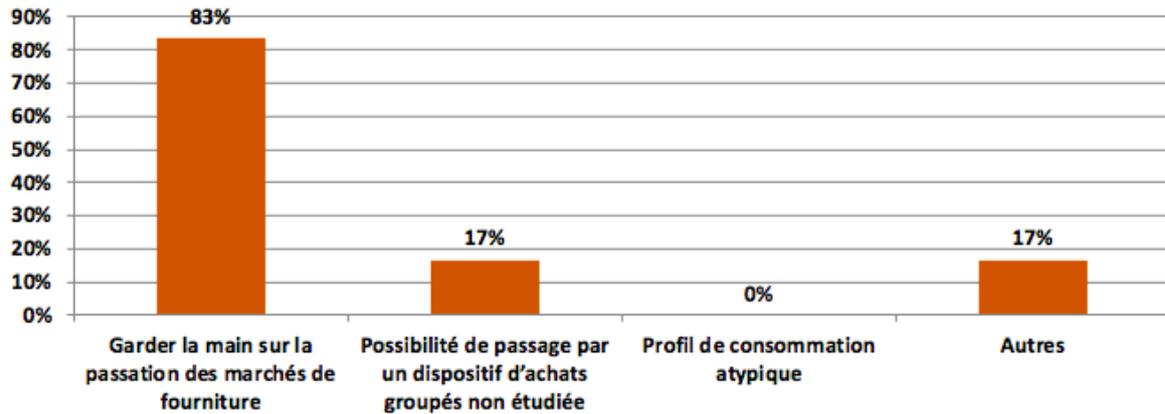


Figure 9: Motivation du choix réalisé (achat seul) – Électricité (AMORCE 2020)

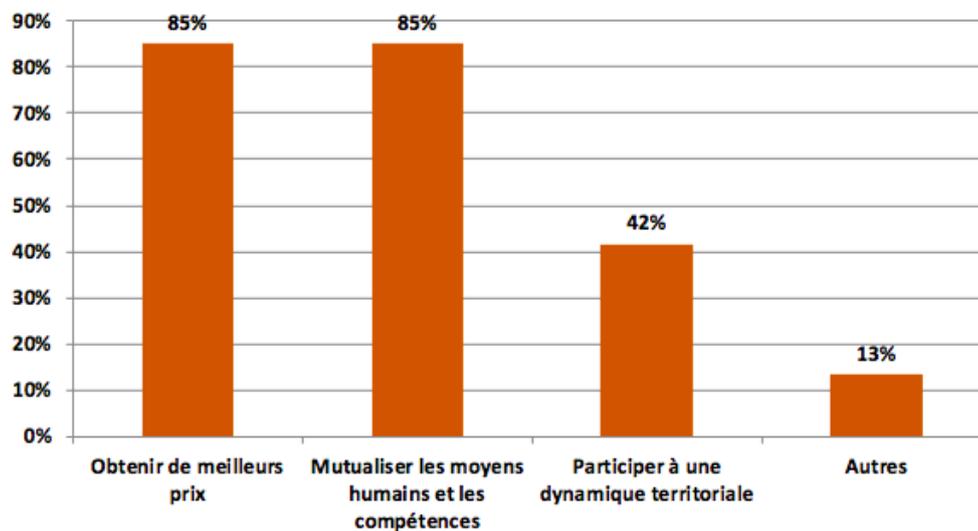


Figure 10 : Motivations du choix réalisé (achat groupé) – Électricité (AMORCE 2020)

Pour l'échantillon de réponses collectées, la plupart des acheteurs souhaitent maintenir leur choix d'acheter seul ou en groupement leur électricité, même si la proportion de ceux qui achètent seul et souhaitent continuer à le faire apparaît plus faible qu'en 2018 (67% contre 92% en 2018 – il faut cependant noter que l'échantillon d'acheteurs seuls est relativement réduit avec 6 participants à l'enquête).

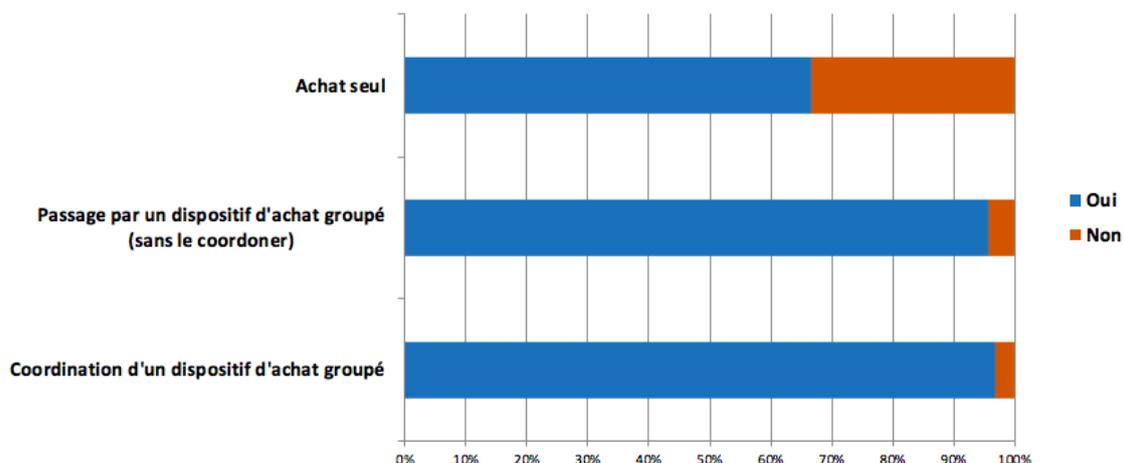


Figure 11 : Souhaitez-vous maintenir votre choix (d'acheteur seul ou en groupement) ? (AMORCE 2020)

3.2.2. Coordonnateurs des dispositifs d'achat groupé

Pour les 60 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.

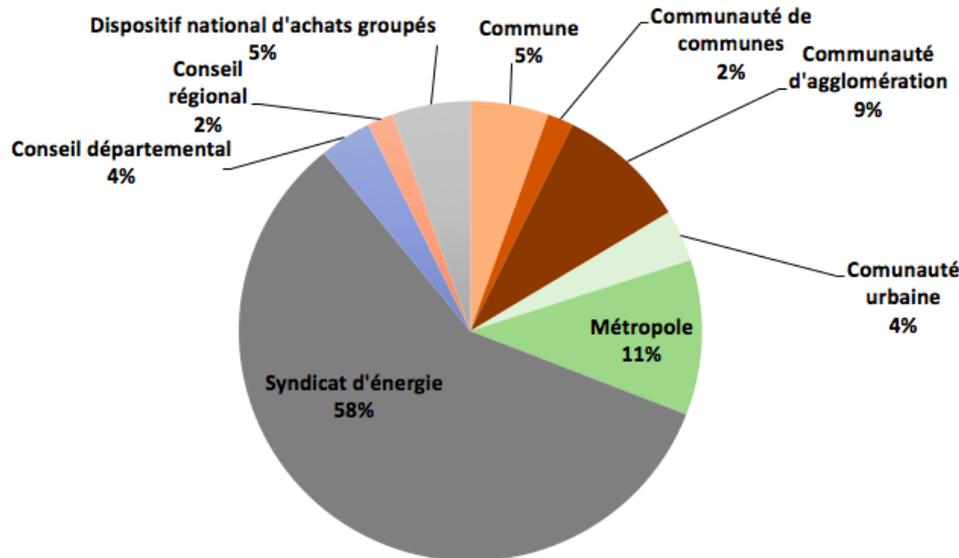


Figure 12 : Typologie des coordonnateurs de dispositifs d'achats groupés – Électricité (AMORCE 2020)

Les syndicats d'énergie, qui consomment peu d'énergie à proprement parler sur leur patrimoine, coordonnent plus de la moitié des groupements d'achats. Certains syndicats d'énergie se sont regroupés pour réaliser ces achats. Les intercommunalités sont aussi largement représentées.

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. Cela permet aussi de rationaliser la gestion contractuelle de ces achats d'énergie et d'offrir des services administratifs industrialisés, notamment dans le suivi de consommation ou de factures.

3.2.3. 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) dans les petites collectivités (moins de 10 employés et moins de 2 millions d'euros de recettes).

Certains acheteurs ayant toujours la possibilité de souscrire aux TRV 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.

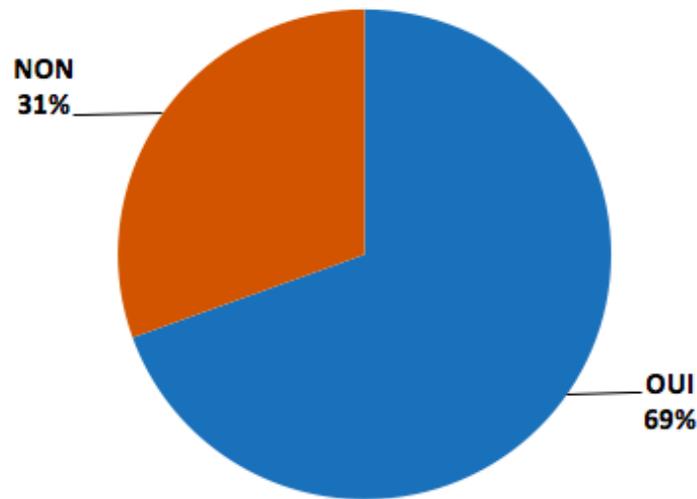


Figure 13 : Avez-vous fait le choix de mettre en concurrence la fourniture d'électricité des sites encore éligibles aux tarifs réglementés de vente (tarifs bleus) ? – Électricité (AMORCE 2020)

Les deux tiers 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, 66% des sites de consommation d'électricité éligibles aux TRV sont encore aux TRV pour la fourniture d'électricité¹³. Cette proportion s'élevait à 78% lors de notre précédent observatoire en 2018.

Nous nous sommes aussi penchés sur l'année de mise en concurrence des sites éligibles aux TRV par les collectivités, ce qui semble confirmer une dynamique en place depuis plusieurs années (Figure 14). Le fort pic de 2020 semble provenir de l'anticipation de l'obligation réglementaire concernant l'évolution du périmètre d'éligibilité aux TRV.

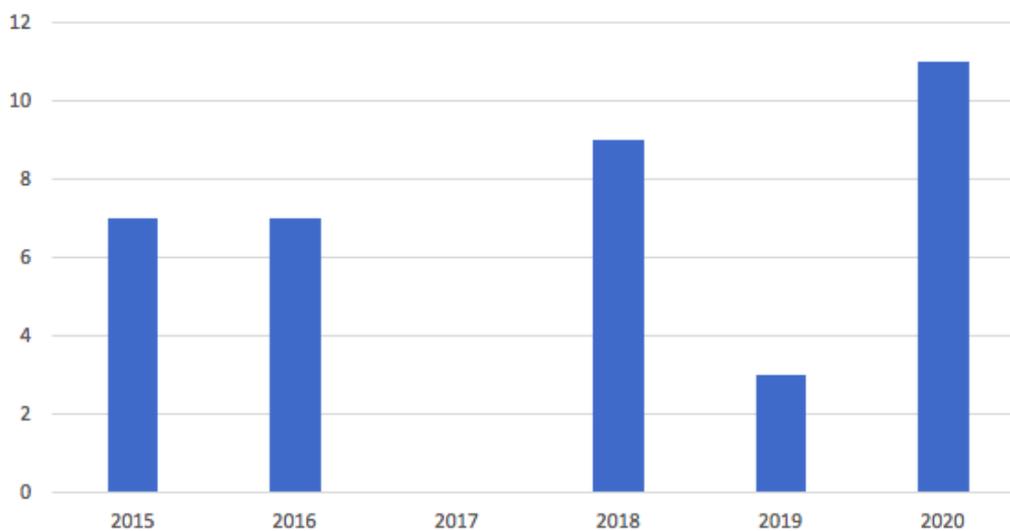


Figure 14 : Quand avez-vous fait le choix de mettre vos TRV (bleus ou C5) en concurrence ? (AMORCE 2020)

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.

¹³ Source : observatoire des marchés de détail T4 2020, Commission de régulation de l'énergie

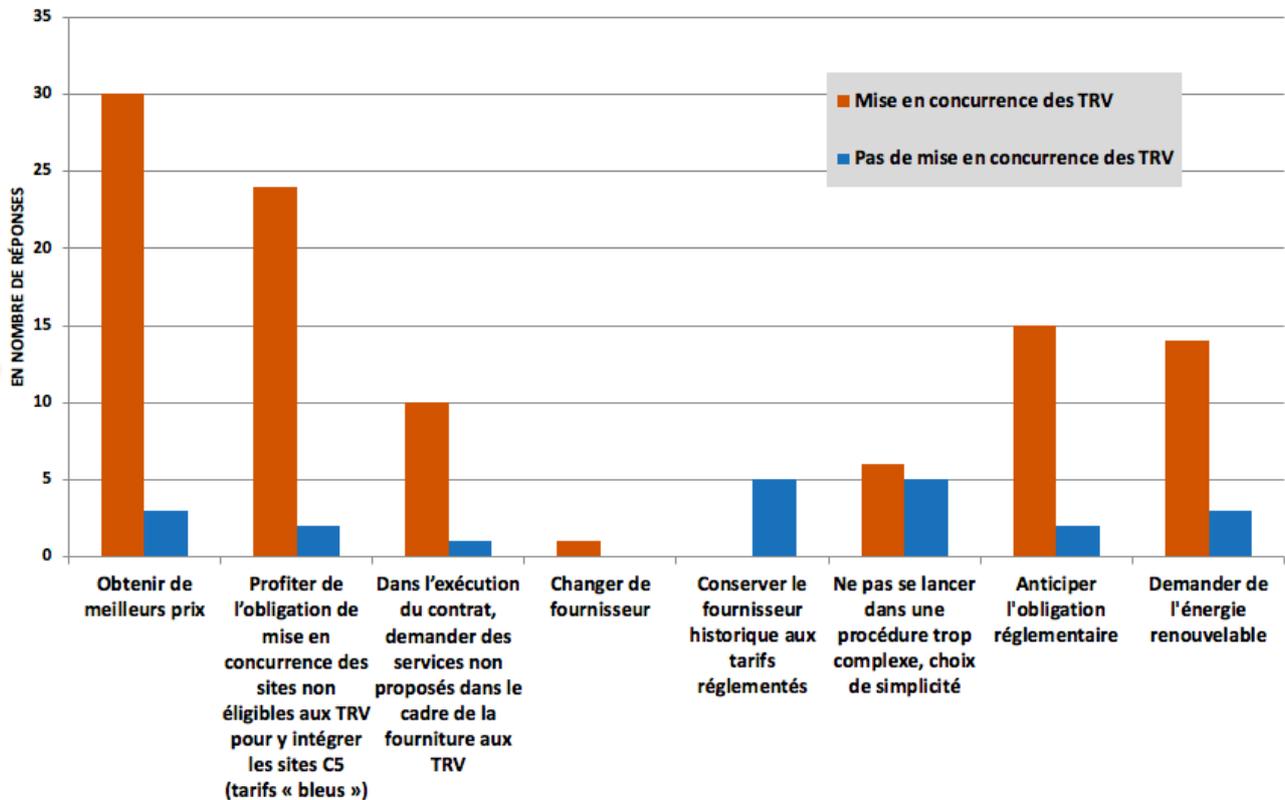


Figure 15 : Quelles ont été les principales motivations de votre choix - mise en concurrence ou non des TRV ? (AMORCE 2020)

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. 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, ou de conserver leur fournisseur historique.

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. AMORCE considère cependant que la formule de calcul des TRV ne garantit en rien la stabilité des prix.

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 ».

A RETENIR

L'essentiel 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 de passer par un groupement d'achat, ce qui conduira plus de 90% d'entre eux à le renouveler.

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

Deux tiers 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).

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

3.3.1. 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 ?

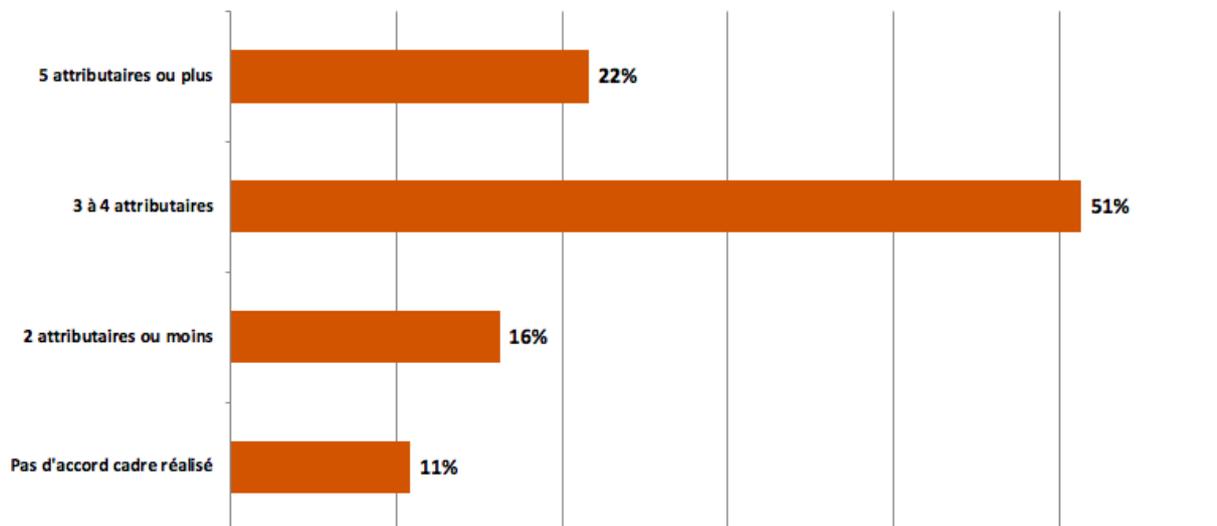


Figure 16 : Nombre d'attributaires retenus au stade de l'accord-cadre, en % du nombre d'accords-cadres de l'échantillon (AMORCE 2020)

16% 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), 3,6 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 5,7 candidats. Concrètement, quelques très gros accords-cadres tirent cette moyenne vers le haut.

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 modéré, mais en progression par rapport à 2016 (2,8) et 2018 (3,3). Il tend à se rapprocher du nombre d'attributaires dans le domaine du gaz (4 en moyenne). 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 que 11% des acheteurs sondés ne sont pas passés 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 subséquents¹⁷.

3.3.2. 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.

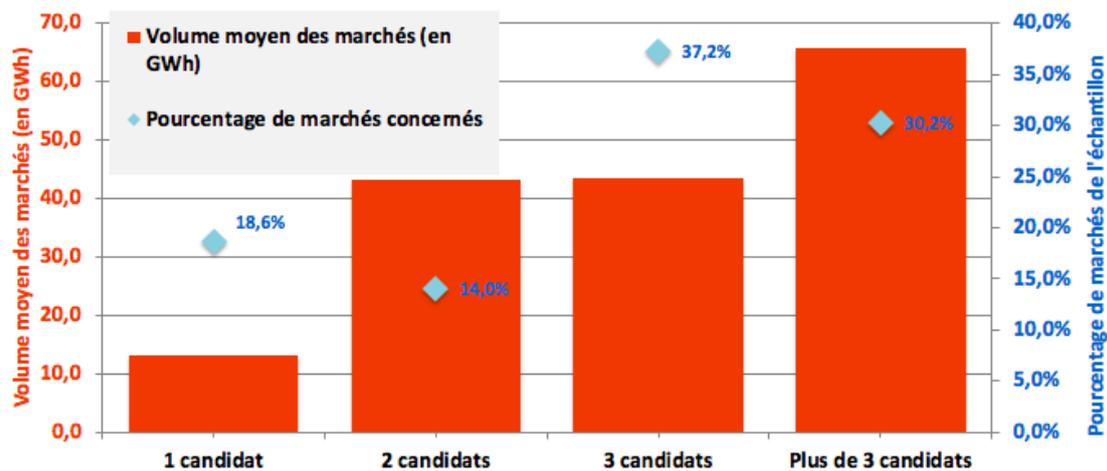


Figure 17 : Nombre de candidats sur les marchés subséquents

Sur les 43 marchés analysés, entre 1 et 6 candidats ont répondu. En moyenne, 3 fournisseurs se positionnent sur les marchés des acheteurs de l'échantillon (2,7 en 2018). La moyenne pondérée par le volume des marchés est proche, avec 3,4 fournisseurs (3,4 en 2018). Ceci est en accord avec la hausse du nombre de fournisseurs d'électricité sur le territoire français ces dernières années.

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

¹⁷ Attention toutefois, la jurisprudence montre qu'il est nécessaire de sélectionner les candidats aux niveaux de l'accord cadre sur le prix en plus de la technique. Ce prix ne pourra être qu'indicatif étant donné l'écart temporel entre l'accord cadre et la remise des offres lors des marchés subséquents.

Les marchés n'ayant obtenu qu'un unique fournisseur (18,6% des marchés recensés) concernent des marchés de petite taille en moyenne. Toutefois, environ les deux tiers des marchés de l'échantillon ont eu 3 candidats ou plus. Le centre de gravité s'est bien déplacé vers plus de candidats, puisqu'en 2018, ce sont les cas à 2 ou 3 candidats qui représentaient à la fois 75% des marchés subséquents et les marchés de plus gros volume. Il est intéressant de noter qu'un contrat particulièrement important fait pratiquement tripler le volume moyen de la colonne « 2 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. Il est aussi notable que le volume moyen des marchés étudiés cette année est plus faible qu'en 2018, avec 44,5 GWh en moyenne, contre 118 GWh. Les colonnes « 2 et 3 candidats » étaient donc nettement plus hautes à l'époque. Deux acheteurs publics proposant de très importants volumes sur de nombreux lots tiraient à l'époque la moyenne de 30 à 118 GWh.

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

3.3.3. 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 43 marchés représentant un volume total de plus de 2000 GWh. Attention : ces résultats restent indicatifs et propres à l'échantillon collecté dans cette étude.

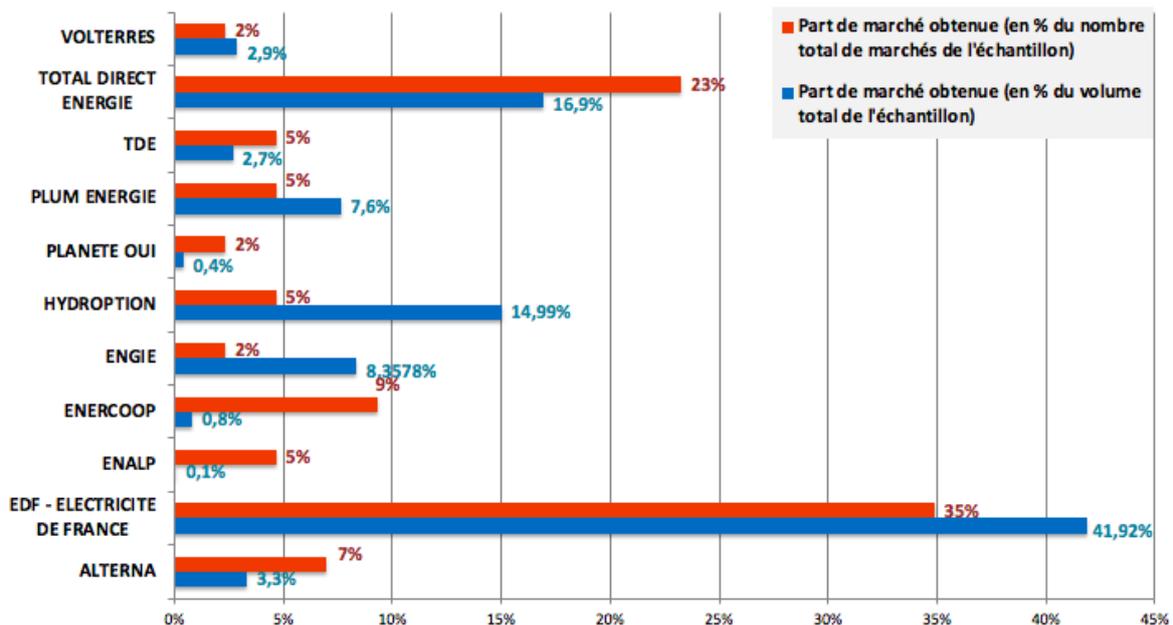


Figure 18 : Part de marché des fournisseurs pour l'échantillon – Électricité (AMORCE 2020)

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 : EDF a obtenu 25% des marchés analysés. Ces marchés représentent 41,92% du volume total de l'échantillon.

Sur les 93 marchés analysés, 11 fournisseurs ont effectivement été retenus pour une fourniture. EDF et TOTAL Direct Energie se distinguent très nettement des autres fournisseurs en nombre de marché obtenus et en volume. De nombreux fournisseurs ont tout de même une présence importante en nombre de contrat ou en volume, jauges qui peuvent varier selon leur politique tarifaire et/ou environnementale¹⁸.

¹⁸ 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

L'envergure des grands acteurs de l'énergie sur la fourniture en France (EDF, ENGIE, TOTAL notamment) 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.

A RETENIR

98% du volume acheté par l'échantillon collecté l'a été par une procédure d'accord-cadre + marché subséquent (mais 11% en nombre de marchés). En moyenne, 3,6 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), 3 fournisseurs se positionnent en moyenne. Les marchés de plus gros volume semblent générer davantage de concurrence en moyenne.

Enfin, les lauréats des marchés s'ils sont assez diversifiés, avec une progression régulière des fournisseurs alternatifs laissent encore une place importante au fournisseur historique et aux grands énergéticiens français.

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 :

- ENE 38 - Achats d'énergies renouvelables par les collectivités (électricité et gaz) – AMORCE/ADEME - Janvier 2020
- LES AVIS DE L'ADEME – Les offres d'électricité verte – Décembre 2018¹⁹

Rappel sur les garanties d'origines (GO) :

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 retrouvait initialement essentiellement des installations hydrauliques européennes (dont françaises) déjà amorties. Depuis septembre 2019 toutefois, l'État met aux enchères (via EEX) les GO des installations de production qu'il soutient. Les bénéfices de ces ventes viennent alimenter les comptes de l'État.

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 (la maille temporelle est passée au mois en janvier 2021). Il n'y a pas de corrélation temporelle stricte, mais seulement une couverture mensuelle 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 autre centrale (EnR uniquement) au producteur Y pour le même mois, pour couvrir cette consommation.

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

¹⁹ <https://www.ademe.fr/offres-deelectricite-verte>

²⁰ Loi n°2017-227 du 27 février 2017

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.

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

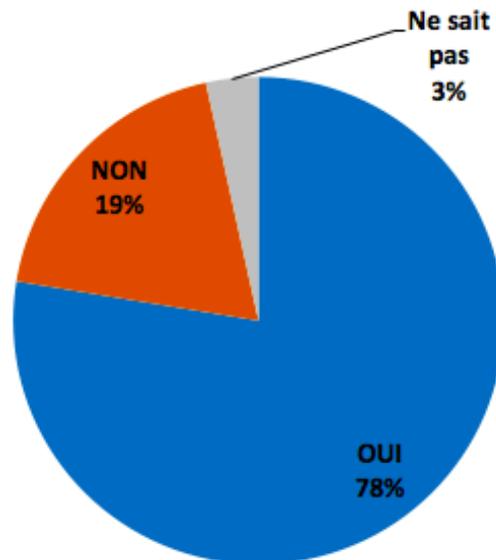


Figure 19 : Votre structure achète-t-elle de l'électricité renouvelable ? (AMORCE 2020)

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, achat conjoint de l'électricité et des GO associées – et donc achats d'énergie verte à une installation non soutenue par l'État - surcoût à l'achat permettant de financer de nouveaux moyens de production, etc.)

78% des acheteurs de l'échantillon ont intégré une part d'électricité « verte » dans leurs marchés de fourniture. Ce chiffre est légèrement supérieur aux résultats observés en 2016 et 2018 (70%).

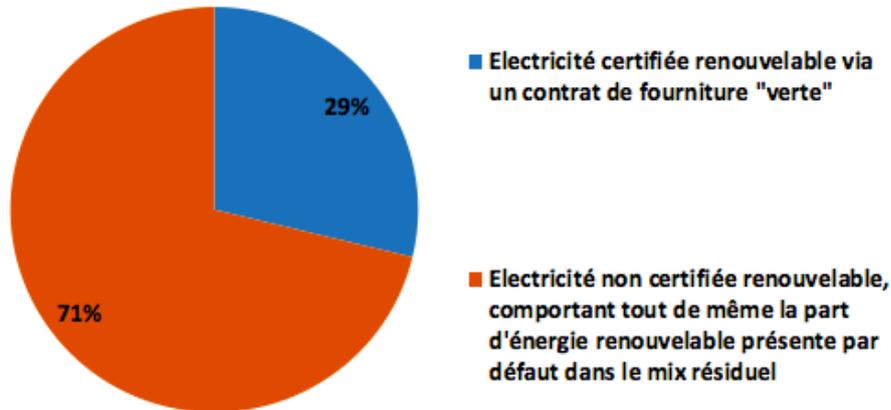


Figure 20 : Proportion d'électricité certifiée renouvelable via un contrat de fourniture « verte » (AMORCE 2020)

En s'intéressant au volume d'électricité certifiée comme renouvelable, on note une stagnation des quantités d'électricité renouvelable demandées. 29% du volume total de l'échantillon a en effet fait l'objet d'une traçabilité, contre 24% en 2016 et 32% en 2018. Dans la majorité des cas, les contrats verts n'engageaient pas d'autre garantie que les GO.

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, ils sont en général compris entre 20% et 100%. Les coordonnateurs des groupements laissent le plus souvent cette possibilité ouverte pour chacun de leurs membres.

3.4.2. 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.

Tableau 2 : demande ou non d'additionnalités environnementales dans les offres « vertes »

Additionnalité demandée	Pourcentage d'acheteurs correspondant
OUI	21%
NON	67%
Ne sait pas	12%

²¹ Cf. p.22 de la publication ENE38 - Achats d'énergies renouvelables par les collectivités (électricité et gaz), AMORCE/ADEME, 2020

Parmi les acheteurs achetant de l'électricité renouvelable, 21% 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.

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.

Cependant le terme d'additionnalité environnementale englobe de nombreux concepts et services. Nous avons donc souhaité savoir lesquels sont le plus sollicités et/ou obtenus par les collectivités qui ont passé des marchés contenant des additionnalités, mais aussi.

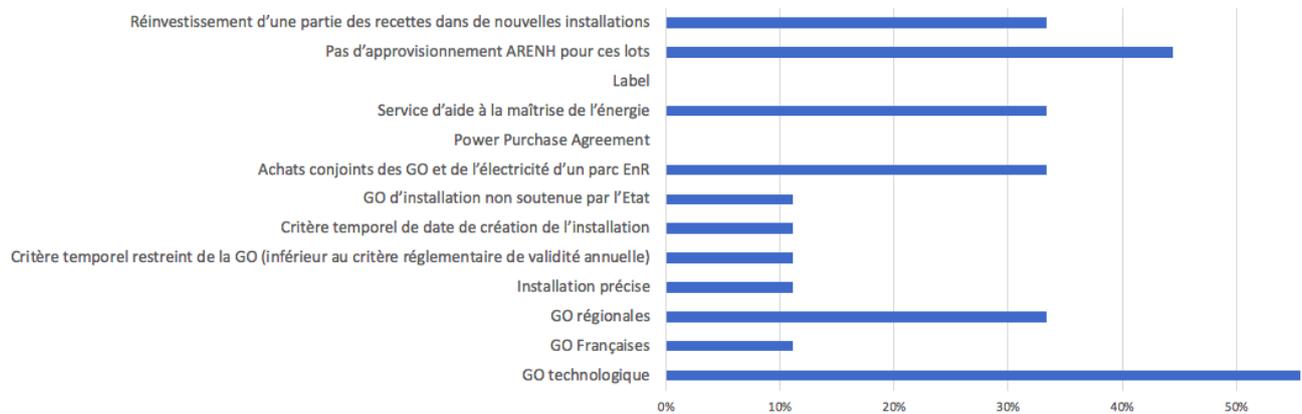


Figure 21 : Quelles additionalités avez-vous sollicité auprès de vos fournisseurs ? (AMORCE 2020)

Dans le cadre des critères demandés et obtenus, il est important de prendre en compte le droit de la commande publique dans l'interprétation des résultats, puisque ne peuvent être demandés ou obtenus certains critères qui n'entrent pas dans le cadre réglementaire. Il s'agit notamment de critères trop discriminants qui ne permettraient pas une concurrence ouverte.

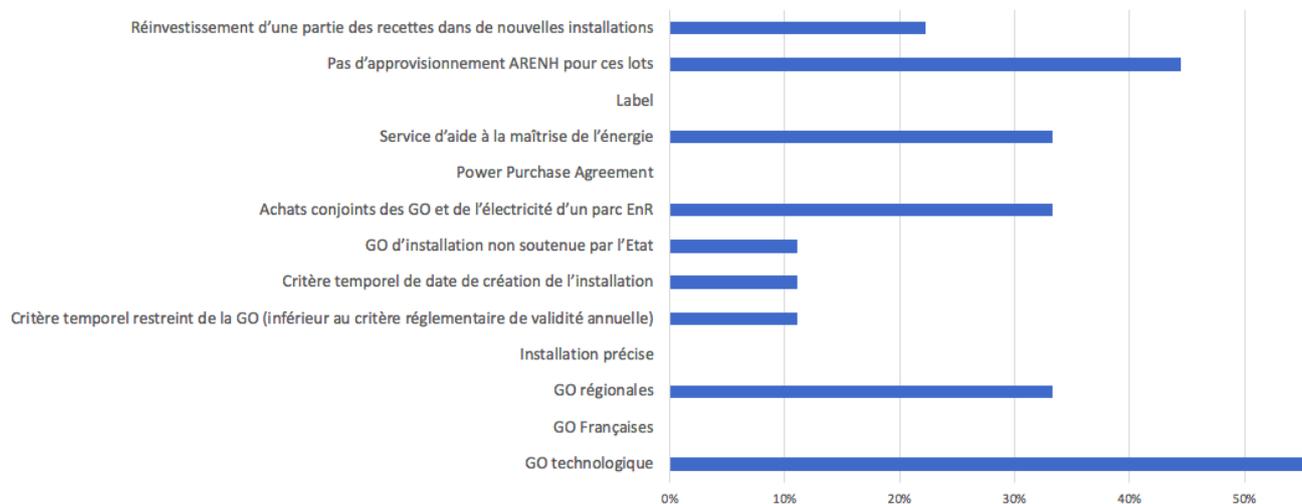


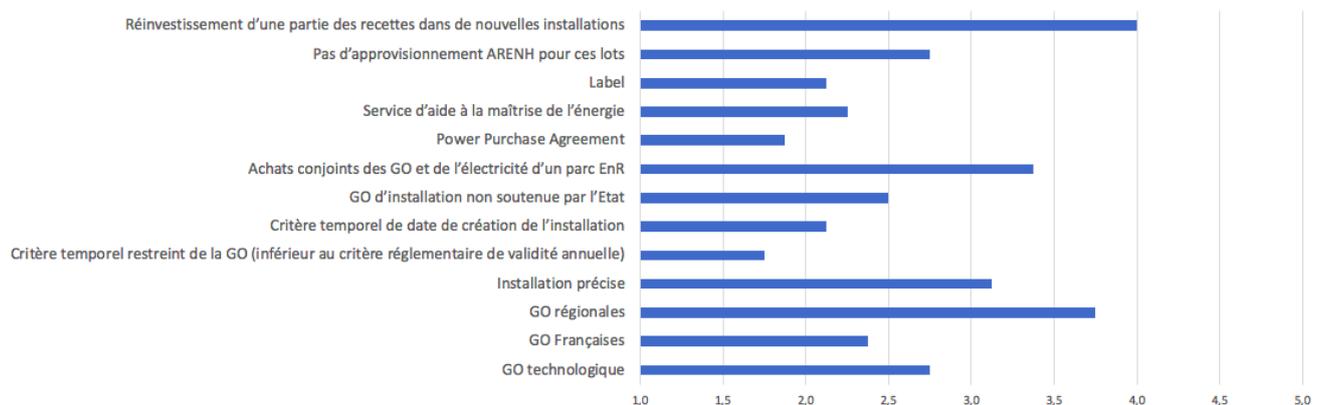
Figure 22 : Quelles additionalités avez-vous obtenues auprès de vos fournisseurs ? (AMORCE 2020)

Il apparaît qu'il y a une certaine adéquation entre la demande et ce qui peut être obtenu auprès des fournisseurs :

- Réinvestissement d'une partie des recettes dans de nouvelles installations (de production EnR)
- Pas d'approvisionnement ARENH pour les lots avec additionalité verte. Il est important de noter que pour ce cas particulier, seuls les fournisseurs ne faisant pas appel à leur droit ARENH peuvent le garantir, ce n'est pas un critère qui peut être audité à l'échelle d'une seule offre
- Service de maîtrise de l'énergie. Ce type de service est très large et nécessite une définition à l'échelle de chaque marché
- Achats conjoints des GO et de l'énergie. Ce critère ne peut être obtenu qu'auprès d'une installation qui n'est pas ou plus soutenue par l'État via un tarif d'achat ou complément de rémunération. En général, ce critère est rempli auprès d'une installation hydroélectrique, même si les premières installations solaires photovoltaïques et éoliennes commencent à sortir de leur contrat de soutien
- GO régionales. Critère aisément disponible depuis la mise aux enchères des GO de l'État par EEX.
- GO technologiques. Critère aisément disponible depuis la mise aux enchères des GO de l'État par EEX.

Enfin, nous avons souhaité savoir quels critères semblent les plus importants pour les collectivités parmi la liste proposée. Il apparaît que les critères de sourcing des GO et de l'énergie semblent importants (critères GO, achats conjoints), de même que le réinvestissement de recettes dans de nouvelles installations. Cela semble indiquer une volonté de soutenir l'essor de centrales EnR, notamment locales.

Figure 23 : Quelle importance donnez-vous aux critères d'additionnalité suivant - 5 très important, 1 peu important (AMORCE 2020)



3.4.3. 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 et des enchères françaises²³ permettant aux fournisseurs de s'approvisionner de manière séparée de l'énergie, mais des échanges peuvent aussi être fait de gré à gré entre producteurs et fournisseurs.

²² Voir : <https://www.aib-net.org/>

²³ https://www.eex.com/fileadmin/EEX/Downloads/Registry_Services/Guarantees_of_Origin_Documentation/20200101_EEX_General_Terms_and_Conditions_GO_Auctions_FR_Final_0.pdf

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 si la moitié des sondés ne connaissait pas la provenance des GO associées à leur contrat en 2018, cette fois-ci, ils ne sont que 20%. La proportion de GO françaises et européenne est sensiblement la même entre 2018 et 2020.

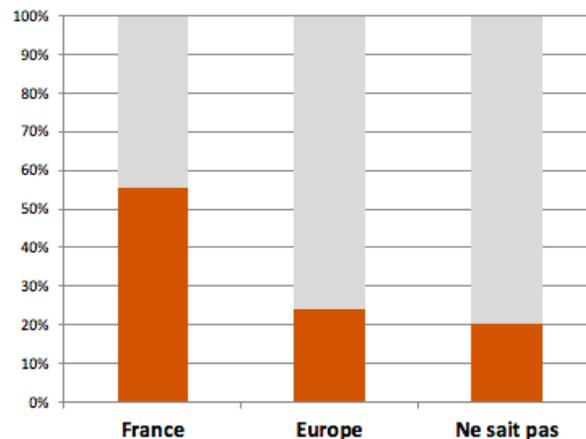


Figure 24 : Quelle est l'origine géographique de vos garanties d'origine en % de l'échantillon ? (AMORCE 2020)

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, ou via des enchères pour certains pays comme la France ou l'Italie et que le coût des transactions n'est pas toujours 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 moins de 2 €/MWh. En moyenne, les GO de l'échantillon sont vendues à 84 c€/HT/MWh et la médiane est à 80 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. Des données concernant le prix des GO mises aux enchères pour le compte de l'État sur le site d'EEX montrent un prix plutôt élevé (entre 0,35€/MWh (hydroélectricité) et 1,10€/MWh (solaire photovoltaïque) sur les premières enchères mensuelles (septembre 2019) rapidement redescendu pour stagner entre 0,10€/MWh et 0,30€/MWh au cours de l'année 2020 (jusqu'en septembre, pour les dernières données disponibles sur le site d'EEX).

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.

3.4.4. 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.

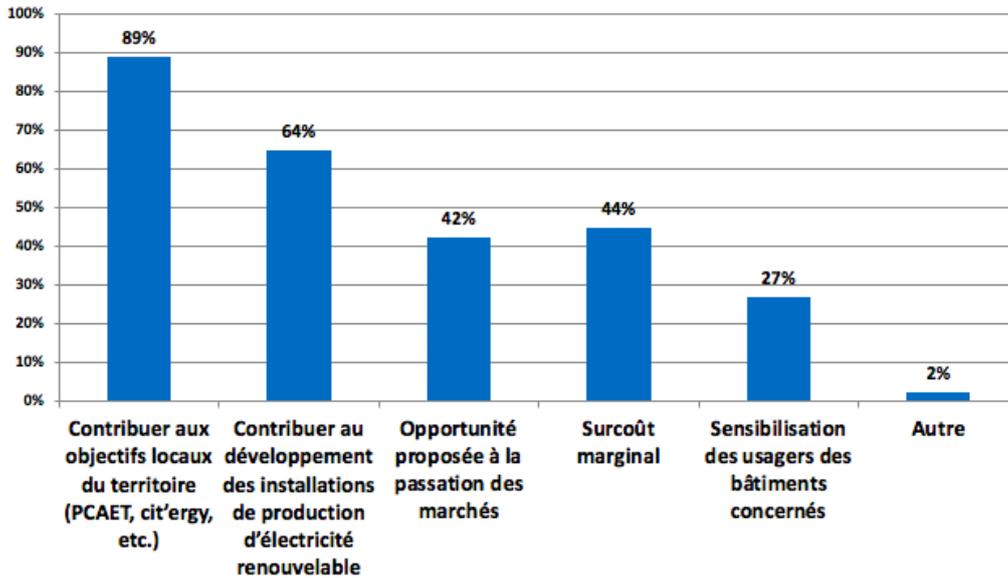


Figure 25 : Motivations pour l'achat d'électricité renouvelable

Pour 89% des acheteurs, c'est contribuer aux objectifs locaux du territoire (notamment issus d'exercices de planification ou de labellisation) 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.

Dans près des deux tiers des cas, l'achat d'énergie renouvelable permet 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 ou aux finances de l'État, sans fléchage vers le financement des énergies renouvelables. Rappelons également le fait que ce sont les recettes de la taxe sur les carburants TICPE qui finançait le compte d'affectation spécial transition énergétique jusqu'en 2021. Aujourd'hui, il n'y a plus de fléchage particulier de recettes pour le soutien aux énergies renouvelables.

Enfin, pour plus de 40% des sondés, le faible coût des GO, ou l'opportunité proposée par les fournisseurs alternatifs est l'un des facteurs ayant motivé le choix d'intégrer une part d'électricité renouvelable dans les marchés.

3.4.5. 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.

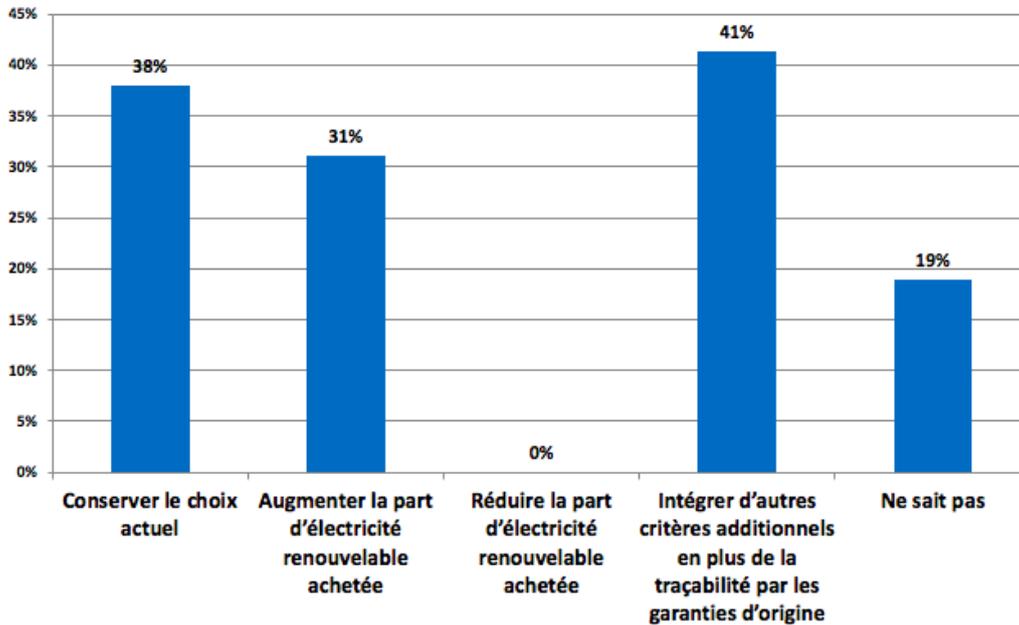


Figure 26: Perspectives vis-à-vis des achats d'électricité renouvelable

En matière d'achats d'électricité renouvelable, plus de 60% des sondés souhaitent conserver leurs choix actuels pour les prochains marchés lors de notre observatoire de 2018, contre 38% seulement en 2020.

Près d'un tiers 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 reste élevé 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 (41% des répondants). Les avis émis par l'ADEME, AMORCE ou d'autres organismes qui se sont penchés sur les marchés de l'électricité verte ont certainement pesé sur les choix faits et à venir dans ce domaine.

A RETENIR

Plus de 3/4 des acheteurs de l'échantillon achètent de l'électricité renouvelable, dont la traçabilité est assurée par le mécanisme de garanties d'origine.

Au total, 29% de l'électricité achetée par l'échantillon a été certifiée d'origine renouvelable.

Les Garanties d'origines utilisées proviennent en majorité de France. La part des acheteurs ne connaissant ou ne s'intéressant pas à l'origine de ces GO s'est réduit par rapport à 2018.

21% 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 sur les GO, etc.

Un maintien 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.

3.5. Caractéristiques des marchés

3.5.1. 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 43 marchés analysés.

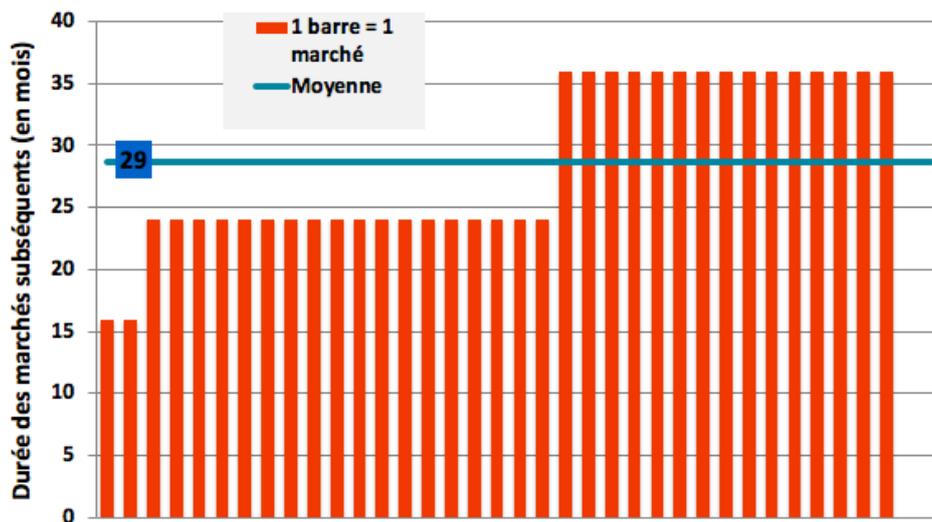


Figure 27 : Rythme de remise en concurrence des marchés subséquents en mois – Électricité (AMORCE 2020)

Les marchés sont essentiellement conclus pour des durées de deux ans ou de trois ans.

La durée moyenne brute recueillie est de 29 mois (stable par rapport aux premiers observatoires d'AMORCE en 2016 et 2018).

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.

3.5.2. 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	5
Nombre de lots moyen	2,5
Ecart-type observé	1,2

Figure 28 : Statistiques des allotissements réalisés – Électricité (AMORCE 2020)

En moyenne, les achats sont allotés en 2,5 lots pour l'échantillon collecté, avec des disparités selon les acheteurs (coordonnateur d'un important groupement, acheteur seul avec peu de sites voire un site unique, etc.), mais plus faibles qu'en 2018 où la moyenne s'affichait à 3,1 lots avec un écart type de 3,1.

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).

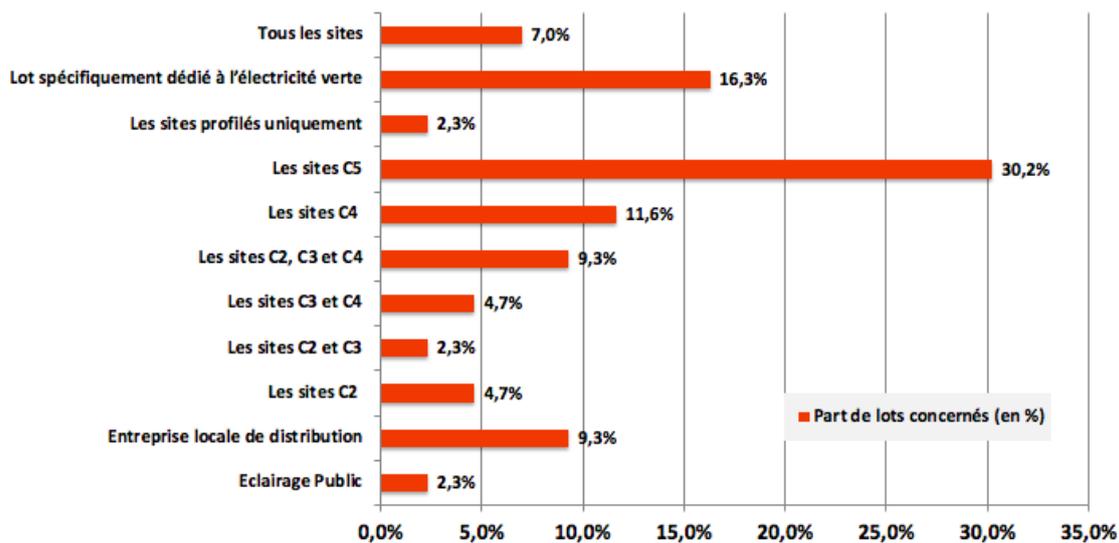


Figure 29 : Typologie des lots réalisés pour la fourniture d'électricité (AMORCE 2020)

Plusieurs tendances se dégagent de la Figure 29. Les allotissements suivants sont communément observés :

- Les sites C5 (ex-tarifs « bleus »)
- Les allotissements divers pour les sites C2, C3 et C4 avec différentes stratégies selon le patrimoine de la collectivité.
- Les sites « électricité verte » qui sont souvent accompagnés du commentaire lot « HVE – Haute valeur environnementale »

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, dans les zones qui sont à cheval sur les domaines de plusieurs exploitants de réseaux (entreprises locales de distribution – ELD, ou Enedis pour 95% du territoire).

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, mais des structures de taille conséquente ont aussi adopté cette stratégie.

À l'inverse, la séparation des lots, suivant la puissance souscrite et le mode de relève (profilé ou télérelève) 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 télérelévés, 1 tarifs pour les sites C3, etc.).

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

En moyenne, 126,8 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 2018 (144,2 jours).

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.

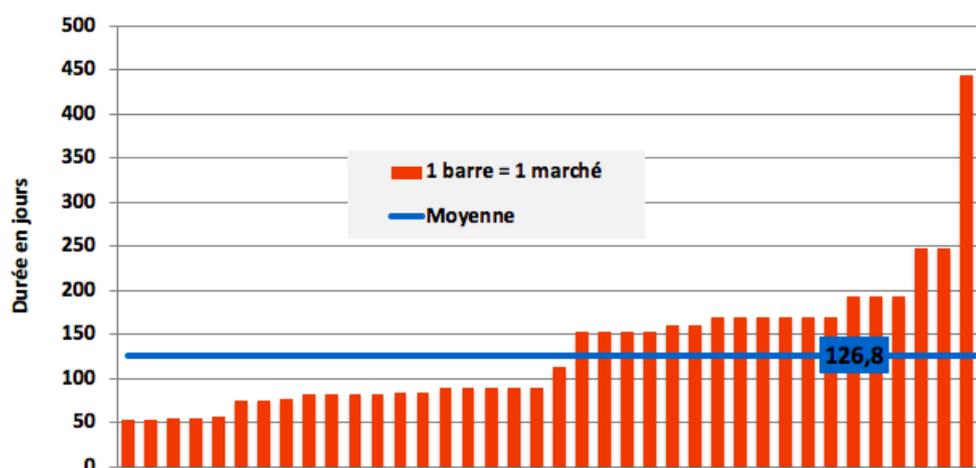


Figure 30 : Durée constatée entre date de remise des prix par le fournisseur et démarrage de la fourniture en jours – Électricité (AMORCE 2020)

3.5.4. 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.

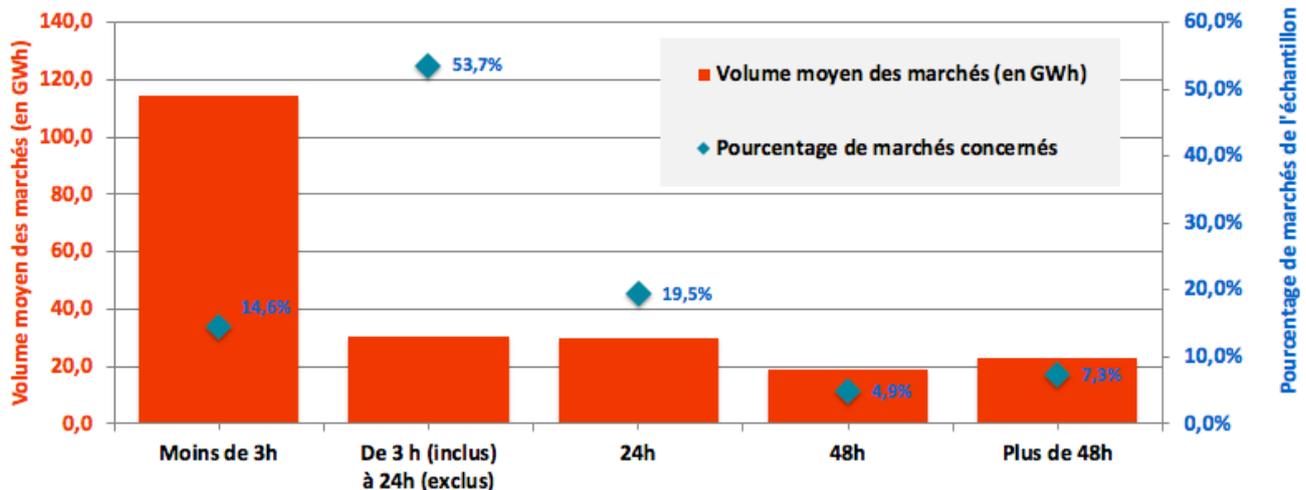


Figure 31 : Durées des offres de prix faites par les fournisseurs – en % et en volume de l'échantillon – Électricité (AMORCE 2020)

Les durées de validité des prix proposés couvrent une large gamme temporelle : de quelques heures à trois jours. En moyenne, cette durée est de 14h. Toutefois, en pondérant cette moyenne par le volume des marchés, la moyenne s'abaisse à 9h.

La Figure 31 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 90% des offres de prix (en nombre de marchés) ont eu une durée de validité inférieure ou égale à 24h (près des deux tiers des acheteurs doivent valider leurs offres en 12h ou moins).
- 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 y accordent une attention 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 (29 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 de puissance supérieure. De même les lots à haute valeur environnementale sont souvent détachés du reste de la commande.

En moyenne, les acheteurs anticipent l'attribution de leurs marchés plusieurs mois avant le démarrage de la fourniture (127 jours en moyenne).

Enfin, 9/10 des acheteurs valident les offres de prix proposées par leurs fournisseurs en 24h ou moins (2/3 des acheteurs en moins de 12h). 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

3.6.1. 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.).

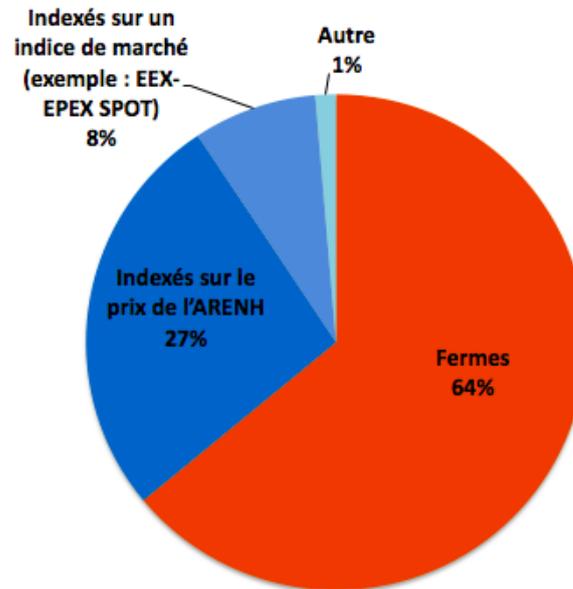


Figure 32 : Les prix du marché sont-ils fermes ou indexés ? – Électricité (AMORCE 2020)

Le caractère fixe (ou ferme) des prix a été adopté pour 64% des marchés analysés (88% en 2018). 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 et au delta des évolutions du TURPE et des taxes). 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.

Un quart des répondants (27%) 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 premier 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 2016²⁴. Toutefois, en ces dernières années et au regard de l'augmentation des marchés de gros, le dispositif ARENH a bénéficié d'un vrai regain d'intérêt, même si la crise sanitaire a fortement perturbé et orienté les marchés à la baisse en 2020²⁵. On a d'ailleurs pu assister au phénomène d'écrêtement qui a impacté de nombreux marchés de collectivités.

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.

²⁴ 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...

²⁵ 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)

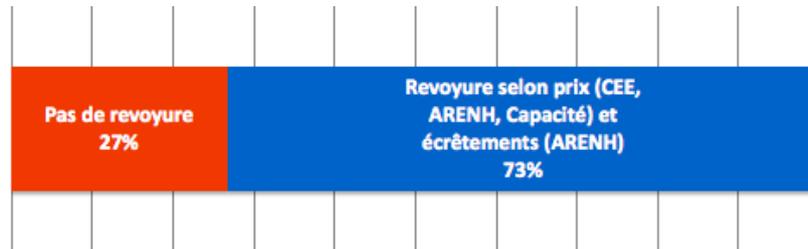


Figure 33 : Les prix des marchés sont-ils soumis à une clause de revoiture ? – Électricité (AMORCE 2020)

Près des trois quarts des marchés (73%) ont intégré de clause de réexamen²⁶ sur leurs prix, contre 39% en 2018. 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. Les clauses de réexamen sont très diverses et prennent en compte différents éléments comme par exemple :

- Prix ARENH
- Ecrêtement ARENH
- Niveau d'obligations CEE
- Evolutions réglementaires ARENH, capacités, CEE
- Achat en clic pour chaque année
- Passage de prix fermes à une indexation marché prévue à date

Le reste des acheteurs (27%) ont fait le choix de ne pas intégrer de clause de revoiture à leur contrat.

→ Structure des prix



Figure 34 : Vos prix sont-ils horosaisonnalisés ? – Électricité (AMORCE 2020)

60% des prix de fourniture d'électricité comportent une structure de prix horosaisonnaire (différence de prix selon les heures et les saisons²⁷), contre 80% en 2018.

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 dans des proportions importantes. 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 73% issus de sites C5, dont un tiers spécifiquement dédié à l'éclairage public.

²⁶ Le terme officiel d'une clause de revoiture 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 »

²⁷ 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)

3.7. Exécution des marchés

3.7.1. Moyens humains des acheteurs

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.

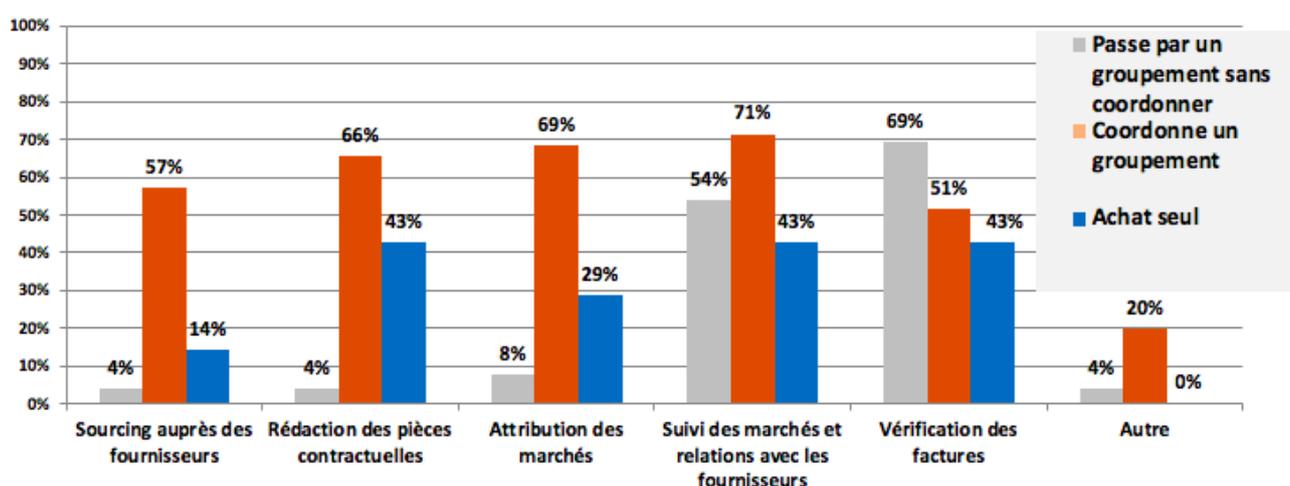


Figure 35 : A quelles missions sont affectés les postes des agents ? – en % de l'échantillon - Électricité (AMORCE 2020)

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, il faut noter une très forte 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. Si les ordres de grandeur du nombre d'ETP moyens sont proches vis-à-vis de l'enquête de 2018, le nombre d'ETP affectés pour 100 GWh d'achat est beaucoup plus bas. A noter que quelques très gros groupements d'achats tirent ce nombre d'ETP vers le bas en 2020.

Tableau 3 : Équivalents Temps Pleins affectés à l'ensemble des missions citées Figure 35 suivant le profil de l'acheteur public - électricité & gaz – (AMORCE 2020)

Nombre d'ETP		Moyenne 2020	Moyenne 2018
Passe par un dispositif d'achat groupé pour ses achats d'électricité ou coordonne ce dispositif	Coordonne le dispositif	1,02	1,17
	Ne coordonne pas le dispositif	1,03	1,19
Achète elle-même son électricité pour ses propres besoins (sans dispositif d'achat groupé)		0,74	0,85
ETP/100GWh		0,91	2,83

3.7.2. Assistance à maîtrise d'ouvrage

Une part importante d'acheteurs publics, même si elle est minoritaire et plus réduite qu'en 2018 (35% à l'époque), fait appel à une assistance à maîtrise d'ouvrage (AMO). On notera au passage que seuls les coordonnateurs de groupement d'achat de notre panel ont fait appel à un AMO (donc aucune collectivité achetant seule). Cette proportion est proche dans les deux cas que sont les achats d'électricité et de gaz (voir 4.7. Pour les moyens humains affectés aux achats, se référer à la partie 3.7 Moyens humains des acheteurs. La Figure 63 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, contrairement au cas de l'électricité les acheteurs seuls de gaz passent peu de ressources aux missions proposées. Logiquement les groupements d'achat s'impliquent largement dans chaque mission.

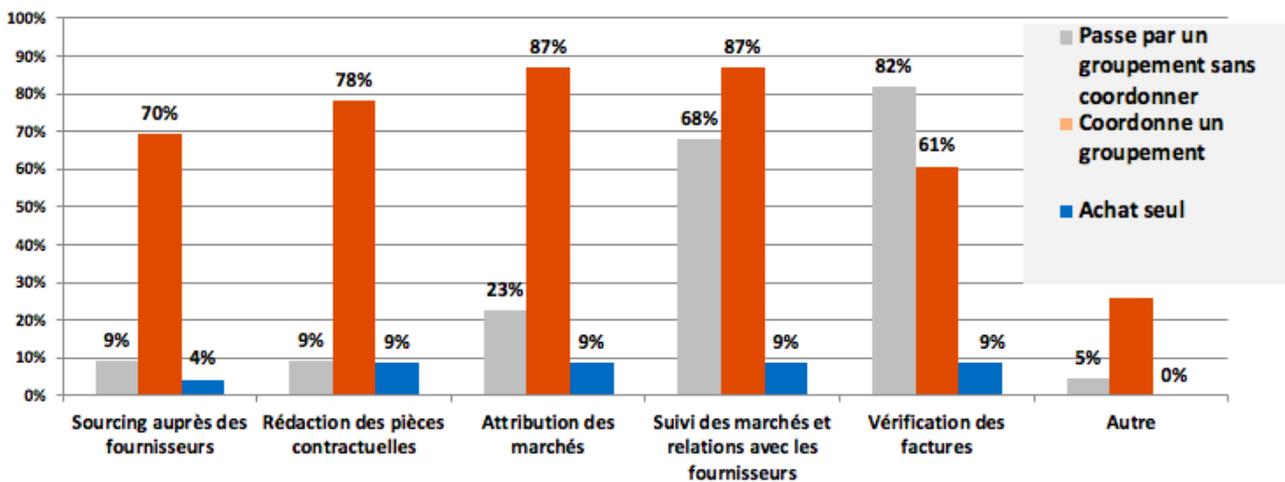


Figure 63 : A quelles missions sont affectés les postes des agents ? – en % de l'échantillon - Gaz (AMORCE 2020)

La catégorie « Autre » contient des missions telles que l'animation du groupement d'achat, la mise en place de solution informatique de management de l'énergie, ou le paiement des factures.

Assistance à maîtrise d'ouvrage).



Figure 36 : Avez-vous fait appel à un AMO pour vos achats ? – Électricité (AMORCE 2020)

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. Près de la moitié des acheteurs sollicitant une AMO, le fait tout de même pour les phases initiales de sourcing auprès des fournisseurs et une grande majorité pour la rédaction des pièces contractuelles, pour lesquelles certaines connaissances du marché et de compétences juridiques peuvent être précieuses. La catégorie « autres » contient l'aide à la définition d'une stratégie d'achat et des conseils à l'achats et la vente sur les marchés d'EEX, ce qui correspond à des compétences de trading de l'énergie. 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. Pour les moyens humains affectés aux achats, se référer à la partie 3.7 Moyens humains des acheteurs. La Figure 63 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, contrairement au cas

de l'électricité les acheteurs seuls de gaz passent peu de ressources aux missions proposées. Logiquement les groupements d'achat s'impliquent largement dans chaque mission.

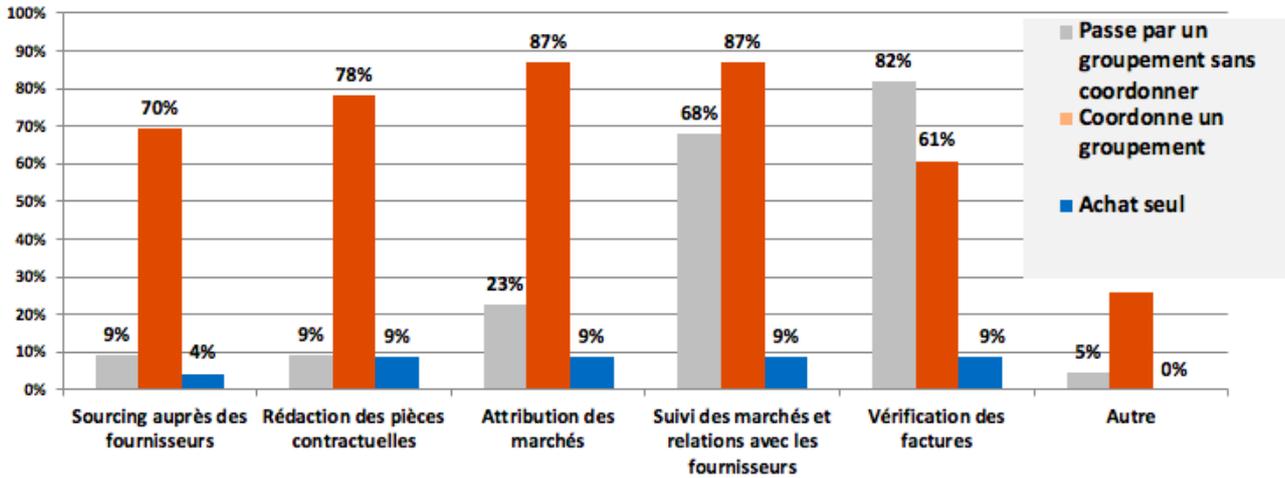


Figure 63 : A quelles missions sont affectés les postes des agents ? – en % de l'échantillon - Gaz (AMORCE 2020)

La catégorie « Autre » contient des missions telles que l'animation du groupement d'achat, la mise en place de solution informatique de management de l'énergie, ou le paiement des factures.

Assistance à maîtrise d'ouvrage).

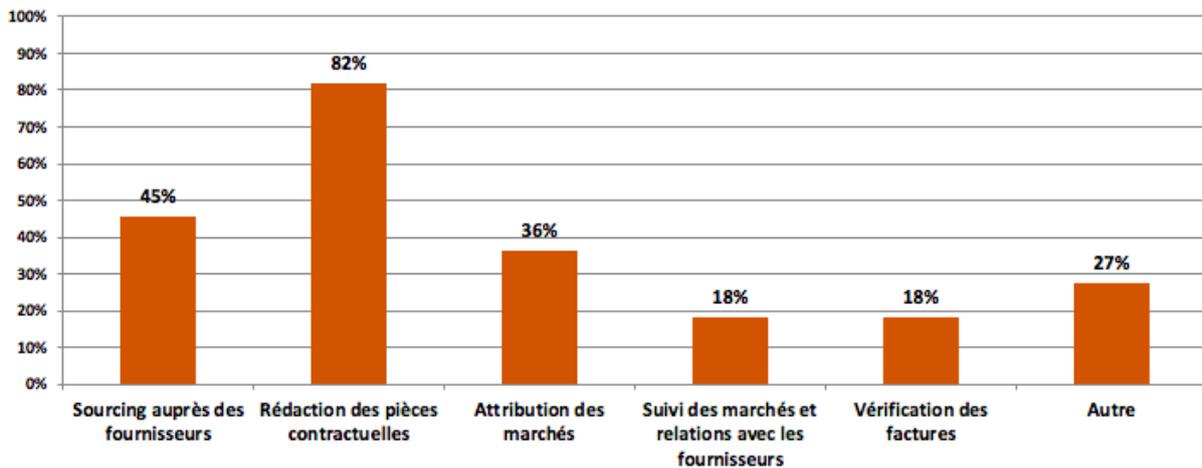


Figure 37 : Pour quelles missions sollicitez-vous un l'AMO ? – Électricité (AMORCE 2020)

Il est intéressant de noter qu'aucun acheteur seul du panel ne semble avoir fait appel à un AMO pour acheter son électricité.

3.7.3. Services apportés par votre groupement d'achat

En ce qui concerne les collectivités passant par un groupement d'achat pour leur fourniture d'électricité, nous avons souhaité savoir quels services étaient rendus dans ces groupements, au-delà de la passation de marché, notamment dans les services de facturation, de suivi de consommation et de conseil. Il s'avère que les services sont assez diversifiés. L'exécution du marché et la refacturation après contrôle et le conseil / expertise sur le besoin semblent relativement répandus.

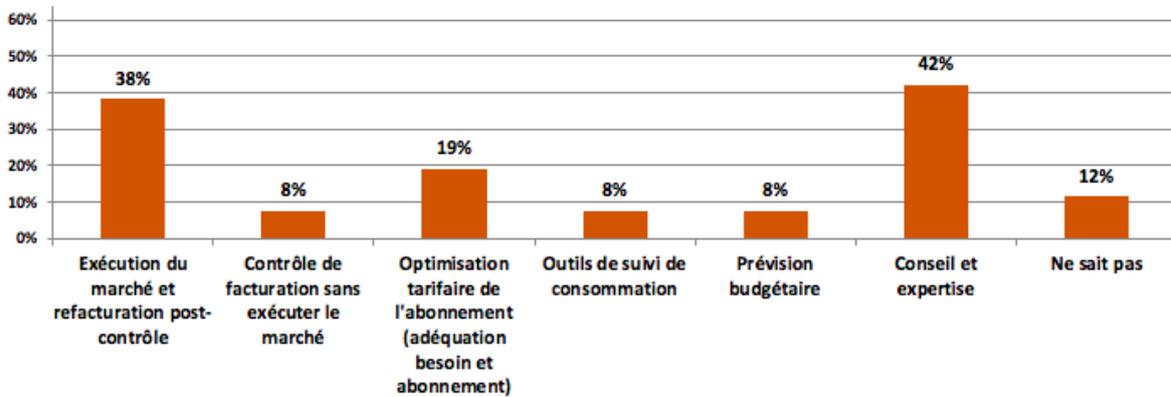


Figure 38 : Quels services sont rendus par votre coordonnateur de groupement d'achat ? – Électricité (AMORCE 2020)

Ces services semblent rarement facturés en plus de l'adhésion au groupement d'achat. C'est-à-dire que ces services semblent rarement optionnels à la gestion habituelle du groupement.

3.7.4. 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, soit de façon exhaustive (44%), soit par échantillonnage (25%). L'externalisation est choisie dans 13% des cas. Enfin, certains répondants ont ajouté en commentaires qu'ils utilisaient des logiciels de suivi de consommation et facturation.

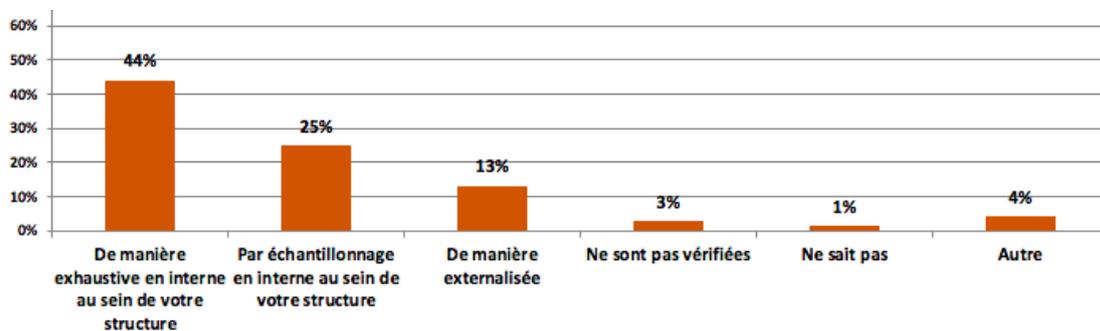


Figure 39 : La vérification des factures est faite ? – Électricité (AMORCE 2020)

Le contrôle permet de prévoir un temps pour surveiller la consommation de ses lots, l'impact sur la facture du contrat négocié, repérer des 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.

3.7.5. Prestations complémentaires des fournisseurs

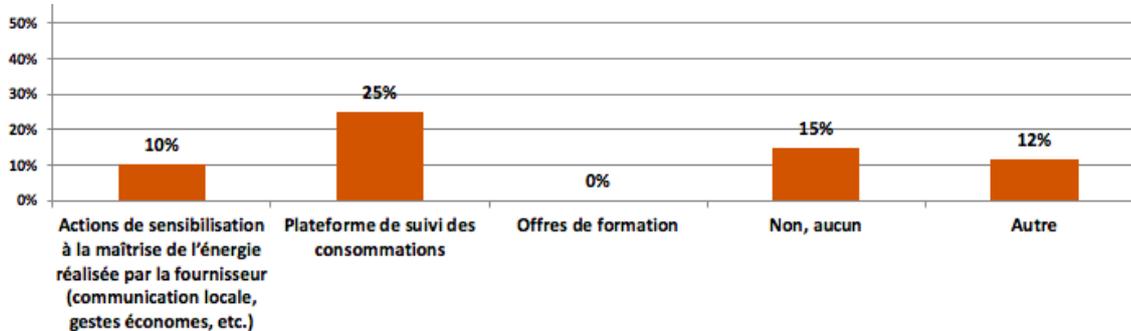


Figure 40 : Avez-vous requis des services spécifiques de la part de vos fournisseurs ? – Électricité (AMORCE 2020)

Voici pour information une liste de services demandés à leurs fournisseurs par les acheteurs d'électricité qui nous ont été plusieurs fois décrits en commentaires :

- Fourniture de supports de communication pour l'électricité verte
- Transmission automatisée de données
- Optimisation des formules tarifaire d'acheminement (TURPE)

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 8,4TWh achetés pour 59 répondants.

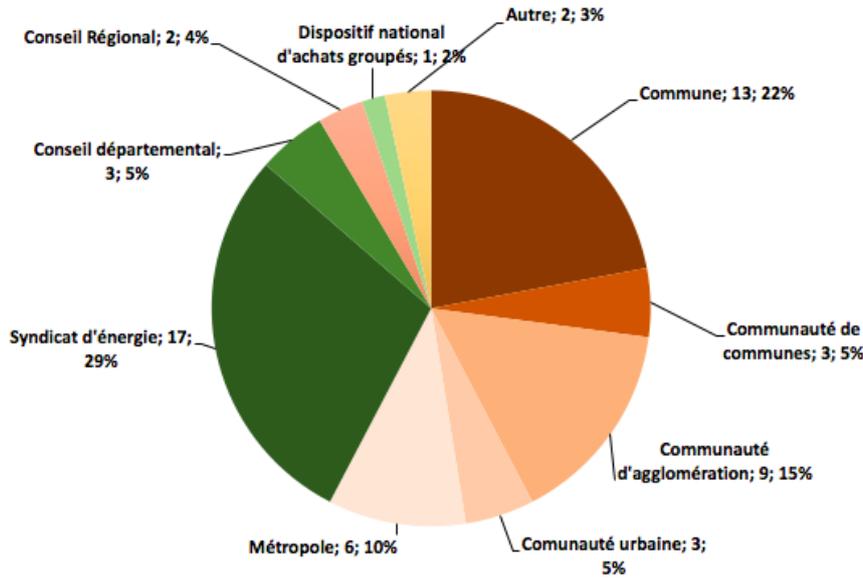


Figure 41 : Typologie des participants à l'enquête sur les achats de gaz naturel (AMORCE 2020)

4.2. Stratégie générale pour les achats de gaz naturel

4.2.1. 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, 90% des syndicats d'énergie de l'échantillon coordonnent un dispositif d'achat groupé, 10% sont membres d'un dispositif d'achat groupé, aucun n'achète seul son gaz.

Les EPCI de grande taille (métropoles, communautés urbaines ou d'agglomérations, syndicats d'énergie et régions) 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, **96,4% des acheteurs de gaz du panel coordonnent ou dépendent d'un dispositif d'achat groupé de gaz naturel**. Les 3,4% restant l'achètent seuls. Les acheteurs publics, notamment les collectivités, se sont ainsi très majoritairement regroupés pour acheter leur gaz naturel. Ce

constat reste supérieur à ceux réalisés en 2016 et 2018 lors des premiers observatoire d'AMORCE où près d'un cinquième des collectivités sondées achetaient encore seules leurs gaz.

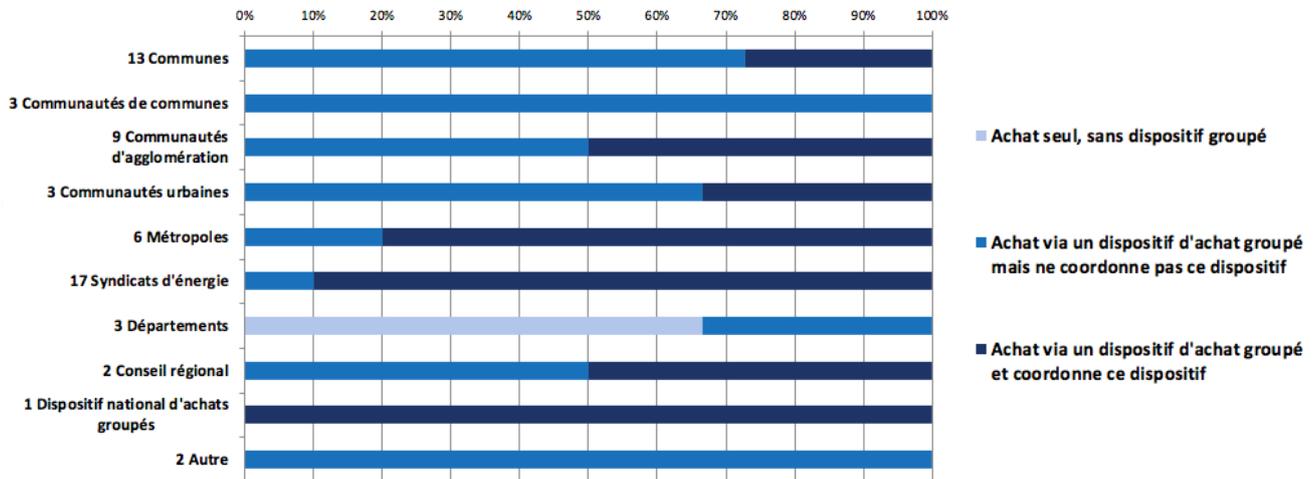


Figure 42 : Stratégie d'achat selon le type de structure – Gaz (AMORCE 2020)

Les répondants ont également été interrogés :

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

Les deux acheteurs ne passant pas par un groupement d'achat le font pour conserver la main sur leurs marchés.

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. Mais comme dans le cas de l'électricité, la participation à une dynamique territoriale et donc une vision politique de l'achat d'énergie est aussi présente.

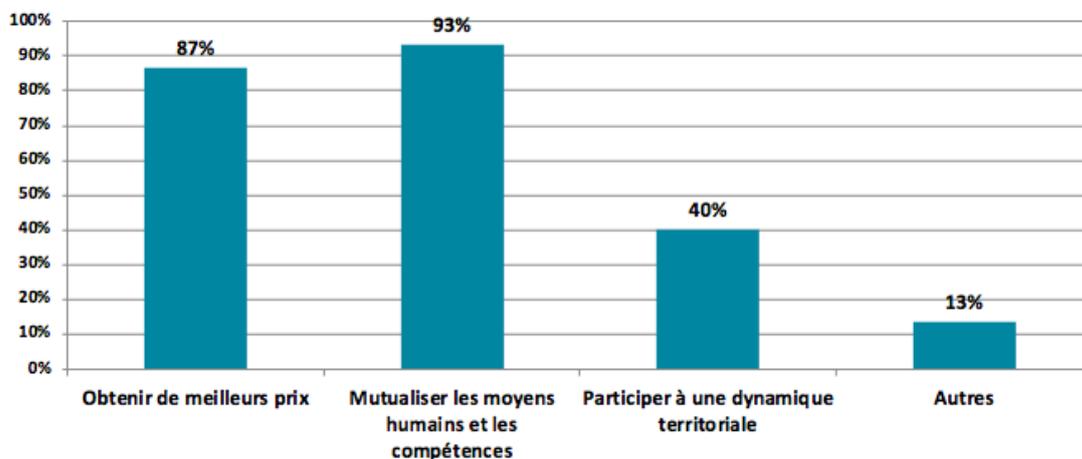


Figure 43 : Motivations du choix réalisé (achat groupé) – Gaz (AMORCE 2020)

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 4,3 et 4,7 sur 5. Ceci justifie sans doute que

pour l'échantillon de réponses collectées, 100% des acheteurs souhaitent conserver le choix actuellement réalisé. En 2018, c'était déjà le cas pour les acheteurs passant par un achat groupé et 25% des acheteurs seuls souhaitaient basculer sur un groupement d'achat.

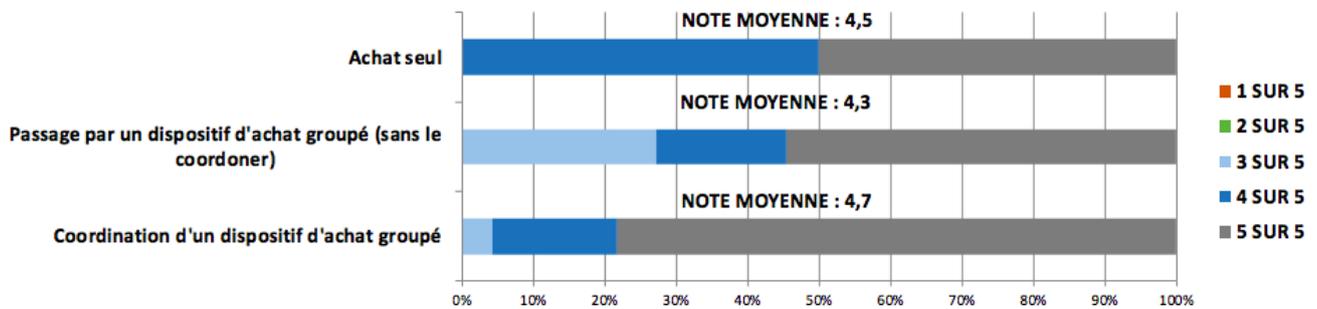


Figure 44 : Satisfaction du choix réalisé (achat seul ou groupé) – Gaz (AMORCE 2020)

4.2.2. Coordonnateurs des dispositifs d'achat groupé

Pour les 57 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.

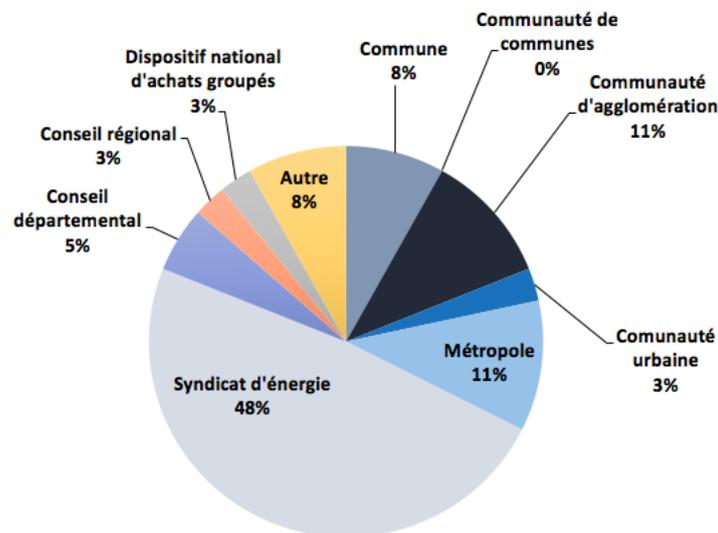


Figure 45 : Typologie des coordonnateurs de dispositifs d'achats groupés de gaz (AMORCE 2020)

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. EPCI à fiscalité propre sont aussi très présents (25%).

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.

A RETENIR

L'essentiel 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 100% 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.

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

4.3.1. 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 ?

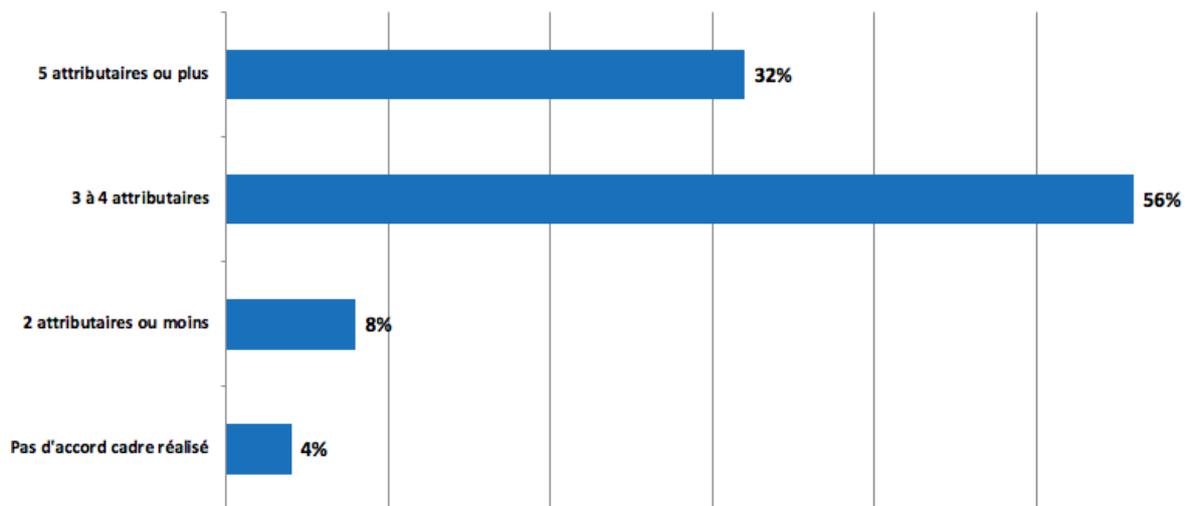


Figure 46 : Nombre d'attributaires retenus au stade de l'accord-cadre – Gaz (AMORCE 2020)

Dans une grande majorité des cas, un accord cadre a été réalisé et a permis de retenir 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 en 2016 (5,1 attributaires retenus en moyenne à l'époque) et en 2018 (4,4). On note même une convergence entre les marchés de l'électricité (3,6 attributaires en moyenne en 2020) et du gaz dans ce domaine. La tendance est en effet à la hausse du côté de l'électricité depuis notre premier observatoire de 2016. Nombre de fournisseurs d'énergie travaillent désormais dans les deux domaines, la concurrence peut être considérée comme similaire (en nombre de fournisseurs) sur les marchés ouverts à la concurrence.

Enfin, notons que la proportion d'acheteurs n'étant pas passée par une procédure d'accord-cadre pour ses achats de gaz semble en baisse (9% en 2018). Le volume correspondant à ces achats 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'ailleurs²⁸ 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 subséquents²⁹.

4.3.2. 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.

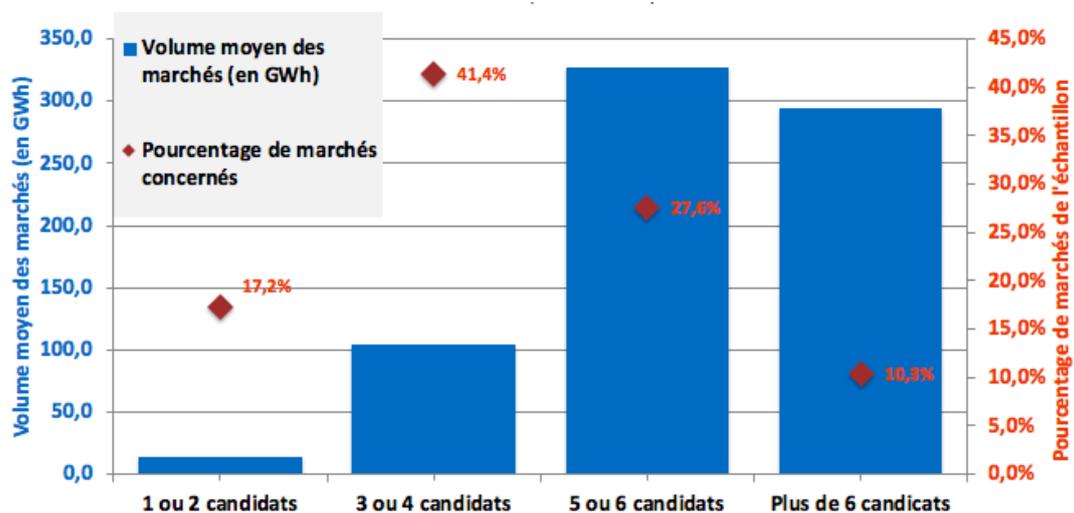


Figure 47 : Nombre de candidats répondant aux consultations en fonction du volume des marchés et part de l'échantillon correspondante – Gaz (AMORCE 2020)

Sur les 29 marchés analysés, entre 1 et 7 candidats ont répondu. En moyenne, 4 fournisseurs se positionnent sur les marchés des acheteurs de l'échantillon. C'est moins que les 4,5 relevés à travers l'observatoire des marchés de 2016 ou les 5 de 2018. En étudiant la Figure 47, 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.

²⁸ *Guide sur l'achat public d'énergie*, groupe d'étude des marchés « aménagement et équipement durables dans le bâtiment », 2015

²⁹ Attention toutefois, la jurisprudence montre qu'il est nécessaire de sélectionner les candidats aux niveaux de l'accord cadre sur le prix en plus de la technique. Ce prix ne pourra être qu'indicatif étant donné l'écart temporel entre l'accord cadre et la remise des offres lors des marchés subséquents.

Les marchés n'ayant obtenu qu'un unique fournisseur (7% des marchés recensés) concernent des marchés de petite taille.

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, mais comme au stade de l'accord cadre, on observe une tendance à la baisse depuis 2016 du nombre de candidats sur les marchés publics du gaz. Les marchés monopolisant toujours plus l'attention des fournisseurs qu'ils comportent un fort volume.

4.3.3. Part de marché des fournisseurs de l'échantillon

Les parts de marchés obtenues 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 29 marchés représentant un volume total 4900 GWh. Attention : ces résultats restent indicatifs et propres à l'échantillon collecté dans cette étude.

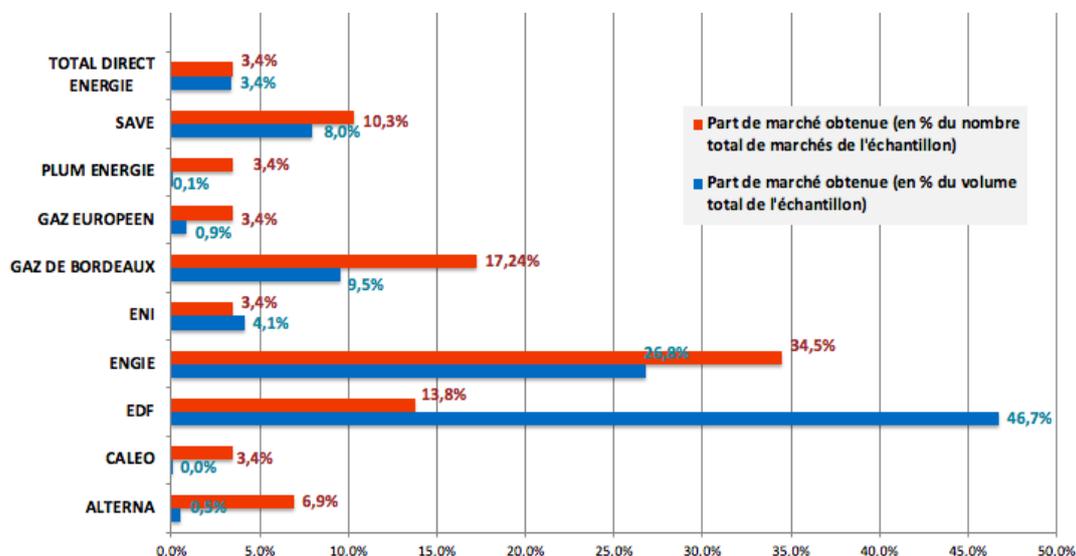


Figure 48 : Part de marché des fournisseurs pour l'échantillon – Gaz (AMORCE 2020)

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 3,4% des marchés analysés. Ces marchés représentent 4,1% du volume total de l'échantillon.

Sur les 29 marchés analysés, 10 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 en terme de nombre de contrats. En revanche, en termes de volumes, ce sont les

deux énergéticiens historiques qui continuent de se détacher largement avec plus de 70% de parts de marché cumulées.

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

96% du volume acheté et du nombre de contrat représenté par l'échantillon collecté l'a été par une procédure d'accord-cadre + marché subséquent. En moyenne, 4 attributaires ont été retenus dans les accords-cadres réalisés, mais ce chiffre peut évoluer sensiblement avec le volume de l'accord-cadre (à la hausse ou à la baisse).

Sur les marchés (subséquents), 4 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, au moins en termes de nombre de contrat. Ainsi, 5 fournisseurs prennent chacun plus de 5% des contrats de l'échantillon fourni et 4 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 à notre publication ENE 38 - Achats d'énergies renouvelables par les collectivités (électricité et gaz) – Janvier 2020, faite en partenariat avec l'ADEME.

4.4.1. 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 (0,5% de la consommation française d'après le Panorama du gaz renouvelable produite par le SER) car la filière reste jeune, même si en fort développement ;
- 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.

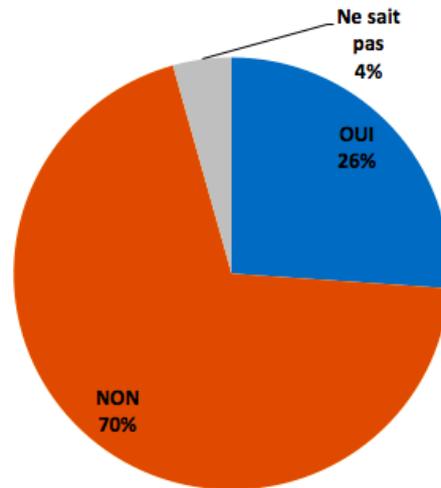


Figure 49 : Votre structure achète-elle du biométhane ?

Cependant, le marché du biométhane est en forte croissance auprès des collectivités de notre panel, avec 26% déclarant acheter une part de biométhane dans leur approvisionnement contre 6% en 2020. 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. Cela se fait notamment au sein de certains groupements d'achat qui prévoient une clause de fourniture de biométhane optionnelle en cours de contrat, pour un membre du groupement.

Le volume de biométhane acheté via un contrat de fourniture « verte » correspond seulement à 0,7% du volume total collecté. Cette valeur peut sembler faible, mais est du même ordre de grandeur que la proportion de biométhane dans les réseaux. De plus, cette valeur est aussi en forte croissance par rapport à notre observatoire de 2018 où 0,13% seulement du gaz acheté par le panel sondé était certifié via des garanties d'origine. On a donc beaucoup d'acheteurs qui s'intéressent au biométhane, mais pour de faibles proportions. Les nombreuses évolutions réglementaires concernant le biométhane et notamment sa fiscalité avec la fin de l'exonération de TICGN pour cette part consommée, ou encore l'évolution en cours du fonctionnement du système des garanties d'origine pour le calquer au marché de l'électricité ont apporté de l'incertitude aux acteurs qui attendent d'y voir plus clair.

Par ailleurs, 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 TICG 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).

4.4.2. A quel usage sont destinées vos garanties d'origine biométhane ?

Nous nous sommes penchés sur l'usage de la fourniture de biométhane. En effet, jusqu'à la fin de l'année 2020, les GO biométhane permettaient d'être exempté de TICGN (qui s'élève à 8,44€/MWh). D'après AMORCE, cette exonération permettait de survaloriser les GO du fait de leur intérêt fiscal. Il semble donc important que les GO ne soient pas payées trop chère par les acteurs publics via un effet d'aubaine (qui n'existe cependant plus aujourd'hui).

Il apparait que 80% des acheteurs publics de biométhane de notre panel utilisent leur biométhane à des fins de chauffage et 20% à destination de la mobilité. L'usage mobilité ne permettait pas d'être exonéré de TICPE/TICGN.

4.4.3. Avez-vous requis d'autres 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 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.

Tableau 4 : demande ou non d'additionnalités environnementales dans les offres « vertes »

Additionnalité demandée	Pourcentage d'acheteurs correspondant
OUI	17%
NON	66%
Ne sait pas	17%

Parmi les acheteurs achetant de l'électricité renouvelable, 17% ont choisi d'aller plus loin que la traçabilité par les GO, en demandant d'autres critères additionnels pour l'électricité (cela correspond à 3 acheteurs seulement pour l'échantillon). Le choix de l'additionnalité environnementale semble porter 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.

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.

Cependant le terme d'additionnalité environnementale englobe de nombreux concepts et services. Nous avons donc souhaité savoir lesquels sont le plus sollicités et/ou obtenus par les collectivités qui ont passé des marchés contenant des additionnalités, mais aussi.

Les collectivités ayant recours à des offres avec additionnalité ont demandé une garantie sur la limitation de cultures dédiées (cultures agricoles dédiées à la production d'énergie) dans l'approvisionnement des installations de méthanisation, ce qu'elles ont obtenu. Il n'y a pas encore de registre avec enchères nationales des GO de l'État (en provenance des installations soutenues par l'État, comme dans le cas de l'électricité) et pour le moment, les échanges de GO se font encore de gré-à-gré.

Enfin, nous avons souhaité savoir auprès de l'ensemble des acheteurs, quels critères semblent les plus importants pour les collectivités parmi une liste de critères proposée. Il apparaît que les critères de sourcing des GO et de l'énergie semblent importants (critères GO, achats conjoints), de même que le réinvestissement de recettes dans de nouvelles installations. Cela semble indiquer une volonté de soutenir l'essor de centrales EnR, notamment locales et correspond assez à la classification de ces critères dans le domaine de l'électricité.

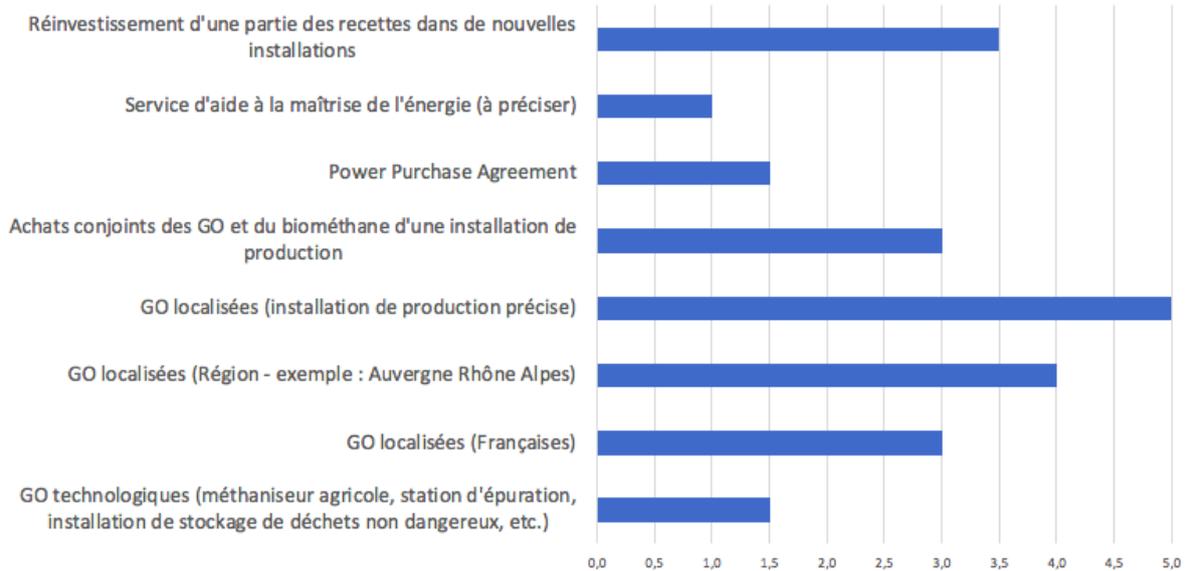


Figure 50 : Quelle importance donnez-vous aux critères d'additionnalité suivant - 5 très important, 1 peu important (AMORCE 2020)

4.4.4. 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. Contrairement à l'électricité, il n'existe toutefois pas de registre de GO unifié à l'échelle de l'UE. Il pourrait même y avoir cohabitation entre deux registres en France pour les installations dont les GO sont valorisées pour le compte de l'État et l'actuel registre pour les installations dont le fournisseur achetant le gaz au producteur valorise à son compte les GO.

Au niveau de l'échantillon collecté, une forte proportion des GO provient de France. Cela s'explique notamment par le fait jusqu'à fin 2020, les GO françaises permettaient d'obtenir une exonération de TICGN.

Il est intéressant de noter 20% des acheteurs ne connaissent pas la provenance de leurs GO, comme dans le cadre des achats d'électricité « verte ».

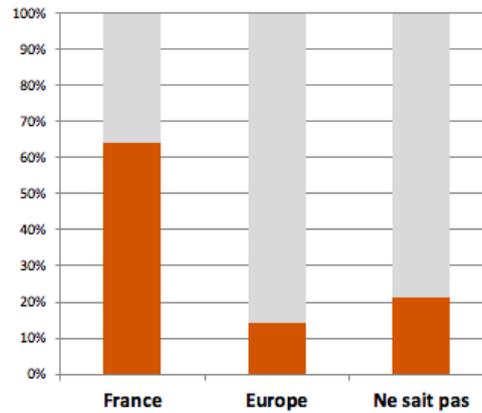


Figure 51 : Quelle est l'origine géographique de vos garanties d'origine en % de l'échantillon ? (AMORCE 2020)

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. 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 très fortement ; de 0€ pour les collectivités fonctionnant en boucle locale avec leur station d'épuration par exemple, à 32€/MWh. La valeur moyenne relevée est de 12,6€/MWh et la moyenne pondérée s'élève à 5,1€/MWh. C'est un surcoût conséquent, surtout par comparaison avec l'électricité. Ceci s'explique à la fois par la rareté des GO biométhane et par les exonérations encore possibles jusqu'en 2020.

4.4.5. Quels fournisseurs se sont positionnés sur votre marché de biométhane ?

Comme le marché du biométhane est encore relativement réduit par rapport à celui de l'électricité, nous avons souhaité savoir quels fournisseurs de gaz se sont positionnés sur les marchés proposés par les collectivités de notre panel.

Il apparaît que ce marché est encore limité en termes d'opérateurs. Les fournisseurs pouvant se procurer des GO étant en général les acheteurs du biométhane produit par les méthaniseurs et l'absence d'enchères nationales expliquent que ce marché n'est pas encore aussi fluide que dans le cas de l'électricité. Finalement, il apparaît que les acteurs les plus présents sur ce marché spécifique des collectivités sont ENGIE et GAZ DE BORDEAUX, avec plus de la moitié des prises de positions.

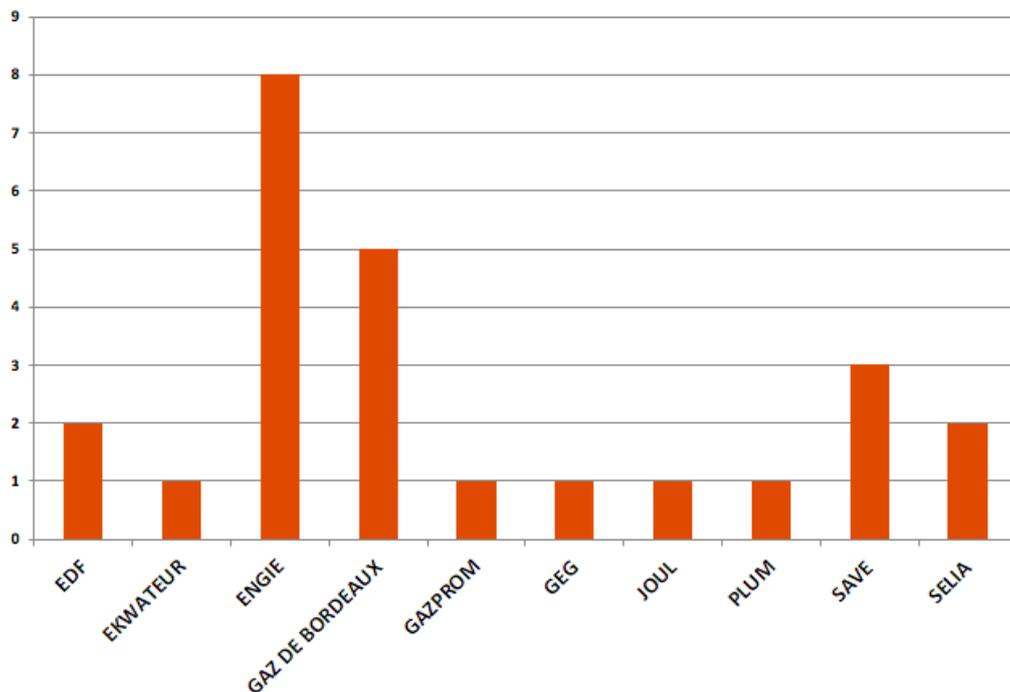


Figure 52 : Quels fournisseurs se sont positionnés sur votre marché de biométhane ? (AMORCE 2020)

4.4.6. Quelles ont été vos principales motivations pour l'achat de biométhane ?

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

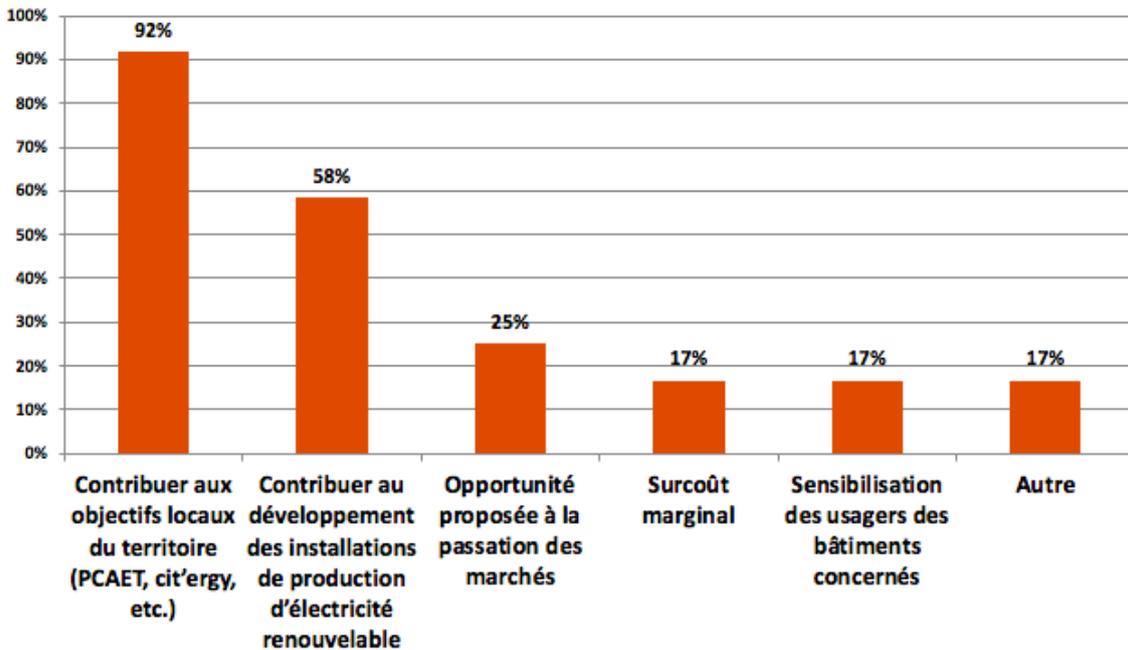


Figure 53 : Motivations pour l'achat de biométhane (AMORCE 2020)

Pour 92% des acheteurs, c'est contribuer aux objectifs locaux du territoire (notamment issus d'exercices de planification ou de labélisation) 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.

Dans plus de la moitié des cas, l'achat d'énergie renouvelable permet de contribuer au développement des installations de production d'électricité renouvelable. Dans le contexte actuel, il est utile de rappeler que jusqu'en 2020, les producteurs de biométhane pouvaient négocier avec le fournisseur qui leur achetait leur production, le versement d'une part de la valorisation des GO. L'achat de GO participait donc au financement des installations. Pour les nouvelles installations soutenues par l'État cependant, les GO seront désormais valorisées pour le compte de l'État via des enchères à venir. Hormis pour les demandes d'additionnalités environnementales les GO ne permettront pas (ou très peu) de développer de nouveaux moyens de production d'électricité renouvelable. Le bénéfice de leur vente reviendra à terme essentiellement aux finances de l'État sans fléchage vers le financement des énergies renouvelables, ou aux installations déjà amorties. Rappelons également le fait que ce sont les recettes de la taxe sur les carburants TICPE qui finançait le compte d'affectation spécial transition énergétique jusqu'en 2021. Aujourd'hui, il n'y a plus de fléchage particulier de recettes pour le soutien aux énergies renouvelables.

Enfin, pour 17% des sondés, le faible coût des GO, a été relevé, contre 44% dans le cas de l'électricité verte.

4.4.7. 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.

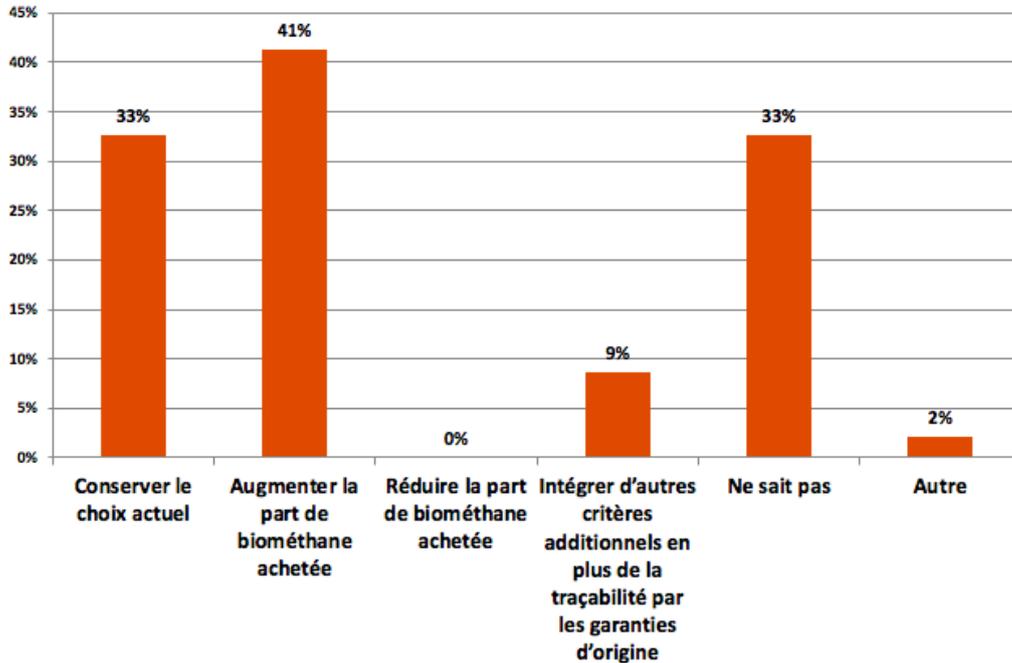


Figure 54: Perspectives vis-à-vis des achats de biométhane (AMORCE 2020)

En matière d'achats de biométhane, seuls 33% des sondés souhaitent conserver leurs choix actuels pour les prochains marchés lors de notre observatoire, soit une valeur proche des 38% du domaine de l'électricité « verte ».

Près de la moitié des répondants souhaitent augmenter la part de biométhane de leur fourniture. Il est donc probable que le volume total acheté et certifié renouvelable croisse dans les prochaines années, sous réserve que le coût de la garantie d'origine ne monte pas et que la réglementation se stabilise (marché des GO, enchères de l'État, fiscalité...). Par ailleurs, la volonté d'aller au-delà de la simple traçabilité par les GO est beaucoup plus faible que dans le domaine de l'électricité « verte » (41% des répondants).

A RETENIR

1/4 des acheteurs de l'échantillon achètent du biométhane, dont la traçabilité est assurée par le mécanisme de garanties d'origine.

Au total, 0,7% de l'électricité achetée par l'échantillon a été certifiée d'origine renouvelable, ce qui correspond à la proportion de biométhane sur les réseaux français.

Les Garanties d'origines utilisées proviennent en majorité de France. La part des acheteurs ne connaissant ou ne s'intéressant pas à l'origine de ces GO s'élève à 21%.

17% des acheteurs ont souhaité aller plus loin que la traçabilité par les GO, en demandant des critères additionnels à leur fournisseur, notamment en termes de limitation de l'usage de cultures énergétiques.

Un travail de pédagogie autour de l'achat de biométhane 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.

4.5. Caractéristiques des marchés

4.5.1. 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 29 marchés analysés.

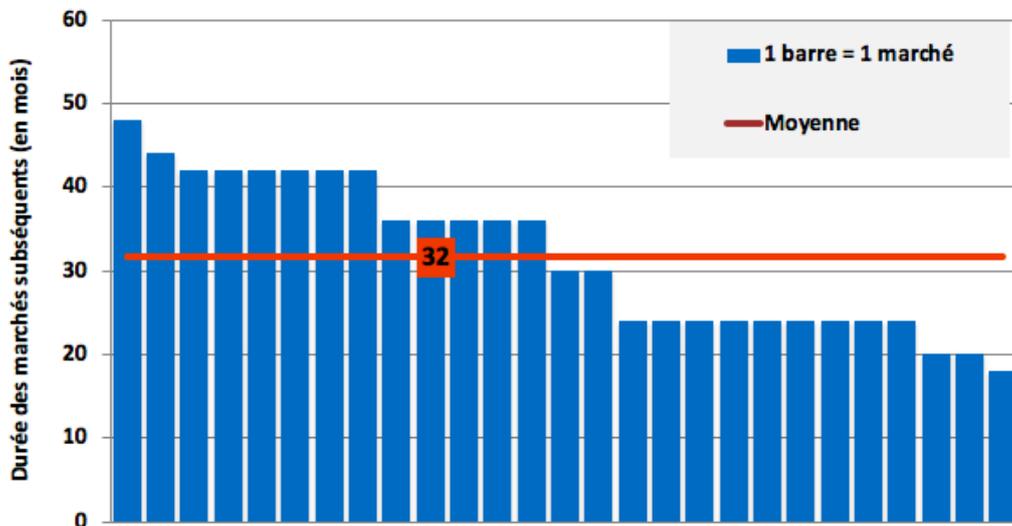


Figure 55 : Rythme de remise en concurrence des marchés – Gaz (AMORCE 2020)

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

La durée moyenne brute recueillie est de 32 mois (en légère hausse par rapport aux premiers observatoires d'AMORCE en 2016 et 2018 qui affichaient 27 mois).

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.

4.5.2. 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	6
Nombre de lots moyen	1,8
Ecart-type observé	1,3

Figure 56 : statistiques des allotissements réalisés

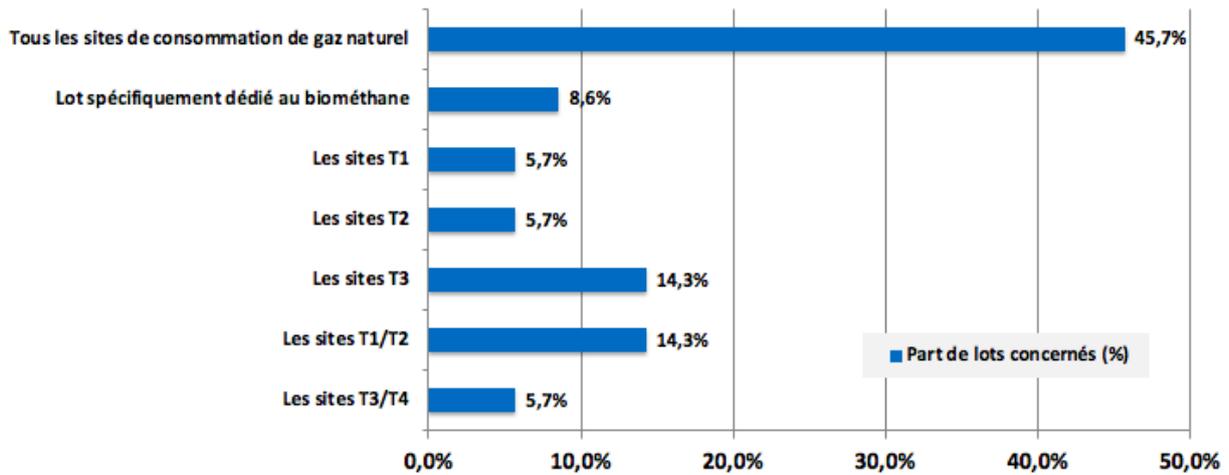


Figure 57 : Typologie de lots réalisés pour la fourniture de gaz (AMORCE 2020)

En moyenne, les achats allotés en 1,8 lots pour l'échantillon collecté, avec des disparités selon les acheteurs (coordonnateur d'un important groupement, acheteur seul avec peu de sites voire un site unique, etc.). Ces disparités sont cependant plus faibles qu'en 2018 où nous avons en moyenne 2,1 lots pour un écart-type de 2,4.

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 57. Les allotissements suivants sont communément observés :

- Allotissements par segments ou couples de segments, sans qu'une distinction nette se dégage entre eux
- Une proportion élevée de lots regroupant tous les sites, sans forcément être des lots uniques pour les collectivités concernées, puisque certains acheteurs de très gros volumes ont proposé plusieurs lots mélangeant les différents types de 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.

Dans le cas de plusieurs lots regroupant chacun divers types de sites, cela peut venir d'une volonté de sécurisation, en ne mettant pas forcément tous ses œufs dans le même panier, ou alors pour séparer les lots biométhane et gaz classique au lieu d'allotir par Consommation annuelle de référence (CAR).

À l'inverse, la séparation des lots, suivant la CAR, permettra d'ouvrir les marchés à plusieurs fournisseurs, qui pourront chacun proposer des offres optimisées. 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).

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

En moyenne, 161 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 l'ordre du mois à pratiquement une année.

En moyenne, cette durée est en augmentation, au regard des précédents travaux d'AMORCE de 2016 et 2018, où des durées moyennes de respectivement 64 et 89 jours étaient ressorties.

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.

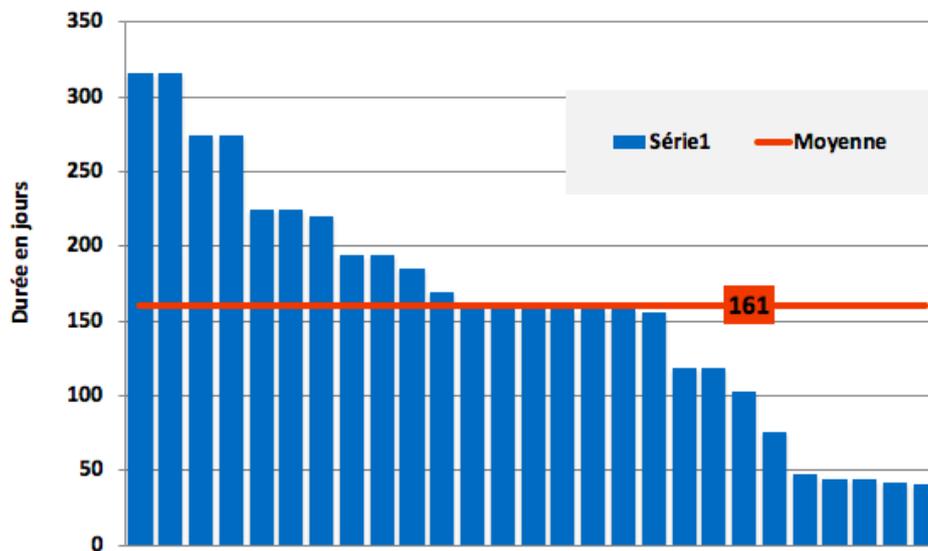


Figure 58 : Durée entre date de remise des offres et démarrage de la fourniture

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.

4.5.4. 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.

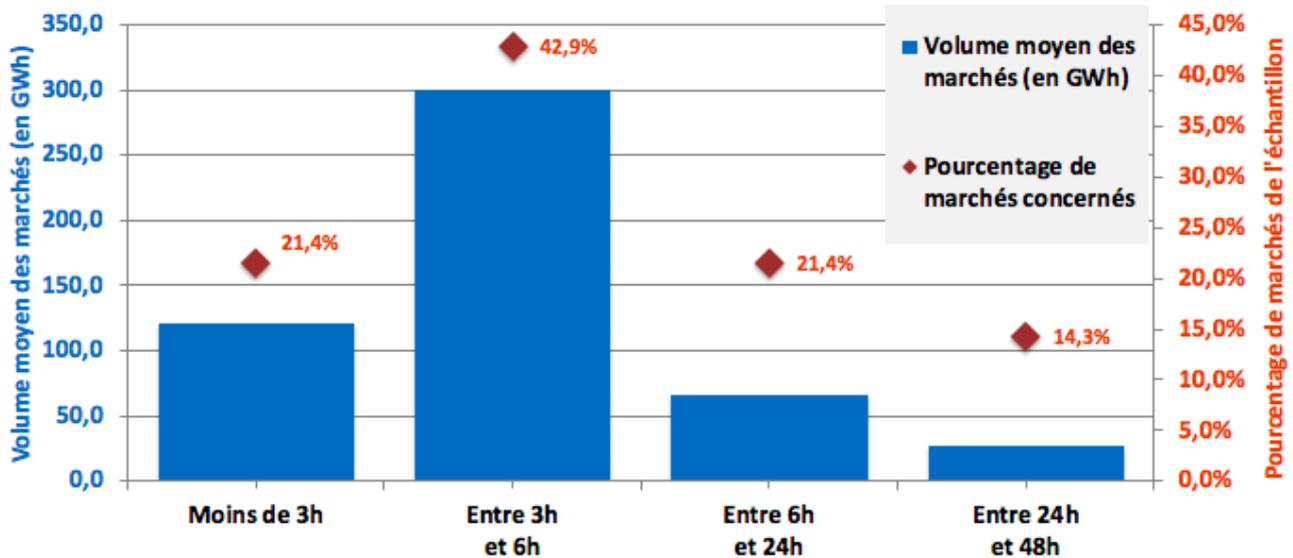


Figure 59 : Durées des offres de prix faites par les fournisseurs et volumes des marchés correspondants – Gaz (AMORCE 2020)

Les durées de validité des prix proposés couvrent une large gamme temporelle : de deux heures à deux jours. En moyenne, cette durée est de 11h (6 jours en 2018). Toutefois, en pondérant cette moyenne par le volume des marchés, la moyenne s'abaisse à 5h (contre 30h en 2018).

La Figure 59 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 24h (deux tiers de celles-ci sont inférieures à 6h, contre 24h en 2018).
- Les marchés de gros volume exigent une durée très courte. En d'autres termes, les acheteurs de grandes quantités d'énergie veillent à pouvoir valider de manière extrêmement rapide les propositions prix faites par les fournisseurs, tandis que les marchés de moindre importance y accordent une attention 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.

Il est tout de même notable que les durées d'offres semblent avoir été fortement réduites dans les achats de gaz, pour une situation similaire à celle de l'électricité. Les cours du gaz ont été relativement bas ces dernières années, suite à différents événements géopolitiques : bras de fer entre les États-Unis et l'Arabie Saoudite sur les gaz de schistes, qui a entraîné une chute des cours, crise sanitaire COVID-19, qui a entraîné une baisse de la demande et crise de l'OPEP+ entre Arabie Saoudite et Russie qui n'ont pas su se mettre rapidement d'accord pour ajuster de façon coordonnée la production d'hydrocarbures des pays producteurs à la baisse sur la même période. Lorsque les cours sont particulièrement bas le risque de forte remontée est plus fort que celui d'une nouvelle baisse, ce qui peut expliquer une couverture du risque par les fournisseurs, via une réduction de la durée des offres proposées.

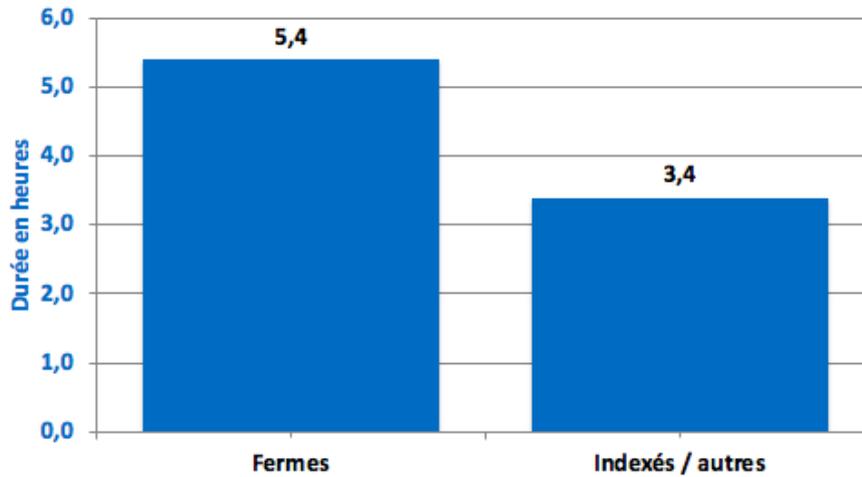


Figure 60 : Durées moyennes pondérées des offres de prix des fournisseurs selon que les prix soient indexés ou fermes (AMORCE 2020)

Une information supplémentaire nous est donnée dans la Figure 60. En effet, si l'on distingue, pour le panel étudié, les durées de validité des offres en prix fermes et indexés, on observe contre intuitivement une durée de validité supérieure pour les offres en prix fermes. Dans les deux cas de figure, les durées sont réduites et les marchés indexés sont finalement peu nombreux sur les marchés du panel, ce qui peut grever la représentativité de cette donnée. En tout état de cause, 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 à quatre ans (32 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 (161 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 6h. 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

4.6.1. 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).

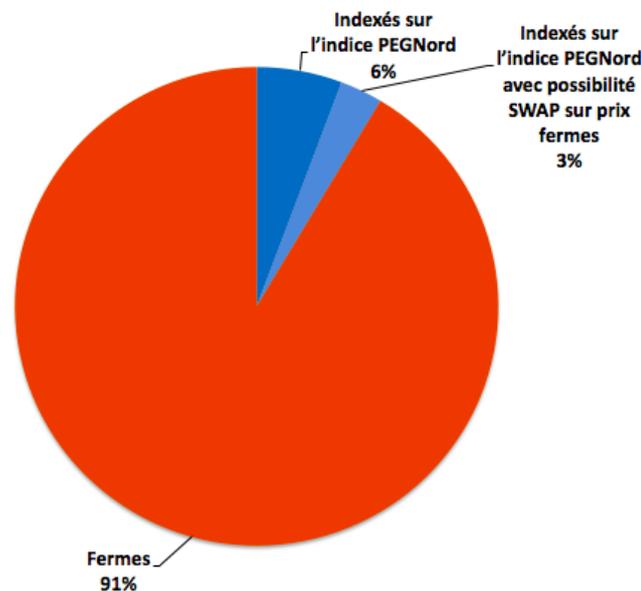


Figure 61 : Les prix du marché sont-ils fermes ou indexés ? – Gaz (AMORCE 2020)

Le caractère fixe (ou ferme) des prix a été adopté pour 91% des marchés analysés. On notera une évolution importante de cette part de la répartition vis-à-vis des observatoires d'AMORCE de 2016 et 2018, puisque les prix fermes représentaient alors respectivement 35% et 82% du mix. Il y a donc une tendance à souscrire des prix fermes, peut-être en lien avec les prix bas du gaz. 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% en 2016 à 18% en 2018 et maintenant 9%, 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 ?

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.

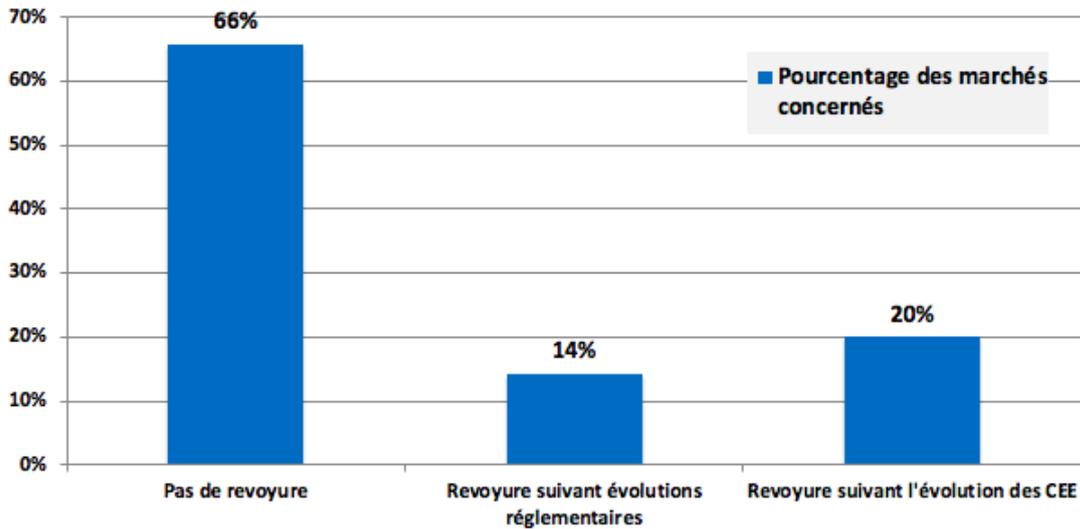


Figure 62 : Clause de réexamen

Plus de la moitié des acheteurs ont intégré de clause de réexamen sur leurs prix, en légère hausse par rapport à 2018.

Le reste des acheteurs ont fait le choix de prévoir un réexamen avec leurs fournisseurs suivant le prix du stockage le coût des CEE, mais aussi suivant les évolutions réglementaires (ce qui peut concerner le stockage, les obligations CEE, ou d'autres éventuelles évolutions législatives et réglementaires). Ces deux parts sont en hausse par rapport à 2018 (doublement environ), même si elles restent largement minoritaires.

4.7. Exécution des marchés

4.7.1. Moyens humains des acheteurs

Pour les moyens humains affectés aux achats, se référer à la partie 3.7 Moyens humains des acheteurs. La Figure 63 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, contrairement au cas de l'électricité les acheteurs seuls de gaz passent peu de ressources aux missions proposées. Logiquement les groupements d'achat s'impliquent largement dans chaque mission.

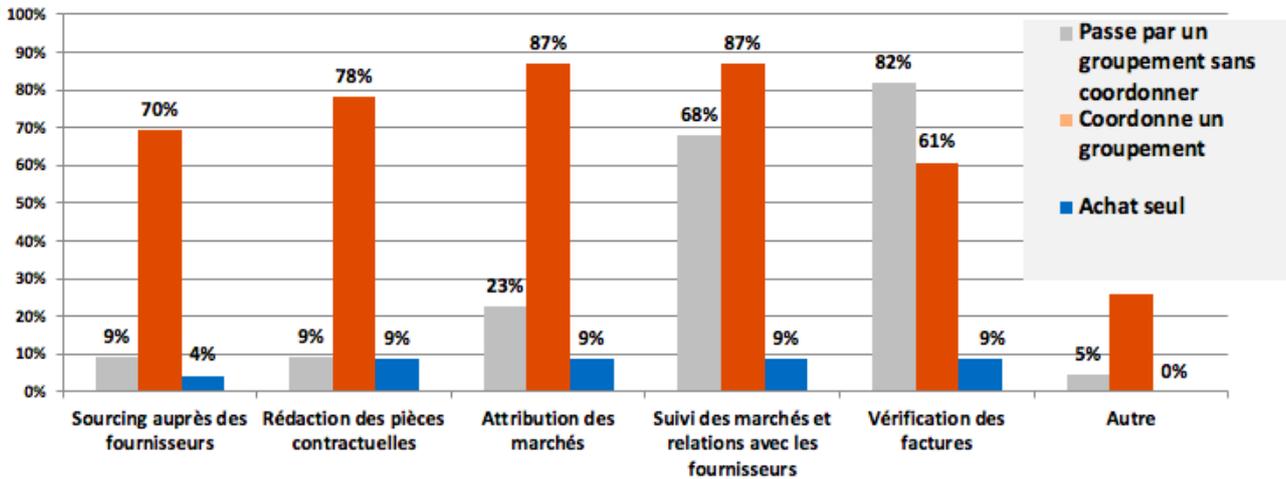


Figure 63 : A quelles missions sont affectés les postes des agents ? – en % de l'échantillon - Gaz (AMORCE 2020)

La catégorie « Autre » contient des missions telles que l'animation du groupement d'achat, la mise en place de solution informatique de management de l'énergie, ou le paiement des factures.

4.7.2. Assistance à maîtrise d'ouvrage

Une part d'acheteurs publics, même si elle est minoritaire et en forte réduction par rapport à 2018 (38% à l'époque), 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 64 : Avez-vous fait appel à un AMO pour vos achats ? – Gaz – (AMORCE 2020)

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. La catégorie « autres » contient l'aide à la définition d'une stratégie d'achat et des conseils à l'achats et la vente sur les marchés, ce qui correspond à des compétences de trading de l'énergie. 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).

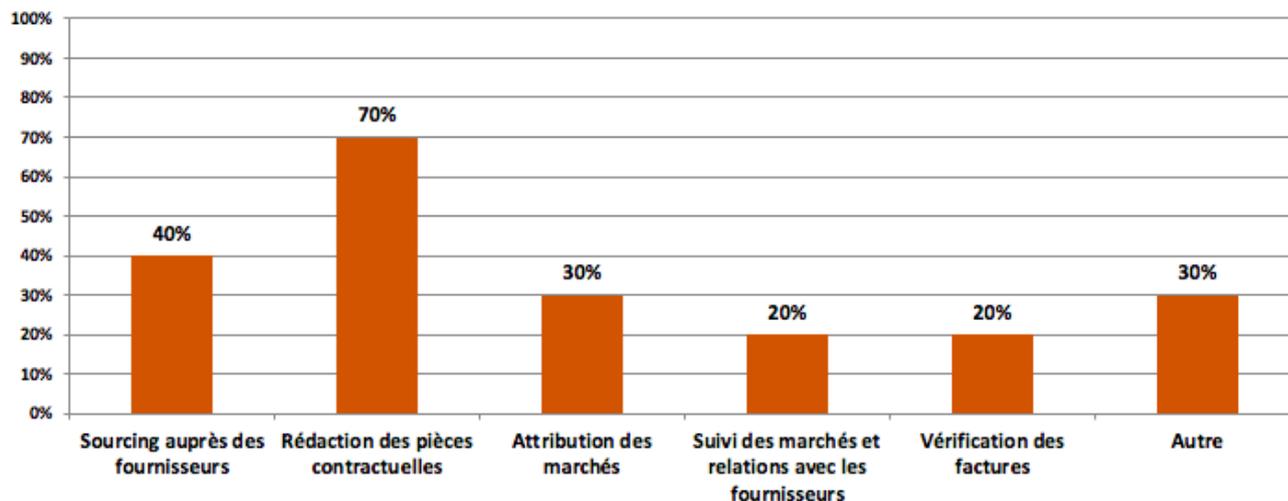


Figure 65 : Quelles sont les missions de votre AMO ? – Gaz – (AMORCE 2020)

Il est intéressant de noter que, comme dans le cas de l'électricité, aucun acheteur seul du panel n'a fait appel à un AMO.

4.7.3. Services apportés par les groupements d'achats

En ce qui concerne les collectivités passant par un groupement d'achat pour leur fourniture d'électricité, nous avons souhaité savoir quels services étaient rendus dans ces groupements, au-delà de la passation de marché, notamment dans les services de facturation, de suivi de consommation et de conseil. Il s'avère que les services sont assez diversifiés, mais peu répandus.

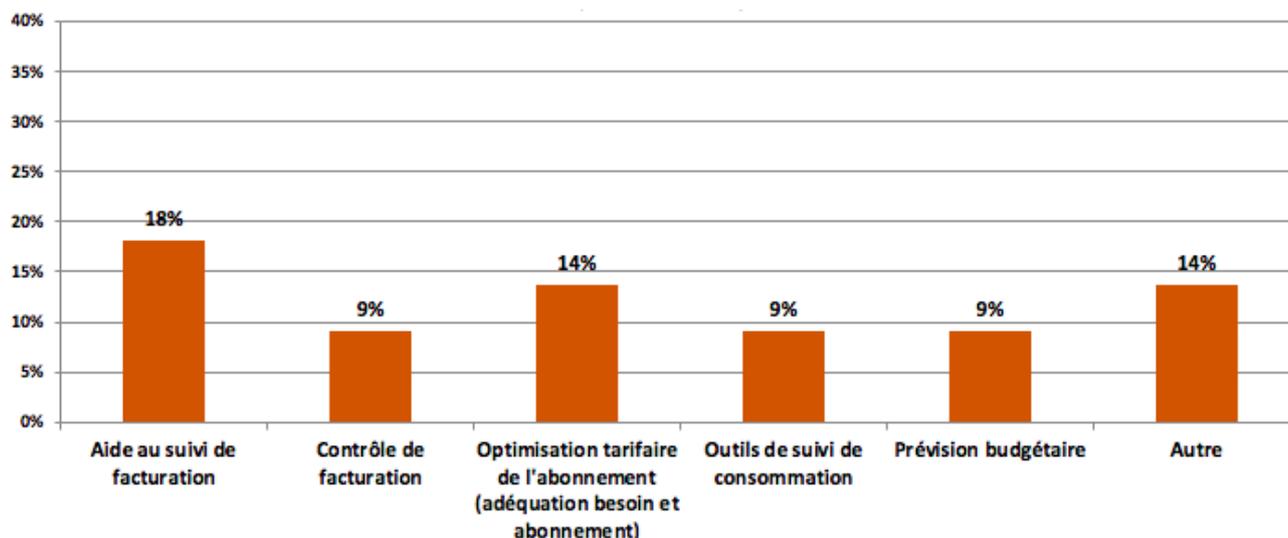


Figure 66 : Quels services sont rendus par votre coordonateur de groupement d'achat ? (en % de l'échantillon) – Gaz – (AMORCE 2020)

4.7.4. Facturation

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.

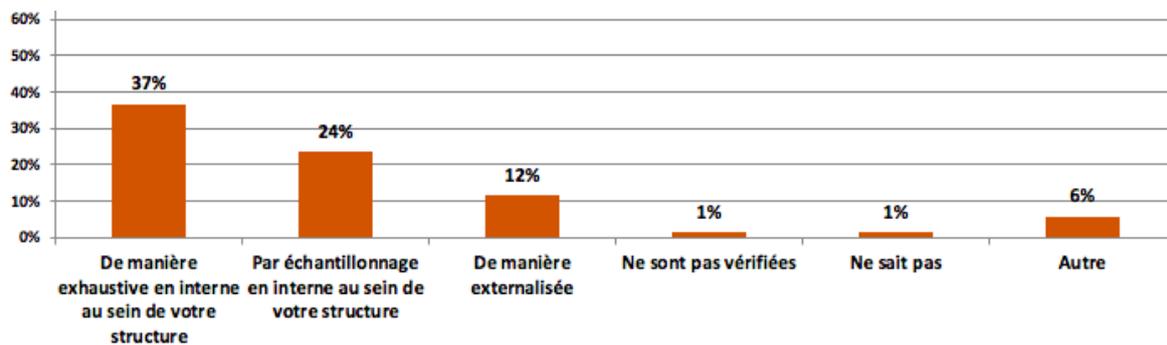


Figure 67 : Vérification des factures

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.

4.7.5. Prestations complémentaires des fournisseurs

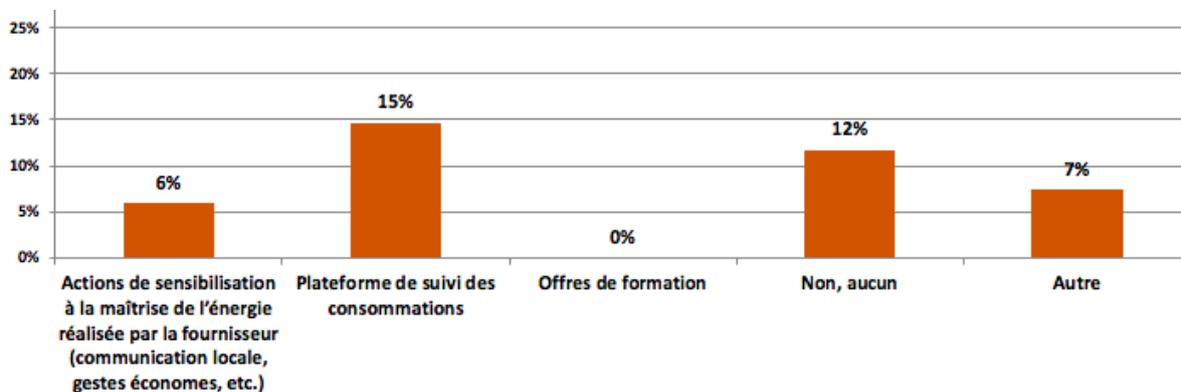


Figure 68 : Prestations complémentaires requises auprès des fournisseurs ?

Voici pour information une liste de services demandés à leurs fournisseurs par les acheteurs d'électricité qui nous ont été plusieurs fois décrits en commentaires :

- Service de facturation forfaitaire annualisée
- Transmission automatisée de données
- Optimisation des formules tarifaire d'acheminement (ATRD)

5. RESSENTI GÉNÉRAL SUR LES ACHATS EN OFFRE DE MARCHÉ

A la question citée en titre de la Figure 69, pour 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 tiers des répondants ne sont pas d'accord avec cette vision.

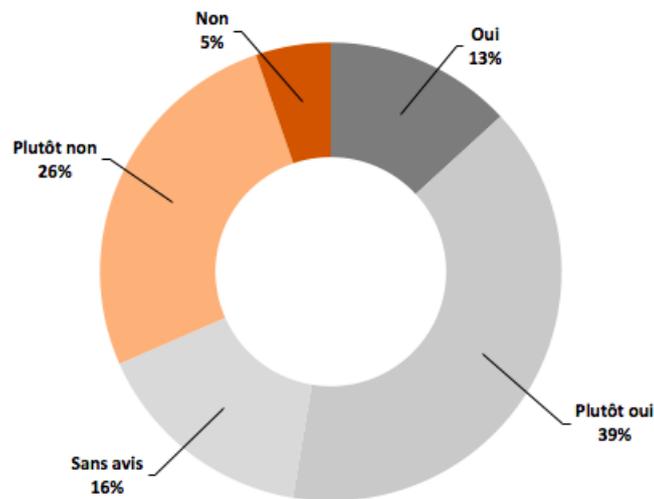


Figure 69 : D'une manière générale, pensez-vous que les achats d'énergie en offre de marchés permettent, par effet d'apprentissage, d'avancer plus rapidement sur les autres aspects de la transition d'énergétique (méthodes de travail, mutualisation des compétences, etc.) ? (AMORCE 2020)

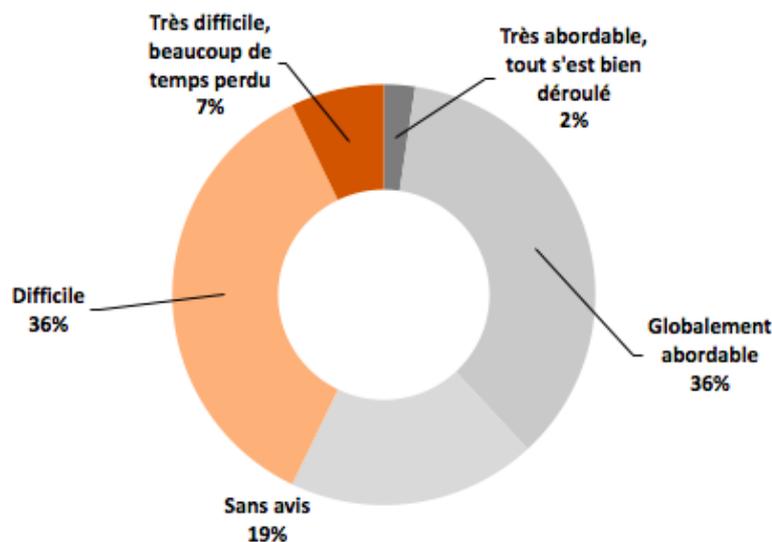


Figure 70 : D'une manière générale, quel est votre ressenti sur les nouvelles mécaniques (mécanisme de capacité, stockage gaz, etc.) s'appliquant à la passation de contrats en offre de marchés ? (AMORCE 2020)

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.

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

TICFE : Taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité

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"	19
• Figure 7: Stratégie d'achat adoptée selon le type de structure	20
• Figure 8 : Satisfaction du choix réalisé (achat seul ou groupé)	20
• Figure 9: Motivation du choix réalisé (achat seul)	21
• Figure 10 : Motivations du choix réalisé (achat groupé).....	21
• Figure 11 : Perspective de renouvellement du choix d'acheter seul ou groupés.....	21
• Figure 12 : Typologie des coordonnateurs de dispositifs d'achats groupés	22
• Figure 13 : Mise en concurrence des sites aux TRV	23
• 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.....	25
• Figure 17 : Nombre de candidats sur les marchés subséquents.....	26
• Figure 18 : Part de marché des fournisseurs pour l'échantillon	27
• Figure 19 : Votre structure achète-t-elle de l'électricité renouvelable ?.....	29
• Figure 20 : proportion d'électricité renouvelable achetée.....	30
• Figure 21 : Provenance des GO de l'échantillon.....	33
• Figure 22 : Motivations pour l'achat d'électricité renouvelable.....	34
• Figure 23: Perspectives vis-à-vis des achats d'électricité renouvelable	35
• Figure 24 : Rythme de remise en concurrence des marchés	36
• Figure 25 : Statistiques des allotissements réalisés	37
• Figure 26 : Typologie des lots réalisés pour la fourniture d'électricité	37
• Figure 27 : Durée entre date de remise des offres et démarrage de la fourniture	38
• Figure 28 : Durées des offres de prix faites par les fournisseurs	39
• Figure 29 : Prix fermes ou indexés ?	41
• Figure 30 : Revoyure / Réexamen des prix	42
• Figure 31 : prix fixes ou horosaisonnalisés	42
• 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	43
• Figure 36 : Un AMO a-t-il été sollicité ?.....	44
• Figure 37 : Missions données à l'AMO	44
• Figure 38 : Vérification des factures	45
• 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 ».....47**
- **Figure 42 : Stratégie d'achat selon le type de structure48**
- **Figure 43 : Motivation du choix réalisé (achat seul).....57**
- **Figure 44 : Motivations du choix réalisé (achat groupé).....48**
- **Figure 45 : Satisfaction du choix réalisé (achat seul ou groupé).....49**
- **Figure 46 : Perspective de renouvellement du choix d'acheter seul ou groupés.....58**
- **Figure 47 : Typologie des coordonnateurs de dispositifs d'achats groupés49**
- **Figure 48 : Mise en concurrence des sites aux TRV60**
- **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-cadre50**
- **Figure 52 : Nombre de candidats sur les marchés subséquents.....51**
- **Figure 53 : Part de marché des fournisseurs pour l'échantillon52**
- **Figure 54 : Votre structure achète-elle du biométhane ?54**
- **Figure 55: Perspectives envisagées vis-à-vis de l'achat de biométhane.....68**
- **Figure 56 : Rythme de remise en concurrence des marchés61**
- **Figure 57 : statistiques des allotissements réalisés.....61**
- **Figure 58 : Typologie de lots réalisés pour la fourniture d'électricité.....62**
- **Figure 59 : Durée entre date de remise des offres et démarrage de la fourniture63**
- **Figure 60 : Durées des offres de prix faites par les fournisseurs64**
- **Figure 61 : Durées des offres de prix selon qu'ils sont fermes ou indexés65**
- **Figure 62 : Prix fermes ou indexés ?66**
- **Figure 63 : Clause de réexamen.....67**
- **Figure 64 : Prix obtenus en fonction de la date de remise des prix76**
- **Figure 65 : Un AMO a-t-il été sollicité ?.....68**
- **Figure 66 : Missions données à l'AMO69**
- **Figure 67 : Vérification des factures70**
- **Figure 68 : Des pénalités pour non respect d'obligations sont elles prévues au contrat ?.....79**
- **Figure 69 : Prestations complémentaires requises auprès des fournisseurs ?70**
- **Figure 70 : Les achats en offres de marchés permettent-ils d'avancer plus vite sur la transition énergétique ? ...71**
- **Figure 71 : Ressenti sur les nouvelles mécaniques de passation de contrats en offre de marchés.....71**

AMORCE

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

Tel : 04.72.74.09.77 – **Fax :** 04.72.74.03.32 – **Mail :** amorce@amorce.asso.fr

www.amorce.asso.fr -  **@AMORCE**

