



GUIDE SUR L'ACHAT PUBLIC D'ENERGIE

**GRUPE D'ETUDE DES MARCHES
« AMENAGEMENT ET EQUIPEMENT DURABLES DANS LE BÂTIMENT »**

Version 1.0 Mars 2015

**DIRECTION
DES AFFAIRES JURIDIQUES**

**oe
ap**
OBSERVATOIRE
ECONOMIQUE DE
L'ACHAT PUBLIC

**LE PILOTAGE DES GROUPES D'ETUDE DES MARCHES EST ASSURE PAR
LE SERVICE DES ACHATS DE L'ETAT**



Introduction	4
I.1 – Le gaz en France	5
I.1.1- Le transport du gaz.....	5
I.1.2- La distribution du gaz.....	6
I.1.3- La composition du prix du gaz.....	7
I.1.4- Les différents typologies de marchés de gros : comment les fournisseurs achètent-ils ?	7
I.1.5- Marché de gros : les indices d'évolution du prix du gaz.	8
I.1.6- Marché de détail : indices de révision des offres de prix.....	9
I.2 – L'électricité en France.....	11
I.2.1- le prix du kilowattheure : une question d'équilibre.	11
I.2.2- Décomposition du prix de l'électricité	14
I.2.3 - Contrat unique de fourniture, ou contrats séparés.	15
I.2.4 - Stratégies d'approvisionnement des fournisseurs d'électricité	16
II- Qu'indique le contexte réglementaire ?	17
II.1.- Ouverture du marché du gaz.	17
II.2.- Ouverture du marché de l'électricité.....	18
II.2.1- Les grandes étapes de l'ouverture du marché	18
II.2.2- La réponse apportée : la loi NOME.....	18
III- Préparer l'achat: Connaissance du patrimoine et recensement des contrats existants.....	19
III.1 – Le recensement des besoins	19
III.2 – Le classement des sites et regroupement par lot	19
III.3 – Les données attendues par les fournisseurs	21
IV- L'accord-cadre, une procédure à privilégier	21
IV.1- Le principe général de la procédure	22
IV.2- La valeur technique.....	24
IV.3- Stratégie d'achat : la structure des prix.	27
IV.3.1- Forme et contenu de la part « abonnement »	27
IV.3.2- Le prix du kWh gaz	28
IV.3.3- Le prix du kWh électrique.....	31
IV.3.4- Faut-il associer un engagement de consommation aux offres?.....	33
V- Piste d'optimisation et compléments à l'achat d'énergie	35
V.1- Le groupement de commande	35
V.2- Électricité « verte » et biométhane : L'achat d'énergie d'origine renouvelable	36
V.2.1- L'électricité « verte » : le mécanisme de la garantie d'origine	37
V.2.2- Le bio-méthane : une offre en plein développement :	39
Conclusion :	43
Glossaire	46
Remerciements	48

Les marchés de fourniture de gaz et d'électricité

Contexte et procédure

Introduction

L'Etat, les collectivités territoriales et les établissements publics gèrent tous un patrimoine immobilier, pour accueillir leurs services et y exercer leurs activités : ministères, mairies, écoles, casernes, gendarmeries en sont autant d'exemples.

Tous ces bâtiments sont alimentés en électricité et une grande partie également en gaz.

Depuis 2007, le contexte français de fourniture de gaz et d'électricité traverse une grande évolution : assurée dans le passé par deux grands opérateurs publics, EDF et GDF, cette activité est désormais ouverte à la concurrence. Cette libéralisation s'est effectuée graduellement, notamment pour adapter la spécificité du modèle français, fondé sur des monopoles de fourniture, aux nouvelles exigences de l'ouverture à la concurrence demandée par le législateur européen.

Pour l'acheteur public, l'ouverture des marchés se traduit par l'émergence d'un nouveau type d'achat : la fourniture de gaz et celle d'électricité qui n'avaient jusqu'alors jamais été mise en concurrence. En effet, aujourd'hui, la majorité des bâtiments publics sont alimentés via des offres aux tarifs réglementés de vente (TRV), fixés par l'Etat. Demain, à différentes échéances, ces tarifs seront supprimés et remplacés par les offres de marchés que les acheteurs publics auront pris soin de sélectionner après une mise en concurrence adaptée.

L'objet de ce guide est d'abord de permettre à tout acheteur soumis au code des marchés publics de comprendre la réalité des marchés et de la composition des prix du gaz et de l'électricité, puis de leur donner les clés pour la mise en place d'une procédure de mise en concurrence fructueuse.

Etant donné les échéances, une offre encore à ce stade insuffisamment mature et le nombre d'appels d'offres prévus dans le courant de l'année 2015 (où les acheteurs seront « en concurrence les uns vis-à-vis des autres »), tous les acheteurs doivent anticiper cette transition au plus tôt, sous peine de s'exposer à un risque juridique et à un éventuel refus de paiement par le comptable public pour défaut de mise en concurrence, à un risque financier car l'offre transitoire ne sera pas forcément avantageuse, et dans le pire des cas, à des coupures d'alimentation.

L'ouverture des marchés de l'énergie représente un défi nouveau pour l'acheteur public mais lui donne également l'opportunité de s'interroger sur ses consommations et d'optimiser ses achats : il s'agit d'un nouveau levier pour maîtriser le budget de dépenses en énergie.

Comment fonctionnent les marchés du gaz et de l'électricité ?

I.1 – Le gaz en France

La France importe 98% du gaz consommé sur le territoire (en provenance d'Algérie, d'Europe du Nord et de l'Est, de Russie), principalement par gazoducs et une part par voie maritime (terminaux méthaniers), plus faible aujourd'hui en raison des besoins en gaz du Japon suite à l'accident de Fukushima.

Ce gaz est extrait, transporté sous haute-pression, éventuellement stocké à grande échelle puis distribué à basse pression sur les réseaux « locaux » jusqu'au consommateur.

I.1.1- Le transport du gaz

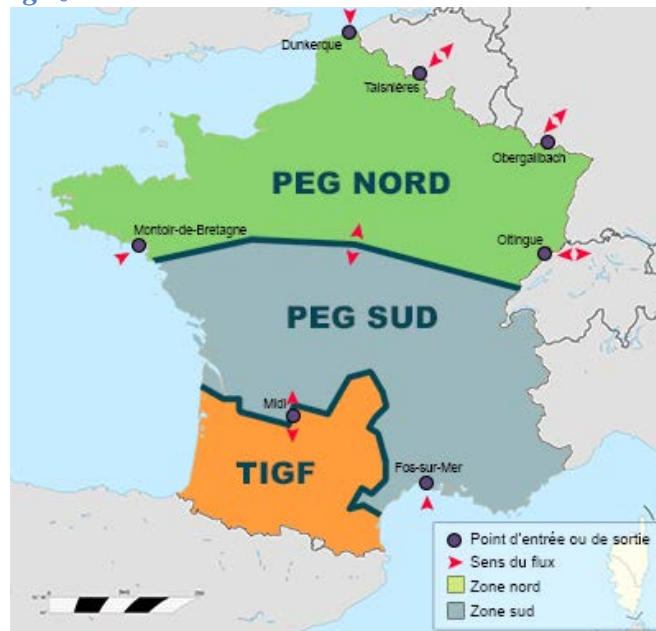


Figure 1 : Importation et zone d'équilibrage du gaz France

Les points d'entrée du gaz sur le territoire français sont principalement situés au Nord-Est, par gazoducs. Deux terminaux méthaniers sont en fonction en Bretagne et sur la Méditerranée. Ce dernier, situé à Fos-sur-Mer, est le seul point d'alimentation direct du réseau de la zone Sud. Cette répartition des approvisionnements divise la France en trois zones gazières, Nord, Sud-Est et Sud-Ouest, dans chacune desquelles une entreprise mandatée par l'Etat assure le maintien de l'infrastructure de transport (GRT gaz pour le Nord et le Sud Est, TIGF pour le Sud- Ouest).

L'activité de maintenance des réseaux de transport est rémunérée par les *tarifs d'utilisation des réseaux de Transport ATRT*, fixés par la Commission de Régulation de l'Energie (CRE).

Les conditions de transport et de transfert d'une zone à l'autre sont régulées par les pouvoirs publics ce qui entraîne des différences de prix entre chaque zone. Cette différence est due à un « péage » de passage aux points d'échange entre zones.

Que sont les points d'échange de gaz (PEG) ?

Les échanges sur le marché de gros en France se matérialisent par des livraisons physiques au niveau de points virtuels appelés Points d'Echange de Gaz (PEG). Ces derniers sont rattachés aux trois zones d'équilibrage du réseau de transport français: la zone Nord (GRTgaz), la zone Sud (GRTgaz) et la zone Sud-Ouest (TIGF).

A RETENIR

Les conditions de prix sont plus avantageuses dans la zone Nord, mieux irriguée que les deux zones au sud.

Actuellement, les « droits de passage » du Nord au Sud sont achetés par les fournisseurs via un système d'enchères. Cet approvisionnement induit un risque pour eux puisqu'ils se basent sur des estimations de consommation de leurs clients finals pour valider les volumes à faire transiter. Ce risque est couvert par un surcoût dans leurs offres de prix pour tout consommateur de la zone Sud.

Cet écart est variable : pour le mois de janvier 2015, il est de moins de 1 €/MWh, avec des niveaux de prix du gaz exceptionnellement bas ; il était de plus de 6 €/MWh pour le mois de janvier 2014.

Il existe enfin des infrastructures de *stockage* de grandes capacités, pour garantir la sécurité d'approvisionnement. Leurs tarifs ne sont pas réglementés mais le droit européen en garantit l'accès à tout opérateur. *Storengy* (filiale de GDF Suez) et TIGF sont des opérateurs de stockage en France. Les contraintes de stockage et de garantie d'approvisionnement imposées aux fournisseurs évoluent elles-aussi et sont à l'origine d'une hausse des prix récente des offres.

1.1.2- La distribution du gaz

Les infrastructures de distribution, canalisations à basse pression, sont essentielles au bon fonctionnement du marché du gaz et à la sécurité des approvisionnements des clients finals. Elles sont dès lors réglementées par les pouvoirs publics.

Ce sont les Gestionnaires de Réseau de Distribution (GRD) qui assurent l'entretien et le bon fonctionnement des réseaux tout en garantissant la sécurité et le dépannage du réseau ainsi que la qualité du gaz acheminé.

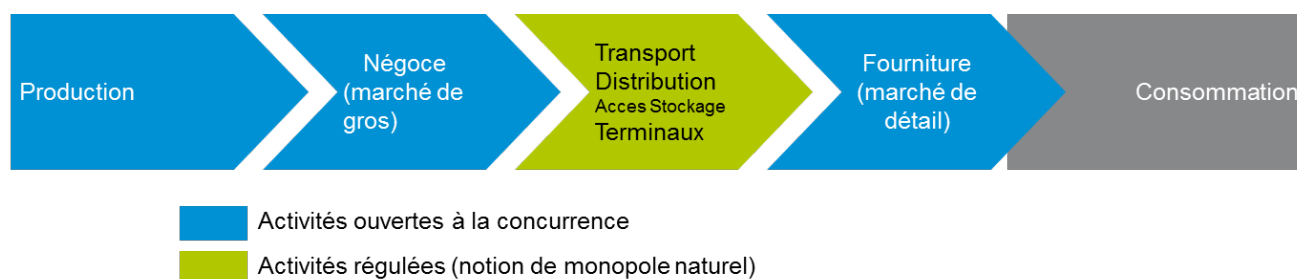
Ces gestionnaires sont rémunérés par les *tarifs d'utilisation du réseau de distribution (ATRD)* fixé par la CRE et publiés au journal officiel.

Le GRD le plus présent en France est GRDF sauf sur certains périmètres géographiques où la distribution et fourniture de gaz sont historiquement gérées par une entreprise locale : ce sont les *entreprises locales de distribution (ELD)*. Parmi elles, nous pouvons citer Gaz de Bordeaux, UEM, Gaz Électricité de Grenoble... La liste exhaustive et la localisation des ELD sont accessibles sur le site de la CRE.

1.1.3- La composition du prix du gaz

Entre l'extraction du gaz et sa livraison chez le client, plusieurs mécanismes interviennent donc pour garantir l'approvisionnement et maintenir l'équilibre du réseau. Ces deux impératifs sont assurés par la régulation des prix et le contrôle lors du transport, de l'acheminement et du stockage.

Cette spécificité des énergies dites « de réseaux » entraîne ainsi une décomposition du prix particulière, recouvrant notamment les tarifs de transports et distribution, répercutés sur le consommateur final. Une grande partie du prix reste donc indépendante du fournisseur, et non déterminante lors d'une mise en concurrence.



A RETENIR

Lors de la mise en concurrence, une partie du prix final correspondant aux activités régulées est identique quel que soit le fournisseur.

Pour comparer toutes les offres sur des bases communes, il est conseillé de demander une transparence complète sur leurs composantes en distinguant bien les coûts de transports et distribution des coûts liés à la molécule et son approvisionnement.

1.1.4- Les différentes typologies de marchés de gros : comment les fournisseurs achètent-ils ?

Le recours aux marchés de gros est un mode d'approvisionnement en gaz pour les acteurs historiques et alternatifs, énergéticiens ou négociants, intervenant sur le marché du gaz.

Les achats de gaz peuvent s'effectuer :

- de gré à gré, par exemple via les traditionnels contrats à long terme, par le biais desquels l'essentiel du gaz est importé de Russie, d'Algérie et de Norvège. Ces contrats s'exécutent en général sur des durées longues (par exemple 20 ou 30 ans). Ils permettent aux acheteurs de sécuriser leurs approvisionnements et aux producteurs de sécuriser des débouchés sur une longue période, nécessaires pour investir dans des activités d'exploration, de production et de transport qui s'amortissent sur de longues échéances. Ces contrats comportent des clauses du type « Take or Pay » qui font supporter un risque de volume à l'acheteur, qui est tenu de payer une quantité minimale prévue par le contrat, que le gaz soit enlevé ou non ;

- par le biais du marché intermédié, qui comprend le marché organisé (Pownext) et les courtiers. Il s'agit de plateformes de négociation sur lesquelles s'échangent différents types de contrats « spot » (Within-day, Day ahead et Week-end), et à terme (produits mensuels,

trimestriels, saisonniers et calendaires). Ces contrats sont in fine livrés sur le réseau de transport de gaz par le biais de nominations aux Points d'Echange de Gaz (PEG) ;

- au moyen de contrats bilatéraux, de gré à gré, entre deux fournisseurs. Ces transactions n'apparaissant pas dans les échanges du marché organisé.

A RETENIR

Lorsqu'un fournisseur signe un contrat de fourniture avec un nouveau client, il peut acheter une quantité de gaz correspondant au besoin global estimé du client pour une durée allant jusqu'à 3 ans (achat sur le marché « à terme », ou part d'un contrat long terme).

Il pourra par la suite ajuster l'approvisionnement en fonction des quantités réellement consommées grâce à des achats « de dernières minutes » sur les marchés boursiers (ajustement par achat ou revente, au trimestre, au mois, voire du jour pour le lendemain « day ahead, » et jusque dans la journée « within-day »).

1.1.5- Marché de gros : les indices d'évolution du prix du gaz.

Les prix de la molécule sur les marchés (hors transport et distribution) fluctuent en fonction de plusieurs facteurs (géopolitiques, conditions météorologiques, demande du secteur industriel évolutions de textes réglementaires...).

Ils obéissent à des lois de marché représentées par différents indices : indices pétrole, indice Fioul, ou indice PEG Nord ou Sud, indice de parité euro-dollar.

Historiquement, il n'existait pas d'indice représentatif des échanges gaz. On utilisait les produits pétroliers comme référence pour 2 raisons : gaz et pétrole sont liés pour leur production et le fioul constituait l'énergie concurrente la moins chère (possibilité de substitution). Ces indices - parité €, \$, fioul domestique (FOD), fioul lourd (FOL), Brent (pétrole)- servaient de base au calcul des tarifs réglementés de vente, applicable à tout consommateur en France.

Aujourd'hui, avec l'ouverture et le développement du marché européen, les indices de transaction propres au gaz sont devenus assez fiables et transparents pour être utilisés comme référence (PEG, TTF). Ces derniers ont l'avantage d'être publiés et accessibles gratuitement (site Powernext), sans abonnement à des bases d'indices spécialisées (Platts, Argus...).

L'indice TTF (Pays-Bas) est un équivalent européen des indices PEG (France), NBP (Grande Bretagne), ZEE (Belgique).

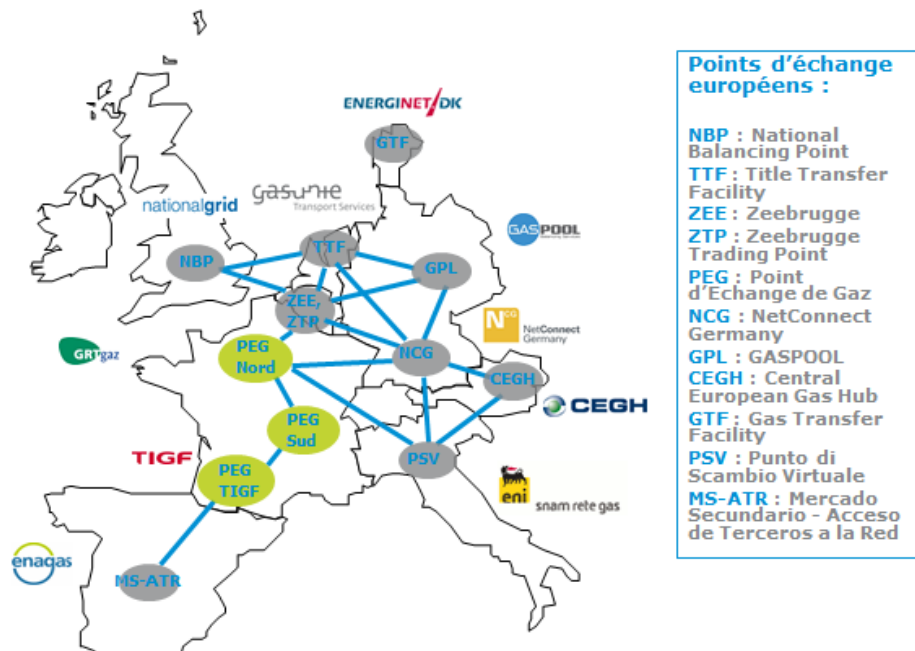


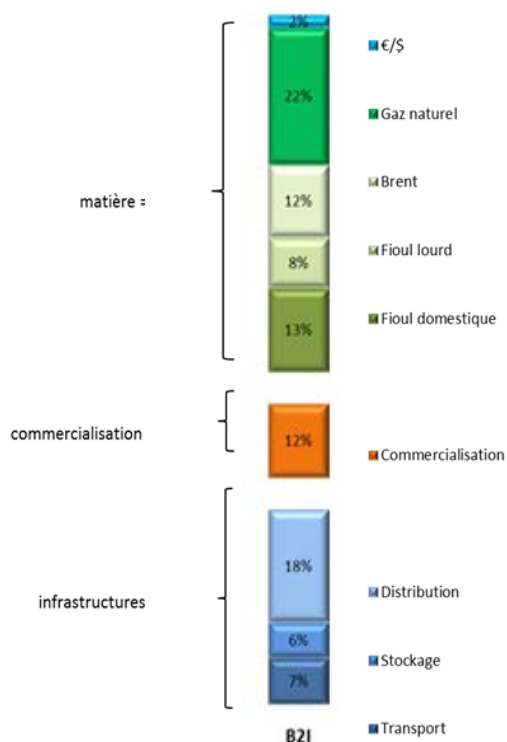
Figure 2 : hubs gaziers en Europe - naissance de références de prix gaz (Source Powernext)

1.1.6- Marché de détail : indices de révision des offres de prix.

En France coexistent encore deux formes de prix : les prix en offre de marché et ceux aux tarifs réglementés de vente dits TRV (en cours de suppression)

ZOOM SUR la formule d'indexation des tarifs réglementés de vente (TRV) .

Pour les tarifs réglementés, la formule de la CRE, qui correspond aux coûts d'approvisionnement de GDF Suez intègre aujourd'hui une part de "TTF".



$$\Delta m = \Delta FOD \text{ €/t} \times 0,00546 + \Delta FOL \text{ €/t} \times 0,00431 + \Delta BRENT \text{ €/bl} \times 0,05597 + \Delta TTFQ \text{ €/MWh} \times 0,11292 + \Delta TTFM \text{ €/MWh} \times 0,45572 + \Delta TTFA \text{ €/MWh} \times 0,02936 + \Delta USDEUR \times 1,16332$$

Les TRV sont révisés mensuellement sur la base de cette formule. Il en découle la composition du prix représentée ci-contre.

L'entrée de l'indice TTF dans la formule officielle confirme que les indices gaziers sont à présent des références de prix fiables, qui reflètent davantage le prix du gaz.

Figure 3 : composantes d'une facture HT au TRV (source CRE - données GDF Suez 2013)

Les structures des offres de marché

Toute structure de prix pourrait être imaginée par les fournisseurs : de la plus basique, avec un prix ferme pour l'ensemble des composantes, à la plus optimisée en terme de révision et fixation des prix (utilisation d'indice de marché, fixation de nouveaux prix en cours de marché...)

Pour l'acheteur public, cela se traduit par la rédaction parfois complexe des conditions d'établissement des prix et des modalités de révision dans les pièces de son marché. Les différentes stratégies d'achats et de révisions sont présentées plus en détail dans le chapitre IV.3 : « Stratégie d'achat : la structure des prix »

Les offres de marché à prix ferme :

Dans un marché d'énergie, prévoir une clause de révision du prix de la fourniture permet de diminuer le risque pris par le fournisseur lors de l'établissement de son offre. Sur un marché d'une durée de 1 à 3 ans, la révision semble également indiquée en raison de la volatilité apparente des prix du produit (interprétation de l'article 18-V du code des marchés publics.).

Cependant, grâce à leurs contrats d'approvisionnement sécurisés (contrats à long terme ou achats sur les marchés à terme), les fournisseurs sont tous en mesure de proposer des offres de prix fermes de l'énergie, sur une durée atteignant 3 ans, sans s'exposer à des risques d'explosion des prix sur les marchés boursiers. Sous cet angle, la fourniture d'énergie n'entre pas dans la catégorie des produits et matières premières couverts par l'article 18-V qui concerne principalement les produits des marchés de travaux, affectés par les fluctuations des cours mondiaux.

Dans la pratique, suite aux retours d'expériences récentes, les offres à prix ferme proposées par tous les fournisseurs sont compétitives. Elles sont légèrement plus élevées qu'une offre révisable (couverture de risque du fournisseur) mais donnent au client une visibilité sur son budget de dépense sur 1, 2 voire 3 ans. Si le prix ferme protège effectivement le consommateur d'une envolée des prix, il ne permet toutefois pas de profiter des périodes où les prix de marchés sont bas. Il convient donc de contractualiser à prix ferme à un moment où les cours de marchés sont bas.

Un prix ferme peut être intéressant pour la composante « molécule ». Par contre, les coûts régulés de transport et de distribution répercutés sur la facture du client, sont susceptibles d'évoluer par décision des pouvoirs publics. Il est conseillé de permettre la révision de cette composante en fonction des modifications publiée au JO. A cet effet, il convient de se rapporter au chapitre IV.3 concernant la structure des prix et tout particulièrement au premier sous-chapitre qui traite « la part abonnement ».

I.2 – L'électricité en France

1.2.1- le prix du kilowattheure : une question d'équilibre.

L'électricité est un produit non stockable et, à la différence du gaz entièrement importé, sa production est assurée sur le territoire français par un large parc de moyens de production divers.

Production d'énergie électrique en France

	2013	Évolution 2013/2014
Production (TWh)	550,9	- 4%
Nucléaire	403,7	+ 1%
Hydraulique	75,7	- 12%
Thermique combustible fossile à	44,7	- 47%
Charbon	19,8	- 61%
Gaz	19,5	- 42%
Fioul	5,4	- 13%
ENR hors hydraulique	26,8	+ 20%
Éolien	15,9	+ 19%
Photovoltaïque	4,6	+ 38%
ENR thermique	6,3	+ 7%

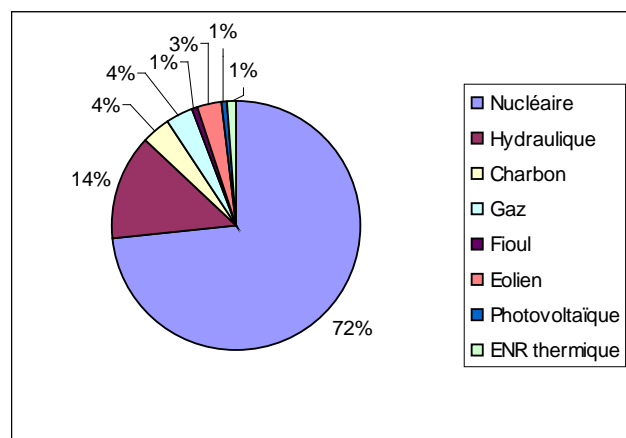


Figure 4 : productions d'électricité en France_ RTE dans « fonctionnement des marchés de gros de l'électricité » - CRE Nov 2014

En valeur absolue, la puissance installée des moyens de production en France couvre les besoins en consommations. Cependant, la consommation varie suivant les saisons et les heures de la journée et l'injection d'électricité sur le réseau doit correspondre à tout instant aux quantités soutirées.

Pour assurer la fourniture à tout moment, les moyens de production sont dimensionnés pour injecter la puissance appelée de tous les clients finals même en période de pointe (cas rencontrés l'hiver en fin de journée). Ainsi, certains moyens de production sont conçus et exploités pour ne produire qu'en cas de pointe de la demande. Ils sont en mesure de démarrer dans des délais très courts (centrale gaz, hydraulique) et délivrer une puissance importante sur des courtes périodes. A l'opposé, la production « de base », réalisée en continu toute l'année, est assurée par le parc nucléaire, en quantité très importante mais peu modulable.

Sachant que le coût marginal de production du kWh est très différent d'un moyen de production à l'autre, suivant l'état de la demande au moment où il est consommé, le kWh n'aura pas le même prix. Le principe de fonctionnement historique de l'approvisionnement du réseau suit la notion de « merit order » qui détermine les moyens de productions à appeler en priorité en suivant l'ordre de coûts marginaux croissants.

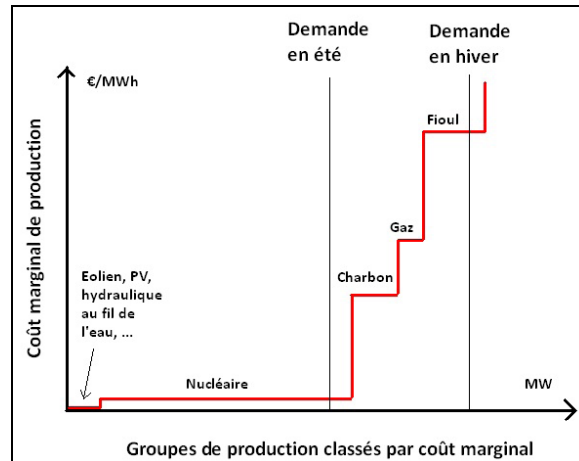


Figure 5 : Mécanisme du « Merit order »

Le prix de l'électricité sera donc essentiellement fonction des profils de consommation des sites plutôt que du volume global consommé car « tous les kWh ne se valent pas ».

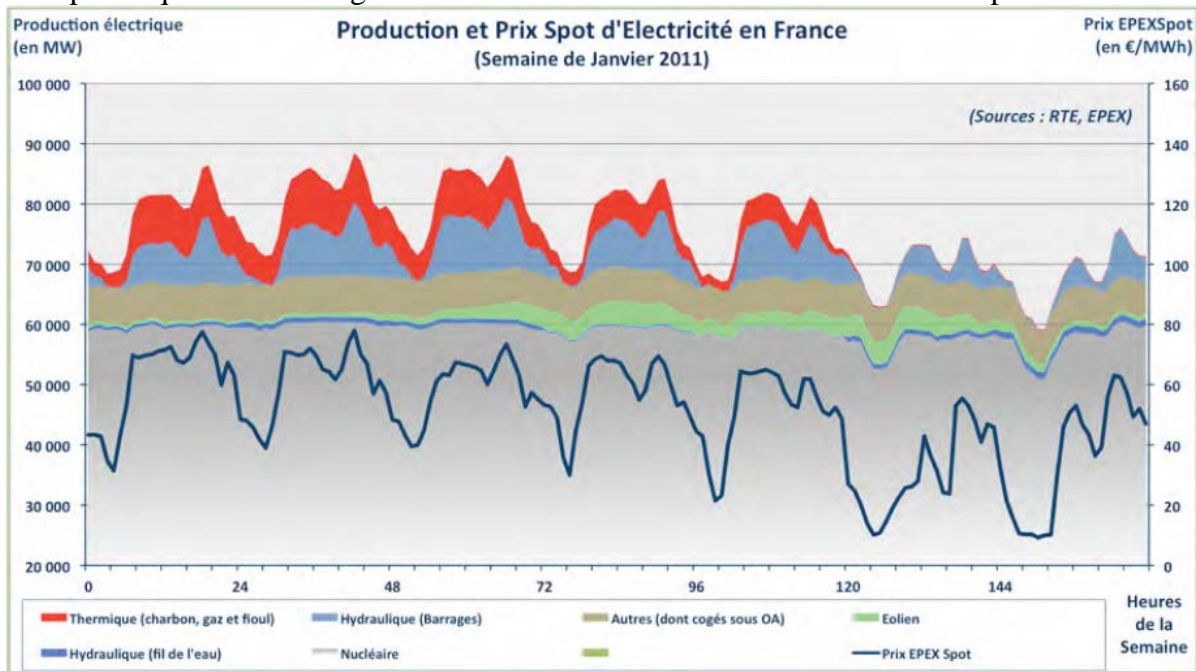


Figure 6: Courbe de production sur une semaine d'hiver et corrélation avec le prix du kWh sur les marchés.

Les profils de consommation

Pour la majorité des sites de consommation, non télé-relevés, la connaissance des consommations réelles est issue de la relève d'index compteur, à pas mensuels ou semestriels. Ces données permettent la facturation mais ne suffisent pas à la gestion de l'équilibre du réseau au quotidien. C'est pour cela que des profils de consommation ont été définis.

Un profil est une représentation statistique de la réalité de consommation (ou de production) d'un groupe de clients. Il n'a pas vocation à représenter la courbe de charge de chaque site pris individuellement. Ces profils reflètent la façon dont un client "moyen" de ce segment

consomme l'électricité au cours de l'année. L'effet des conditions de température sur le profil est pris en compte et modélisé via un coefficient de sensibilité climatique.

Ces profils statistiques de consommation sont attribués à 16 segments de consommateurs d'électricité :

- 5 pour les consommateurs résidentiels ;
- 5 professionnels ;
- 6 entreprises/industriels.

En tant que principal gestionnaire du réseau de distribution, ERDF est en charge d'établir et de mettre à disposition des acteurs du marché les profils nationaux de consommation.

Pour les sites télé-relevés, le profil est déduit directement de la courbe de charge des consommations réelles, établie sur la base des « points 10 min », soit la relève de la puissance appelée toutes les 10 min.

ZOOM sur l' régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH)

L'ARENH est un produit réglementé par les pouvoirs publics, en vigueur depuis 2011. Il assure aux fournisseurs alternatifs un droit d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique via un contrat séparé avec EDF.

Initialement fixé à 40€/MWh, le prix de l'ARENH est arrêté à 42€/MWh depuis le 1er janvier 2012.

Ce prix de vente correspond aux conditions économiques de production du parc nucléaire historique (investissements passés + futurs + charges opérationnelles) géré par EDF.

Le prix est fixé par la CRE selon une méthode précisée par décret. Une nouvelle évolution était attendue pour novembre 2014 mais le gouvernement a finalement décidé de « *reporter au 1^{er} juillet 2015 la réévaluation du prix de l'ARENH* ».

Suivant le profil des sites de consommation de son portefeuille client, un fournisseur acquiert un certain pourcentage de droits ARENH pour les approvisionner. Le calcul de ce pourcentage est réglementaire et tient compte des quantités consommées en heures creuses.

Plus le profil est plat (peu de consommations en pointe), plus ce taux de droit ARENH est élevé. Ces quantités sont déclarées à l'avance par les fournisseurs, réservées pour leurs clients, et sont contrôlées a posteriori pour éviter toute opportunité de spéculation entre prix ARENH et prix de marché.

ZOOM sur le marché de capacité

Chaque fournisseur d'électricité contribue, en fonction des caractéristiques de consommation de ses clients, en puissance et en énergie, sur le territoire métropolitain continental, à la sécurité d'approvisionnement. A l'heure de la rédaction de ce guide, la responsabilité en termes de puissance (capacité) n'est pas encore mise en œuvre par les acteurs.

Les fournisseurs se verront attribuer une obligation qui dépend de la consommation effective de leurs clients lors des pointes de consommation. Ils devront, pour la remplir, détenir un

certain montant de garanties de capacité, soit du fait de moyens détenus en propre (installations de production ou capacité d'effacement), soit en acquérant ces garanties de capacité auprès de ceux qui les détiennent.

Il semble logique que les fournisseurs alternatifs qui risquent de se voir imposer les prix des obligations de capacité en répercutent le prix aux consommateurs finals.

Or ces capacités ont pour but de répondre précisément aux périodes où la demande nationale est la plus forte (effet de pointe électrique). La première période du 1^{er} novembre 2016 au 31 mars 2017 est la phase pendant laquelle les heures de pointe seront identifiées. La détermination de l'obligation se fait notamment à partir de la consommation constatée pendant la période de pointe : sur les jours signalés par RTE la veille, cela correspond aux plages horaires 7h à 15h et 18h à 20h. Le volume de jours signalés varie entre 10 et 15, soit entre 100 et 150 h.

L'impact pour les administrations n'est pas à ce jour évalué. Il est nécessaire de prévoir une clause spécifique lors d'appel d'offres invitant par exemple les parties à se rapprocher pour convenir des modalités de répercussion du prix au consommateur à compter du 1^{er} novembre 2016. Une autre possibilité consiste à passer un marché initial jusqu'au 1^{er} novembre 2016, ce qui permettra entre-temps de lever cette incertitude.

ZOOM sur l'obligation d'achat pour les énergies renouvelables et la cogénération

Les moyens de production d'énergies en cogénération et renouvelables, notamment photovoltaïque, éolien et cogénération, sous certaines conditions, peuvent donner lieu à la signature de contrats d'obligation d'achat avec le fournisseur historique dont il relève (EDF et ELD).

Les prix de ces contrats sont plus intéressants que ceux du marché boursier et fixés par les pouvoirs publics. Ils font partie du mécanisme de soutien du développement des énergies renouvelables.

Cette production renouvelable est ensuite revendue à travers les l'activité de fournisseur d'EDF et des ELD. Le prix de vente étant en théorie inférieur au prix d'achat fixé par le contrat d'obligation d'achat, **une compensation est calculée par les pouvoirs publics et reversée aux fournisseurs obligés en fonction de l'écart subi dans la valorisation de cette énergie**. Si elle a été certifiée et survalorisée en « énergie d'origine renouvelable », la compensation sera moins importante car elle tiendra compte de prix réel de revente.

Cette compensation est collectée via la *contribution au service public de l'électricité* (CSPE) acquittée par l'ensemble des consommateurs finals en France, dans les factures d'électricité.

1.2.2-Décomposition du prix de l'électricité

Dans le secteur de l'électricité, à l'instar du gaz, on distingue quatre activités obéissant à des règles d'organisation et des obligations différentes :

- les activités d'exploitation des réseaux publics de transport, et de distribution de l'électricité sont régulées et font l'objet de monopoles légaux (RTE pour le transport et ERDF pour la distribution sur 95% du territoire, les ELD sur les territoires restants) ;
- les activités de production et de ventes sont ouvertes à la concurrence.

Les coûts de ces quatre étapes de livraison de l'électricité sont répercutés différemment dans les deux formes de prix existant actuellement.

Les coûts d'acheminement correspondant aux *tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE)*, sont réglementés et contiennent une part fixe liée à la puissance souscrite, et une part variable proportionnelle à la consommation.

En tarifs réglementés, une part de transport et distribution est intégrée au prix du kWh, l'abonnement ne reprenant que la composante fixe relative à la puissance souscrite.

En offre de marché, le prix du kWh doit être analysé en distinguant bien le TURPE du prix de l'énergie et cela doit être clairement énoncé dans les conditions d'établissement des prix des offres.

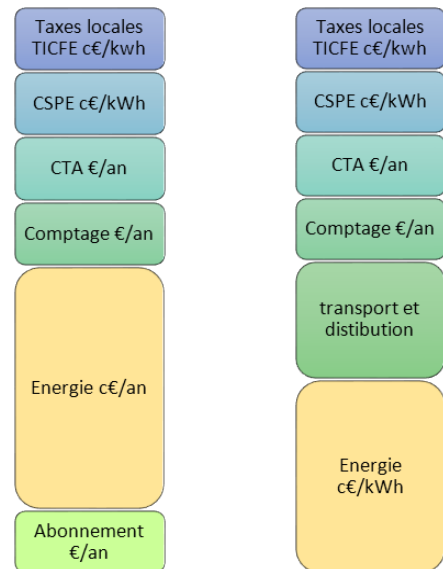
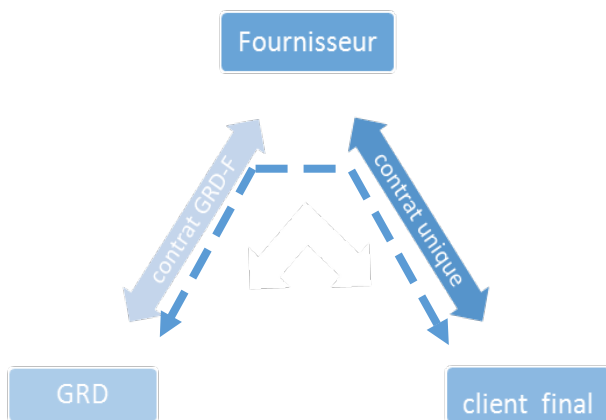


Figure 7: Tarif réglementé Figure 8: offre de marché

1.2.3 - Contrat unique de fourniture, ou contrats séparés.

Si les activités d'acheminement sont physiquement distinctes de la production et commercialisation, il est toujours possible d'intégrer l'ensemble dans un unique contrat. Ainsi, dans la plupart des cas, un contrat d'achat d'énergie souscrit par le consommateur final inclut les prestations de transport et distribution de l'énergie achetée. C'est ce qu'on appelle le *contrat unique*.



Dans un contrat unique, le transport et la distribution sont gérés par le fournisseur à travers un contrat qu'il aura signé avec le Gestionnaire de réseau (GRD) et définissant leurs droits et obligations respectifs, ainsi que ceux du client final. Un lien contractuel existe donc entre le client et son gestionnaire ce qui permet à ce dernier d'intervenir à la demande du client suivant les prestations prévues dans son catalogue. Cependant, pour toute intervention, le fournisseur reste l'interlocuteur privilégié du client final.

Dans le contrat unique, une seule facture couvre l'acheminement et la fourniture. Elle est adressée par le fournisseur. Ce dernier répercute au consommateur la totalité des frais d'acheminement ou des prestations catalogue au GRD, préférablement à l'euro-l'euro.

Le contrat unique est recommandé pour la grande majorité des sites notamment ceux qui sont raccordés en basse tension (<250kVA).

La question du recours à un contrat d'acheminement distinct, CARD ou CART, se pose pour les sites grands consommateurs (consommation supérieure à 7 GWh annuel). Il est à envisager si le consommateur final souhaite garder un lien direct avec le GRD pour la qualité et les prestations liées à la distribution ou au transport. L'acheteur signera donc son contrat d'acheminement en direct avec RTE ou ERDF (ou l'ELD). Dans son marché de fourniture d'énergie, il devra alors préciser que toutes ces prestations font l'objet d'un contrat distinct.

Dans le cas général, les acheteurs publics souscrivent des contrats uniques. L'objet du marché doit donc intégrer les prestations d'acheminement. Dans sa description du prix, l'acheteur détaillera clairement son contenu en intégrant le prix de cette prestation, le TURPE.

Le TURPE n'est pas un élément déterminant dans la mise en concurrence des opérateurs puisqu'il est indépendant du fournisseur (voir chapitre IV.3 sur la « structure des prix »)

1.2.4 - Stratégies d'approvisionnement des fournisseurs d'électricité

Un des leviers permettant aux fournisseurs de se distinguer par leurs offres de prix est le coût d'approvisionnement de l'électricité : ils disposent de plusieurs possibilités pour l'optimiser. :

La production d'électricité en propre

A l'instar d'EDF, premier producteur d'électricité en France, certains fournisseurs sont également producteurs. Le secteur français est nettement dominé par EDF. Toutefois, d'autres acteurs comme GDF Suez, EON ou encore Direct Énergie disposent également de capacités de production.

Leur production peut être directement vendue à un client final, valorisée sur les bourses de l'énergie ou par contrat de gré à gré avec un autre opérateur du marché.

Les achats d'électricité sur les marchés de gros

Les bourses de l'électricité proposent à leurs membres une plateforme de négociation, où ils peuvent entrer des ordres d'achat et de vente d'énergie sur les marchés spot (prix de l'électricité livrée le lendemain) ou marchés à terme (bourses EEX ou EPEX).

Sur ces marchés, le prix du MWh d'électricité évolue jour après jour selon la loi de l'offre et de la demande.

Les prix peuvent être attribués pour des achats par « bloc » : semaine, mois, trimestre, année à venir (marchés à terme) ou à une échelle de temps plus proche et très fine, pour permettre les ajustements entre quantités approvisionnées et consommations réelles des clients : achat du jour pour le lendemain (SPOT), à une précision allant jusqu'à la demi-heure.

Les contrats réglementés d'achat d'électricité auprès d'EDF (dont l'ARENH)

Ces achats s'effectuent dans un cadre réglementé. On retrouve ici les contrats historiques d'approvisionnement en électricité des Entreprises Locales de Distribution (ELD), qui bénéficient d'un prix du MWh particulièrement bas, mais également le dispositif de l'ARENH (vu dans le paragraphe I.2.1).

II- Qu'indique le contexte réglementaire ?

II.1.- Ouverture du marché du gaz.

Le marché du gaz s'est ouvert à la concurrence depuis 2000. Seuls les fournisseurs historiques (GDF-Suez et les entreprises locales de distribution, ELD) continuent de pouvoir proposer des tarifs réglementés de vente (TRV) à leurs clients mais depuis cette ouverture, tous les fournisseurs (historiques et alternatifs) peuvent désormais proposer des contrats en offre de marché (OM).

Conformément aux directives européennes, la loi relative à la consommation du 17 mars 2014 a fixé un calendrier de suppression des TRV de gaz naturel pour les consommateurs non-domestique.

A terme, en l'état actuel des textes, seuls les TRV pour les petits consommateurs seront conservés, et les échéances à respecter sont les suivantes :

- Au **31 décembre 2014** pour les sites de consommation annuelle de référence (CAR) supérieure à 200 MWh. *Sont potentiellement concernés les bâtiments publics de plus de 1000 m² chauffés au gaz naturel.*
- Au **31 décembre 2015** pour les sites de CAR > 30 MWh. *Sont potentiellement concernés les bâtiments publics de plus de 200 m² chauffés au gaz naturel.*
- Une exception est permise pour tout immeuble à usage principal d'habitation de CAR < 150 MWh.

L'offre transitoire

Étant donné les délais limités laissés aux acheteurs entre la décision de suppression des tarifs et l'échéance du 1^{er} janvier 2015, une offre transitoire de 6 mois est proposée par le fournisseur historique pour les consommateurs n'ayant pas basculé à temps sur un contrat en offre de marché afin d'assurer une continuité de la fourniture après la disparition du tarif actuel.

Toutefois, certaines communications ont pu faire état de l'impossibilité pour les acheteurs soumis aux règles de la commande publique de recourir à cette offre transitoire. La loi n° 2014-344 du 17 mars 2014 relative à la consommation ne l'interdit pas explicitement pour les acheteurs publics, même si la souscription de ce contrat-relais sans mise en concurrence soulève, sur un plan juridique, un problème de conformité au regard des grands principes de la commande publique.

Un avis du conseil d'Etat du 16 septembre 2014 a été publié sur cette question et argumente sur la possibilité de recourir à cette offre uniquement pour la première échéance de disparition des tarifs du gaz, ayant eu lieu au 1^{er} janvier 2015. Toutefois, il n'est pas concevable de se reposer sur une possible offre pour repousser nos délais sur les échéances suivantes : tous les

acheteurs ont la possibilité de respecter celles à venir, tant en gaz qu'en électricité et n'auront donc pas à recourir à cette offre.

II.2.- Ouverture du marché de l'électricité

II.2.1- Les grandes étapes de l'ouverture du marché

C'est en application des directives européennes (1996/92, 2003/54 et 2009/72) que le marché de l'électricité a été ouvert à la concurrence.

Les réseaux de transport et de distribution restent en monopole gérés par RTE (Réseau de Transport d'Electricité), ErDF (Electricité Réseau Distribution France) et les ELD pour les territoires qui les concernent.

En amont, la production d'électricité a été ouverte à la concurrence, ainsi qu'en aval, sa fourniture ou commercialisation. Cette dernière a été progressive :

- à partir de 2000, pour les plus gros consommateurs industriels (conso > 16GWh/an) ;
- à partir de 2003 pour les sites consommant plus de 7GWh ;
- en 2004 pour tous les consommateurs professionnels ;
- depuis juillet 2007 pour les consommateurs domestiques.

La spécificité du marché de l'électricité en France(ce qui constitue également un frein à cette ouverture à la concurrence) est l'accès à la production du parc nucléaire historique français, entièrement géré et détenu par EDF.

II.2.2- La réponse apportée : la loi NOME

La loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (dite loi NOME), a pour objectif de permettre une ouverture effective du marché, dans la mesure où l'opérateur historique EDF se trouve en situation ultra-dominante sur le secteur de la production d'électricité en France.

Il s'agit dorénavant de faire bénéficier de la compétitivité du parc nucléaire historique à tous les acteurs du marché du territoire pour mettre à égalité les fournisseurs.

Issue des travaux de la Commission Champsaur, la loi NOME doit ainsi :

- **assurer aux fournisseurs alternatifs un droit d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, dit ARENH jusqu'en 2025 et dans la limite d'un plafond à l'échelle nationale de 100 TWh/an.** Les consommateurs pourront bénéficier, quel que soit leur fournisseur, de la compétitivité du parc nucléaire historique (opportun si le montant de l'ARENH est plus intéressant que les prix de marché au moment de l'achat)

- **supprimer les tarifs réglementés de vente (TRV) dès fin 2015 pour les sites des consommateurs non domestiques de puissance souscrite supérieure à 36 kilovoltampères.**

Il n'est plus nécessaire de maintenir les tarifs règlementés car la concurrence poussera tous les fournisseurs à faire des offres alignées sur leurs coûts d'approvisionnement et donc les coûts du parc de production en France.

- créer une « obligation de capacité » pesant sur chaque fournisseur et le marché correspondant.

Chaque fournisseur doit prendre une part de la responsabilité collective concernant la sécurité d’approvisionnement. Ce marché ne sera mis en place qu’en 2017.

A RETENIR

Une offre de marché devra être souscrite pour l’ensemble des sites à compter du 1^{er} janvier 2016 pour tous les sites de puissance souscrite >36 kVA (équivalent tarifs jaunes et verts actuels).

III- Préparer l’achat: connaissance du patrimoine et recensement des contrats existants

III.1 – Le recensement des besoins

Le recensement de vos contrats à passer, en nombre et en volume de consommation, doit être réalisé en amont de la procédure. Au-delà de son utilité pour l’estimation du montant du marché, il est indispensable aux candidats pour prendre connaissance des sites à fournir et de leurs caractéristiques et ainsi leur permettre d’élaborer une offre adaptée.

Ce recensement peut être présenté sous la forme d’un tableau listant les sites inclus dans le marché : il doit être fourni dès la première phase de consultation des fournisseurs et pourra être complété au stade du lancement des marchés subséquents.

Il peut être prévu d’intégrer de nouveaux sites en cours de marché dans les conditions de prix définies dans l’offre. Les fournisseurs permettent en général l’ajout ou le retrait de sites, sans pénalités, dans la limite de +/- 10% du volume global du marché. Le site à intégrer doit également être comparable aux autres sites du lot, en volume et profil de consommation.

Ce recensement doit contenir une dizaine de données présentes sur les factures en gaz et en électricité (un modèle de trame de deux tableaux de recensement sont fournies en annexes) : Pour le gaz, le tableau doit permettre d’identifier chaque point de consommation (PCE) par collectivité, avec ses caractéristiques de livraison (adresse, profils), et les dates de début de fourniture.

De même en électricité, le tableau doit également permettre d’identifier chaque point de livraison (PDL ou RAE) par collectivité, avec ses caractéristiques de livraison (adresse, options TURPE, puissance souscrite), et les dates de début de fourniture.

III.2 – Le classement des sites et regroupement par lot

Grâce au recensement, il est possible d’identifier les différents types de sites et les regrouper au sein de lots distincts suivant plusieurs critères. En effet, que ce soit en gaz ou en électricité, les fournisseurs ne pourront pas faire la même offre pour des sites aux volumes ou profils de

consommation très différents. Sans allotissement, certains fournisseurs pourraient ne pas être en mesure de répondre à l'appel d'offres.

Pour le gaz :

Il convient de retenir les trois critères de regroupement en lots suivants :

- 1- La situation géographique pour toutes les contraintes relatives à la géographie du gaz en France, vue dans le premier chapitre (principes d'approvisionnement, régulation de l'acheminement) :
 - zone gazière (Nord, Sud, TIGF) ;
 - gestionnaire de réseau (GRDF ou ELD).

- 2- Le volume de consommation

Il est recommandé de réaliser des lots de taille limitée, en nombre de sites et volume total de consommation (le chiffre de 500 GWh peut être pris comme limite supérieure)

En gaz, il est important de distinguer les sites suivant leur tranche tarifaire. Les 4 catégories usuellement présentée sont :

- T1 : consommation annuelle < 30 MWh ;
- T2 : consommation annuelle comprise entre 30 MWh et 200 MWh ;
- T3 : consommation annuelle comprise entre 200 MWh et 5000 MWh ;
- T4 : consommation annuelle > 5000 MWh.

En général, il est préférable de séparer les sites à relevé semestriel (T1 et T2) des sites à relevé mensuel ou journalier (T3 et T4).

Pour des petits patrimoines, les sites relevant des tranches T1, T2, et T3 pourront éventuellement être regroupés dans un même lot.

Par contre, il convient d'isoler les sites T4 de très grande consommation, qui peuvent donner lieu à un engagement de consommation (les tarifs régulés dits à souscription) et bénéficiant d'offres sur mesure à des prix concurrentiels (voir paragraphe « grands consommateurs » en partie IV.3.4).

- 3- Le profil de consommation

Dans certains cas, il peut être intéressant de regrouper dans un lot des sites ayant le même profil de consommations, surtout si le profil est peu dépendant des conditions climatiques. L'exemple cité par les fournisseurs est celui des piscines municipales. On peut également penser aux stations d'épurations ou autres sites pour lesquels le gaz est utilisé dans des process « industriels » et qui peuvent bénéficier de tarifs avantageux du fait de leur profil de consommation (stable, peu de fluctuations, consommation importante hors heures de pointes)

Pour l'électricité :

Sans que ce soit une nécessité, pour ouvrir la consultation à un maximum de candidat, il est recommandé d'allotir l'accord-cadre suivant les critères suivants :

- 1- les territoires des différents gestionnaires de réseau (ERDF, ELD) ;
- 2- le mode de relève : sites profilés (offres standardisées) et sites télérelevés (offre personnalisée). Dans le cas général, les sites profilés correspondent aux tarifs bleus et jaunes, les télérelevés aux tarifs verts.

III.3 – Les données attendues par les fournisseurs

Pour le gaz, en plus des données de recensement mentionnés ci-dessus, un détail des données de consommation peut être apporté en complément d'information :

Pour la tranche de consommation T4 :

- prévision de consommation mensuelle sur 12 mois avec mention de la capacité journalière souscrite.
- ou historique des consommations mensuelles sur les 24 derniers mois avec mention de la capacité journalière souscrite,
- ou idéalement l'historique des consommations jours sur 24 mois avec précisions sur d'éventuels changements de modes de consommation

Pour la tranche de consommation T3 : la CAR et le profil suffisent. On peut éventuellement fournir un historique des consommations mensuelles sur 12 mois en précisant tout changement de modes de consommation.

Pour les tranches de consommation T1 et T2, la CAR et le profil indiqués dans le tableau suffisent.

Le principe est comparable **en électricité** : les données attendues pour de gros consommateurs doivent être détaillées contrairement aux sites profilés :

Pour un site télé-relévé (la majeure partie des sites de puissance souscrite supérieure à 250 kW) :

- il conviendrait de fournir un tableau des points 10 minutes sur les 12 derniers mois. Ces données sont en possession du gestionnaire de réseau (ERDF, GRDF, ELD) et peuvent être demandées via le fournisseur actuel du site comme prestation gratuite au catalogue des gestionnaires de réseau (pour une année d'historique) ;
- il faut indiquer pour tous les sites les éléments du tarif de vente en cours et préciser tout éventuel changement de modes de consommation connu et sa date prévisionnelle.

L'objectif sera pour le fournisseur de valoriser au plus juste la courbe de charge sur le marché de l'énergie.

Pour les sites profilés, en plus des informations du tableau de recensement, l'acheteur peut fournir les données du **feuilleton de gestion annuel** (index par période tarifaire, puissance souscrite sur ces périodes, option et version du contrat actuel pour le TURPE (Vert options BASE A5, A8 ou sans différenciation temporelle, et versions TLU, LU, MU ou CU). Il est recommandé de mettre les données sur un tableau de recensement unique qui permettra de disposer d'un dossier d'appel d'offres facilement exploitable pour le fournisseur

IV- L'accord-cadre, une procédure à privilégier

La forme contractuelle la plus utilisée dans les consultations des marchés de gaz et électricité est l'accord-cadre.

En effet, comme il a été vu au chapitre I, lorsqu'ils signent un contrat avec un nouveau client, les fournisseurs peuvent acheter les quantités souhaitées via notamment les marchés à terme, dans de bonnes conditions de prix.

Par contre, tant que le contrat n'a pas été signé, le fournisseur s'expose à un risque de mouvement de prix entre le moment de l'établissement de son offre et, si elle est retenue, le moment où il pourra confirmer l'achat de cette quantité sur les marchés.

Dans la sphère publique, une consultation de marché ordinaire impose généralement **une durée de validité des offres** de 90 ou 180 jours entre la réception de l'offre et la date à laquelle l'acheteur procède au choix de l'attributaire. Elle n'est donc pas adaptée à cette problématique. Elle peut même entraîner des offres aux niveaux de prix très élevés (couverture du risque) voire une absence de réponses donc des procédures infructueuses.

C'est ce constat qui a amené les pionniers des marchés gaz et électricité à recourir à l'accord-cadre.

IV.1- Le principe général de la procédure

Le principe général de la consultation respecte les deux étapes d'attribution d'un accord-cadre.

IV.1.1- Première étape : L'accord-cadre multi-attributaire

Consultation pour l'accord-cadre, d'une durée maximale de 4 ans, alloti suivant les regroupements vus au paragraphe III.2, avec jugement des offres sur la valeur technique uniquement.

Nombre de titulaires.

Les procédures réalisées à ce jour autorisent de 3 à 20 attributaires retenus par lot.

Dans la définition de sa stratégie d'achat, l'acheteur détermine le nombre de titulaires qu'il souhaite autoriser : plus il y aura d'attributaires, plus la mise en concurrence lors des marchés subséquents sera optimisée. Par contre, cela amène le risque de multiplication des fournisseurs sur un même patrimoine, et autant d'outils, de formats de factures et d'interlocuteurs différents. La gestion des contrats n'en sera que plus lourde.

Suivant le nombre de candidats retenus, la note technique sera utilisée pour effectuer une première sélection en ne gardant que les offres les mieux-disantes (le Code des marchés publics prévoit au minimum trois titulaires de l'accord-cadre). Si le nombre de candidat retenu est élevé, toutes les offres sont susceptibles d'être retenues quelles que soit le classement. La note technique attribuée pourra dans ce cas être reprise lors de la consultation des marchés subséquents.

Délais de procédure

L'attribution et la notification interviennent dans les délais standards de procédures.

Description de la stratégie d'achat

Dans les pièces de l'accord-cadre, l'acheteur détaillera au mieux les éléments connus de sa stratégie d'achat, pour permettre aux fournisseurs de bien appréhender le besoin et les conditions des marchés auxquels il va répondre :

- Les acteurs concernés (si groupements d'acheteurs) et les volumes respectifs,
- le nombre prévisionnel de marchés subséquents, leurs périmètres (nombre de sites connus ou à prévoir), et le rythme de remise en concurrence prévu ;
- les conditions de jugement des offres pour les marchés subséquents ;
- le délai maximal d'attribution des marchés subséquents ;
- la ou les formes des prix qui seront utilisées. A titre d'information, l'acheteur peut indiquer le mode de révision qu'il fixera ensuite dans les marchés subséquents. Toutefois, si elles sont fixées dans l'accord-cadre, ces dernières ne pourront plus être modifiées pour l'ensemble des consultations réalisées sur la base de l'accord-cadre.

IV.1.2- Deuxième étape : la remise en concurrence

La durée des marchés subséquents la plus rencontrée actuellement est de 2 ans. Elle semble être un compromis entre la performance des prix qu'apporteraient des marchés plus courts, et les délais de procédures à suivre pour chaque remise en concurrence.

L'attribution des marchés subséquents s'effectue par l'analyse des offres selon un critère prix seul, ou sur le critère prix associé à un critère reprenant la note technique.

La reprise de la note technique est préférable mais elle n'est pas pratiquée dans toutes les structures acheteuses. La valeur technique de l'offre est issue des documents fournis pour l'accord-cadre et peut déjà avoir été utilisée pour retenir les titulaires de l'accord-cadre. La pratique de reprise de cette note a cependant été admise par le bureau de la commande publique du ministère de l'Economie et des Finances.

Délais de procédure :

Le délai laissé aux titulaires entre l'envoi de la lettre de consultation et la remise de l'offre se situe en pratique entre 10 et 20 jours.

Ce délai leur permet de prendre connaissances de pièces du marché et des éléments attendus dans l'offre (devis quantitatifs, bordereaux, acte d'engagement et annexes à compléter)

Il est important de rappeler que les fournisseurs ne consultent les niveaux de prix des bourses de l'énergie qu'au dernier moment, la veille ou le matin même de la remise de l'offre, pour former un prix le plus juste possible. Il convient donc de fixer une date et heure de remise de l'offre en cohérence avec cette contrainte : éviter un retour des offres le lundi, ou trop tôt dans la matinée.

Un exemple de procédure acceptable serait de fixer la remise des offres en milieu de semaine, à 14h, pour une attribution en fin d'après-midi ou dans les 24h qui suivent.

A RETENIR

L'attribution doit intervenir sous une durée très courte (différentes pratiques sont mises en œuvre, suivant les contraintes de chaque structure : 4 jours, 48h, 24h, 3h...) avec information immédiate au candidat retenu dès l'attribution, pour confirmer l'ordre d'achat sur les marchés.

Le circuit d'attribution doit être parfaitement programmé avant le lancement de la consultation : documents d'analyses et rapports prêts à être complétés, rendez-vous fixés pour les différentes validations et signatures d'attribution.

IV.2- La valeur technique

Elle constitue un **aspect déterminant de l'offre** des fournisseurs. Celle-ci ne porte pas sur la qualité ou la continuité de fourniture puisqu'elles relèvent du GRD. Elle juge la qualité de l'accompagnement et des services qu'offrent les candidats en association à la fourniture d'énergie.

Pour déterminer les critères techniques de jugement des offres, le consommateur doit s'interroger sur les services qu'il souhaite associer à la fourniture d'énergie et qui sont nécessaires à son activité. Jugée sur mémoire, la valeur technique pourra s'établir sur l'appréciation de modèles de factures, de la description d'un outil de suivi des consommations, de services de mise à disposition des données de consommation sous un format exploitable.

IV.2.1- Gestion comptable : La forme de la facturation

C'est au niveau de l'accord-cadre qu'est déterminée la forme des demandes de paiement pour l'ensemble des marchés subséquents.

Ces demandes peuvent contenir l'ensemble du détail des prix ainsi que les informations du marché. Elles resteront présentées sous un format spécifique du fournisseur, plus ou moins flexible et adaptable aux demandes des consommateurs, suivant les capacités des systèmes d'information interne du fournisseur.

- Contenu des factures

Dans l'idéal, et pour permettre un suivi précis des différentes composantes de prix, l'acheteur pourra demander le détail :

- du montant de la fourniture (quantités par tranches horaires, prix unitaires, totaux et taux de TVA applicable) ;
- du montant de l'acheminement (détaillant les composantes fixe et proportionnelle à la consommation ainsi que les taux de TVA applicables) ;
- des taxes spécifiques et leurs assiettes de calcul ;
- de la TVA.

Elles pourront également présenter un bilan ou historique des consommations, dans la limite des données mises à disposition par la relève du GRD. Pour les sites télé-relevés (T4 en gaz, tarifs verts en électricité), ces données peuvent être présentées avec un détail de

consommations journalières, pour les autres sites, il s'agira de l'historique des relèves et consommations estimées facturées depuis le début du marché.

- Rythme de facturation désiré (mensuel, bimensuel, semestriel) et facturation sur relève réelle/surestimé.

Cette question concerne les sites de faible consommation (T1, T2 en gaz et actuels tarifs bleus en électricité)

Concernant le rythme et le mode de relève, l'acheteur ne doit pas oublier que le fournisseur est tributaire des modalités de relèves mises en œuvre par le GRD. C'est ce dernier qui réalise et transmet au fournisseur les relevés qui serviront à la facturation.

Ainsi, pour tous sites en relève semestrielle, les fournisseurs recommandent un rythme de facturation bimestriel ou mensuel. Sur les 6 ou 12 factures annuelles, 2 sont émises sur relevés d'index réels effectués par le GRD, le restant étant basé sur les consommations estimées (selon le profil du point de livraison).

La facturation bimestrielle est l'option la plus répandue : elle permet un étalement de la dépense, et limite les écarts entre consommation estimée et relève.

Certains fournisseur proposent également la prise en compte d'auto-relève par le client pour adapter l'estimé à la consommation réelle. On attire l'attention sur le fait que cette option n'est pas disponible dans toutes les offres, et nécessite une implication forte du consommateur dans le suivi de sites de faibles consommations, ce qui présente peu d'intérêt.

Pour ces petits sites de consommation, l'acheteur doit donc s'interroger sur l'enjeu d'une facturation à un rythme non standard car toute adaptation reste compliquée à mettre en œuvre pour les fournisseurs et pourrait même pénaliser la mise en concurrence en écartant une partie des candidats.

- Regroupement de factures

Le principe est de recevoir chaque mois un unique document comptable pour un regroupement prédéfini de sites, accompagné en annexe du détail des prix et consommations de chaque point de livraison. Cela permet au gestionnaire de garder l'ensemble des informations tout en ne traitant qu'une facture et un paiement. Ce document comptable unique ne doit pas être confondu avec un bordereau de regroupement de factures qui n'a pas de valeur comptable et qui fait le bilan de l'ensemble des facturations.

Tous les candidats proposent le service de regroupement de factures. Toutefois, les conditions de mise en place du regroupement peuvent varier légèrement d'un fournisseur à l'autre : certains imposent un rythme de facturation mensuel pour l'ensemble des sites, avec estimé pour les plus petits consommateurs. Une partie des fournisseurs ne permet le regroupement des sites que s'ils ont le même rythme de relève. Enfin, d'autres associent le regroupement à la mise en place de paiement par prélèvement.

L'acheteur peut détailler les regroupements souhaités dès l'accord-cadre, en indication dans le recensement de sites. Ils correspondront généralement à des imputations budgétaires distinctes ou des regroupements fonctionnels (par services, directions...). Ils pourront aussi être mis en

place après la signature du marché avec le fournisseur retenu lors d'une réunion de préparation de l'exécution du marché, sous réserve que les principes de regroupement aient bien été prévus dès l'accord-cadre.

IV.2.2- Mise à disposition des données de facturation et consommation sous format informatique

Ce besoin est exprimé par un nombre grandissant de gestionnaires de patrimoine pour leur politique de maîtrise du budget dédié à l'énergie. Ces derniers mettent en place des outils de suivi des consommations et dépenses de leur patrimoine, tout fournisseur confondu. Ils souhaiteraient alors intégrer les données transmises par mail ou téléchargées sur une plateforme web de manière automatique.

Pour cela, les fournisseurs peuvent transmettre des données à un rythme a minima mensuel, par mail ou en téléchargement sur leur outil internet.

Par contre, sauf exceptions, le format fournisseur ne saurait s'adapter à chaque demande spécifique du client. L'acheteur doit donc être réaliste dans la description du besoin.

Demander un format tableur exploitable, aux en-têtes de colonnes clairement identifiés, comportant toutes les informations de comptage et facturation. A partir de cette base, tout acheteur devrait être en mesure de construire une procédure pour l'import dans une autre base de données spécifique.

IV.2.3- L'outil de suivi en ligne

L'accès à l'ensemble des données de facturation et consommation sur une plateforme internet peut être un atout de l'offre des fournisseurs : cela permet au consommateur de gérer son patrimoine et ses contrats en autonomie, selon le rythme et le format dont il a besoin.

Ces outils de suivi en ligne sont des outils que l'on peut partager entre différents services dans une même structure (comptabilité, services techniques, utilisateur) pour retrouver une donnée.

Leur ergonomie est un point de vigilance important, surtout si la structure base une partie de la gestion des consommations sur leur utilisation : possibilités d'export, vision de tout ou partie du patrimoine, bilans sur des périodes de temps personnalisables, regroupement de sites sont des qualités que l'on peut rechercher dans ce type d'outils.

IV.2.4- L'optimisation des contrats et l'efficacité énergétique

L'optimisation des puissances souscrites et de la version tarifaire d'acheminement (TURPE) :

Tous les fournisseurs proposent le service de bilan annuel et optimisation des conditions d'acheminement des sites. L'optimisation de puissances souscrite est cependant cadrée par l'intervention nécessaire du gestionnaire de réseau.

En électricité, revoir la puissance souscrite à la hausse peut être réalisé à n'importe quel moment. En revanche, la révision à la baisse ne peut se faire qu'à date anniversaire.

ATTENTION

Une optimisation de la puissance souscrite au stade de la procédure n'est pas forcément conseillée. Il faut mettre à profit le recensement pour relever les sites qui pourraient être optimisés et prévoir ce service d'optimisation dans les prestations du futur fournisseur dans les premiers mois du marché.

Lors de la bascule, le GRD ne sera pas en mesure de traiter tous les changements de puissance demandés.

Les audits et conseil sur les consommations :

Le fournisseur peut également être force de conseil sur vos consommations. Par l'étude des courbes de consommations, des dépassements de puissance, il peut détecter les dérives et alerter le consommateur sur les usages à leur origine. Il pourra vous orienter vers des solutions et des propositions d'amélioration.

Avec la connaissance des sites, ils apporteront des conseils en efficacité énergétiques utiles mais qui ne sauraient se substituer à des audits de performance énergétique complets des bâtiments.

Ces services sont généralement complémentaires à la fourniture mais pas nécessairement inclus dans l'offre initiale. Si l'acheteur envisage d'avoir recours à de tels audits sur ou plusieurs sites, il conviendra d'en décrire le contenu dans le CCTP et de le prévoir dans l'offre du fournisseur.

A RETENIR

Toutes les offres de services ne sont pas égales aujourd'hui. Certains candidats sont déjà munis d'outils de qualité, reconnus et éprouvés. Toutefois, d'autres travaillent encore au développement de leurs services. Le critère technique d'analyse des offres permettra de distinguer le niveau de qualité des services proposés avec la fourniture. Si on souhaite optimiser la concurrence sans pénaliser une partie des candidats, il est concevable de prévoir la mise en place ou l'amélioration des outils et services proposés dans les premiers mois d'exécution du marché, dans une démarche de partenariat avec le fournisseur qui sera retenu.

IV.3- Stratégie d'achat : la structure des prix.

Que ce soit pour l'achat de gaz ou d'électricité, la structure la plus utilisée, dans le cas de contrats uniques, est la structure binôme : cette dernière distingue deux composantes du prix : une part « abonnement » et une part « énergie ».

IV.3.1- Forme et contenu de la part « abonnement »

La **part abonnement** est forfaitaire, exprimée en €HT/an ou €HT/ mois, déterminée site par site, renseignée par les candidats dans un **bordereau listant les points de livraison du marché**.

Comme vu précédemment, l'acheteur doit clairement énoncer le contenu de la part abonnement telle qu'il l'entend dans les pièces de son marché afin d'éviter toute incompréhension par les candidats ou toute erreur lors de l'analyse de leurs offres.

Dans le cas général, la part abonnement correspond aux **frais fixes d'acheminement et transport, répercuté à l'euro près** :

- pour le gaz : part fixe de l'ATRD et ATRT et autres coûts afférents au stockage et frais de gestion appliqués par le fournisseur ;
- et pour l'électricité, part fixe du TURPE.

Attention : que ce soit en gaz ou en électricité, il existe une part variable d'acheminement exprimée en €/MWh consommé. Cette part variable devra dans tous les cas être différenciée du prix de l'énergie, notamment pour l'application des révisions, et répercutée sans marge dans la facture payée par le consommateur final.

Les composantes des ATRD, ATRT et TURPE sont réglementées et spécifiques à chaque site de livraison (zone de distribution, profil et CAR). Leur mode de calcul est publié par arrêté et est susceptible d'évoluer en cours de marché suivant des formules publiées au Journal officiel et accessibles à tous. Les dispositions relatives au calcul et évolutions des tarifs d'acheminement et transport sont consultables sur le site de la CRE entre autres.

Certains fournisseurs proposent des offres dans lesquelles cette part abonnement est fixe pour toute la durée du marché mais une grande majorité conseille de permettre sa révision suite à une évolution réglementaire.

Une part abonnement fixe permet la maîtrise du budget pendant la durée d'exécution du marché, ainsi qu'un contrôle des factures simplifié. Cependant, l'absence de révision peut induire un niveau de prix plus élevé qui correspond à la couverture du risque par le fournisseur.

Si l'acheteur permet l'évolution de la part abonnement suite à évolution réglementaire, il doit être en mesure de contrôler l'impact des nouvelles dispositions en vigueur sur les prix de son offre.

Cela signifie qu'il aura correctement pris connaissance des modes de calcul publiés et appliqués à ses sites. Il peut être prévu, dans les clauses de marché, une information complète sur l'évolution des prix accompagnant la première facture où elles apparaissent.

IV.3.2- Le prix du kWh gaz

La **part énergie**, exprimée en cent €/HT/kWh ou €/HT /MWh, proportionnelle à la consommation, est renseignée par les candidats dans un **bordereau des prix unitaires**. Ce bordereau distingue les prix de l'énergie suivant le niveau de consommation annuelle des sites (4 tranches de T1 à T4).

Ces prix peuvent être horosaisonnalisés, en distinguant les tranches horaires de consommation. Il peut être avantageux de laisser la possibilité aux candidats de proposer un prix du kWh hiver et un prix du kWh été (suivant les définitions été hiver de GRDF).

Tableau 1 : formes des prix dans les offres proposées par les fournisseurs de gaz

Mode de révision Abonnement Energie		Ses avantages	Les risques associés
FIXE	FIXE	<ul style="list-style-type: none"> -Visibilité budgétaire complète. -Suivi de facture simplifié, notamment pour les sites à relève semestrielle. -Protection en cas de hausses de prix de distribution et de l'énergie. -Bonne opportunité si validés au bon moment. 	<ul style="list-style-type: none"> -Offre plus élevée : couverture de risque chiffrée par le fournisseur dans son offre. -En cas de baisse des prix de l'énergie, moins performant qu'une forme révisable.
REVISABLE -Suite à publication au Journal officiel d'une évolution de tarifs d'acheminement transport. -Répercussions à l'euro près	FIXE	<ul style="list-style-type: none"> -Visibilité budgétaire. -Suivi de facture en partie simplifié, notamment pour les sites à relève semestrielle. -Protection en cas de hausses de prix de l'énergie. 	<ul style="list-style-type: none"> -Offre plus élevée : couverture de risque intégrée par le fournisseur dans son prix de l'énergie. -En cas de baisse des prix, moins performant qu'une forme révisable.
	REVISABLE Suivant l'indice PEG Nord	<ul style="list-style-type: none"> - Prix des offres performants. -cohérent avec la saisonnalité des prix (en théorie, le marché est plus haut en période hivernale) -indice accessible gratuitement et facilement (site POWERNEXT) 	<ul style="list-style-type: none"> -Prix soumis au risque de hausses des marchés. - forte implication dans le contrôle régulier des évolutions des marchés et application des révisions sur les factures. -Complexité de facturation pour les sites à relève semestrielle.
	REVISABLE Suivant les indices pétroliers (FOL FOD BRENT) comme dans la formule CRE 811 (TRV)	<ul style="list-style-type: none"> - Prix des offres performants. -Cohérent avec la saisonnalité des prix (en théorie, le marché est plus haut en période hivernale) -Représente le lien historique entre marché du gaz et marchés pétroliers pour les achats long terme conclus avec des producteurs 	<ul style="list-style-type: none"> -Indices peu accessibles pour l'acheteur public (licence payante quelques milliers d'euros) -Prix soumis au risque de hausses des marchés. - forte implication dans le contrôle régulier des évolutions des marchés et application des révisions sur les factures. -Complexité de facturation pour les sites à relève semestrielle. -ne convient pas à tous les fournisseurs : risque de réduire le nombre de candidats.

	REVISABLE Suivant la formule DIREM <i>Abandonnée</i>	connue depuis le lancement des consultations pour la fourniture de gaz.	Aujourd'hui décorrélée des évolutions du cours du gaz naturel : indexation risquant de réduire le nombre de réponses.
--	--	---	--

L'indice PEG

Exemples de formule de révision mensuelle du prix du kWh, utilisant l'indice PEG Nord :

$$P_M = P_0 + (PEG_M - PEG_0)$$

Avec P_M et P_0 prix de la molécule de gaz applicables respectivement au mois M et celui de la remise de l'offre.

Et PEG_M , valeur de l'indice officiel « PEG Nord Month ahead » connu pour le mois M, publié le dernier jour du mois M-1, et PEG_0 , valeur du PEG Nord pour le mois de la remise de l'offre (à reporter sur les pièces de l'offre). Ces valeurs sont librement accessibles sur le site Powernext, dans l'espace Données de Marché.

Pour des sites situés en zone Sud, l'indice PEG Sud est également utilisable mais la cohérence région de consommation/indice n'est pas imposée. Le PEG Nord est un indice plus stable que le PEG Sud qui lui peut subir des évolutions importantes du fait de tensions ponctuelles sur les conditions de transfert Nord-Sud.

Les indices TTF ou autres indices européens

La révision pourrait aussi s'appuyer sur un indice européen « voisin » du PEG, comme c'est le cas dans la dernière formule de calcul des TRV (avec l'utilisation de l'indice TTF). Recourir à ces indices plutôt qu'au PEG apporte a priori peu de valeur ajoutée : Ils sont tout aussi représentatifs que le PEG, moins accessibles cependant, et leurs évolutions sont fortement corrélées.

La révision basée sur les TRV

Les indices sous-jacents à la formule CRE 811 (FOL, FOD, BRENT, TTF Quarter ahead, TTF month ahead, euro / dollar) ne sont pas publics. Il est nécessaire de disposer d'une licence Heren (quelques milliers d'euros par an) pour y accéder et reconstituer la formule.

Toutefois, un acheteur public pourrait valider chaque mois l'évolution de la formule CRE en se référant à l'évolution des tarifs réglementés. Cependant, il ne faut pas oublier que l'ensemble du dispositif d'ouverture des marchés passera par la suppression de ces tarifs. Le principe d'indexation sur leur montant ne peut donc pas être pérenne.

IV.3.3- Le prix du kWh électrique

La **part énergie**, exprimée en cent € HT/kWh ou € HT /MWh est proportionnelle à la consommation, est renseignée par les candidats dans un **bordereau des prix unitaires**. Ce bordereau distingue les prix de l'énergie suivant le niveau de consommation annuelle des sites (classes C5 à C1).

De même que pour le gaz, l'acheteur peut demander, suivant les profils de consommations de ses sites, un prix horosaisonnalisé avec par exemple, une structure avec 2 prix (heures creuses et heures pleines) ou une structure avec 4 prix : heures pleines hiver, heures creuses hiver, heures pleines hiver et heures creuse été.

Maintenir une structure de prix horosaisonnalisée est avantageux si le site a la possibilité de transférer des consommations des heures de pointe vers les heures creuses, et si l'acheteur souhaite inciter les sites à maîtriser leurs consommations dans une logique d'efficacité énergétique. De plus, ce format prendra plus de sens avec la mise en place du marché de capacité qui va donner de la valeur aux sites qui consomment moins pendant les heures de pointe.

Chaque structure de prix peut intégrer ou non des volumes ARENH selon le choix du client. Il est alors nécessaire de préciser la demande dans le cahier des charges en début de procédure.

Tableau 2: formes des prix dans les offres proposées par les fournisseurs d'électricité

Mode de révision Abonnement Energie		Ses avantages	Les risques associés
FIXE	FIXE	-Visibilité budgétaire complète. -Suivi de facture simplifié. -Protection en cas de hausses de prix de distribution et de l'énergie. -Bonne opportunité si validés au bon moment.	-Offre plus élevée : couverture de risque chiffrée par le fournisseur. -En cas de baisse des prix de l'énergie, moins performant qu'une forme révisable.
REVISABLE Suivant les modes de calcul publiés au journal officiel lors des évolutions de tarifs	FIXE	-Visibilité budgétaire. -Suivi de facture en partie simplifié. -Protection en cas de hausses de prix de l'énergie.	-Offre plus élevée : couverture de risque intégrée par le fournisseur dans son prix de l'énergie. -En cas de baisse des prix, moins performant qu'une forme révisable.
	REVISABLE Suivant le prix de l'ARENH	- Indice public fixé par arrêté. -Cohérent avec l'origine de l'électricité en France. - L'ARENH emporte terme de capacité : cela limite le risque d'exposition du risque lié au terme de	-Principe de contrôle des taux et droits ARENH relatifs aux sites à mettre en place : lors de la remise des offres et a posteriori, en fin d'année ou de marché. -Risque de contre-performance lorsque les prix de marchés sont inférieurs au prix ARENH.

		capacité	
	REVISABLE Suivant les indices de marché EEX-EPEX SPOT	- Prix des offres performants. - compte tenu des hausses annoncées du prix de l'ARENH, un prix 100% marché permet de s'affranchir de ce risque. - indices accessible gratuitement sur les sites EEX-EPEXspot	-Prix soumis au risque de hausses des marchés, jugés assez volatiles. - forte implication dans le contrôle régulier des évolutions des marchés et des révisions appliquées sur les factures.

Exemple de forme de révision ARENH

Si le consommateur choisit un prix intégrant la part ARENH à laquelle ses sites donnent droit, il convient de prévoir une révision en cas de mouvement du prix de l'ARENH, suivant l'exemple suivant :

$$P_{N+1} = P_N + T_{ARENH} \times (P_{ARENH_{N+1}} - P_{ARENH_N})$$

Avec

P_{N+1} et $P_{ARENH_{N+1}}$: prix de l'offre et prix de l'ARENH sur la période postérieure à l'évolution de l'ARENH.

P_N et P_{ARENH_N} : prix de l'offre et de l'ARENH pour la période antérieure à l'évolution de l'ARENH.

T_{ARENH} pourcentage de droit ARENH correspondant au(x) site(s).

Exemple formule EPEX

L'acheteur peut demander un prix uniquement formé sur les indices de marché. Le prix peut être fixé au pas mensuel, trimestriel ou annuel. Les formules d'indexation peuvent prévoir les 3 cas.

Le profil de consommation étant un mélange de base et de pointe, l'indexation devrait idéalement porter sur les 2 prix : Base et Pointe.

Exemple de formule de révision avec indexation marché sans coefficient ARENH :

$$P_M = a + b * BL_M + c * PL_M$$

Avec BL_M et PL_M des indices liés aux produits Baseload et Peakload (par exemple moyenne arithmétique sur la période M, des prix EPEXSPOT day Ahead Base et Peak, issus des données de marchés accessibles sur le site Epexspot)

Et a, b et c, les coefficients représentant une part de prix maintenue fixe, et les parts de volumes soutirés en base et pointe dans le profil de consommation des sites concernés.

Certains acheteurs utilisent des formules plus détaillées intégrant tous les éléments de révision proposés ci-dessus (part d'approvisionnement ARENH et part révisée suivant un indice de

marché). **Il faut veiller toutefois à n'utiliser un mécanisme de révision que si on a les moyens de les contrôler.** Une formule trop « inédite » ou trop lourde peut également être un frein à la remise d'offres des fournisseurs sur un marché.

A RETENIR

La question du mode de révision des prix dans les achats d'énergie est délicate et donne lieu à débat auprès des acheteurs. En effet, la composition des prix et le fonctionnement des marchés boursiers de l'énergie sont des objets nouveaux pour le cadre des marchés publics. Il n'y a pas une unique et bonne forme de prix à utiliser aujourd'hui, mais un ensemble d'offres existantes parmi lesquels l'acheteur devra choisir en fonction de ses contraintes de structure et de ses capacités de suivi des évolutions de prix.

Les procédures en cours et leur exécution dans les 2 ou 3 années à venir nous permettront de dégager à terme les solutions qui offriront le meilleur compromis entre besoins des acheteurs et offres des fournisseurs.

IV.3.4- Faut-il associer un engagement de consommation aux offres?

Les sites de consommations annuelles inférieures à 5 GWh/ an en gaz et 7 GWh/an en électricité ne sont théoriquement pas sujets à engagements de consommation. Pour les plus grands consommateurs, **lorsque la consommation se chiffre en dizaines de GWh par an, ces clauses d'engagement sont indispensables.** Entre 5 GWh et 20 GWh, niveaux de consommation plus courants pour les acheteurs publics, on peut prévoir l'application de pénalités. Ce choix dépendra de la volonté de l'acheteur d'optimiser les offres et de sa capacité à maîtriser ses consommations.

Les grands consommateurs de gaz :

Pour les sites relevant de la tranche T4, une *capacité journalière d'acheminement* (CJA) doit être fixée en amont de la consultation. Il s'agit de la quantité maximum de gaz naturel, en MWh (PCS 0°C), que le gestionnaire du réseau de distribution s'engage à livrer sur site chaque jour. **En cas de dépassement de cette capacité, les gestionnaires du réseau pénalisent le consommateur.** Les pénalités associées sont réglementaires, définies dans les modalités de calcul de l'ATRD. En général, les acheteurs inscrivent dans leur marché de fourniture que les pénalités de dépassement de la CJA doivent être répercutées par le fournisseur à l'euro près.

L'optimisation de la CJA consiste à limiter le risque de pénalités de dépassement tout en évitant de la surdimensionner au risque de supporter des frais de réseaux trop importants.

En effet, pour les T4, les frais d'utilisation de réseau contiennent un terme proportionnel à la puissance souscrite. Ce terme est nul pour les autres tranches tarifaires.

Pour les réseaux publics de distribution de gaz naturel à l'intérieur de la zone de desserte de GrDF, le tarif d'utilisation est le suivant au 1^{er} juillet 2014 :

OPTION tarifaire	ABONNEMENT ANNUEL (en €)	PRIX PROPORTIONNEL (en €/MWh)	TERME DE SOUSCRIPTION ANNUELLE de capacité journalière (en €/MWh/j)
T1	33,24	26,32	
T2	128,28	7,74	
T3	728,40	5,44	
T4	14 717,16	0,76	191,52

Le calcul des pénalités correspondantes sont définies dans les tarifs ATRD4, dans les décisions tarifaires de la CRE en vigueur, en consultation sur le site internet de la CRE. Pour un site de CAR proche de 5 GWh, la limite théorique entre les tranches T3 et T4, le choix de l'option tarifaire doit être basé par comparaison des simulations d'application de deux types de tarifs.

Dans les services associés à la fourniture, le fournisseur pourra également vous conseiller sur l'optimisation de la CJA et le changement éventuel de tranche.

Cas des consommations supérieures à 20 GWh

En plus de cet engagement journalier réglementé, les sites télérelevés dont la consommation annuelle est supérieure à 20 GWh/an doivent donner lieu à une offre avec engagement sur les volumes de consommation (minimum et plafond). Cet engagement peut prendre la forme d'un pourcentage d'une consommation de référence (CAR par exemple). On retrouve généralement un niveau d'engagement à 80% de la consommation annuelle prévisionnelle et un plafond à 120% de la consommation annuelle prévisionnelle

Le tunnel peut être élargi jusqu'à 70% / 130 % ou rétréci pour répondre au cas de chaque client.

Ces engagements peuvent être saisonnalisés (Eté du 1er avril au 31 octobre / Hiver)

Le fournisseur pourra facturer des pénalités lorsque la consommation sur la période d'engagement dépasse les niveaux d'engagement contractualisés, minimum ou plafond.

Les prix en dehors du tunnel peuvent être définis en fonction des prix de marché constatés sur chaque saison (indice public Powernext Spot) ou, pour les clients souhaitant moins s'exposer au risque des prix de marchés, une autre méthode consiste à la modulation du prix unitaire du contrat pour les quantités sous ou surconsommées. Dans cette hypothèse, la flexibilité peut être annualisée.

Le mode de calcul des prix de ces kWh « hors engagement » doit être défini lors de la consultation (surcoût en €/MWh appliqué sur les écarts ou pourcentage du prix initial du kWh...)

Le changement du mode de calcul des régularisations n'est pas possible une fois le marché notifié.

Les grands consommateurs d'électricité :

En électricité, il est conseillé de constituer un lot distinct pour tout site de consommation supérieure à 7 GWh annuel (cas des usines et stations d'épuration, établissements de santé ou pénitentiaires de très grande capacité, et autres sites à caractères industriels)

Pour ces sites, un contrat distinguant un prix Base d'un prix Pointe pourrait être une pratique permettant d'obtenir un prix relativement faible sur la base (ou ruban) associé à un prix très élevé sur la pointe (ou dentelle). L'offre est ainsi réalisée sur mesure, et optimisée au regard du profil du site. **Ce type d'achats hors gamme d'offres standard est à réserver aux sites télé-relevés dont la consommation est de plusieurs dizaines de GWh.** Il est associé à une certaine complexité, ne serait-ce que dans le suivi des engagements de consommation (avec une fourchette haute et une fourchette basse, généralement 80-120 %).

V- Piste d'optimisation et compléments à l'achat d'énergie

V.1- Le groupement de commandes

Pour aider les acheteurs publics à respecter les échéances tout en s'assurant d'optimiser leur achat, plusieurs organisations proposent dès à présent des groupements de commandes d'achats de gaz naturel et préparent les achats d'électricité.

Les groupements d'achats en énergies ont principalement vu le jour au Royaume-Uni et en Allemagne depuis le début de la libéralisation des marchés.

Ce modèle est adapté à tout type de consommateurs, de la PME/PMI aux industriels électro et gazo-intensifs. Par exemple, des groupements électricité et gaz naturel sont en place dans l'industrie papetière ou sur les forges et fonderies en France.

Plusieurs offres sont aujourd'hui disponibles pour les acteurs publics qui souhaitent augmenter leur levier de négociations envers les fournisseurs actifs et optimiser leur position sur les marchés.

Dans le cas des syndicats d'énergies, ces groupements sont ouverts à tous les acheteurs publics sur leur territoire, à l'échelle départementale, voire régionale. Il s'agit de massifier les besoins pour stimuler la concurrence et obtenir les meilleures offres, ainsi que de sécuriser juridiquement l'achat public d'énergies. Dans ces groupements de commandes, le syndicat est désigné comme coordonnateur et est en charge de l'ensemble de la procédure administrative liée à l'appel d'offres pour l'ensemble des adhérents, jusqu'à la notification des marchés subséquents.

Les offres de groupement de commande des centrales d'achats sont aussi une alternative performante à envisager, suivant les moyens dont on dispose, en interne ou sur son territoire (une offre de l'UGAP en électricité est ainsi en cours de préparation).

Les ministères et leurs établissements ont aussi mutualisé leur procédure sous la coordination du Service des achats de l'Etat(SAE). Dans ce cas, les services de l'État ont l'obligation d'intégrer les supports contractuels portés par le SAE conformément au décret 2013-623 du

16 juillet 2013 portant attribution du SAE ainsi qu'en application de la stratégie d'achat prise pour le gaz et l'électricité concernant l'État.

Enfin, le groupement peut être monté directement entre acheteurs, dans le but de mutualiser les moyens et les compétences pour la passation de la procédure. La mise en place d'un tel groupement demande toutefois de prévoir des délais supplémentaires pour la mise en place d'une organisation performante entre les structures (pilotage, circuits de validation et délégations). Plusieurs acheteurs publics ont fait la démarche de s'associer pour leurs achats : les villes de Lyon et Villeurbanne, Grand Nancy et la Communauté urbaine de Dunkerque entre autres.

Il convient de préciser qu'adhérer à un groupement de commandes n'exonère pas de prendre en main la question des achats d'énergie et d'en comprendre les mécanismes, ceci pour s'assurer d'être en mesure de suivre l'exécution des marchés dans la durée : l'acheteur devra contrôler les services contenus dans l'offre, prendre connaissance des procédures à suivre pour l'ajout ou le retrait d'un site de livraison et les conditions associées aux résiliations, et s'approprier les conditions de révision des prix pour la vérification des factures.

L'achat d'énergie est effectivement une compétence spécifique, que n'ont pas tous les consommateurs : adhérer à un groupement permet de se munir de cette compétence grâce à des structures dédiées, de gagner du temps sur les procédures et finalement, de bénéficier d'offres négociées intéressantes.

V.2- Électricité « verte » et biométhane : l'achat d'énergie d'origine renouvelable

L'ouverture des marchés d'énergie offre l'opportunité aux acheteurs d'intégrer des clauses complémentaires à la fourniture. Au-delà des services d'accompagnement et de gestion quotidienne de leurs contrats, l'acheteur peut décider d'associer à la fourniture d'énergie une stratégie relative au développement des énergies renouvelables.

A RETENIR

En matière d'énergie verte, des offres sont proposées par l'ensemble des fournisseurs d'électricité, intégrant un pourcentage d'électricité verte dans le contrat de fourniture (jusqu'à 100%).

Par contre, les offres de biométhane ne sont pas encore disponibles du fait de la quantité très faible de biométhane injectée aujourd'hui sur le réseau.

V.2.1- L'électricité « verte » : le mécanisme de la garantie d'origine

Actuellement, tous les fournisseurs d'électricité sont en mesure d'approvisionner un client avec une électricité en partie ou entièrement certifiée d'origine renouvelable, qu'ils soient eux-mêmes producteurs ou non.

Une offre est dite « verte » si le fournisseur peut prouver qu'il a produit ou acheté autant d'électricité d'origine renouvelable que la consommation des clients de cette offre.

Pour assurer au consommateur une information fiable sur l'origine de l'électricité qu'il consomme, un système de garanties d'origine a été mis en place dans le Code de l'Énergie (articles L314-14 et suivants), en respect des directives européennes en matière de traçabilité de la production de l'électricité (Directive 2009-28-CE – article 15). Ce dispositif remplace tout autre système de certification verte qui préexistait en France (RECS...).

Ainsi, un producteur d'électricité d'origine renouvelable a la possibilité de certifier tout ou partie de sa production. Cette certification passe par l'émission de « garanties d'origine » (GO) chiffrées en MWh, dont le suivi est assuré sur un registre national unique, délégué par l'État français à la société Powernext depuis mai 2013. Seules les installations de production produisant de l'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable ou des cogénérations à haut rendement peuvent être enregistrées et donnent lieu à plusieurs audits et contrôle lors de la déclaration du site.

Les réseaux d'électricité étant interconnectés au niveau européen, le mécanisme des GO a été décliné dans chaque pays suivant le cadre de la directive européenne. Chaque registre national est en lien avec les registres des pays voisins, pour permettre les échanges à l'échelle européenne, et éviter tout double comptage de l'électricité verte.

La garantie d'origine a une durée de vie limitée : elle est de 12 mois maximum à partir des dates de production de l'énergie correspondante.

Une garantie d'origine précise, au minimum :

- la source d'énergie utilisée pour produire l'énergie et les dates de début et de fin de production ;
- le nom, l'emplacement, les caractéristiques et la capacité de l'installation dans laquelle l'énergie a été produite ;
- si et dans quelle mesure l'installation a bénéficié d'une aide à l'investissement,
- si et dans quelle mesure l'unité de production d'énergie a bénéficié d'une autre manière d'un régime d'aide national, et le type de régime d'aide ;
- la date à laquelle l'installation est entrée en service ;
- la date, le pays d'émission et un numéro d'identification unique (qui peut être porté à la connaissance du consommateur sur un bilan annuel de consommation).

Cette peut être demandée soit par le producteur, soit par l'acheteur si l'installation bénéficie d'un contrat d'obligation d'achat. Dans ce dernier cas, le montant de la compensation de l'acheteur obligé (via la CSPE) tiendra compte de la valorisation complémentaire qui pourra être obtenue sur le prix de vente.

Le cycle de vie de la garantie d'origine est le suivant :

- délivrance sur le registre (sur un certains nombres de critères) ;
- transfert : changement potentiel de propriétaire (cession avec ou sans contrat de fourniture associé) ;
- utilisation / annulation pour prouver que l'électricité livrée au consommateur est verte.

En 2013, 96 TWh proviennent de sources renouvelables et cogénérations, sur les 545 TWh de production totale en France. Plus de 130 installations ENR sont enregistrées en France, et actives sur le registre des garanties d'origine. Leur production certifiée sera soit exportée vers d'autres consommateurs européens, soit consommée sur le territoire.

En France, en 2013, **11,502 TWh d'électricité renouvelable certifiée ont été consommés.**

La France a également exporté 13,5 TWh d'électricité renouvelable en Europe puisque la demande de certains pays européens est assez forte. En effet, même si les directives européennes fixent uniquement des objectifs indicatifs relatifs aux énergies renouvelables, les engagements nationaux en faveur des ENR peuvent donner lieu à des obligations plus strictes pour certains États membres, (Allemagne, Italie, Royaume Uni entre autres) en fonction de leur situation énergétique et de la sensibilité de l'opinion public aux questions écologiques.

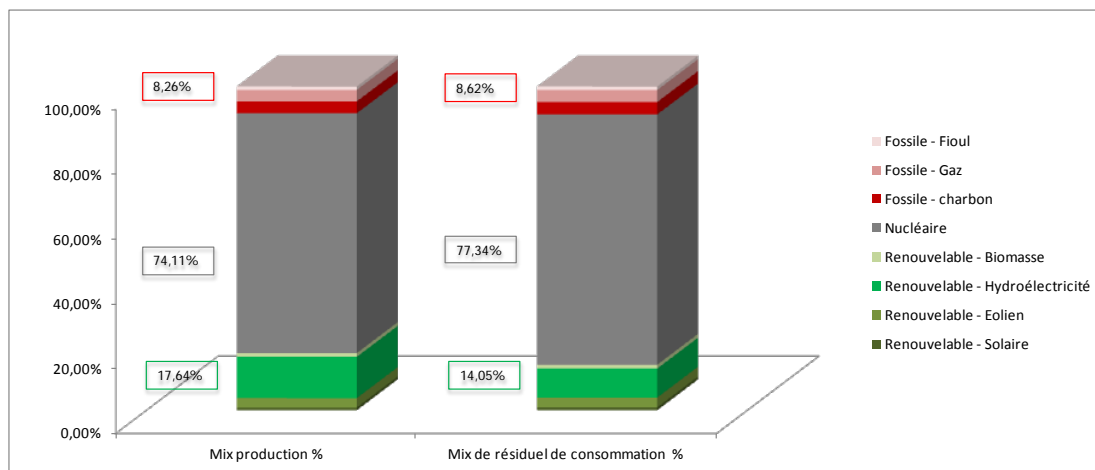


Figure 9 : mix de production et consommation de l'électricité en 2013. Source Powernext

Le mécanisme des GO est un système de traçabilité fiable de l'électricité renouvelable. En effet, pour les consommateurs qui souhaitent des offres 100 % vertes (ou tout pourcentage prédéfini), une part d'électricité certifiée leur sera réservée et les GO correspondant à leurs consommations leurs seront cédées et annulées sur le registre. Les autres consommateurs d'électricité « grise » recevront un mix dont les quantités l'électricité verte consommées sont déduites.

Après déduction des consommations en offres « vertes », les consommateurs d'offres classiques disposent d'un mix électrique comprenant 14,05 % d'énergie de sources renouvelables en 2013.

A RETENIR

Une grande quantité d'électricité verte est disponible sur le réseau, sans valorisation attachée à son origine. Les acheteurs peuvent donc demander toute quantité d'électricité certifiée d'origine renouvelable sans crainte de procédure infructueuse, et ainsi contribuer à l'atteinte de l'objectif national.

Ce dernier a été intégré dans le projet de loi pour la transition énergétique avec une cible de 23% des consommations finales couvertes par l'énergie d'origine renouvelable à l'horizon 2020, déclinée par filière : chaleur (géothermie, biomasse, solaire, pompes à chaleur, part renouvelable des déchets) à 33%, électricité à 27% et transports à 10.5%.

Plus la demande sera importante, plus les efforts de développement de nouvelles installations de production renouvelables seront favorisés.

En termes de prix, un kWh garanti d'origine renouvelable coûtera nécessairement plus qu'un kWh standard, a minima pour couvrir les frais d'inscription sur le registre des GO. Ce surcoût peut varier de 0.50 à 3 € par MWh « vert ». Les offres les plus élevées sont en général assorties d'une participation à des fonds de recherche et développement de nouvelles technologies de production renouvelable.

En pratique, si l'acheteur souhaite intégrer un pourcentage d'électricité verte dans la fourniture, il devra indiquer son intention dans le cahier des charges de l'accord-cadre, avec une estimation des sites ou des quantités concernées. Ces derniers seront définitivement fixés pour la consultation des marchés subséquents.

V.2.2- Le bio-méthane : une offre en plein développement :

Contexte réglementaire :

L'injection de la plupart des sources de biogaz sur le réseau est possible depuis octobre 2008, suite à un avis favorable de l'Agence française de sécurité sanitaire de l'environnement et du travail (Afsset), et une étude complémentaire est en cours pour élargir le champ des sources de biogaz éligibles. C'est la directive 2009/28/CE du 23 avril 2009 qui fixe le cadre législatif initial à l'injection de biométhane dans les réseaux.

Le biogaz est issu de la dégradation naturelle de matières organiques végétales ou animale. Il contient principalement du CO₂, du méthane et des impuretés.

Le bio-méthane est du biogaz épuré et traité pour atteindre les mêmes caractéristiques que le gaz naturel. Une fois odorisé et contrôlé par le gestionnaire de réseau, le bio-méthane peut être injecté dans le réseau de gaz naturel, de façon à en exploiter les bénéfices en dehors du site de production avec les mêmes usages que le gaz naturel.

Comme pour l'électricité d'origine renouvelable, tout producteur bénéficie d'une garantie de vente du biométhane pour une durée de 15 ans, à un tarif fixé par arrêté. Ce dispositif d'obligation d'achat diffère cependant de celui de l'électricité : en effet, le producteur est invité à consulter spontanément des éventuels acheteurs et négocier les prix directement avec eux. Si aucun fournisseur ne se porte candidat, le dispositif garantit alors un acheteur de dernier recours.

Le tarif d'achat varie entre 50 et 125 €/MWh et dépend du type de déchets traités et de la capacité maximale de production de biométhane de l'installation. Ce tarif d'achat, plus élevé que celui du gaz naturel, est financé par une contribution sur les consommations de gaz naturel.

La production peut être certifiée via un système de garanties d'origine (GO) et ainsi valorisée en gaz « vert ».

Développement en cours et perspectives :

La filière du biogaz en injection sur le réseau est en plein développement en France. Actuellement, les quantités disponibles (environ 100 GWh pour 6 sites d'injection en France) rapportées aux besoins en consommation sont encore faibles. Pourtant, toutes les garanties d'origine émises n'ont pas encore trouvées preneurs, ce qui démontre de façon paradoxale une certaine disponibilité, la demande étant elle aussi faible en regard.

Selon la feuille de route de l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME), les quantités injectées dans le réseau devraient significativement augmenter et de façon très rapide d'ici à 2020 puisqu'on estime que les quantités disponibles devraient alors atteindre de 3 à 9 Twh pour 200 à 700 sites d'injection en France.

Par ailleurs, à l'instar de ce qui s'est passé pour l'électricité, on peut s'attendre logiquement que les GO non encore disponibles entre Etats européens, devraient à terme bénéficier d'un système commun permettant à n'importe quel acheteur d'être certain d'accéder à l'ensemble du marché européen et donc de disposer d'une offre « gaz vert » à 100 % au même titre que pour l'électricité actuellement.

La demande doit donc s'organiser pour que les appels d'offres à venir puissent progressivement intégrer une part croissante de biométhane, adaptée aux quantités injectées.

Actualité et ressources pour l'intégration du biométhane dans les appels d'offres

Il ressort des différents groupes régionaux et nationaux travaillant sur le sujet que le développement du biométhane n'a pas souffert seulement d'une faiblesse de disponibilité mais également d'une large méconnaissance tant des acteurs de l'énergie que des acheteurs concernés. Crainte de manque de disponibilité a priori, méconnaissance juridique pour intégrer concrètement le biométhane dans les nouveaux marchés de gaz, urgence imposée par le calendrier réglementaire et nouvelle organisation territoriale pour certains au travers de groupements de commandes sont autant de raisons qui ont par sécurité fait que l'essentiel de la

première vague réglementaire de fin des TRV pour le gaz a massivement écarté toute demande de biométhane.

Les acheteurs et responsables d'énergie sont désormais mieux au fait du biométhane et surtout disposent de réponses rédactionnelles concrètes et rassurantes pour intégrer une part raisonnable et acceptable de biométhane dans leurs nouveaux marchés, dont certains vont arriver très rapidement, nombre des marchés étant souvent passés pour 2 à 3 ans seulement.

Pour résumer, trois grands scénarios sans risques techniques ni juridiques se sont désormais dessinés :

- un scénario de base, très sécuritaire, qui propose un achat de fourniture et approvisionnement de gaz fossile avec une variante autorisée de biométhane. L'offre est garantie par la demande de base, il n'y a aucun risque de marché infructueux. Offres de base et variante se voient noter de la même façon sur la performance environnementale de l'offre, estimée par exemple sur la teneur en CO₂. L'offre biométhane sera de fait favorisée par sa nature renouvelable
- un scénario intermédiaire où cette fois le biométhane fait partie intrinsèque du marché, toutefois avec la notion « autant que possible ». Le caractère large pour ne pas dire flou de cette notion permet à l'offreur de proposer de 0 à 100 % de biométhane (sous la réserve connue de disponibilité). A la différence du cas précédent, la demande est plus explicite en matière de biométhane de la part du pouvoir adjudicateur qui n'impose pas de quantité, pour ne pas être discriminatoire, aux vues des faibles quantités disponibles
- un scénario beaucoup plus engagé où cette fois le marché exige impérativement une part de biométhane, dont le % peut être préférablement défini par le pouvoir adjudicateur mais qui peut rester ouvert pour inciter les fournisseurs à augmenter leur offre.

On voit dans ces trois formules que le risque juridique est complètement maîtrisé et la fourniture de gaz garantie. D'un point de vue territorial il est indispensable de rappeler que les acteurs publics ont cette capacité avérée avec le biométhane de contribuer au développement d'une filière française d'énergie renouvelable nouvelle et par conséquent créatrice d'emploi.

Les grands groupements de commande nationaux ont eu l'avantage incontestable de garantir dans le calendrier un approvisionnement en gaz mais sont de fait très éloignés du fait régional et territorial qui leur est étranger. Avec la future vague d'appel d'offres, c'est désormais aux acteurs publics locaux de mesurer leur réelle capacité à contribuer au soutien local d'une activité nouvelle respectueuse de l'environnement, créatrice d'activité économique et leur permettant en même temps de répondre à leurs besoins énergétiques.

Pour les plus engagés, les agences régionales de l'énergie et de l'environnement proposent par ailleurs des critères environnementaux et sociaux additionnels au-delà d'une certaine part de biométhane dans l'achat de gaz : information des consommateurs, promotion des GO, recherche simultanée de réduction des consommations, conditions environnementales garanties pour la production du biométhane, soutien du fournisseur au développement de nouvelles installations de productions d'énergie renouvelable.

Conclusion :

Les informations et pratiques présentées dans ce guide sont issues d'un travail de synthèse et de concertation de différents acteurs de l'achat public d'énergie en France.

Nous avons réuni autour de la table des acheteurs publics spécialisés dans ce domaine, des représentants d'acheteurs publics, des experts du marché de l'énergie, du droit de la commande publique et du cadre réglementaire. Les fournisseurs ont également été consultés, par la diffusion d'un questionnaire détaillé sur les procédures, leurs attentes et leurs contraintes. 10 fournisseurs de gaz et 7 d'électricité se sont ainsi exprimés sur des points clés tels que leurs cibles, l'allotissement, les données attendues et la procédure de la consultation, la forme des prix et les services disponibles dans leurs offres. Nous avons pris soin d'en faire ressortir les éléments communs, tant en termes de bonnes pratiques qu'en termes de défaut à éviter, permettant d'établir la base d'une consultation fructueuse.

Ce guide constitue une première proposition d'appui aux acheteurs qui s'interrogent sur la mise en œuvre de ces achats d'énergie et sur la stratégie à adopter. Le groupe d'étude pourra être amené à produire des révisions ou des compléments dans les années qui viennent. En effet, nous avons encore beaucoup à apprendre avec les retours d'expérience qui vont se multiplier, les offres des fournisseurs qui vont se développer et se stabiliser et les potentielles évolutions à paraître sur les règles de la commande publiques spécifiques à l'énergie.

Ainsi, sans parler de conclusion, nous proposons ci dessous un récapitulatif des points clés de la consultation, développés dans le guide :

- 1- Le délai entre la remise de l'offre de prix et l'attribution du marché de fourniture doit être le plus court possible pour optimiser les prix.
- 2- L'allotissement est un des moyens pour ouvrir le marché à un maximum de fournisseur :
 - regroupement par zones d'équilibrage et zones desservies par des ELD
 - regroupement par profils de consommation, ou a minima, séparant les sites de grandes consommations.
- 3- Le critère du prix est un élément déterminant de sélection du fournisseur mais il ne doit pas l'être au détriment de la qualité des services attendus avec la fourniture d'énergie.
- 4- La définition des services associés à la fourniture doit être un compromis entre les besoins réels du consommateur et les contraintes du fournisseur : demander des adaptations de formats trop spécifiques ou complexes entraîne un risque important d'absence de réponse à la consultation

- 5- Il n'y a pas une unique et bonne forme de prix à utiliser aujourd'hui, mais un ensemble d'offres existantes parmi lesquels l'acheteur devra choisir en fonction de ses contraintes de structure et de ses capacités de suivi des évolutions de prix.
- 6- Le groupement d'achat pour l'énergie est une alternative performante pour les acheteurs publics qui, à défaut d'avoir les moyens en interne, souhaiteraient se munir de la compétence grâce à des structures dédiées, gagner du temps sur les procédures et bénéficier d'offres négociées intéressantes.

Tableau de recensement des sites en gaz :

Nom de la collectivité	PCE	Nom du site	Adresse	Code INSEE de la commune	Profil	CAR	Option tarifaire	Si T4 : CIA	Rythme de relève	Offre actuelle	Date de début du marché
------------------------	-----	-------------	---------	--------------------------	--------	-----	------------------	-------------	------------------	----------------	-------------------------

- Pour rappel, si le code INSEE de la commune n'est pas indiqué, il faut au moins isoler le code postal du site dans une colonne à part. Cela facilite le travail du candidat lors de l'analyse des conditions de distribution-acheminement des sites.
- Les options tarifaires sont les suivantes :
 - T1 : consommation annuelle < 30 MWh ;
 - T2 : consommation annuelle comprise entre 30 MWh et 200 MWh ;
 - T3 : consommation annuelle comprise entre 200 MWh et 5000 MWh ;
 - T4 : consommation annuelle > 5000 MWh. (une capacité journalière annuelle doit être souscrite pour ces sites)

Tableau de recensement des sites en électricité :

Nom de la collectivité	RAE	Nom du site	Adresse	Code INSEE de la commune	Puissance souscrite	Tarif et option Version (TURPE)	Rythme de relève	Offre actuelle	Date de début du marché
------------------------	-----	-------------	---------	--------------------------	---------------------	---------------------------------	------------------	----------------	-------------------------

- Pour rappel, si le code INSEE de la commune n'est pas indiqué, il faut au moins isoler le code postal du site dans une colonne à part. Cela facilite le travail du candidat lors de l'analyse des conditions de distribution-acheminement des sites.

Glossaire

Chapitre 1.1

Commission de régulation de l'énergie (CRE) : la CRE est une autorité administrative indépendante (AAI) créée le 24 mars 2000. Elle est chargée de veiller au bon fonctionnement du marché de l'énergie et d'arbitrer les différends entre les utilisateurs et les divers exploitants.

La compétence de régulation de cette autorité s'étend aux marchés du gaz et de l'électricité.

GRT Gaz : Société française, filiale du groupe GDF Suez. Principal gestionnaire de réseau de transport du gaz naturel en France.

TIGF : Transport Infrastructure Gaz de France.

Storengy : opérateur de stockage filiale GDF Suez

Gestionnaire du réseau de distribution (GRD) : le GRD est chargé de l'entretien, du fonctionnement et du développement du réseau de distribution de l'énergie (gaz ou électricité). Il met à la disposition des producteurs et fournisseurs, les câbles ou tuyaux amenant l'électricité ou le gaz jusqu'à l'utilisateur final.

ELD : Entreprise locale de distribution ou régie qui assure la distribution et/ou la fourniture d'électricité ou de gaz sur un territoire déterminé, non desservi par ERDF ou GrDF

TRV : Tarifs réglementés de vente. Ces tarifs sont proposés par le fournisseur historique (GDF Suez) et les entreprises locales de distribution, et leurs montants fixés par le gouvernement.

Les Tarifs d'utilisation des réseaux de Transports, de Distribution et de terminaux Méthaniers en gaz :

- tarifs ATRT pour l'Accès des Tiers aux Réseaux de Transport de gaz ;
- tarifs ATRD pour l'Accès des Tiers aux Réseaux de Distribution ;
- tarifs ATTM pour l'Accès des Tiers aux Terminaux Méthaniers.

Chapitre 1.2

ARENH : Accès régulé à l'électricité nucléaire historique

Télé relève : la technique de la télé relève permet d'évaluer à distance, et dans un temps réel, la consommation d'électricité sans avoir à envoyer des agents aux domiciles des abonnés.

Cette technique s'appuie sur des compteurs évolués dont la technologie avancée identifie de manière plus détaillée et plus précise la consommation énergétique d'un foyer, d'un bâtiment ou d'une entreprise. Ces compteurs transmettent ensuite par téléphone cette consommation au gestionnaire des données de comptage.

En éliminant les tâches manuelles de relève, de changement de puissance, de coupure ou de remise en service, ces compteurs sont censés, à terme, permettre une diminution des coûts de distribution de l'énergie et des délais d'intervention.

Réseau de transport d'électricité (RTE) : RTE est une entreprise française, filiale d'EDF, qui gère le réseau public de transport d'électricité français de métropole.

RTE exploite, entretient et développe les lignes électriques à haute et très haute tension. Celles qui sont à basse et moyenne tension sont essentiellement exploitées par ERDF (filiale de distribution électrique d'EDF).

Electricité Réseau Distribution France (ERDF) : filiale d'EDF, ERDF est chargée de la gestion de 95% du réseau de distribution d'électricité en France.

A ce titre, elle est garante de la continuité du service public de l'électricité. ERDF exploite, entretient et développe le réseau. Elle réalise également des investissements pour moderniser et sécuriser le réseau, notamment face aux aléas climatiques.

Taxes spécifiques :

CTA : Contribution tarifaire d'acheminement

Pour l'électricité et le gaz naturel, cette taxe sert à financer les retraites des employés des Industries électriques et gazières (IEG). Elle est assise sur la part fixe du tarif d'acheminement de l'énergie, pas sur la quantité consommée.

CSPE : Contribution au service public de l'électricité

Son montant est calculé en fonction de la consommation avec un prix en euros par Mégawattheure : Actuellement, la contribution unitaire pour 2015 s'établit à 19,5 €/MWh.

TICFE : Taxe Intérieure sur la Consommation Finale d'Électricité

Depuis le 1^{er} janvier 2011, la (TICFE), reversée à l'État et applicable aux sites ayant une puissance supérieure à 250 kVA.

Le montant de cette taxe est fixé par les autorités et est aujourd'hui de 0,5c€/kWh avec comme assiette la consommation facturée.

CARD/CART : Contrat d'accès au réseau public de distribution/contrat d'accès au réseau public de transport (CART)

Contrat passé entre un consommateur et un distributeur d'électricité (ou cas du CART, avec RTE directement). Ce contrat couvre uniquement les conditions et coûts d'acheminement d'électricité.

Chapitre 3

PCE : point de comptage et d'estimation : identifiant d'un site de livraison gaz. Il s'agit du point à partir duquel la consommation en gaz est mesurée.

RAE : Référence acheminement électricité : identifiant d'un site de livraison électricité.

CAR : Consommation annuelle de référence. Cette consommation correspond à la quantité de gaz estimée consommée pour un lieu donné, sur une année, dans des conditions climatiques moyennes. Elle est exprimée en kWh et calculée par le gestionnaire de réseau.

GROUPE D'ETUDE DES MARCHÉS
« AMÉNAGEMENT ET ÉQUIPEMENTS DURABLES DANS LE BÂTIMENT »
Groupe de travail « Achat public d'énergie »

Présidente : Sylvie HOLLINGER

Coordonnateur : Christian SAMY

Remerciements

Nous remercions les membres et consultants du groupe de travail dont les noms suivent, pour le concours qu'ils ont apporté à la rédaction de ce document :

Jean-Claude BONNEVIE	Ministère de l'Économie et des Finances Service des achats de l'État (SAE)
Vincent CHARROIN	Hospices civils de Lyon
Lilian CHEYNEL	GCS-UNIHA (Union des hôpitaux pour les achats)
Serge DOUMAIN	Ministère de l'Économie et des Finances Direction des affaires juridiques
Thomas DUFFES	Association AMORCE
Nelly DULONGCOURTY	Ministère de l'Économie et des Finances Service des achats de l'État (SAE)
Aude FILIPPI	Powernext
Jean-Christophe GODOT	Ministère de l'Économie et des Finances Service des achats de l'État (SAE)
Christophe LEININGER	Commission de Régulation de l'Énergie (CRE)
Patrick LEVASSEUR	Ministère de l'Écologie, du développement durable et de l'énergie
Jean-Marc PROUST	Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR)
Emmanuel RODRIGUEZ	Commission de Régulation de l'Énergie (CRE)
Jean-Serge SALVA	Syndicat intercommunal pour le gaz et l'électricité en Ile-de-France (SIGEIF)
Patrick SOLER	Ministère de l'Économie et des Finances Service des achats de l'État (SAE)
Sébastien VICTORIA	Ministère de la Défense
Laurent COGERINO	Rhône Alpes Energie Environnement (RAEE)