

OUTIL D'AIDE A LA PREPARATION D'UNE PROCEDURE DE MARCHE PUBLIC DE FOURNITURE D'ELECTRICITE

Historiquement la loi du 8 avril 1946 a créé Electricité de France (EDF) entreprise nationale, industrielle et commerciale dont la vocation est de subvenir aux besoins de la nation en énergie électrique « aux meilleurs conditions de coût, de qualité de service et dans le souci de l'intérêt général ».

Ainsi pendant 50 années, EDF a assuré l'essentiel de la production d'électricité en France.

Cependant la construction de l'Europe économique a introduit une nouvelle donne : la création d'un marché commun.

La libéralisation du secteur de l'électricité est encadrée au niveau européen par 2 textes majeurs :

- directive 96/92/CE du 19 décembre 1996
- directive 2003/54/CE du 26 juin 2003

Cette libéralisation répond à un calendrier progressif d'ouverture à la concurrence :

- 1^{er} juillet 2004 pour toutes les entreprises, les professionnels et les collectivités territoriales
- 1^{er} juillet 2007 pour les particuliers.

Un dernier point marquant est le maintien des tarifs régulés jusqu'au 1^{er} juillet 2010.

L'acheteur public ne peut donc ignorer les données concernant le secteur de l'électricité. Il ne s'agit pas de se lancer dans une ouverture immédiate à la concurrence, mais d'anticiper cette libéralisation inéluctable.

Pour cela, l'acheteur public doit être en mesure de définir son besoin (I.). Une fois ce point abordé, il doit déterminer les éléments nécessaires à la passation du marché public de fourniture d'électricité et ses caractéristiques (II.).

Enfin, il doit se pencher sur le suivi d'exécution d'un tel marché (III.).

I. Définition du besoin

Les sources d'information sur l'achat d'énergie sont diverses et variées.

A/ Les informations externes

1° contexte juridique complexe

L'achat d'énergie est typiquement un domaine caractérisé par une inflation des sources réglementaires et législatives.

Cette richesse du cadre juridique participe à la complexité du domaine, pouvant faire perdre son latin à un juriste non initié.

Les principaux textes sont les suivants :

Européenne	- directive 96/92/CE du 19 décembre 1996 - directive 2003/54/CE du 26 juin 2003 « marché intérieur de l'électricité » - règlement CE n°1228/2003 du 26 juin 2003 « conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité » - directive 2005/89/CE du 18 janvier 2006
-------------------	--

	« sécurité de l'approvisionnement en électricité »
Nationale	- loi n°2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité - loi n°2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie - loi n°2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz - loi n°2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique - loi n°2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie - loi n°227-290 du 5 mars 2007 instituant le droit au logement opposable et portant diverses mesures en faveur de la cohésion sociale - loi n°2008-66 du 21 janvier 2008 relative aux tarifs réglementés d'électricité et de gaz naturel - arrêté du 12 août 2008 relatif au prix de l'électricité

Différentes questions d'ordre juridique, ont été posées lors de l'ouverture à la concurrence en juillet 2004.

La première a trait à la notion d'éligibilité (droit reconnu au client de conclure d'un contrat d'achat d'électricité avec le fournisseur de son choix). La particularité de la transposition en droit français du droit communautaire est de considérer l'éligibilité comme une faculté et non comme une obligation.

Ensuite s'est posée la question de savoir si cela s'applique à l'administration au sens large (Etat, établissements publics, collectivités territoriales). Dans un avis (n°370135) en date du 8 juillet 2004, le Conseil d'Etat a tranché en affirmant que l'administration comme les autres clients bénéficie de cette faculté. Les conséquences sont multiples :

Exercice du droit d'éligibilité	Soumission au code des marchés publics (CMP) et application de publicité et de mise en concurrence Application site par site et non globale
Pas d'exercice du droit d'éligibilité	Exécution des contrats en cours et aucune obligation de résiliation
Expiration des contrats en cours	2 cas : - exercice de l'éligibilité et donc soumission aux règles du CMP - pas d'exercice de l'éligibilité et donc conclusion libre et sans mise en concurrence d'un nouveau contrat avec l'opérateur historique au tarif régulé

Tout cela repose sur le maintien de 2 tarifs :

- tarifs régulés fixés par les pouvoirs publics (sur avis de la commission de régulation de l'énergie)

- prix de marché fixés librement par les fournisseurs (loi de l'offre et de la demande).

Plusieurs atteintes ont été portées aux prix de marché. A l'origine, l'exercice de l'éligibilité est irréversible. Il n'est donc pas possible de revenir aux tarifs régulés.

Or la loi du 7 décembre 2006 a créé le tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché dit « tarif de retour » ce qui a permis aux consommateurs non domestiques de revenir à un tarif réglementé pour 2 ans au maximum à condition de faire la demande de retour avant le 1^{er} juillet 2007. Les modalités sont précisées par des textes d'application (décret n°2007-689 du 4 mai 2007 et arrêté du 4 mai 2007). Il semble d'ailleurs que cela s'applique également aux personnes publiques (question au gouvernement n°103652).

Le dernier coup porté aux prix de marché est récent. Il s'agit de la loi du 21 janvier 2008 permettant au consommateur final domestique ayant opté pour une offre à prix libre depuis plus de 6 mois (et souscrivant une puissance ≤ 36 kVA) de revenir au tarif réglementé, et cela jusqu'au 1^{er} juillet 2010. On parle de tarif réglementé transitoire d'ajustement au marché ou TaRTAM.

D'un point de vue juridique, cela n'est pas sans poser problème :

- risque de recours d'un opérateur alternatif écarté en cas de conclusion d'un contrat avec le fournisseur historique sans publicité ni mise en concurrence
- compatibilité de la loi avec le droit communautaire

Le risque découlant de la méconnaissance des règles de la commande publique est donc double :

- censure du juge national
- censure du juge communautaire.

2° données économiques

Un certain nombre de données économiques est à connaître, avant d'envisager toute rédaction d'un marché public de fourniture d'électricité.

Le code APE dédié est le suivant 3511Z : production d'électricité. Cela permet de retrouver l'ensemble des entreprises enregistrées dans ce domaine.

Le site internet (<http://www.cre.fr>) de la commission de régulation de l'énergie (CRE) est riche et instructif de ce point de vue. Il convient de se reporter aux sites suivants :

Nom	Adresse internet
60 millions de consommateurs	http://www.60millions-mag.com
UFC que choisir	http://www.quechoisir.org
Energie info	http://www.energie-info.fr
Conseil de la concurrence	http://www.conseil-concurrence.fr
Direction générale de la concurrence, de la consommation et de la répression des fraudes	http://www.dgccrf.bercy.gouv.fr
Observatoire de l'énergie (Direction Générale de l'Energie et des Matière Premières : DGEMP)	http://www.industrie.gouv.fr/energie

Concernant la production nationale en 2006 les chiffres sont les suivants :

Production totale	Nucléaire	Hydraulique	Eolien & photovoltaïque	Thermique classique
548,8 TWh*	428,7 TWh	60,9 TWh	2,2 TWh	57,1 TWh
100%	78,1%	11,1%	0,4%	10,4%

Source : DGEMP/ observatoire de l'énergie avril 2007

* TWh (milliards de kWh)

Aujourd'hui, on compte 34 millions de sites éligibles, représentant 429 Twh de consommation annuelle d'électricité (pour les clients raccordés aux principaux gestionnaires de réseaux) selon la CRE.

Les données importantes et les plus récentes sont les suivantes :

- principaux segments de clients par nombre de sites

Grands sites non résidentiels	0,1%
Sites moyens non résidentiels	1%
Petits sites non résidentiels	13%
Sites résidentiels	86%

- principaux segments de clients selon leur consommation

Grands sites non résidentiels	42%
Sites moyens non résidentiels	15%
Petits sites non résidentiels	10%
Sites résidentiels	33%

En effet, le marché se divise en 4 segments :

Grands sites non résidentiels	Sites dont la puissance souscrite ≥ 250 kW et dont la consommation annuelle > 1 GWh
Sites moyens non résidentiels	Sites dont la puissance souscrite entre 36 et 250 kW et dont la consommation annuelle comprise entre 0,15GWh et 1GWh
Petits sites non résidentiels	Sites dont la puissance < 36 kW et dont la consommation annuelle $< 0,15$ GWh
Sites résidentiels	Sites dont la puissance < 36 kW et dont la consommation annuelle < 10 MWh

Source : CRE observatoire des marchés de l'électricité et du gaz au 1er trimestre 2008

il est possible de faire un état des lieux au 31 mars 2008 :

- en nombre de sites

Sites résidentiels	29 500 000 dont 116 000 en offre de marché et 112 000 alimentés par des fournisseurs alternatifs
Sites non résidentiels	4 700 000 dont 802 000 en offre de marché avec 3 400 sites en TaRTAM et 342 000 alimentés par des fournisseurs alternatifs
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	Sites résidentiels : 0,4% Sites non résidentiels : 7,2%

- en consommation

Sites résidentiels	139 TWh dont 0,5 TWh en offre de marché et 0,5 TWh alimentés par des fournisseurs alternatifs
Sites non résidentiels	290 TWh dont 134 TWh en offre de marché avec 86 TWh pour les sites en TaRTAM et 36 TWh alimentés par des fournisseurs alternatifs
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	Sites résidentiels : 0,4% Sites non résidentiels : 12,4%

Au 31 mars 2008, environ 802 000 sites non résidentiels et 116 000 sites résidentiels sont en offre de marché.

Le détail des parts de marché au 31 mars est le suivant :

- en nombre de sites

Offres aux tarifs réglementés	97,3%
Offres de marché des fournisseurs historiques	1,4%
Offres de marché des fournisseurs alternatifs	1,3%

- en consommation

Offres aux tarifs réglementés	69%
Offres de marché des fournisseurs historiques	23%
Offres de marché des fournisseurs alternatifs	8%

Enfin, des données sont disponibles sur le TaRTAM : 3 400 sites soit environ 0,4% des sites non résidentiels en offre de marché pour une consommation annuelle de 86 Twh soit 64% de la consommation des sites non résidentiels en offre de marché.

Ce secteur emploie environ 110 000 personnes concernant EDF maison-mère (selon le rapport de l'observatoire de l'énergie de juillet 2007 intitulé « Electricité et politique énergétique : spécificités françaises et enjeux dans le cadre européen »), et 70 000 personnes concernant la «filière combustible nucléaire» (CEA, AREVA).

L'évaluation exhaustive concernant les autres acteurs du marché est plus compliquée compte tenu des évolutions récentes. En 2007, les chiffres suivantes peuvent être donnés concernant un des principaux fournisseurs alternatifs « POWEO ».

CA (fourniture d'électricité) 2007 (millions €)	Couverture (nombre de clients)
318	82 044 sites dont : - 78 327 professionnels - 3 717 résidentiels

Source : «La Tribune 13-02-2008»

A titre comparatif, EDF publie sur son site institutionnel les chiffres suivants :

CA (production et commercialisation en France) 2006 (millions €)	Couverture (nombre de clients en millions)
19 695	37,8 sites dont : - 28,19 en France

B/ Les information internes

Que ce soit avant le lancement d'une procédure d'appel d'offres pour la fourniture d'électricité, ou pour anticiper la libéralisation prochaine de l'électricité, il est recommandé de connaître les données actuelles notamment du fournisseur historique.

Ainsi, plusieurs tarifs sont proposés en fonction de la puissance souscrite :

Tarifs	Caractéristiques
Tarifs basse tension (BT) : - tarif bleu - tarif jaune	Puissance de 3 à 36 kVA Puissance de 36 à 250 kVA
Tarif haute tension (HT) : - tarif vert	Puissance > 250 kVA

L'acheteur doit donc s'attacher à ces données indispensables :

- tarifs
- nombre de sites concernés et tarifs par site
- profils de consommation
- consommation annuelle (en kWh et en €).

L'acheteur peut procéder à une analyse des consommations en reportant sous forme d'un tableau «excel» les données reprises des factures. Cela suppose de conserver les factures site par site et de les étudier. Un classement peut être opéré par tarif selon la distinction tarifs bleu, jaune et vert. Une autre possibilité est de s'adresser à un bureau de conseil en optimisation des achats ou à l'opérateur historique qui propose des outils de gestion. Ces outils donnent les informations utiles pour le lancement d'une procédure d'appel d'offres concernant la fourniture d'électricité.

II. Passation du marché

A/ Les notions clés

Il est important pour comprendre l'achat d'énergie d'en connaître les multiples acteurs :

Acteurs	Rôle
Producteur	Exploitation des centrales nucléaires ou thermiques classiques (au fioul, gaz naturel ou charbon) et des sources d'énergie renouvelables (centrales hydrauliques, éoliennes...) situées en France ou en Europe Vente en « gros » à des fournisseurs de leur production
Fournisseur	Vente au détail aux consommateurs de l'électricité achetée aux producteurs Cocontractant de l'administration ou des particuliers
Gestionnaire de réseau	Lien entre le lieu de production et le consommateur assurant l'acheminement de l'électricité par des câbles sur pylônes ou souterrains - réseaux de transport - réseaux de distribution <u>Missions :</u> - acheminer l'électricité pour le compte des fournisseurs - exploiter, entretenir et développer les réseaux en maintenant un niveau de qualité et de sûreté
Responsable d'équilibre	Assure l'ajustement, c'est-à-dire les écarts constatés entre l'énergie mise à disposition par un fournisseur et la consommation effective du client Chaque site alimenté en énergie électrique désigne son responsable d'équilibre qui contractualise avec le RTE pour assurer la continuité de fourniture. L'insertion dans ce processus de gestion des écarts correspond à une prestation particulière à la charge du client décidant d'exercer son droit à l'éligibilité. Elle lui permet de négocier sur le marché ouvert à la concurrence une fourniture " ajustée " des écarts entre ses prévisions de consommation et sa consommation réelle.
Les pouvoirs publics	Assemblée Nationale et Sénat Gouvernement DGCCRF CRE
Powernext SA	Bourse française de l'électricité créée le 30/07/2001 Permet aux professionnels du secteur (producteurs ou vendeurs français et étrangers) d'acheter ou de vendre de l'énergie en gros pour compléter le volume d'énergie disponible, et de varier les solutions d'approvisionnement.

Des précisions s'imposent concernant les gestionnaires de réseaux de distribution qui ont pour missions :

- **garantir la qualité et la continuité de l'énergie livrée aux clients**
- **assurer les services de dépannage d'électricité pour tous les clients sans détail du fournisseur**
- **entretien et relevé des compteurs.**

Un point important à ne pas perdre de vue, est que les missions des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution n'entrent pas dans le champ de l'ouverture à la concurrence et sont donc toujours soumis à monopôle sur une zone géographique donnée.

La qualité de l'électricité qui arrive à mon compteur dépend donc des gestionnaires de réseaux, et quel que soit mon fournisseur la qualité de l'électricité est donc toujours la même.

Pour en savoir plus, il est possible de consulter les sites suivants :

- réseau de transport d'électricité (RTE) : www.rte-france.com
- EDF réseau distribution (ERD) : www.edfdistribution.fr
- Autres gestionnaires de réseaux : www.anroc.com, www.fnsicae.asso.fr et www.fedsem.fr

Il est important de distinguer 2 types de contrat :

CARD	<u>Contrat d'accès au réseau de distribution</u> (modification de l'art 23 de la loi de 2000 par la loi du 3 janvier 2003 faculté de ne pas conclure un CARD avec le gestionnaire de réseau)
CU	<u>Contrat unique</u> concernant à la fois la fourniture et l'acheminement mais condition = conclusion d'un contrat GRD- F avec le gestionnaire de réseau par le fournisseur

Le recours à l'un ou l'autre des contrats doit être mentionné dans le cahier des charges. La préférence va au CU forme simplifiée de contrat où la personne publique n'a pas à contractualiser avec le gestionnaire de réseau.

B/ La forme du marché

L'achat d'énergie constitue par son objet même un achat singulier.

Plusieurs formes de marché sont à envisager :

Forme	Référence	Modalités
Accord-cadre	Article 76 VIII al 1 du CMP	Marchés subséquents lors de la survenance du besoin ou selon une périodicité Mono ou multi-attributaires Précision pour les marchés subséquents de la période de fourniture d'énergie et éventuellement de la quantité
Marché non fractionné	Article 76 VIII al 2 du CMP	Précision de la consistance, nature et le prix unitaire de l'énergie fournie ou les modalités de sa détermination Sinon constat de la quantité à l'issue du marché
Marché fractionné	Article 77 du CMP	Avec mini et maxi ou sans mini ni maxi Pas de négociation ni de remise en concurrence préalable Durée maxi 4 ans

L'article 76 VIII prévoit une clause spécifique pour l'achat d'énergie (article 81 du CMP version 2004).

L'option de marché sur le fondement de l'accord lors de la survenance du besoin est à écarter en termes de fourniture d'électricité, car cela menace la sécurité de l'approvisionnement.

En revanche, une périodicité annuelle semble raisonnable pour organiser une remise en concurrence des fournisseurs sélectionnés de l'accord-cadre.

L'électricité étant non stockable, le recours à plusieurs fournisseurs avec l'accord-cadre peut sembler avantageux. Cependant, la mise en concurrence même à une fréquence déterminée semble une procédure lourde sauf si elle est annuelle. Sachant que pour les produits à terme correspondant à l'achat ou la vente d'électricité à terme, aucune référence n'existe pour les contrats passés à des échéances supérieures à l'année. Les prix spot sont les prix de la bourse Powernext (cf III. sur les prix de l'électricité). L'objectif est d'assurer une sécurité d'approvisionnement, et une remise en concurrence calquée sur l'indexation annuelle des prix.

L'accord-cadre peut permettre de fixer un prix plafond pour les marchés subséquents.

L'article 77 permet de mentionner soit un mini maxi en valeur ou en quantité, soit ni mini ni maxi. Dans le dernier cas cela induit une procédure formalisée. Il est conseillé tout de même de faire figurer en annexe du règlement de la consultation (RC) les consommations antérieures en kWh, ou les montants financiers (par exemple année n-1, n-2 et n-3). Le marché détermine la nature, le prix unitaire des fournitures et des éventuels services annexes. Il est exécuté par émission de bons de commandes.

Ainsi, le marché précise :

- le prix unitaire de l'abonnement
- le prix unitaire du kWh selon différentes puissances
- le prix unitaire des services annexes (relevé de compteur, outil de gestion...).

Cela permet de résoudre les cas de fermeture ou d'ajout d'un site, et de modifications de puissance en cours d'exécution. Dans le cadre d'un marché à bons de commande avec mini et maxi, il y a un engagement sur le minimum (circulaire du 24 janvier 2000). Or en théorie on ne peut pas toucher ce minimum. Un marché conclu sans mini ni maxi met fin à cet obstacle, par simple émission de bons de commande supplémentaires.

Le CMP version 2006 a érigé au rang de principe l'allotissement (article 10).

Principe = allotissement	Exceptions limitatives : - risque de restriction de la concurrence - risque de difficulté technique - justification économique
---------------------------------	--

Concernant la fourniture d'électricité, le recours aux lots paraît indispensable en cas de situation multi-sites. Pour une personne publique en situation mono-site, cela ne se pose. S'il est vrai qu'un unique fournisseur peut répondre pour l'ensemble des sites, l'acheteur doit se poser la question de l'intérêt de l'allotissement. Cela est détecté lors de la définition du besoin. Si les sites ont des consommations non homogènes notamment avec différentes puissances souscrites et des profils de consommation différents, il est recommandé de construire les lots selon ces éléments. L'effet de volume n'est pas un élément à prendre en compte dans ce type d'achat. La sécurité d'approvisionnement étant une préoccupation légitime dans le cas de la fourniture d'électricité, l'allotissement permet d'assurer une diversité des sources.

C/ La rédaction des clauses contractuelles

Seules les clauses à caractère administratif sont abordées ici.

La construction de la présente partie est donc calquée sur l'article 12 du CMP qui précise les mentions obligatoires des pièces contractuelles :

- définition objet du marché
- identification des parties
- durée d'exécution
- modalités d'exécution
- les mesures en faveur de l'environnement
- prix et/ou modalités de détermination (III.)
- conditions de règlement : conditions classiques de règlement (mandat administratif), délai de paiement, avance éventuelle, acompte, nantissement...
- pénalités (III.)
- obligations du responsable d'équilibre
- dérogations au CCAG- FCS.

Il convient donc comme première étape de définir l'objet du marché de manière précise. Il est impératif d'indiquer par exemple fourniture d'électricité et services annexes. Cela peut être l'occasion de donner la liste des sites concernés par un renvoi à une annexe (noms des sites et adresses).

Parmi les services annexes, il existe différentes formules. Cela doit être étudié en amont de la procédure :

Suivi consommation	- prévision des consommations - analyse mensuelle des consommations - conseil - bilan annuel de la consommation - relevé de compteur : ● auto relevé avec un coupon à envoyer ● relevé à distance à l'aide d'un boîtier
Protection de l'environnement	- économie d'énergie : ● diagnostic des équipements ● préconisations pour réduire les émissions de CO² ● bilan et estimation de la réduction en CO²
Assistance dépannage	- intervention 24h/24 et 7j/7 - déplacement d'un électricien - remplacement des pièces

La mention du contrat choisi (CU ou CARD) est une donnée essentielle, sachant qu'en termes de gestion le CU est préférable (cf II.A/).

L'identification des parties est primordiale afin de préciser qui sera en charge au sein de l'administration du suivi d'exécution mais également du suivi technique, et donc cela permet au titulaire d'identifier ses interlocuteurs. Le rôle du responsable d'équilibre et ses missions doivent être définis (cf II.A/). Le responsable d'équilibre doit être désigné. Il peut s'agir du fournisseur. Dans ce cas, sa rémunération en tant que responsable d'équilibre (RE) est distinguée de celle de fournisseur. Le RE assure l'ajustement c'est-à-dire les écarts constatés entre l'énergie mise à disposition par le fournisseur et la consommation effective du client. Le RE contractualise avec le gestionnaire de réseau de transport (RTE) pour assurer la continuité de fourniture. Cette prestation de gestion des écarts est à la charge du client, donc dans notre cas de l'administration.

La durée du marché peut être ferme pour une période déterminée ou reconductible d'année en année avec une durée maximale. Etant donné les variations de prix de la fourniture d'électricité, il est préférable de prévoir un marché reconductible en expresse reconduction, afin lors de l'ajustement ou révision de prix d'intégrer les évolutions de la période.

Concernant les modalités d'exécution, il convient de mentionner :

- le début de la période de consommation par émission de bons de commande selon la périodicité choisie
- résiliation et défaillance (mise en régie) par application des articles 5 et 32 du CCAG-FCS.

En cas de défaillance du fournisseur, le gestionnaire de réseau intervient, et si la défaillance persiste pour devenir définitive la personne publique peut faire appel à un fournisseur.

L'achat d'énergie est un domaine qui se prête à une démarche de maîtrise de demande d'énergie (MDE). Dans cette démarche, on peut inclure un souci de protection de l'environnement. Il peut s'agir de mesures :

- de réduction des consommations énergétiques
- de réduction des émissions de gaz à effet de serre
- de l'utilisation d'énergie renouvelable que cela soit la production ou l'achat d'énergie « verte » : pose de panneaux solaires, installation de pompes à chaleur...

Ces dispositions peuvent être à la fois des conditions du marché et des critères de sélection des offres.

La facture d'électricité est composée de 3 éléments :

Utilisation des réseaux	Il s'agit de la facturation de l'utilisation des réseaux de transport et de distribution figurant au sein de la facture totale et comprenant : - l'application des tarifs d'utilisation des réseaux établis par les pouvoirs publics sur proposition de la CRE - la contribution tarifaire d'acheminement (CTA) instaurée pour participer au financement du régime de retraites des salariés relevant du secteur régulé Elle est perçue par le fournisseur et reversée au gestionnaire de réseau (= environ ½ de la facture HT).
Fourniture	Il s'agit du prix proposé pour permettre au fournisseur de couvrir ses coûts : - d'achats d'énergie (approvisionnement) - de production pour les fournisseurs possédant des centrales Seule cette partie fait l'objet d'une mise en concurrence.
Taxes	Il s'agit des différentes taxes décrites ci-dessous.

La prestation étant soumise à différentes taxes, celles-ci doivent figurer dans le détail :

Contribution au service public de l'électricité (CSPE) perçue afin de financer les obligations de service public (tarif social, péréquation nationale des tarifs...)
Taxes locales votées par les départements et les communes en moyenne= 11% à l'échelle nationale appliqué à 80% du prix hors taxes
TVA avec un taux réduit de 5,5% appliqué sur l'abonnement HT et sur une partie des taxes locales et un taux de 19,6% appliqué sur le prix de l'énergie HT et sur les autres taxes

Il est primordial d'exiger dans le marché des factures accompagnées d'un feuillet de gestion comportant les indications suivantes :

Puissance souscrite auprès de gestionnaire de réseau
Puissance déclarée lors du bon de commande
Quantité d'énergie électrique consommée au cours des 2 mois et par catégorie (période, jours, heures)
Le ou les prix unitaires applicables (<u>avec le cas échéant application de l'ajustement ou révision</u>)
Le montant HT
Le montant TTC

La connaissance des fournisseurs susceptibles de répondre permet d'adapter la demande aux données concrètes du secteur. Ainsi, quand on examine la facturation de l'électricité on s'aperçoit que la périodicité de facturation doit être au minimum tous les 2 mois. Il s'agit d'une facturation sur la base d'une estimation des consommations, et non des consommations réelles. Une fois par an, lors du relevé de compteur, la facture sera ajustée sur la base du relevé. Il existe des moyens de remédier à ces écarts en optant pour des relevés fréquents.

La fourniture d'électricité doit permettre de mettre en œuvre :

- la notion d'avance (ni mini ni maxi cela peut être sensible)
- la notion d'acompte
- le nantissement ou cession de créance.

Les obligations du responsable d'équilibre (RE) doivent être détaillées. Cela dépend du choix opéré entre CARD et CU. Dans le premier cas, le titulaire du marché qui joue également le rôle de RE, doit passer 2 contrats :

- un accord de participation en qualité de RE avec RTE
- un accord de participation avec le gestionnaire de réseau de distribution.

En effet, conformément au CARD le RE doit être désigné au GRD par la personne publique au moyen d'un accord de rattachement, signé entre la personne publique et le RE, transmis au GRD par lettre recommandée avec AR.

Bien que le CMP version 2006 n'oblige pas à viser un CCAG-FCS, il convient de s'interroger si le nombre de dérogations au CCAG-FCS est important. Etant donné, qu'il est possible d'identifier les dérogations, il est plus simple de s'y référer sans omettre de préciser les dérogations.

Objet des dérogations au CCAG	Dérogations CCAG
Produit non stockable	Articles 12 à 17
Garantie	Articles 4 et 23
Transfert de propriété	Article 22

Les critères de sélection des offres sont définis par l'article 53 du CMP. Nous ne reviendrons pas sur les indications données par cet article. Un des critères fréquents est la valeur technique. Or le contenu de la valeur technique doit être précisé à l'aide de sous-critères. Dans un souci de transparence et d'égalité de traitement la pondération des critères et sous-critères est donnée dès l'AAPC et le RC.

Ces critères sont objectifs :

- délai de mise en place
- moyens de suivi d'exécution
- prestations de conseil
- Solutions en faveur de l'environnement : % d'énergie renouvelable, mesures de réduction en CO²
- proportion d'énergie renouvelable
- SAV : délai d'intervention, nombre d'heures d'intervention, valeur de remplacement des pièces, moyen de communication, n° d'appel non surtaxé...

Il reste ensuite à déterminer la pondération propre à chaque critère (coefficient ou %) qui peut varier selon les priorités de chaque pouvoir adjudicateur. Le pouvoir adjudicateur doit se poser une question simple lui permettant de trancher :

- rapport entre la valeur technique et le prix.

Une fois la pondération retenue, il reste à trouver une méthode d'analyse des offres. S'agissant de prix unitaire, une simulation paraît la meilleure solution. Cela suppose de connaître ses consommations antérieures avec précision.

L'élément qui ne doit pas échapper à l'analyse lors de la définition du besoin, est l'«*horosaisonnalité*», principe caractérisant la fourniture d'électricité. La loi du 13 juillet 2005 prévoit que les gestionnaires de réseau doivent mettre en place des dispositifs de mesure permettant aux fournisseurs de moduler leur prix selon la saison, le jour et l'heure. Cet élément est à connaître et à prendre en compte dans l'analyse du prix.

Une simulation est recommandée sur la base d'une année n-1 ...Cela suppose au préalable de connaître ses consommations et d'avoir à disposition des données consolidées sur celles-ci.

Un tableau permet cette synthèse :

Jour	Nombre de kWh (à compléter)				Coût total en €HT
	HPH	HCH	HPE	HCE	
Jours ouvrés (lundi au vendredi)					
Samedi					
Dimanche et jours fériés					
Total					

Légende :

HPH =heure pleine hiver

HCH =heure creuse hiver

HPE =heure pleine été

HCE =heure creuse été

Ce tableau suppose que le fournisseur donne un coût unitaire en € selon la puissance souscrite. Le coût total ci-dessus est la somme du coût unitaire et du nombre de kWh.

Un test préalable du modèle retenu est souhaitable. Cela permet de déterminer si la pondération choisie et le modèle d'analyse des offres correspond aux orientations du pouvoir adjudicateur. Le test du modèle avec des offres extrêmes répond à cette attente.

III. Exécution du marché

A/ Le suivi financier

Le suivi financier peut se matérialiser par les informations fournies par le titulaire ou les titulaires.

Ces informations sont à recouper avec les extractions que l'acheteur public peut obtenir du progiciel de gestion intégrée (PGI ou ERP selon les termes anglo-saxon). Une comparaison des données est essentielle.

Selon l'article 17 du CMP le prix peut être ferme ou révisable.

Un prix ferme peut être actualisable si un délai > 3 mois s'écoule entre la date à laquelle le candidat a fixé son prix et la date de début d'exécution.

Un prix révisable peut être modifié pour tenir compte des variations économiques. Dans ce cas, il convient de fixer la date d'établissement du prix initial (par exemple mois de remise des offres -1 = mo), les modalités de calcul et la périodicité de mise en œuvre. La périodicité de mise en œuvre est annuelle, et intervient la première fois à la date anniversaire. Il est important d'inclure un préavis dans lequel le titulaire doit en faire la demande.

Les modalités sont :

- ajustement en fonction d'une référence qui doit être adaptée à la prestation
- formule paramétrique de révision représentative de l'évolution du coût de la prestation avec la possibilité d'inclure un terme fixe dans cette formule.

On peut donc envisager les solutions suivantes :

- ajustement des prix
- révision des prix selon une formule paramétrique.

L'ajustement peut être :

$$P = P_o \times I/I_o$$

P = prix ajusté à la date t

P_o = prix d'origine figurant à l'acte d'engagement ou son annexe

I = par exemple l'indice PLATTS connu à la date t d'ajustement

I_o = par exemple l'indice PLATTS à la date de signature du marché

Concernant les indices à utiliser, il n'existe pas d'indicateurs reflétant de manière fiable l'évolution des prix. Les indices sont ceux du marché de gros, les plus utilisés étant ceux publiés par PLATTS et les indices de bourse (POWERNEXT, EEX European Energy Exchange, APX Amsterdam Power Exchange).

L'avantage est de donner des prix HT et de comparer des choses comparables (la fiscalité énergétique étant très différente au sein de l'union européenne). Les facteurs influençant les prix, reflet de l'équilibre entre offre et demande, sont le cours des hydrocarbures, l'hydraulicité, et plus généralement l'état du parc de production (centrales en arrêt...). Il y a également le climat sur les prix à court terme, la consommation électrique étant sensible à la température.

Il ne reste plus qu'à déterminer la fréquence de cet ajustement, par exemple un ajustement annuel. Le recours à une clause de sauvegarde et une clause butoir est conseillé.

Pour illustration, la hausse des prix est enregistrée depuis plusieurs années :

- entre 2000 et 2005 : de 24€/ kWh à 45€/ kWh
- 2008 : 55€/ kWh.

La formule paramétrique de révision des prix ne paraît pas la solution idéale. Cela suppose de connaître la décomposition du prix de l'électricité. Or comme le souligne certains auteurs le prix de l'électricité n'est pas plus une notion objective que le prix de l'énergie. De manière courante, on lie le prix de l'électricité au prix du pétrole. Il ne s'agit pas du seul facteur. Le prix de l'électricité reflète également les coûts intrinsèques de production, la demande et l'offre du moment... Le recours à l'ajustement est préférable car il intègre déjà tous ces éléments.

L'erreur serait de ne prévoir aucune évolution des prix, ce qui rendrait le marché non viable.

Les pénalités à prévoir sont les suivantes :

- retard d'intervention dans le cadre du SAV
- non remise ou retard de remise du feuillet de gestion avec la facture
- retard dans la fourniture d'électricité
- retard ou non remise du relevé compteur.

B/ Le changement à venir

Une donnée à prendre en compte est le déploiement prévu en 2010 des compteurs électriques dits « intelligents ».

Il convient de distinguer 2 types de compteurs électriques :

Compteur électromécanique	Compteur électronique
----------------------------------	------------------------------

Parmi les compteurs électromécaniques, les sous-catégories sont les suivantes :

Compteur à courant alternatif monophasé ou triphasé	Compteur à courant continu
--	-----------------------------------

A l'œil nu on peut savoir rapidement quel type de compteur notre installation comporte. Les compteurs électromécaniques se caractérisent par un disque en aluminium mobile tournant sous l'influence de la tension et du courant qui circule. Un compteur enregistre les évolutions du disque. La consommation est indiquée en kWh. Leur rôle essentiel est d'établir la facturation des consommations (numéro à 3 chiffres).

Les compteurs électroniques mesurent le courant et la tension, et déterminent par un traitement interne l'énergie correspondante. Ils sont en évolution permanente. Le principe de base consiste à favoriser la communication d'informations (notamment du relevé compteur), afin de pratiquer une gestion plus efficace.

Dans un article en date du 23 janvier 2008, l'UFC-Que choisir mentionne un appel d'offres lancé par la filiale de EDF qui est ERDF (Electricité Réseau de Distribution de France). Il s'agit de déployer 300 000 compteurs sur Lyon et Tour en 10. Puis une généralisation à l'ensemble du territoire est prévue.

Comme l'indique l'association l'enjeu est de taille, puisqu' un compteur « intelligent » est un boîtier numérique consultable et pilotable à distance, l'information circulant par ses fils électriques (ce qu'on appelle le courant porteur en ligne).

L'intérêt de cette nouvelle génération de compteurs électriques est de permettre au distributeur de facturer la consommation réelle sans avoir à dépêcher de techniciens pour faire des relevés tous les 6 mois. L'économie est énorme, et le risque de fraude disparaît avec ces compteurs quasi infalsifiables.

D'un point de vue environnemental, l'intérêt est également non négligeable, puisque la gestion fine permet d'alimenter le même nombre de clients avec moins de centrales et moins d'infrastructures de transport.

Le seul bémol est de savoir qui va supporter le coût de ces installations de nouveaux compteurs. En toute logique, cette installation devrait être gratuite pour le consommateur.

Un tour d'horizon des pays européens ayant déjà procédé à ce basculement a néanmoins été suivi d'une augmentation du tarif de la location des compteurs (cas des Pays- Bas par exemple).

Ce point est à surveiller par l'autorité de régulation (CRE).

Selon l'état d'avancement de ce dossier, et l'information sur ce basculement vers des compteurs « intelligents » lors de la rédaction du cahier des charges, une clause peut être intégrée pour solutionner la charge financière du remplacement des compteurs.

Conclusion : même si la date de juillet 2010 paraît éloignée, il est impératif d'entamer une démarche de recensement des compteurs et des consommations afin de préparer au mieux la libéralisation totale de la fourniture d'électricité.

ANNEXE :

Les unités à connaître sont les suivantes :

Puissance	Energie
kW= kilowatt	kWh= kilowatt-heure
MW= Millier de kW	MWh= Millier de kWh
GW= Million de kW	GWh= Million de kWh
MVA= Million de voltampères	TWh= Milliard de kWh
Tension	
kV= kilovolt	

Séverin Dodo © achatpublic.info, octobre 2008