

The logo for AMORCE, featuring the word "AMORCE" in green capital letters inside a white oval with blue and orange swooshes.

AMORCE

Avec le soutien technique
et financier de

ADEME



Agence de l'Environnement
et de la Maîtrise de l'Energie

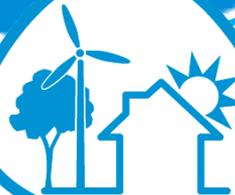
PUBLICATION

Distribution d'énergie dans les territoires : quels enjeux juridiques ?

Série
juridique

Réf. ENJ 04

Novembre 2015



Energie

PRESENTATION D'AMORCE

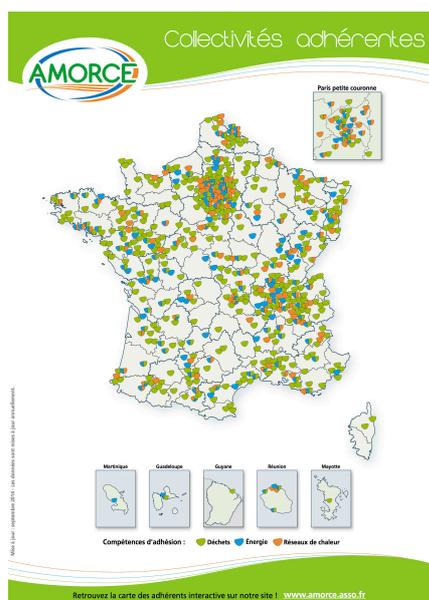
Créée en 1987, AMORCE est l'association nationale des collectivités territoriales et des professionnels pour une gestion locale des déchets, de l'énergie et des réseaux de chaleur. Au 1^{er} janvier 2015, l'association regroupe **821 adhérents** dont 556 collectivités rassemblant plus de 60 millions d'habitants, ainsi que près de 265 entreprises, fédérations professionnelles et associations.

Première association spécialisée de collectivités territoriales, toutes thématiques confondues, AMORCE est à l'origine de plusieurs mesures importantes qui ont permis d'accompagner les collectivités territoriales dans la mise en œuvre des politiques publiques environnementales sur leurs territoires. Tel fut le cas notamment du Fonds chaleur, de la TVA à taux réduit sur la chaleur renouvelable, de l'éligibilité des collectivités aux CEE (Certificats d'économie d'énergie) ou encore de l'obligation de rénovation de logements sociaux énergivores au moment de la vente.

AMORCE intervient dans 3 domaines d'actions : les déchets, l'énergie et les réseaux de chaleur en accompagnant les collectivités territoriales dans les composantes des politiques publiques environnementales qu'elles veulent mettre en œuvre. AMORCE dispose d'une solide expertise

sur :

- la technique
- l'impact sur l'environnement
- la réglementation
- l'économie (coûts, financements, fiscalité)
- les modes de gestion, les marchés
- l'organisation entre les structures et les différents niveaux de collectivités
 - les politiques au niveau européen, national, territorial
 - l'information, la concertation, le débat public



AMORCE constitue un lieu unique de partage des connaissances et des expériences entre collectivités territoriales et professionnels sur ces compétences. Ce réseau d'élus et de techniciens permet à chacun de disposer des informations les plus récentes et les plus pertinentes.

L'association représente également ses adhérents auprès des institutions françaises et européennes, afin de défendre leurs intérêts et leurs propositions. Nos équipes travaillent au sein des commissions à l'élaboration des réglementations environnementales de demain. Nos propositions sont très souvent reprises par les parlementaires.



PRESENTATION DE L'ADEME



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

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

Elle aide en outre au financement de projets, de la recherche à la mise en œuvre et ce, dans les domaines suivants : la gestion des déchets, la préservation des sols, l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables, la qualité de l'air et la lutte contre le bruit.

L'ADEME est un établissement public sous la tutelle du ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie et du ministère de l'Éducation nationale, de l'Enseignement supérieur et de la Recherche.

Contact pour ce guide : Marie-Laure GUILLERMINET

ADEME

20, rue du Grésillé
BP 90406 - 49004 Angers Cedex 01
Tel : 02 41 20 41 20
www.ademe.fr

AMORCE / ADEME – Novembre 2015

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

REMERCIEMENTS

Nous remercions l'ensemble des collectivités et professionnels ayant participé à notre travail, dont celles qui nous ont fait part de leurs retours d'expérience.

REDACTEURS

Jean-Baptiste BERLOTIER

Fannie-LAVOUÉ, flavoue@amorce.asso.fr

David LEICHER, dleicher@amorce.asso.fr

Comité de relecture : Marie-Hélène PACHEN-LEFEVRE, avocat associé, Cabinet Seban & Associés ; Marie-Laure GUILLERMINET, ADEME

SOMMAIRE

| | |
|---|-----------|
| PRESENTATION D'AMORCE | 1 |
| PRESENTATION DE L'ADEME | 2 |
| SOMMAIRE | 4 |
| INTRODUCTION | 5 |
| I. PRESENTATION DU CONTEXTE : LES COLLECTIVITES ET LA DISTRIBUTION D'ENERGIE | 7 |
| 1. PANORAMA DE LA DISTRIBUTION D'ENERGIE | 7 |
| A. LES MUTATIONS RECENTES DE MARCHES DU GAZ ET DE L'ELECTRICITE | 7 |
| B. LA GESTION DE LA DISTRIBUTION DE GAZ ET D'ELECTRICITE AU NIVEAU LOCAL | 7 |
| C. LA DISTRIBUTION DE CHALEUR ET DE FROID | 8 |
| 2. TRANSITION ENERGETIQUE LOCALE ET DISTRIBUTION D'ENERGIE | 9 |
| A. LE SERVICE PUBLIC LOCAL DE LA DISTRIBUTION D'ENERGIE | 9 |
| B. DISTRIBUTION D'ENERGIE ET PLANS CLIMAT AIR ENERGIE TERRITORIAUX (PCAET) | 10 |
| C. SCHEMAS DIRECTEURS DES RESEAUX DE CHALEUR ET DE FROID | 10 |
| II. ANALYSE SYNTHETIQUE DES CONTRATS RELATIFS A LA CONCESSION DE LA DISTRIBUTION D'ELECTRICITE ET DE GAZ | 11 |
| 1. LE MODELE DE CAHIER DES CHARGES DE CONCESSION POUR LA DISTRIBUTION D'ELECTRICITE | 11 |
| 2. LE MODELE DE CAHIER DES CHARGES DE CONCESSION POUR LA DISTRIBUTION DE GAZ | 16 |
| III. LES CONTRATS DE DSP DE DISTRIBUTION D'ENERGIE CALORIFIQUE | 20 |
| 1. LA DELEGATION DE SERVICE PUBLIC POUR LA DISTRIBUTION DE CHALEUR | 20 |
| 2. PRINCIPALES EVOLUTIONS PROPOSEES POUR UN CONTRAT DE DSP PAR RAPPORT A LA CIRCULAIRE DE 1982 | 21 |
| IV. CONCLUSION | 24 |

INTRODUCTION

Considérant que les collectivités locales sont trop souvent écartées des grands choix décisionnels pesant sur la structuration énergétique de leur territoire, AMORCE plaide de longue date en faveur d'un véritable changement de paradigme énergétique. L'association promeut la responsabilisation des acteurs locaux ainsi que l'octroi de véritables compétences territoriales afin de diversifier les méthodes d'approvisionnement, optimiser l'utilisation des énergies de flux (renouvelables) et leurs outils de distribution ou promouvoir la sobriété et l'efficacité énergétiques. Ses nombreux travaux sur les réseaux de chaleur et les politiques climat-énergie locales notamment ont mis en évidence la nécessaire évolution de la régulation et de la gouvernance de la distribution au sein des territoires.

Dans cet esprit, AMORCE a mené avec le soutien financier de l'ADEME une réflexion globale sur l'évolution du pilotage des réseaux collectifs d'approvisionnement et de distribution en énergie. Ces réseaux sont aujourd'hui essentiellement de trois types : réseaux électriques d'une part, réseaux gaziers d'autre part, réseaux de distribution calorifique (de chaleur et de froid) enfin. Si la gestion des deux premiers est relativement centralisée et verticalisée du fait du monopole issu de la loi de nationalisation de 1946, celle des réseaux de chaleur relève d'une logique de choix des modes de gestion et de possible mise en concurrence. La comparaison des différents modes de gouvernance et donc de régulation et de coordination locales des réseaux énergétiques, ainsi que leurs conséquences sur la péréquation ou l'efficacité des moyens déployés, constitue un terrain d'étude particulièrement pertinent.

Afin de développer une réflexion collective à ce sujet, AMORCE a conduit plusieurs initiatives parallèles :

- les témoignages de nombreuses collectivités ou de leurs groupements ont été recueillis ;
- un colloque a été organisé avec la FNCCR le 27 juin 2012 à Paris sur le thème "Distribution d'énergie dans les territoires : quels leviers, quelle gouvernance pour atteindre les 3x20" ;
- des entretiens bilatéraux avec des personnalités qualifiées et des experts ont été conduits au cours du premier semestre 2012 ;
- un document prospectif visant à identifier les leviers de développement de la maîtrise de la demande en énergie et des énergies renouvelables au sein des activités d'approvisionnement et la distribution énergétiques (référence ENP 32 Approvisionnement et distribution énergétiques : feuille de route pour 2020, Octobre 2013) ;
- un groupe de travail de type "think tank" s'est réuni à plusieurs reprises en 2012 et 2013. Ce groupe de travail a rassemblé des experts associatifs et des praticiens territoriaux choisis en fonction de l'intérêt des politiques énergétiques qu'ils ont su mettre en place au sein de leur collectivité et de l'avance qu'ils ont prise en matière d'optimisation et de coordination des réseaux de distribution d'énergie (gaz, électricité, réseaux de chaleur et de froid), pris individuellement mais aussi dans leur globalité.
- un groupe d'échanges « Distribution d'énergie et transition énergétique territoriale » ouvert en 2014 à l'ensemble des adhérents d'AMORCE qui s'est réuni trois fois ;
- trois notes pédagogiques publiées en 2015 abordant les enjeux techniques, économiques et juridiques de la distribution d'électricité, de gaz naturel et de chaleur et de froid. Ces notes ne sont pas exhaustives mais fournissent quelques éléments clés nécessaires à la compréhension de la distribution d'énergie et mettent en avant les principaux leviers d'actions des collectivités autorités compétentes en matière d'intégration des énergies renouvelables, de maîtrise des consommations, d'accès aux données et de lutte contre la précarité énergétique.

Les contrats de concession de distribution de gaz et d'électricité focalisent aujourd'hui toutes les attentions puisqu'un nombre très important de ceux-ci devrait arriver à expiration d'ici 2025, et par conséquent faire l'objet d'un renouvellement.

L'enjeu de ces renouvellements est très important, puisque les collectivités propriétaires de réseaux, autorités concédantes, bénéficient de la possibilité de négocier ces contrats avec les concessionnaires, qui seront dans la majorité des cas ERDF et GRDF.

Par ailleurs les contrats de concession de distribution de chaleur sont basés sur une circulaire de 1982. Des aménagements ont évidemment été déjà mis en pratique dans les contrats de délégation de service public (DSP) depuis une dizaine d'années pour intégrer ces problématiques, mais il paraissait important de proposer une nouvelle base de discussion pour les DSP en renouvellement ou en création.

I. Présentation du contexte : les collectivités et la distribution d'énergie

Les collectivités territoriales et en particulier les communes sont historiquement des acteurs majeurs de la distribution d'énergie au niveau local. Les évolutions politiques et économiques de ces dernières années ont abouti à voir leur place, les moyens d'actions, leurs objectifs évoluer de façon conséquente.

1. Panorama de la distribution d'énergie

a. Les mutations récentes de marchés du gaz et de l'électricité

Depuis la libéralisation des marchés de l'énergie amorcée en Europe à la fin des années 1990, les secteurs du gaz et de l'électricité observent quatre types d'activités : la production, le transport, la distribution et la fourniture d'énergie¹.

Si la production et la fourniture correspondent aujourd'hui à des activités globalement concurrentielles (à l'exception notamment de la partie de l'activité de fourniture aux tarifs réglementés de vente d'électricité ou de gaz), le transport et la distribution demeurent sous monopole et régulés (à l'exception des réseaux de distribution de gaz à créer dans des zones non encore desservies pour lesquelles le gestionnaire du réseau est mis en concurrence)².

Le secteur de la distribution de gaz et d'électricité n'a donc pas été fondamentalement affecté par cette réforme structurelle, qui s'est matérialisée au début des années 2000 en droit français³.

Les communes et leurs groupements restent propriétaires des réseaux de distribution d'électricité et de gaz. Ils continuent à concéder la gestion et l'exploitation de leurs réseaux de distribution, dans la quasi-totalité des cas, à ENGIE (ex GDF Suez) et EDF (ou plus précisément à leurs filiales GRDF et ERDF désormais), et dans une minorité des cas à en confier la gestion à des entreprises locales de distribution (ELD).

b. La gestion de la distribution de gaz et d'électricité au niveau local

Les communes gèrent directement ou indirectement les réseaux d'électricité et de gaz, sauf lorsqu'elles ont transféré cette compétence à une métropole, à une communauté urbaine, à une communauté d'agglomération ou un syndicat qui les suppléent alors dans ce rôle⁴.

¹ Directive 96/92/CE du 19/12/1996 et directive 98/30/CE du 22/06/1998 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et du gaz naturel

² Article L. 2224-31 du CGCT « III. Les communes, leurs établissements publics de coopération intercommunale ou leurs syndicats mixtes qui ne disposent pas d'un réseau public de distribution de gaz naturel ou dont les travaux de desserte ne sont pas en cours de réalisation peuvent concéder la distribution publique de gaz à toute entreprise agréée à cet effet par le ministre chargé de l'énergie, dans les conditions précisées à l'article 25-1 de la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 précitée. Ces communes et ces établissements peuvent créer une régie agréée par le ministre chargé de l'énergie, avoir recours à un établissement de ce type existant ou participer à une société d'économie mixte existante. »

³ Loi n°2000-108 du 10/02/2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité et loi n°2003-8 du 03/01/2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie ; codifiées dans le Code de l'énergie

⁴ Art. L5217-2, I. et L5215-20, I. du code général des collectivités territoriales

Conformément à la loi MAPTAM⁵, ce transfert est obligatoire vers les métropoles, à l'exception du Grand Paris⁶, et vers les communautés urbaines. Celles-ci se substituent désormais aux communes au sein des syndicats vers lesquels les communes avaient très souvent transféré leur compétence. Pour plus d'information sur le transfert des compétences énergies, voir la publication d'AMORCE ENJ 03 Les compétences énergies des collectivités et de leurs groupements .

Cette compétence de gestion de des réseaux de gaz et d'électricité peut être exercée selon deux configurations⁷ :

- la gestion par une entreprise locale de distribution (ELD) qui peut prendre la forme d'une régie (gestion grâce aux moyens propres de la commune ou du groupement de communes), d'une société d'économie mixte (SEM), d'une coopérative d'usagers ou encore d'une société d'intérêt collectif agricole⁸,
- la gestion par un gestionnaire de réseau de distribution d'énergie national, qui est alors GRDF pour la distribution de gaz ou ERDF pour la distribution d'électricité, lesquelles sociétés bénéficient d'un quasi-monopole légal. Elles signent un contrat de concession⁹ avec une autorité organisatrice de la distribution (autorité concédante) qui peut être soit une collectivité, soit un établissement public de coopération intercommunale (EPCI) (dont les métropoles et les communautés urbaines) soit un syndicat mixte.

Les contrats de concession couvrent 96% du marché national de distribution de gaz et 95% du marché national de distribution d'électricité, soit respectivement 4% et 5% du marché laissé aux ELD. Nombre de ces contrats ont été conclus dans les années 1990 pour une durée de 30 ans, si bien que dans le domaine de la distribution d'électricité, « plus de la moitié des 1160 contrats de concessions devront être renouvelés à l'horizon 2025 ».¹⁰

c. La distribution de chaleur et de froid

Le contexte

Les réseaux de chaleur et de froid permettent d'une part de valoriser de manière optimale les ressources locales d'énergies renouvelables et de récupération et d'autre part d'exprimer la volonté d'une collectivité de se saisir, sur son territoire, des enjeux liés à l'énergie depuis la production jusqu'à l'utilisateur final. S'ils ne représentent aujourd'hui que 2% de l'énergie finale consommée en France, ils devront contribuer à 10% de la production d'énergies renouvelables d'ici à 2030 pour atteindre les objectifs fixés par la loi sur la transition énergétique. La quantité d'énergie renouvelable et de récupération (EnR&R) distribuée par les réseaux de chaleur et de froid devra en effet être multipliée par 5 à cette échéance. Cela correspondrait au raccordement de l'équivalent de 7 millions de logements supplémentaires et à l'augmentation du taux moyen d'EnR&R sur les réseaux de 40% aujourd'hui à 50% en 2030.

⁵ Loi du 27 janvier 2014 de modernisation de l'action publique territoriale et d'affirmation des métropoles

⁶ Loi NOTRe du 7 août 2015

⁷ Art. L322-1 et L432-1 du code de l'énergie

⁸ Art. L111-54 du code de l'énergie

⁹ Art. L2224-31 du code général des collectivités territoriales

¹⁰ M-H. Pachon-Lefèvre, C. Fontaine, « Compétences locales dans le secteur de l'électricité », La Gazette, 11 mars 2013

Chaque année, des réseaux de chaleur sont créés : soit à l'échelle d'un quartier en lien avec des projets d'aménagements, soit à l'échelle d'une ville où le potentiel de mise en place d'un réseau de chaleur a été mis en évidence à travers une étude de faisabilité.

Le portage et les modes de gestion

Le portage des réseaux de chaleur est beaucoup plus libre que celui des réseaux de gaz et d'électricité. La collectivité compétente, qui est la commune ou l'EPCI à qui a été transférée la compétence¹¹, peut choisir une gestion « en propre » sur la base d'une régie ou une gestion déléguée sur la base d'une délégation de service public.

La délégation de service public peut prendre la forme :

- D'un affermage : la collectivité investit dans les équipements et en confie la gestion à un fermier qui exploite le réseau à ses risques et périls.
- D'une concession : le concessionnaire conçoit, construit et exploite le réseau à ses risques et périls.
- D'une régie intéressée : la collectivité investit dans les équipements, le concessionnaire exploite le service pour le compte de la collectivité en contrepartie d'une part fixe versée par la collectivité et d'un intéressement aux résultats.

Pour plus d'information sur le portage et les modes de gestion des réseaux de chaleur, voir la publication d'AMORCE :

RCJ 19 : Compétence, portage et mode de gestion des réseaux de chaleur : quelle organisation mettre en place ?

2. Transition énergétique locale et distribution d'énergie

Sous l'impulsion des lois sur le marché de l'électricité et des lois en faveur du développement durable (lois Grenelle I et II ; loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (TECV); etc.), les leviers d'action des collectivités territoriales en faveur de la maîtrise de l'énergie et de l'insertion des énergies renouvelables dans les réseaux se sont étoffés. Les dernières évolutions en la matière sont développées ci-dessous.

a. Le service public local de la distribution d'énergie

Les collectivités territoriales sont responsables du service public de distribution d'énergie au niveau local. Pour l'exercice de cette mission, elles sont alors qualifiées « d'autorité organisatrice d'un réseau public de distribution » (AOD).

Dans ce cadre, et à titre principal, elles sont chargées de faire exploiter leurs réseaux, soit en régie, soit via un contrat de concession. Les modalités contractuelles des concessions ainsi que les conditions du contrôle sont détaillées en partie II. Des clauses en faveur de l'insertion des énergies renouvelables sur le réseau et de l'efficacité énergétique pourront figurer dans ces contrats dans la mesure où la loi relative à la transition énergétique complète les missions des gestionnaires de réseaux avec ces deux intitulés.

¹¹ AMORCE a obtenu dans la loi sur la transition énergétique et la croissance verte que la compétence « de création et d'exploitation d'un réseau public de chaleur ou de froid » soit inscrite au Code Général des Collectivités Territoriales. C'est une compétence communale qui peut être transmise à un EPCI. La loi MAPTAM impose le transfert de cette compétence aux métropoles (sauf Grand Paris) et aux communautés urbaines.

Les AOD peuvent également réaliser et faire réaliser des actions en faveur de la maîtrise de l'énergie des consommateurs raccordés en gaz ou en électricité si cela permet d'éviter ou de différer l'extension ou le renforcement des réseaux.¹²

b. Distribution d'énergie et plans climat air énergie territoriaux (PCAET)

Les établissements publics de coopération intercommunale (EPCI) à fiscalité propre (métropoles, communautés urbaines, communautés d'agglomération et communautés de communes) de plus de 20 000 habitants doivent rédiger un plan climat air énergie territorial, au plus tard fin 2018.

Ce plan peut prévoir des actions de maîtrise de l'énergie des consommateurs de gaz et d'électricité mais aussi de chaleur. La différence avec les actions évoquées au (a) est qu'il n'est pas ici nécessaire que ces actions aboutissent à éviter le renforcement ou l'extension des réseaux.

Ces EPCI à fiscalité propre peuvent en particulier apporter des aides aux personnes en situation de précarité énergétique (aide pour des travaux d'isolation ou de régulation thermique, etc.).¹³

La loi relative à la transition énergétique prévoit que la rédaction des PCAET puisse être alimentée avec les données des gestionnaires de réseau de transport et de distribution (gaz et électricité) ainsi que des données de consommation de produits pétroliers.

Cette loi ajoute également au contenu du PCAET un programme d'actions « en vue de développer de manière coordonnée des réseaux de distribution d'électricité, de gaz et de chaleur »¹⁴. La collectivité pourra notamment s'appuyer sur le plan d'aménagement et de développement durable (PADD) pour définir la place des réseaux dans son projet d'urbanisme. Ces mesures sont d'autant plus importantes au vu du rôle que cette loi confie aux réseaux de chaleur.

c. Schémas directeurs des réseaux de chaleur et de froid

La loi sur la transition énergétique reconnaît le rôle important qu'ont à jouer les réseaux de chaleur dans l'atteinte de nos objectifs à 2030 et fixe à 10% de la production d'énergies renouvelables leur contribution au mix énergétique à cette date.

Afin de converger vers cet objectif ambitieux, les collectivités locales vont devoir développer leurs réseaux de chaleur pour verdir leur mix énergétique et véhiculer de la chaleur renouvelable. Déjà, des réseaux de chaleur existants depuis plus de 30 à 40 ans entreprennent de développer leur desserte de manière significative, en doublant le nombre de kilomètres de réseaux.

Pour accélérer ce mouvement, la loi relative à la transition énergétique impose que toutes les opportunités d'extension et/ou de densification du réseau soient étudiées dans le cadre d'un schéma directeur que toutes les collectivités propriétaires d'un réseau de chaleur en service au 1^{er} janvier 2009 devront réaliser, d'ici à 2019. Cet outil permet de fixer le plan de développement du réseau de chaleur à horizon 10 ans, après avoir analysé les possibilités d'intégration d'énergies renouvelables et de récupération dans l'approvisionnement réseau.

¹² Article L.2224-31 du code général des collectivités territoriales

¹³ Article L.2224-32 du code général des collectivités territoriales

¹⁴ Article L.229-26 du code général des collectivités territoriales

II. Analyse synthétique des contrats relatifs à la concession de la distribution d'électricité et de gaz

Les contrats de concession fixent les conditions d'exploitation des réseaux par les ELD autres que les régies et par les gestionnaires nationalisés. Ils doivent, dans leurs contenus et leurs modalités d'application respecter en tout état de cause les dispositions prévues par le code de l'énergie en matière de distribution d'énergie (article L.322-1 à L322-12 pour l'électricité – article L.432-1 à L.432-12 pour le gaz). Par exemple, on notera l'évolution récente de l'article L.322-12 qui permet de mettre en place des pénalités à l'encontre du gestionnaire de réseau d'électricité en cas de non respect des niveaux de qualité de l'alimentation électrique.

La présente étude porte spécifiquement sur les contrats de concession de distribution de gaz et d'électricité conclus avec GRDF et ERDF, opérateurs qui gèrent la quasi-totalité du réseau énergétique français.

Analyser les contrats de concession de distribution de gaz et d'électricité implique en réalité d'étudier les cahiers des charges qui leur sont annexés, lesquels sont bien plus exhaustifs et comprennent un ensemble de règles s'imposant aux contrats de concession.

En effet en vertu de l'**article L2224-31 du CGCT**, les collectivités ou leurs EPCI en tant qu'autorités concédantes de la distribution de gaz et d'électricité :

- négocient et concluent les contrats de concession ;
- exercent le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées par les cahiers des charges de ces concessions.

Deux modèles de cahier des charges – l'un relatif à la distribution de gaz et l'autre à la distribution d'électricité – ont été élaborés par la FNCCR (Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies) en concertation respectivement avec GDF (à l'époque) et EDF. Ces modèles ont vu le jour au début des années 1990, et ont été actualisés à la fin des années 2000.

Les modèles de cahier des charges constituent des documents de référence, sur lesquels les collectivités concédantes s'appuient pour la négociation et l'élaboration de leurs contrats de concession.

1. Le modèle de cahier des charges de concession pour la distribution d'électricité

Les contrats de concession de la distribution d'électricité se révèlent être très courts et généraux et n'abordent pas a fortiori la question de la maîtrise de la demande d'énergie et du développement des énergies renouvelables. Il faut toutefois noter, au sein de ces contrats de concession, la définition du périmètre de la concession (qui correspond à celui de l'autorité concédante) et l'existence d'une clause de révision du contrat et de son cahier des charges, par périodes quinquennales notamment. Mais nous nous focalisons plus spécifiquement sur les cahiers des charges de ces contrats de concession.

Le modèle de cahier des charges comprend six chapitres : un **premier** sur les dispositions générales *aux articles 1 à 5*, un **deuxième** sur les travaux intéressant le réseau concédé *aux articles 6 à 13*, un **troisième** sur le service aux usagers *aux articles 14 à 25*, un **quatrième** sur la tarification *aux articles 26 à 28*, un **cinquième** sur le terme de la concession *aux articles 30*

et 31, et un **sixième** sur les dispositions diverses *aux articles 32 à 37*. Il appartient à chaque autorité concédante de décliner ce modèle selon les particularités de son territoire.

Le modèle de cahier des charges aborde notamment les points essentiels suivants :

- le service concédé, dont les missions du concessionnaire à *l'article 1*,
- les redevances *aux articles 4 et 8*,
- les droits des usagers, dont la mise en œuvre d'actions de maîtrise de la demande d'énergie à *l'article 14*,
- le contrôle du délégataire par l'autorité délégante aux articles 32 à 37.

a) Stipulations majeures du modèle de cahier des charges

Article 1 : Service concédé :

Le concessionnaire est aussi bien le gestionnaire du réseau de distribution (ERDF le plus souvent) que le fournisseur (EDF par défaut), puisque ses missions sont : d'une part le développement et l'exploitation du réseau de distribution, et d'autre part la fourniture d'électricité aux usagers aux tarifs réglementés de vente, pour les usagers n'ayant pas opté pour un autre fournisseur.

La loi relative à la transition énergétique ajoute aux missions des gestionnaires de réseau la mise en œuvre d'actions d'efficacité énergétique et l'insertion des énergies renouvelables dans les réseaux¹⁵. A l'avenir, cela doit permettre l'inscription de telles missions dans le cahier des charges.

Article 4 et annexe 1 : Redevances :

Le gestionnaire du réseau de distribution verse à l'autorité concédante, de façon cumulative, les redevances suivantes :

- La redevance de fonctionnement dite « R1 », qui a pour objet de financer les dépenses annuelles de l'autorité concédante pour l'accomplissement de sa mission (contrôle de l'exécution de la concession, conseils aux usagers, coordination des travaux etc.). Son montant est calculé en fonction des caractéristiques de la concession (longueur des lignes par exemple).
- La redevance d'investissement dite « R2 », versée par le gestionnaire de réseau en contrepartie des investissements réalisés par le concédant sur des installations du réseau et sur les installations d'éclairage public. Elle représente chaque année une fraction de la différence, si elle est positive, entre certaines dépenses d'investissement effectuées et certaines recettes perçues par l'autorité concédante durant l'année N-2. Toutefois, la redevance est due uniquement lorsque le montant total HT des travaux réalisés au cours d'une année N est supérieur au produit de la taxe sur la consommation finale d'électricité (TCFE) perçue par la collectivité pour la même année. Autrement dit, lorsqu'une commune ou un département perçoit la TCFE (taxe communale ou départementale sur la consommation finale d'électricité), elle/il risque de ne pas percevoir la R2. La R2 n'est pas versée l'année de la réalisation des travaux mais avec un décalage de deux ans.

¹⁵ Article L.322-8 du code de l'énergie

- Il est à noter, pour ces redevances R1 et R2, l'application dans leur formule de calcul d'un coefficient multiplicateur favorisant la concordance entre le périmètre de l'autorité concédante et celui d'un département (les redevances seront donc d'autant plus élevées que les autorités concédantes seront d'un périmètre départemental ou pluri-départemental). Des adaptations locales du calcul de ces redevances, notamment la R2, ont en outre été portées dans certains cahiers charges.
- La redevance d'occupation du domaine public (RODP), versée par le gestionnaire de réseau aux communes ou aux départements de la concession (ou en pratique aux EPCI dotés de la compétence voirie, dont les métropoles et les communautés urbaines de façon obligatoire), en raison de l'occupation du domaine public par les ouvrages de distribution d'électricité¹⁶.

Article 8 : Intégration des ouvrages dans l'environnement :

Est versée par le gestionnaire de réseau à l'autorité concédante une redevance supplémentaire : la redevance d'intégration des ouvrages dans l'environnement (contribution à l'amélioration esthétique des ouvrages) dite « article 8 ». Le concessionnaire participe en effet à raison de 40 % du coût hors TVA au financement de travaux réalisés sous maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante aux fins d'amélioration esthétique des ouvrages de la concession.

Les travaux concernés sont généralement des travaux d'enfouissement des réseaux de distribution d'électricité, que les autorités concédantes et leurs collectivités adhérentes réalisent en co-maîtrise d'ouvrage pour enfouir également d'autres réseaux aériens. Ces travaux visent ainsi, au-delà de leur portée esthétique, un objectif de sécurisation du réseau de distribution d'électricité.

Article 14 : Droits des usagers :

La notion de service peut être élargie à la mise en œuvre par le concessionnaire, notamment à l'initiative de l'autorité concédante, d'actions visant à promouvoir des équipements conduisant à des économies de l'énergie distribuée. En tout état de cause, il lui appartient de faire valoir aux usagers l'intérêt des solutions conduisant à une utilisation rationnelle de l'électricité. A priori, l'autorité concédante peut ainsi exercer sa compétence de réalisation d'actions de maîtrise de la demande d'énergies (MDE) portant sur le réseau, consacrée à l'article L2224-31 du CGCT - indirectement par l'intermédiaire du gestionnaire de réseau.

Article 32 : contrôle de la concession :

Contrôle de la concession par l'AOD

Cet article organise les modalités du contrôle, par l'autorité délégante, des concessionnaires en trois volets assortis d'une sanction commune aux trois contrôles :

- Contrôle à tout moment, sur pièce et le cas échéant sur place, de tout document technique ou comptable utile au délégant (article 32 A) ;
- Consultation annuelle de plans présentant la cartographie du réseau (article 32 B) ; des aménagements contractuels sont souvent apportés au format et aux conditions de consultation de cette cartographie ;

¹⁶ Art. L2333-84, R2333-105 et suivants du CGCT et R. 3333-4 et suivants du CGCT, et les dispositions particulières de calcul de la redevance convenues dans le cahier des charges

- Contrôle annuel par la remise par les concessionnaires au concédant d'un compte-rendu annuel d'activité [du concessionnaire] – CRAC (article 32 C) ;
- Pénalités contractuelles en cas de refus des concessionnaires de satisfaire à l'un de ces contrôles (article 32 D).

Les dispositions de cet article 32 sont issues de l'article L. 2224-31 du CGCT. En effet, le code général des collectivités territoriales indique que les autorités concédantes « *exercent le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées, pour ce qui concerne les autorités concédantes, par les cahiers des charges de ces concessions. (...) Chaque organisme de distribution d'électricité et de gaz tient à la disposition de chacune des autorités concédantes précitées dont il dépend les informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique utiles à l'exercice des compétences de celle-ci, dans les conditions prévues par les dispositions de l'article 20 de la [loi n° 2000-108 du 10 février 2000](#) relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité et de l'article 9 de la [loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003](#) relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie.* »

C'est ainsi au vu de ces dispositions du CGCT que l'article 32 du cahier des charges doit être interprété : le concessionnaire doit tenir à la disposition de l'autorité concédante qui lui en fait la demande toute information utile à l'exercice par celle-ci de son pouvoir de contrôle. C'est sur ce fondement que l'article 32 C du cahier des charges relatif au compte rendu annuel d'activité du concessionnaire doit comporter un certain nombre d'informations techniques et financières, présentées, selon la jurisprudence « à la maille de la concession »¹⁷, ou encore que le concessionnaire doit remettre un inventaire précis du patrimoine concédé à l'autorité concédante qui lui en fait la demande.

Cet article a été modifié par la loi TECV en précisant que les informations sont communiquées « à une échelle permettant le contrôle » et pour ce qui concerne la distribution d'électricité, qu'elles soient accompagnées d'un « inventaire détaillé et localisé de ces ouvrages ». « Cet inventaire distingue les biens de retour, les biens de reprise et les biens propres. »

Un décret doit fixer le contenu de ces documents ainsi que les délais impartis aux gestionnaires de réseaux pour établir des inventaires détaillés.

Contrôle de la concession par le comité du système de distribution publique d'électricité

Cette disposition issue de la loi TE ne figure pas dans le cahier des charges mais elle intervient cependant dans les relations entre concessionnaire et concédant. Le comité du système de distribution publique d'électricité institué à l'article L.111-56-1 du code de l'énergie est composé de représentants de l'Etat, des collectivités territoriales, des AOD, d'ERDF et des ELD. Ce comité est informé des projets d'investissement sur le réseau de distribution, et le cas échéant des bilans de ces opérations. Il donne un avis sur la politique d'investissement. Les modalités de prise en compte de ses avis restent à définir par décret.

Modalités concrètes d'exercice du contrôle du concédant sur le concessionnaire

Le contrôle du concessionnaire s'effectue de différentes manières. Il prend la forme d'un contrôle diffus qui s'effectue au quotidien par les remontées de problèmes des usagers du service public qui n'ont pas obtenu satisfaction de la part du concessionnaire.

¹⁷ CAA Paris, 25 mars 2013, N° 10PA04621, décision devenue définitive du fait de la non admission par le Conseil d'Etat du pourvoi en cassation du défendeur

De manière générale, le contrôle par l'autorité délégante porte sur le bon accomplissement de la mission de service public par les concessionnaires.

Le contrôle est fondamental car la connaissance du réseau ainsi que des activités des concessionnaires permet par la suite de négocier certaines stipulations des contrats lors des renouvellements de concession ou la modification des contrats en cours par voie d'avenants. Ces négociations doivent être tournées dans l'intérêt du service public ainsi que des usagers.

De nombreux indicateurs permettent de concrétiser le contrôle de l'autorité concédante, tels que :

- le suivi du patrimoine concédé (nature et typologie des biens, valorisation comptable de ceux-ci et affectation des dotations et des reprises de provisions pour renouvellement) et sa qualification en biens de retour / biens de reprise / biens propres,
- la nature, le volume et le financement des investissements relatifs aux travaux sur le réseau,
- l'entretien du réseau et notamment l'égoutage à proximités des lignes,
- la qualité de la fourniture avec les variations de tension ou le nombre de minutes de coupures de courants subi par les usagers,
- les conditions de suivi des usagers en précarité énergétique,
- l'évolution de la clientèle,
- la question sensible de l'accès aux données détenues par les concessionnaires.

La loi relative à la transition énergétique renforce l'impératif de qualité en ouvrant la possibilité de mettre en place des pénalités au bénéfice de l'AODE à l'encontre du gestionnaire du réseau de distribution d'électricité en cas non respect des niveaux de qualité de livraison de l'électricité attendus.¹⁸

Elle vise également à accroître le niveau de connaissance des AOD en mettant à leurs dispositions un plus grand nombre de données sur les flux d'énergie au niveau local. La liste des données concernées sera définie par décret.

b) Quelques dispositions légales majeures s'imposant directement aux cahiers des charges

La loi portant sur la transition énergétique pour la croissance verte introduit, parmi les missions du gestionnaire de réseau de distribution d'électricité la mise en œuvre d'actions d'efficacité énergétique et la favorisation de l'insertion des énergies renouvelables sur le réseau¹⁹.

En outre, cette même loi transpose la disposition de l'article L. 2224-34 à l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales dont l'objet est de permettre aux collectivités et à leurs groupements compétents en matière de distribution d'énergies de réseau de réaliser des actions de MDE portant sur le réseau, dans les conditions suivantes:

« Les actions relatives aux économies d'énergie des consommateurs finals de gaz ou d'électricité basse tension que peuvent réaliser ou faire réaliser les autorités organisatrices d'un réseau public de distribution d'électricité ou de gaz doivent avoir pour objet d'éviter ou de différer, dans de bonnes conditions économiques, l'extension ou le renforcement des réseaux publics de distribution relevant de leur compétence. »

¹⁸ Article L.322-12 du code de l'énergie

¹⁹ Article L.322-8 du code de l'énergie

2. Le modèle de cahier des charges de concession pour la distribution de gaz

Les contrats de concession de la distribution de gaz se révèlent être courts et généraux, c'est pourquoi nous nous concentrerons seulement sur leurs cahiers des charges.

Le modèle de cahier des charges du 9 novembre 2010 comprend neuf chapitres : un **premier** sur les dispositions générales *aux articles 1 à 7*, un **deuxième** sur le raccordement au réseau concédé *aux articles 8 à 11*, un **troisième** sur les travaux sur le réseau concédé *aux articles 12 à 17*, un **quatrième** sur le comptage et la qualité du gaz distribué *aux articles 18 à 23*, un **cinquième** sur les contrats et conditions d'accès au réseau *aux articles 24 à 27*, un **sixième** sur la performance du concessionnaire *aux articles 28 et 29*, un **septième** sur la fin du contrat de concession *à l'article 30*, un **huitième** sur le contrôle de la concession *aux articles 31 à 33*, et un **neuvième** sur les dispositions diverses *aux articles 34 à 40*.

Le modèle de cahier des charges aborde notamment les points essentiels suivants :

- le service concédé (dont les missions du concessionnaire) *à l'article 1*,
- les redevances *à l'article 6*,
- les services aux consommateurs finals et aux fournisseurs, dont la mise en œuvre d'actions de maîtrise de la demande d'énergie, *à l'article 7*,
- le raccordement des installations de production de bio-méthane *à l'article 11*,
- le contrôle de la concession *aux articles 31 à 33*.

a) Stipulations majeures du modèle de cahier des charges

Article 1 : Service concédé :

Contrairement à la distribution d'électricité, le concessionnaire n'est ici que le gestionnaire du réseau de distribution de gaz (GRDF le plus souvent). La fourniture de gaz au tarif réglementé confiée à GDF Suez est en effet organisée par l'autorité organisatrice de manière unilatérale, en principe par l'adoption d'un règlement de service.

La loi relative à la transition énergétique ajoute aux missions des gestionnaires de réseau la mise en œuvre d'actions d'efficacité énergétique et l'insertion des énergies renouvelables dans le réseau. A l'avenir, cela doit permettre l'inscription de telles missions dans le cahier des charges²⁰.

Article 6 : Redevances :

Le gestionnaire du réseau de distribution verse à l'autorité concédante les redevances cumulées suivantes :

- La redevance de fonctionnement dite « R1 », qui a pour objet de financer les frais supportés par l'autorité concédante en vue de lui permettre d'exercer ses compétences (contrôle de la concession, conciliation en cas de litige entre les consommateurs finals et le concessionnaire, coordination des travaux, actions tendant à la maîtrise de la demande de gaz naturel, études générales sur l'évolution du service concédé, et part des frais de structure de l'autorité concédante qui se rapporte à la distribution de gaz naturel). Son montant est calculé en fonction des caractéristiques de la concession :

²⁰ Article L432-8 du code de l'énergie

populations des communes comprises dans le périmètre défini dans la convention de concession, longueur des canalisations, durée de la concession...

- La redevance d'investissement dite « R2 », versée par le concessionnaire en contrepartie des investissements réalisés par le concédant sur le réseau : charges supportées par l'autorité concédante correspondant à sa participation aux frais d'établissement d'installations appartenant au réseau, et toute initiative conjointe de l'autorité concédante et du concessionnaire relative à la sécurité, l'environnement et la qualité du service ou au développement de services nouveaux.
- La redevance d'occupation du domaine public, versée par le gestionnaire de réseau aux communes ou aux départements de la concession (ou en pratique aux EPCI dotés de la compétence voirie), en raison de l'occupation du domaine public par les ouvrages de distribution de gaz²¹.

Les deux premières redevances sont versées avant le 30 juin de ladite année, après établissement d'un titre de recettes par l'autorité concédante reçu au plus tard le 1^{er} juin.

Il en résulte que l'article 6 mentionne précisément, parmi les domaines de compétences de l'autorité concédante, les actions tendant à la maîtrise de la demande de gaz naturel des consommateurs finals et les conseils donnés pour la bonne application du catalogue des prestations.

Article 7 : Services aux consommateurs finals et aux fournisseurs :

La notion de service peut être élargie à la mise en œuvre par le concessionnaire d'actions de maîtrise de la demande de gaz naturel décidées d'un commun accord avec l'autorité concédante. A priori, l'autorité concédante peut donc exercer sa compétence de réalisation d'actions de maîtrise de la demande d'énergies (MDE) portant sur le réseau - consacrée à l'article L2224-31 du CGCT - indirectement par l'intermédiaire du gestionnaire de réseau.

Article 11 : Raccordement des installations de production de bio-méthane :

Sous réserve des résultats d'une étude de faisabilité technique, le concessionnaire raccorde au réseau concédé toute installation de production de bio-méthane et achemine le gaz injecté.

Le concessionnaire exécute ou fait exécuter sous sa responsabilité la partie de canalisation située entre la bride aval du poste d'injection de bio-méthane et la canalisation de distribution publique de gaz naturel la plus proche.

Le producteur de bio-méthane et le concessionnaire concluent un contrat (contrat d'injection) qui détermine, notamment, les règles concernant :

- les prérogatives du concessionnaire relativement au poste d'injection,
- l'accès du producteur de bio-méthane au réseau de distribution publique de gaz naturel,
- le comptage du bio-méthane,
- l'établissement, la propriété et l'exploitation des ouvrages nécessaires au contrôle de la qualité du gaz, à son odorisation, à sa pression et à la régulation de son débit,
- le contrôle des caractéristiques du bio-méthane,

²¹ Article L2333-84, R. 2333-114 et suivants et R3333-12 et suivants du CGCT

- l'odorisation du bio-méthane.

L'injection du bio-méthane dans les réseaux de distribution de gaz est donc expressément prévue par le cahier des charges.

Articles 31 et 32 : Contrôle du concessionnaire :

L'article 31 traite des modalités d'exercice par l'autorité concédante de son pouvoir de contrôle, et des obligations qui s'imposent en conséquence au gestionnaire de réseau. L'article 32 prévoit les conditions de sanction du gestionnaire de réseau en cas non satisfaction de ses obligations en matière de contrôle, sous forme de pénalités contractuelles.

A l'instar de ce qui a été évoqué sur le contrôle en matière de distribution d'électricité, les dispositions de cet article 31 doivent lue à l'aune des dispositions prévues à l'article L. 2224-31 du CGCT. En effet, aux termes de ce dernier article, les autorités concédantes « *exercent le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées, pour ce qui concerne les autorités concédantes, par les cahiers des charges de ces concessions. (...) Chaque organisme de distribution d'électricité et de gaz tient à la disposition de chacune des autorités concédantes précitées dont il dépend les informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique utiles à l'exercice des compétences de celle-ci, dans les conditions prévues par les dispositions de l'article 20 de la [loi n° 2000-108 du 10 février 2000](#) relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité et de l'article 9 de la [loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003](#) relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie.* » [Il communique chaque année, notamment, la valeur brute, la valeur nette comptables et la valeur nette réévaluée des ouvrages concédés²².]

Ainsi, le concessionnaire doit tenir à la disposition de l'autorité concédante qui lui en fait la demande toute information utile à l'exercice par celle-ci de son pouvoir de contrôle. Le compte rendu annuel d'activité du concessionnaire (CRAC) doit donc comporter un certain nombre d'informations techniques et financières. La jurisprudence avait indiqué que ces informations devaient être présentées « à la maille de la concession »²³, la nouvelle rédaction de l'article L.2224-31 issue de la loi relative à la transition énergétique impose « une échelle permettant le contrôle ».

A noter que par anticipation sur le décret précisant le contenu du compte rendu annuel, des travaux ont été menés par GrDF et les représentants des autorités concédantes en vue de s'accorder sur les données pertinentes à échanger. Le décret s'appuyant sur ces propositions est attendu pour le second semestre 2015.

Modalités concrètes d'exercice du contrôle du concédant sur le concessionnaire

Le contrôle du concessionnaire s'effectue de différentes manières. Il prend la forme d'un contrôle diffus qui s'effectue au quotidien par les remontées de problèmes des usagers du service public qui n'ont pas obtenu satisfaction de la part du concessionnaire.

²² Valeur réévaluée en tant compte, notamment de l'inflation

²³ CAA Paris, 25 mars 2013, N° 10PA04621, décision devenue définitive du fait de la non admission par le Conseil d'Etat du pourvoi en cassation du défendeur

De manière générale, le contrôle par l'autorité délégante va porter sur le bon accomplissement de la mission de service public par le concessionnaire.

Le contrôle est fondamental car la connaissance du réseau ainsi que des activités du concessionnaire permet par la suite de négocier certaines stipulations des contrats lors des renouvellements de concession ou de la modification des contrats en cours par voie d'avenants. Ces négociations doivent être tournées dans l'intérêt du service public ainsi que des usagers.

De nombreux indicateurs permettent de concrétiser le contrôle de l'autorité concédante, tels que :

- le suivi du patrimoine concédé,
- le volume des investissements relatifs aux travaux sur le réseau,
- l'entretien du réseau,
- l'évolution de la clientèle,
- la question sensible de l'accès aux données détenues par les concessionnaires. De la même façon que pour la distribution d'électricité, une première étape dans la communication des données énergétiques doit intervenir avec la mise à disposition de données des gestionnaires de réseaux aux Régions et aux EPCI à fiscalité propre pour leur permettre d'élaborer leurs plans (SRCAE, PCAET, etc.)

b) Quelques dispositions légales majeures s'imposant directement aux cahiers des charges

La loi portant sur la transition énergétique pour la croissance verte introduit, parmi les missions du gestionnaire de réseau de distribution de gaz : la mise en œuvre d'actions d'efficacité énergétique et la favorisation de l'insertion des énergies renouvelables sur le réseau²⁴.

En outre, la loi portant sur la transition énergétique transpose l'article L. 2224-34 au sein de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales dont l'objet est de permettre aux collectivités et à leurs groupements compétents en matière de distribution d'énergies de réseau de réaliser des actions de MDE portant sur le réseau, et qui précise que :

« Les actions relatives aux économies d'énergie des consommateurs finals de gaz ou d'électricité basse tension que peuvent réaliser ou faire réaliser les autorités organisatrices d'un réseau public de distribution d'électricité ou de gaz doivent avoir pour objet d'éviter ou de différer, dans de bonnes conditions économiques, l'extension ou le renforcement des réseaux publics de distribution relevant de leur compétence. »

²⁴ Art. L432-8 du code de l'énergie

III. Les contrats de délégation de service public de distribution d'énergie calorifique

1. La délégation de service public pour la distribution de chaleur

La délégation de service public (DSP) est aujourd'hui le mode de gestion le plus utilisé pour les réseaux de plus de 3,5 MW : 56% des réseaux, qui représentent 84% de la chaleur livrée, fonctionnent en DSP²⁵.

La passation d'un contrat de DSP est encadrée par certaines règles issues principalement des lois Sapin et Bernier mais celles-ci sont beaucoup plus souples que le code des marchés publics. Le fait qu'il s'agisse de l'exécution d'un service public justifie une marge d'appréciation du pouvoir adjudicateur plus importante que s'il s'agissait d'un simple marché public. Si les règles de mise en concurrence sont moins rigoureuses, elles ne sont pas inexistantes. Le pouvoir adjudicateur doit assurer un degré de publicité adéquat permettant l'ouverture à concurrence, ainsi qu'une procédure impartiale de décision. Le seuil apprécié en est fixé à 106 k€. Il convient d'apporter une attention toute particulière sur le contenu du contrat au regard du droit de la concurrence de façon à ne pas placer un opérateur en situation d'abus de position dominante.

La procédure de passation d'une DSP : entre choix discrétionnaire et mise en concurrence

La collectivité exerce un choix du délégataire *intuitu personae* après recours obligatoire à une forme spécifique de mise en concurrence :

- première délibération de la collectivité sur le principe de délégation du service après avis de la commission consultative des services publics locaux et le cas échéant du comité technique paritaire ;
- publicité dans un support approprié spécifiant les critères de choix des candidats ;
- réception et analyse des candidatures ;
- choix des entreprises admises à remettre une offre ;
- envoi du dossier de consultation des entreprises ;
- ouverture des plis par une commission spécifique qui se distingue de la commission d'appel d'offres ;
- choix des entreprises avec lesquelles va s'entamer la discussion ;
- rapport à l'assemblée délibérante sur la liste des entreprises, l'analyse de leurs propositions et les raisons du choix de l'une ou de plusieurs d'entre elles ;
- deuxième délibération de la collectivité sur le choix motivé de l'entreprise (2 mois minimum après la deuxième délibération) sur la base des critères de jugement définis au règlement de la consultation ;
- la durée des conventions est limitée à la durée normale d'amortissement des installations ;
- les possibilités de prolongation de la durée du contrat sont conditionnées à la réalisation d'investissements matériels nouveaux non prévus à l'origine. La loi Grenelle II (article 85-1 modifiant l'article L.1411-2 du CGCT) étend le cas de prolongation d'une DSP de réseau de chaleur à l'hypothèse de l'utilisation nouvelle ou accrue d'énergies renouvelables ou de récupération.

Une proposition de directive sur l'attribution de contrats de concession est en cours de discussion au Parlement européen. Si elle est adoptée, elle devrait contraindre la France de

²⁵ Enquête annuelle de branche des réseaux de chaleur et de froids, 2014, SNCU sous l'égide du SOeS

réviser à la marge certaines dispositions procédurales liées à la passation de tels contrats sans pour autant bouleverser profondément le modèle français de la DSP.

Le contenu du contrat doit faire l'objet d'un important travail de préparation afin de prévenir les conflits ultérieurs. Le seul document officiel est la **circulaire ministérielle du 23 novembre 1982** qui donne un modèle de contrat de délégation de service public. Les contrats de délégation de service public contractualisés aujourd'hui ont largement évolué. D'ailleurs, AMORCE, en partenariat avec l'ADEME et la FEDENE, a publié en février 2011 un certain nombre de préconisations (voir paragraphe 2 ci-dessous) en vue de l'actuation du modèle de contrat et de la prise en compte de nouveaux enjeux tels que le développement de la maîtrise de l'énergie et du développement des énergies renouvelables. Les principaux points de vigilance sont de plusieurs ordres : la durée de la délégation, le sort des biens en fin de contrat, l'élaboration du compte d'exploitation prévisionnel, la définition des indices et coefficients figurant dans les formules de révision des prix, les droits de raccordement, les modalités d'achat de l'énergie, le plan de gros-entretien et de renouvellement des installations, ...

Au delà de la période intense de négociation du contrat, la qualité de la délégation de service public sera assurée par un contrôle assidu de la part de la collectivité. Pour exercer efficacement ce contrôle, la collectivité peut compter sur les moyens que lui procure la redevance ad hoc versée par le délégataire. S'il est effectué régulièrement et de manière sérieuse, le contrôle de la concession facilite grandement le renouvellement à terme de la délégation car la collectivité sera en capacité de développer une réflexion globale sur l'avenir de son réseau de chaleur, d'analyser efficacement le dossier de fin de contrat du délégataire, de réaliser un audit contradictoire, d'examiner éventuellement les avenants de prolongation, de préparer la mise en concurrence et de négocier plus efficacement les clauses du nouveau contrat. AMORCE a publié un dossier en novembre 2003 sur les collectivités locales délégantes du service public de chaleur (séries statistiques, n° RC 18). Ce dossier énumère plus en détail les enjeux de la négociation ou de la renégociation du contrat de délégation.

L'intérêt d'une DSP en concession pour la collectivité est qu'elle n'engage pas d'investissement propre. Le versement par le délégant d'une subvention est soumis au respect des dispositions de l'article L.2224-2 du CGCT. Il est interdit aux communes de prendre en charge dans leur budget propre des dépenses au titre des services publics visés à l'article L.2224-1. Toutefois, le conseil municipal peut décider une telle prise en charge lorsque celle-ci est justifiée par l'une des raisons décrites dans l'article L.2224-2 du CGCT. Lorsque le service a été délégué, la part prise en charge par le budget propre ne peut excéder le montant des sommes données au délégataire pour sujétions de service public et représenter une part substantielle de la rémunération de ce dernier.

2. Principales évolutions proposées pour un contrat de délégation de service public par rapport à la circulaire de 1982

Extrait de la publication d'AMORCE : RCP 20 - Contrats de délégation du service public de distribution d'énergie calorifique Préconisations en vue de l'actualisation de la circulaire de 1982. Disponible sur amorce.asso.fr.

En plus de 30 ans, le contexte a très largement évolué et les problématiques actuelles (émissions de gaz à effet de serre, spécificités liées au développement des énergies renouvelables, maîtrise de la demande d'énergie, développement de « petits » réseaux de

chaleur, évolution des prix de l'énergie...) ne sont pas toujours ou parfois mal prises en compte dans le modèle de 1982. Des aménagements ont évidemment été déjà mis en pratique dans les contrats de DSP depuis une dizaine d'années pour intégrer ces problématiques, mais il paraissait important de proposer une nouvelle base de discussion pour les DSP en renouvellement ou en création.

Ce travail a réuni différents acteurs de la filière (collectivités, délégataires, bureaux d'études, cabinets de conseil juridique), à la fois pour faire part du retour d'expérience sur l'élaboration et l'évaluation des contrats en cours et sur les attentes à traiter dans les nouveaux contrats. AMORCE avait ainsi réuni une trentaine d'adhérents lors de réunions préparatoires qui ont abouti à des propositions d'évolution de la circulaire de 1982.

Par rapport au modèle de contrat de la circulaire n°82-183 du 23 novembre 1982, les principales évolutions sont les suivantes :

- un fonctionnement en année civile est prescrit (et non plus en saison de chauffe) ;
- un nouvel article sur le développement du réseau (après l'article 11), qui rappelle qu'il s'agit d'un engagement du délégataire et qui engage la collectivité à informer le délégataire de tous les programmes immobiliers et demandes de permis de construire déposés sur le périmètre de la DSP ; un commentaire sur la possibilité d'inclure des engagements de développement chiffrés assortis de clauses d'intéressement / pénalisation en fonction du développement constaté (par exemple : le délégataire s'engage à un développement de 2% par an en puissance, (ou) linéaire de réseau, (ou) fourniture de chaleur, (ou) nombre de sous-stations...)
- la durée des polices d'abonnement (article 42) : pas de prescription de durée mais un commentaire sur la meilleure acceptabilité des durées « courtes » (3 à 5 ans), à privilégier lorsque la taille et le dynamisme du réseau permettent de le faire ; procédure de tacite reconduction après information de l'abonné par lettre recommandée avec accusé de réception 3 mois avant l'échéance de sa police d'abonnement ;
- le choix et la révision de la puissance souscrite (article 45 et suivant) : il est proposé de rester sur une puissance souscrite « réelle » (au kilowatt), qui était déjà dans le modèle de 1982, mais de préciser en commentaire qu'il est possible de fonctionner sur une clé de répartition (de type « unités de répartition forfaitaire » (URF)²⁶) ; il faut par ailleurs définir des modalités de révision de la puissance souscrite plus claires et plus applicables qu'actuellement ;
- l'ajout de dispositions relatives au programme prévisionnel de gros entretien et de renouvellement (article 49), en particulier au niveau du solde de ce compte qui doit s'accompagner d'un état des lieux détaillé ;
- il est souligné qu'il y a lieu de distinguer :
 - o les rapports entre le délégataire et les abonnés, qui se font essentiellement sur la qualité du service et par la tarification. La facture d'énergie qui se doit d'être simple et lisible pour l'abonné (et par conséquent pour l'utilisateur), mais doit également présenter un rapport raisonnable entre la part « abonnement », qui est forfaitaire, et la part qui est fonction de la consommation.
 - o les rapports entre le délégataire et le délégant qui supposent une plus grande transparence entre le niveau des tarifs et les coûts de service, de fourniture de l'énergie thermique et de leurs évolutions, et qui supposent que le délégant vérifie la qualité du service et le maintien des installations en bon état de fonctionnement.

²⁶ Les URF sont des unités de facturation de l'énergie qui peuvent dépendre de différents paramètres comme le nombre de mètres carrés habitables, la consommation sur les dernières années, la puissance de l'installation, etc. Il n'y a pas de règles nationales pour établir des URF

- l'indexation (article 67) : le commentaire insiste sur l'importance de la définition des formules d'indexation, qui doivent s'appuyer sur des indices « de référence » et pas sur les contrats d'approvisionnement en combustible ;
- plusieurs points ajoutés dans les pièces constitutives des comptes-rendus techniques ou financiers (articles 71 à 73) ;
- l'ajout d'articles sur les modalités de gestion des quotas de CO₂ et des CEE (après l'article 73), sur le principe d'une mise en place d'un compte spécifique, d'une rémunération des frais fixes liés à la gestion, d'un « fléchage » concerté des recettes (ré-investissement, réduction des tarifs...) et d'une affectation en fin de contrat ;
- l'ajout de disposition relatives à l'information et aux relations avec les abonnés, avec une série de dispositions « minimales » (après l'article 75) : un service d'accueil téléphonique, un livret d'accueil, une lettre annuelle d'information, une brochure explicative de la tarification et de la facturation, une enquête de satisfaction périodique, et si possible un rapport annuel personnalisé (succinct) pour chaque abonné ;
- l'ajout d'un article pour pénalité financière d'une perte de bénéfice de la TVA réduite sur la fourniture de chaleur pour les réseaux conçus pour dépasser 50% d'EnR si ce seuil n'est pas atteint du fait d'une carence ou d'un manquement imputable exclusivement au délégataire (après l'article 82).

IV. CONCLUSION

Alors que la France possède des réseaux d'énergies bien maillés et performants, elle doit aussi maintenant faire évoluer les missions de ces réseaux qui constituent la pierre angulaire de la transition énergétique. Ce sont des investissements publics qui doivent être optimisés pour répondre au mieux aux besoins du territoire, s'adapter aux ressources disponibles et permettre d'atteindre les objectifs de maîtrise de l'énergie et de développement des énergies renouvelables. Les collectivités sont propriétaires des réseaux de distribution d'énergie (électricité, gaz et chaleur). A ce titre, elles ont un rôle à jouer en termes de définition de la stratégie de développement, de mise en œuvre des plans d'action, du contrôle de l'exploitation des réseaux. Les collectivités ont également un rôle clé à jouer dans la coordination de l'ensemble des réseaux pour former une politique d'approvisionnement et de distribution d'énergies cohérente. AMORCE promeut de longue date la responsabilisation des acteurs locaux et l'octroi de véritables compétences et outils, notamment juridiques, à ces acteurs pour leur permettre la définition et la mise en œuvre d'une telle politique de distribution d'énergies.



AMORCE

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

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

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