



Série Juridique
Réf AMORCE ENJ10
Mars 2019

Contrôle des concessions

Volet 1 – Concessions de distribution

De gaz et d'électricité

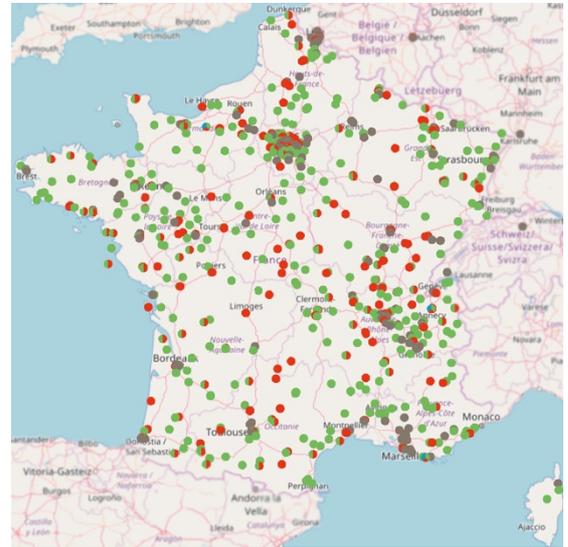


PRÉSENTATION D'AMORCE

Rassemblant plus de 890 adhérents pour 60 millions d'habitants représentés, AMORCE constitue le premier réseau français d'information, de partage d'expériences et d'accompagnement des collectivités (communes, intercommunalités, conseils départementaux, conseils régionaux) et autres acteurs locaux (entreprises, associations, fédérations professionnelles) en matière de transition énergétique (maîtrise de l'énergie, lutte contre la précarité énergétique, production d'énergie décentralisée, distribution d'énergie, planification) et de gestion territoriale des déchets (planification, prévention, collecte, valorisation, traitement des déchets).

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

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



REMERCIEMENTS

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

RÉDACTEURS

Fannie LAVOUE – Joël RUFFY, jruffy@amorce.asso.fr

Relecture : Julie PURDUE (AMORCE), Delphine MAZABRARD (AMORCE), Maxime ANCHISI (AMORCE), Me Marie-Hélène PACHEN-LEFEVRE (Cabinet SEBAN & Associés), Marc BRANCHU (NALDEO)

MENTIONS LÉGALES

©AMORCE – Mars 2019

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

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

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

SOMMAIRE

PRÉSENTATION D'AMORCE	2
REMERCIEMENTS	3
RÉDACTEURS.....	3
MENTIONS LÉGALES	3
INTRODUCTION.....	5
1. LE CADRE GENERAL DU CONTROLE DES CONCESSIONS DE GAZ ET D'ELECTRICITE.....	7
1.1 QUI EST EN CHARGE DE REALISER LE CONTROLE DE L'ACTIVITE DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE ET DE GAZ ?.....	7
1.1.1. <i>DES « CONCESSIONS » PARTICULIERES.....</i>	<i>7</i>
1.1.2. <i>LA DIVERSITE DES AUTORITES CONCEDANTES</i>	<i>7</i>
1.1.3. <i>UNE MISSION DE CONTROLE DEFINIE PAR LA LOI.....</i>	<i>8</i>
1.1.4. <i>...PRECISEE PAR VOIE CONTRACTUELLE</i>	<i>8</i>
1.2. LE MODELE ECONOMIQUE NATIONAL DES CONCESSIONS.....	9
1.2.1. <i>LA DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ELECTRICITE.....</i>	<i>10</i>
1.2.2. <i>LA DISTRIBUTION PUBLIQUE DE GAZ NATUREL</i>	<i>11</i>
1.3. LE PERIMETRE DES CONCESSIONS DE GAZ ET D'ELECTRICITE	12
1.3.1. <i>DELIMITATION AMONT DES RESEAUX.....</i>	<i>12</i>
1.3.2. <i>DELIMITATION AVAL DES RESEAUX</i>	<i>13</i>
1.3.3. <i>LES AUTRES BIENS DE LA CONCESSION.....</i>	<i>14</i>
2. LES MOYENS DU CONTROLE DES CONCESSIONS DE GAZ ET D'ELECTRICITE.....	15
2.1. CONNAITRE SES RESEAUX	15
2.1.1. <i>LE COMPTE-RENDU ANNUEL DE CONCESSION (CRAC).....</i>	<i>15</i>
2.1.2. <i>L'INVENTAIRE DETAILLE ET LOCALISE DES INSTALLATIONS (ELECTRICITE)</i>	<i>19</i>
2.1.3. <i>LES FICHIERS DE CONTROLE</i>	<i>19</i>
2.2. LES OUTILS DE CONTROLE DU CONCESSIONNAIRE	20
2.2.1. <i>LES AGENTS EN CHARGE DU CONTROLE</i>	<i>20</i>
2.2.2. <i>LES PENALITES.....</i>	<i>21</i>
2.2.3. <i>METTRE EN PLACE UN PLAN DE CONTROLE</i>	<i>21</i>
2.3. DES EXEMPLES DE CONTROLE.....	22
2.3.1. <i>DES EXEMPLES DE CONTROLES TECHNIQUES ET PATRIMONIAUX</i>	<i>22</i>
2.3.2. <i>DES EXEMPLES DE CONTROLES COMPTABLES ET FINANCIERS.....</i>	<i>24</i>
CONCLUSION.....	25
BIBLIOGRAPHIE	26

INTRODUCTION

La France s'est fixée des **objectifs ambitieux en matière de transition énergétique**, tant en termes d'efficacité énergétique (baisse de la consommation énergétique finale de 50% entre 2012 et 2050) que de développement des énergies renouvelables (32% de la consommation finale brute d'énergie en 2030)¹. L'atteinte de ces objectifs impose un changement de paradigme de la distribution d'énergie.

L'accès à tous à l'énergie permis par le modèle centralisé

Le mode de régulation et de gouvernance de la distribution de gaz et d'électricité en France est singulier. Si la nationalisation de 1946 n'a pas eu pour effet de priver les collectivités de leur compétence ni de leur titre de propriété sur les réseaux, elle a en revanche créé l'obligation de concéder la gestion de ces réseaux à un opérateur unique sur l'essentiel du territoire. Ce monopole de concession imposé a rendu plus facile la mise en œuvre de la péréquation tarifaire et explique dans une large mesure l'organisation très verticale des systèmes électriques et gaziers français.

Sous l'influence du droit de l'Union européenne, des évolutions en droit national sont intervenues pour libéraliser le marché de l'énergie et mettre fin aux monopoles de production et de fourniture. Cependant, les réseaux de transport et de distribution bénéficient toujours de droits exclusifs en faveur de RTE et GRTgaz d'une part et d'Enedis et de GRDF d'autre part. Seuls quelques rares collectivités (5% du territoire) ont conservé la gestion directe ou via une Entreprise Locale de Distribution (ELD) du service de distribution de l'électricité et/ou du gaz.

Pour le gaz, l'ouverture des concessions à des opérateurs alternatifs est un peu plus conséquente avec la possibilité de mettre en concurrence les opérateurs en cas de création de réseau sur le territoire des communes situées en dehors de la zone de desserte gazière historique.

Aujourd'hui, la distribution d'électricité et de gaz laisse des marges de manœuvre et d'initiative restreintes aux communes et à leurs groupements alors même qu'elles en sont les autorités organisatrices (AODE) en vertu de l'article L. 2224-31 du Code Général des Collectivités Territoriales (CGCT). Cette capacité d'initiative relativement réduite provient de plusieurs paramètres dont chacun peut se justifier en termes d'efficacité, d'uniformité ou de solidarité nationale, en particulier :

- le mode de gestion imposé (la concession),
- le concessionnaire imposé (Enedis ou GRDF),
- le modèle de cahier des charges national unique (adaptable à la marge)
- les conditions financières fixées à l'échelle nationale pour la mise en œuvre du service public (part relative au Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité – TURPE – et du tarif d'Accès des Tiers aux Réseaux de Distribution de gaz - ATRD).

La Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) assure l'accès transparent et non discriminatoire des infrastructures en monopole naturel à l'ensemble des utilisateurs des réseaux (fournisseurs, producteurs et consommateurs). Elle fixe également les tarifs d'utilisation des réseaux et les tarifs réglementés de vente de l'énergie (réservés uniquement aux petits consommateurs).

La transition énergétique impose un changement de paradigme de la distribution d'énergie

La loi de transition énergétique de 2015 a considérablement renforcé les prérogatives des collectivités territoriales en matière de maîtrise de l'énergie, de lutte contre la précarité énergétique et de développement de la production décentralisée d'énergie.

À cet égard, l'évolution des réseaux d'énergie (électricité, gaz) est un **enjeu clé** pour la réussite de cette transition et qui soulève des questions complexes. Il s'agit en effet de passer d'un modèle historiquement vertical, dans lequel les moyens de production sont centralisés et pilotables, à un modèle interconnecté et flexible (productions décentralisées et variables, numérisation des réseaux, nouveaux usages de l'énergie, adaptabilité de la demande, etc.).

Les enjeux de la distribution d'énergie pour les collectivités

¹ Loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV)

La distribution d'énergie représente d'abord un enjeu financier considérable. Alors que la mise en œuvre des politiques énergétiques locales nécessite des investissements importants et dans un contexte de fortes restrictions budgétaires, la distribution d'énergie constitue l'essentiel des revenus liés à l'énergie avec plus de 2 milliards d'euros par an pour les collectivités (taxes sur la consommation finale d'électricité). Les redevances de concession constituent également des retombées significatives pour les AODE (près de 300 millions d'euros pour l'électricité et le gaz).

Un autre enjeu pour les collectivités est de parvenir à intégrer leurs spécificités locales dans les contrats de concession. Elles doivent notamment s'assurer que les niveaux d'investissements assurés par les concessionnaires permettent l'entretien et le renouvellement ainsi que leur adaptation aux nouveaux enjeux de la transition énergétique.

Alors qu'une majorité de contrats de concession ont été signés dans les années 1990 avec des durées moyennes de 20 à 30 ans, de nombreux contrats vont être renouvelés dans les prochaines années. Des négociations autour d'un nouveau cahier des charges de concession pour la distribution d'électricité se sont tenues ces dernières années entre Enedis et EDF d'une part, la FNCCR et France Urbaine d'autre part, pour s'accorder sur les évolutions à apporter. Des négociations similaires se tiennent actuellement sur le contrat de distribution de gaz, auxquelles AMORCE participe. En parallèle, AMORCE échange avec Enedis pour l'intégration d'un volet consacré à la transition énergétique dans les relations entre l'Autorité Organisatrice de la Distribution d'Énergie (AODE) et le Gestionnaire du Réseau de Distribution (GRD).

La mise en place d'un contrôle des concessionnaires par les collectivités est impérative. D'une part, elle est responsable de la qualité de la distribution d'énergie vis-à-vis des usagers et doit, à cet égard, contrôler le bon fonctionnement du service. D'autre part, le contrôle de l'activité des concessionnaires est un préalable à la reprise en main du pilotage des réseaux et des investissements.

Le contrôle des concessions est un enjeu majeur pour les autorités délégantes, en charge de la qualité du service public de la distribution d'énergie.

1. Le cadre général du contrôle des concessions de gaz et d'électricité

Avant d'entrer dans le détail de l'exercice de contrôle à proprement parler, quelques préliminaires sont nécessaires pour mieux comprendre le rôle des différents acteurs, les enjeux économiques, le périmètre concerné, etc.

1.1 Qui est en charge de réaliser le contrôle de l'activité de distribution d'électricité et de gaz ?

La distribution d'électricité et de gaz est un domaine d'intervention des collectivités ancien, ce qui explique la multiplicité des acteurs en jeu.

1.1.1. Des « concessions » particulières

L'activité de distribution d'énergie est une activité de service public. Le régime juridique des « services publics » implique que le service soit réalisé par un tiers sous contrôle de la collectivité dans le cadre d'une délégation de service public, ou bien en propre par la collectivité.

Pour des raisons historiques, la délégation à un tiers est la forme qui s'est imposée puisqu'aujourd'hui, 95% du territoire est couvert par des contrats de concession liant Enedis ou GrDF (95% des communes desservies) à une collectivité.

Sur 5% restants, l'activité est exercée par des entreprises locales de distribution (ELD) aussi appelée distributeurs non nationalisés (DNN). Le terme ELD regroupe les différentes structures qui ont été exclues de la nationalisation lors de la création d'EDF en 1946 : il s'agit des régies des collectivités, des SEM, ou des SICAE (société d'intérêt collectif agricole d'électricité).

Ainsi, la grande majorité des collectivités contractualisent aujourd'hui avec Enedis et/ou GrDF. Une minorité contractualisent avec leur SEM, une SICAE ou exerce un contrôle direct sur leur régie. Ce dernier cas, celui des régies, ne sera pas traité ici puisque l'on s'intéresse au contrôle des contrats de concession qui est signé entre une collectivité : l'autorité concédante (ou le concédant) et un tiers : le concessionnaire.

On notera que le contrat en cause comporte aussi des clauses relatives à l'application des tarifs règlementés de vente ; c'est la raison pour laquelle EDF, en tant que fournisseur, en est co-signataire. Nous ne traiterons cependant pas cet aspect au sein de la présente publication.

1.1.2. La diversité des autorités concédantes

Derrière la notion de « collectivité concédante », il existe une multiplicité de cas de figure.

La compétence « distribution d'électricité » appartient aux communes. Néanmoins, pour des raisons historiques, le département du Loiret et de la Sarthe exerce la compétence d'autorité concédante pour l'électricité sur leur territoire respectif.

Les communes ont la faculté de se réunir pour exercer conjointement cette mission au sein d'un syndicat ou bien de transférer cette mission à leur intercommunalité (communauté de communes, communauté d'agglomération, communauté urbaine, métropole). Cette faculté devient une obligation lorsque la commune fait partie d'une communauté urbaine ou d'une métropole : il appartient à l'intercommunalité la faculté d'exercer la compétence d'autorité concédante.

Dans le cas particulier où la commune avait déjà adhéré à un syndicat au moment où le transfert de compétences au profit de son intercommunalité (CU ou métropole) devient obligatoire, alors la compétence

électricité reste dans le giron du syndicat² et les compétences gaz et réseau de chaleur viennent à être exercées par l'intercommunalité³.

En 2013, la Cour des comptes recensait 736 concessions d'électricité dont 537 communales et 199 intercommunales (syndicat et EPCI à fiscalité propre), on en compte aujourd'hui près de 500. Pour ce qui concerne le gaz, GrDF communiquait en 2017 sur 5052 concessions communales, 11 concessions d'EPCI à fiscalité propre et 70 concessions de syndicats.

Cet éparpillement est moindre en matière d'électricité, notamment car une loi de 2006 est venue fortement encourager le regroupement de communes au sein d'un syndicat d'électricité unique au niveau départemental.

Autorités organisatrices de la distribution d'énergie (AODE) et autorités concédantes : nuance ?

La notion d'AODE est plus large que celle d'autorité concédante puisqu'elle inclut également les collectivités qui gèrent leur service en régie, sans passer par un contrat de concession.

1.1.3. Une mission de contrôle définie par la loi..

Bien que l'on utilise le terme de « concession », la distribution de gaz et d'électricité ne sont pas soumises au régime général des contrats de concession. Elles font l'objet de dispositions spécifiques au sein du code général des collectivités territoriales à l'article L. 2224-31 du CGCT. En matière de contrôle, celui-ci prévoit que les collectivités concédantes :

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

Les autorités concédantes précitées assurent le contrôle des réseaux publics de distribution d'électricité et de gaz. A cette fin, elles désignent un agent du contrôle distinct du gestionnaire du réseau public de distribution. »

Le GRD « 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 [...] »

Le contrôle est donc une obligation légale. A noter que le deuxième paragraphe indique que le contrôle s'exerce sur l'ensemble du réseau public de distribution et non uniquement sur le réseau concédé ce qui peut inclure les postes sources, les colonnes montantes hors concession, etc. comme nous le verrons ensuite.

1.1.4. ...précisée par voie contractuelle

Cette obligation de contrôle est reprise dans les modèles des contrats de concession gaz et électricité de façon plus détaillée.

Historiquement, les contrats de concession étaient adoptés par voie réglementaire. Suite aux lois de décentralisation, une négociation entre les représentants collectivités (la fédération nationale des collectivités concédantes et des régies (FNCCR) et pour le gaz AMORCE) et EDF/ERDF/Enedis pour l'électricité et GRDF pour le gaz a pris la suite pour aboutir à des « modèles » type de cahier des charges qu'il appartient ensuite aux collectivités concédantes de décliner localement. Dans les faits, les marges de manœuvre sont faibles pour les adaptations.

En ce qui concerne les conditions de l'exercice du contrôle, les modèles de cahier des charges tant pour l'électricité que pour le gaz viennent apporter des précisions. Ainsi, les agents de contrôle peuvent à tout moment procéder à toutes vérifications et prendre connaissance de tout document utile au contrôle. Dans le nouveau modèle de cahier des charges pour l'électricité, l'annexe 1 cadre la procédure qui doit être suivie pour réaliser un contrôle annuel, tant en précisant que cela ne fait pas obstacle à la faculté de l'autorité concédante

² On applique par exception le mécanisme de représentation-substitution : l'intercommunalité est représentée en lieu et place des communes au sein du comité syndical.

³ Qui peut décider de ré-adhérer au syndicat

de vérifier à tout moment toute information utile. En revanche, toute intervention dans la gestion de l'exploitation est prohibée.

Comme le note le cabinet Le Caloch⁴, le pouvoir de contrôle des autorités concédantes n'est pas superfétatoire par rapport aux missions d'autres instances. Ainsi, les missions de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) en matière de réseaux d'énergie sont notamment de garantir le droit d'accès au réseau, de veiller au bon fonctionnement et au développement des réseaux, de garantir l'indépendance des GRD, etc. De même, les commissaires aux comptes sont chargés de donner une opinion sur la sincérité et la régularité des comptes annuels des entreprises. Il ne s'agit ni dans un cas ni dans l'autre de s'assurer de la bonne exécution du service public de distribution d'énergie.

Dans la perspective d'une vague très importante de renouvellement des contrats de concession de distribution d'électricité et de gaz, des négociations sur le modèle type pour l'électricité ont été menées et ont abouties en fin d'année 2017 à l'adoption d'un nouveau cahier des charges type. Les négociations pour le nouveau modèle de contrat pour la distribution de gaz sont actuellement en cours.

Du point de vue du cadre de l'exercice du contrôle, certains points ont fait l'objet de négociation et d'évolution :

- La question de la durée du contrat a fait l'objet de débats et malgré le mode de financement spécifique des investissements dans le cadre de ces concessions, le nouveau modèle n'impose pas une durée courte de la concession. Même si le raccourcissement de la durée de l'engagement favoriserait le concédant en permettant une renégociation plus périodique, ceux-ci devront dans le cadre des négociations bilatérales faire valoir ce point ou à tout le moins prévoir les modalités d'une renégociation périodique.
- La délimitation du périmètre des concessions fait l'objet d'évolution visant également à une amélioration des informations transmises par le concessionnaire au concédant et contribuant à la réduction des ouvrages non connus et non localisés.
- L'une des évolutions majeures du nouveau modèle porte sur les investissements sur le réseau et notamment sur leur planification et leur contrôle par la collectivité :
 - o Les investissements seront prévus par un Schéma Directeur des Investissements (SDI) décliné en Programmes Pluriannuels d'Investissements successifs (PPI) et Programmes annuels.
 - o Il est à signaler que ce point a été adopté en contrepartie de l'abandon de l'obligation pour le concessionnaire de constituer des provisions pour renouvellement pour l'avenir et de l'octroi de la possibilité de conserver le stock de provisions existant à la fin des contrats en cours.
 - o Reste à discuter sur ces éléments de la gouvernance : modalités d'adoption laissant une place importante à l'AODE, capacité de contrôle de la part de l'autorité concédante et efficacité de celui-ci (sanctions dissuasives, ...)

Concernant le modèle de contrat pour la distribution de gaz, les négociations ont actuellement lieu entre les représentants des AODE et GRDF. Les négociations doivent également porter sur des points liés à la gouvernance de la concession et par extension sur des points liés au contrôle par l'autorité concédante de la gestion du concessionnaire.

1.2. Le modèle économique national des concessions

Pour la distribution publique d'électricité comme pour la distribution publique de gaz naturel, le modèle de concessionnaire unique en monopole régulé a conduit à construire des modèles économiques atypiques et complexes. Il convient ainsi de comprendre les fonctionnements nationaux de la distribution d'électricité et de gaz naturel pour se saisir des enjeux spécifiques à l'échelle de sa concession.

Les tarifs d'accès aux réseaux

Contrairement à d'autres concessions de services publics (chaleur ou eau par exemple), les Gestionnaires de Réseaux historiques sont rémunérés par l'intermédiaire de tarifs d'acheminement définis nationalement par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) : **TURPE pour l'électricité, ATRD pour le gaz naturel.**

⁴ Présentation de Sophie Le Caloch au groupe d'échange « Distribution d'énergie », le 1^{er} février 2017

Ces tarifs sont calculés sur une maille nationale afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de réseau de distribution (GRD) pour l'exploitation, l'entretien et le développement des réseaux⁵.

Les redevances

A la maille de chaque concession, les collectivités concédantes perçoivent des redevances de la part de leur concessionnaire (R1 et R2). S'il existe quelques adaptations locales pour certaines collectivités, les formules de calcul de ces redevances sont majoritairement définies nationalement dans le modèle de cahier des charges pour la distribution publique d'électricité.

La redevance R1, dite de « fonctionnement », a pour objet de financer les dépenses des collectivités pour l'accomplissement de leurs missions d'autorité concédante pour le contrôle du service public concédé. Pour la distribution d'électricité comme pour la distribution de gaz naturel, les montants des redevances sont calculés en fonction des caractéristiques de chaque concession : longueur du réseau, population, ou encore durée de la concession.

La redevance R2, dite d'« investissement », a pour objet de compenser certaines dépenses d'investissement réalisées par les collectivités sur les réseaux qu'elles concèdent.

Pour aller plus loin : ENE07- Distribution d'énergie dans les territoires : quels enjeux économiques ?, AMORCE/ADEME, 2015

1.2.1. La distribution publique d'électricité

En France, c'est une partie du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) qui rémunère les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité. Il est payé par l'ensemble des utilisateurs du réseau de distribution (consommateurs et producteurs), et représente environ 30% de la facture d'un consommateur d'électricité résidentiel. Le TURPE répond à trois grands principes :

- La tarification « timbre-poste » (même tarif quelle que soit la distance parcourue par l'énergie électrique) ;
- La péréquation tarifaire (tarifs identiques sur l'ensemble du territoire pour un même usage du réseau) ;
- La couverture des coûts engagés par les gestionnaires de réseaux dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace.

Au national, pour Enedis, le TURPE représente une recette d'environ 13 milliards d'euros en 2017 (soit plus de 90% du chiffre d'affaire de l'entreprise).

Le principe de péréquation tarifaire du TURPE permet de faire payer aux utilisateurs du réseau de distribution un prix d'accès au réseau identique pour une même utilisation, et ce quel soit le coût réel d'acheminement de l'électricité. Ainsi, par un mécanisme de solidarité nationale, les grandes concessions urbaines financent les concessions plus rurales, où le réseau est moins dense et la rentabilité moindre. Les résultats des concessionnaires de la distribution d'électricité ne sont donc pas équilibrés à l'échelle de chaque concession, mais bien à l'échelle nationale.

A noter que le TURPE n'est pas l'unique mécanisme de péréquation pour la distribution publique d'électricité : il existe également un Fonds de Péréquation de l'Électricité (FPE) entre les différents GRD, ainsi qu'un Fonds d'amortissement des charges d'électricité (FACÉ) pour les investissements des collectivités maîtres d'ouvrage.

Mais, **cette péréquation tarifaire a également conduit à une globalisation de la comptabilité et des charges d'exploitation du principal gestionnaire de réseau Enedis**. A l'échelle de chaque concession, les enjeux économiques du contrôle des AODE consiste donc à être en mesure de tracer les investissements du GRD, connaître la valeur du patrimoine concédé ainsi que les mécanismes comptables afférent aux ouvrages.

En moyenne, on peut considérer que les redevances R1 et R2 représentent respectivement 40 €/km et 150 €/km. Toutefois, au niveau local, les redevances de concessions R1 et R2 ne constituent pas les uniques flux financiers à destination des collectivités. En effet, la maîtrise d'ouvrage de certains travaux sur le réseau est

⁵ L. 341-1 et suivants du code de l'énergie pour l'électricité / L. 452-1 et suivants du code de l'énergie pour le gaz

bien souvent répartie entre l'AODE et le concessionnaire. En régime rural⁶, les collectivités maîtres d'ouvrage perçoivent par exemple les aides du Fonds d'Amortissement des Charges d'Électrification (FACÉ) pour les travaux qu'elles réalisent sur leurs réseaux. Par ailleurs, lorsque les AODE, qu'elles soient en régime rural ou urbain, possèdent la maîtrise d'ouvrage des travaux d'intégration des ouvrages dans l'environnement (enfouissement des lignes), le concessionnaire participe au financement des travaux (article 8 du modèle de contrat de concession).

Même lorsqu'il est le maître d'ouvrage des travaux sur le réseau, tous les investissements sur le réseau électrique ne sont pas à la charge du concessionnaire. Par exemple, les travaux d'extension induits par les raccordements au réseau de nouveaux consommateurs sont pris en charge à 60% par les collectivités qui ont délivré les autorisations d'urbanisme (Les Collectivités en Charge de l'Urbanisme, CCU, ne sont pas nécessairement les AODE), le reste étant financé par le concessionnaire (et donc par le TURPE). Par ailleurs, lors du raccordement d'installations de production, ce sont les producteurs qui financent majoritairement⁷ les coûts résultants (renforcement et/ou extension du réseau le cas échéant). Le contrôle des coûts de raccordement proposé par le concessionnaire constitue ainsi un enjeu fort pour les collectivités AODE.

ZOOM SUR : Les provisions pour renouvellement

Les provisions pour renouvellement sont constituées par les entreprises concessionnaires pour les biens dont le remplacement a vocation à être assuré par celles-ci. Dans les prochains contrats de concession, Enedis ne réalisera plus de provisions pour renouvellement, au profit d'un schéma directeur des investissements à l'échelle de chaque concession. Toutefois, au national, le stock des provisions pour renouvellement précédemment constitué par Enedis atteint environ 9 milliards d'euros. Il est prévu que ce stock soit progressivement écoulé, pour chaque concession, à mesure du renouvellement du réseau.

1.2.2. La distribution publique de gaz naturel

Pour la distribution de gaz naturel, c'est l'Accès des Tiers au Réseau de Distribution (ATRD) qui rémunère les gestionnaires de réseau des concessions historiques. Il est payé par l'ensemble des utilisateurs du réseau de distribution (consommateurs et producteurs), et représente environ 25% de la facture d'un consommateur de gaz résidentiel. L'ATRD est un tarif péréqué, mais à l'échelle de la zone de desserte de chaque gestionnaire de réseau, ce qui diffère du TURPE pour l'électricité. Par ailleurs, les tarifs de l'ATRD doivent couvrir l'ensemble des coûts supportés par les GRD⁸. Au national, pour GRDF, l'ATRD représente une recette d'environ 3 milliards d'euros par an (soit plus de 80% du chiffre d'affaire de l'entreprise).

Le principe de péréquation tarifaire conduit à ce que les résultats des concessionnaires de la distribution de gaz naturel ne soient pas équilibrés à l'échelle de chaque concession, mais à l'échelle de chaque gestionnaire de réseau de distribution. Ainsi, comme pour la distribution d'électricité, **cette péréquation tarifaire a également conduit à une globalisation de la comptabilité et des charges d'exploitation du principal gestionnaire de réseau GRDF**. A l'échelle de chaque concession, les enjeux économiques du contrôle des AODE consiste donc à être en mesure de tracer les investissements du GRD, connaître la valeur du patrimoine concédé ainsi que les mécanismes comptables afférent aux ouvrages.

Il est par ailleurs important de préciser que les gestionnaires de réseaux (GRDF et les entreprises locales de distribution) sont en monopoles uniquement sur leurs zones de desserte historique. Toutefois, pour les nouvelles dessertes réalisées après 2003, la distribution de gaz n'est plus le monopole de ces opérateurs. Il y a donc obligatoirement une mise en concurrence selon une procédure de délégation de service public, et le coût d'accès au réseau est alors défini à l'échelle de chaque concession.

Pour la distribution publique de gaz, les extensions du réseau sont soumises à un critère de rentabilité et sont étudiées au cas par cas. Si ce critère est respecté, le concessionnaire réalise l'extension à ses frais. En

⁶ Il s'agit des communes de moins de 2000 habitants qui ne sont pas comprises dans une aire urbaine de plus de 5000 habitants (dérogation possible). Dans ces territoires, les AODE exercent une partie de la maîtrise d'ouvrage sur le développement des réseaux (extension, renforcement, sécurisation, etc.) puis remettent les ouvrages à titre gratuit au GRD qui les exploite

⁷ Depuis le 30 novembre 2017, une partie de ces coûts sont toutefois pris en charge par le TURPE jusqu'à hauteur de 40%, comme c'était le cas avant la loi NOME.

⁸ L. 452-1 du cde de l'énergie

revanche, lorsque la rentabilité définie n'est pas atteinte, l'autorité concédante participe financièrement à l'extension demandée.

Comme mentionné précédemment, les collectivités perçoivent les redevances R1 et R2 de la part de leur concessionnaire. Toutefois, dans les faits, le versement de la redevance d'investissement (R2) reste peu courant pour la distribution publique de gaz, car les AODE n'investissent que rarement sur le réseau de distribution de gaz. En moyenne, on peut considérer la redevance R1 représentent environ 150 €/km de canalisation.

1.3. Le périmètre des concessions de gaz et d'électricité

1.3.1. Délimitation amont des réseaux

1.3.1.1. Le réseau de distribution d'électricité

Définition du réseau de distribution

En ce qui concerne les réseaux publics de distribution d'électricité, l'article L. 322-4 du code de l'énergie explicite clairement que les collectivités AODE sont les propriétaires des réseaux publics de distribution.⁹ L'article L. 2224-31 du CGCT indique qu'ils sont constitués des ouvrages de tension inférieure à 50kV situés sur le territoire de l'AODE¹⁰.

Le cas des postes sources

À l'interface entre le réseau de transport et le réseau de distribution se trouvent les postes de transformation du courant de haute (ou très haute) tension en moyenne tension (aussi appelés postes sources). De façon originale, la loi du 9 août 2004 prévoit qu'Enedis soit propriétaire de la partie de ces postes sources qu'elle exploite¹¹. À ce titre, RTE et Enedis ont passé diverses conventions pour préciser les principes de conduite et d'exploitation ou encore les conditions de renouvellement des postes sources.

Le modèle de cahier des charges de concession ajoute deux précisions : d'une part, Enedis est propriétaire des postes sources existants et à venir¹², d'autre part, la propriété des postes emporte propriété des terrains qui les supportent¹³.

1.3.1.2. Le réseau de distribution de gaz

En matière de réseaux publics de gaz, la propriété des ouvrages concédés est reconnue aux collectivités territoriales ou à leurs groupements à l'article L. 432-4 du code de l'énergie.

Pour la partie amont, selon le modèle de cahier des charges de concession de 2010, s'appuyant sur 2 arrêtés¹⁴, la frontière entre le réseau de transport et le réseau de distribution est au niveau de la bride aval du poste de

⁹ L'article apporte une réserve et une précision. D'abord, il fait cas à part des « concessions de distribution d'électricité aux services publics », expression qui désigne certaines concessions historiques de l'Etat aujourd'hui gérées par une ELD ou situées en outre-mer. Dans ces concessions où on rencontre les 2 niveaux de tension (HT et BT), la loi ne prévoit pas de scission de la concession entre le réseau de transport et le réseau de distribution. D'autre part, il inclut spécifiquement dans le patrimoine des collectivités les ouvrages qui faisaient partie du réseau de transport mais qui au vu de leurs caractéristiques doivent intégrer le réseau de distribution.

¹⁰ Par exception, certains ouvrages de plus de 50kV mais ayant uniquement une fonction de distribution pourront rester dans le réseau de distribution.

¹¹ Mesure codifiée à l'article L. 322-4 du code de l'énergie. Les articles R. 321-2 et suivants du code de l'énergie apportent des précisions techniques sur la répartition des ouvrages et équipements.

¹² Article 2 du cahier des charges de 2018

¹³ Article 13 du cahier des charges de 2018

¹⁴ Article 4 de l'arrêté du 4 août 2006 et l'article 2 de l'arrêté du 13 juillet 2000.

détente transport/distribution. En revanche, les postes de livraison consommateurs finals sont propriétés de GRDF.

1.3.2. *Délimitation aval des réseaux*

1.3.2.1. *Les colonnes montantes*

Grossièrement, les colonnes montantes sont les dérivations verticales qui serpentent dans les cages d'escalier pour alimenter les habitations aux différents étages en gaz comme en électricité. Elles sont définies techniquement comme les équipements situés entre le point du réseau public le plus proche et les bornes de sortie du disjoncteur pour l'électricité ou des compteurs pour le gaz.

Pour des questions historiques qui ne seront pas développées ici, le point de savoir si les colonnes montantes font partie des ouvrages concédés ou non est entouré d'un flou.

En matière d'électricité, cette incertitude a été levée pour les colonnes qui ont été construites après 1992 : elles font partie du réseau concédé au GRD. En revanche, pour les colonnes construites antérieurement, une controverse qui se joue désormais devant les tribunaux persiste autour de deux grandes questions.

D'abord, celle de savoir dans quelle mesure les textes qui ont entouré la nationalisation ont emporté l'incorporation des colonnes montantes au réseau public de distribution. Dans les faits, cela se traduit par la question de savoir qui, devant le juge – judiciaire en particulier – doit apporter la preuve qu'il n'est pas le responsable de la colonne montante : le propriétaire de l'immeuble ou bien le GRD. Comme cette preuve est en pratique dès compliquée à apporter pour des bâtiments anciens, l'existence ou non d'une présomption d'incorporation est décisive dans la résolution des litiges.

Ensuite, l'autre point d'achoppement concerne l'état d'entretien des colonnes. En effet, les textes autorisent les propriétaires à faire abandon de leurs colonnes au gestionnaire de réseau qui les incorporera au réseau de distribution. Si cette possibilité est prévue au sein des modèles de cahier des charges de concession d'électricité, il y a divergence sur la possibilité d'abandonner des colonnes qui n'ont pas fait l'objet d'un entretien.

Sur ces deux questions, le juge administratif se montre globalement plus favorable aux copropriétaires que le juge judiciaire même s'il semble que sa jurisprudence a évolué en leur sens en 2017.

Devant cet imbroglio juridique qui a pu avoir des conséquences matérielles (incendies notamment), le parlement s'est emparé du sujet et à demander la rédaction d'un rapport qui a été publié courant janvier 2018¹⁵.

Le rapport gouvernemental était favorable à ce qu'une disposition législative clarifie le statut des colonnes et les modalités de leur transfert. Il entend confirmer le droit à l'abandon mais sous conditions de remise en état. Le coût de cette opération serait prise en charge par le TURPE à hauteur de 40% avec dégressivité sur 15 ans pour inciter à un transfert rapide. Les 40% s'entendent sur le montant des travaux à réaliser sur les ouvrages électriques, la partie immobilière des travaux restant à la charge des copropriétaires. D'après une première estimation figurant dans ce rapport, il y aurait 9000 colonnes à rénover annuellement soit un coût de 36 millions d'euros par/an.

La Loi ELAN¹⁶ règle définitivement le débat autour des colonnes montantes. Le texte énonce clairement que l'ensemble des colonnes montantes existantes relève du périmètre des concessions de distribution. Le texte prévoit que le GRD ne peut demander aucune participation financière en contrepartie d'une telle incorporation. Cette disposition entrera en vigueur dans les deux ans suivant la promulgation de la loi.

Les propriétaires privés disposeront de ce délai de deux ans pour éventuellement revendiquer la propriété de ces colonnes, cas de figure qui devrait être assez rare. Dans ce cas, et en cas de changement d'avis du propriétaire par la suite, le GRD ne peut s'opposer au transfert mais sera en droit de demander la remise en état de la colonne audit propriétaire.

La disposition qui a le mérite de clarifier la situation comporte cependant un écueil résultant d'un amendement du sénat qui n'a pas été supprimé en commission, toutes les colonnes sont considérées selon la rédaction de

¹⁵ Rapport du gouvernement au parlement sur les colonnes montantes d'électricité dans les immeubles d'habitation

¹⁶ [Loi portant évolution du logement, de l'aménagement et du numérique](#)

l'article comme « transférées au réseau », et par conséquent, l'article prévoit que pour toutes ces colonnes, les GRD n'ont pas d'obligation financières vis à vis des provisions pour renouvellement des colonnes montantes qu'ils auraient constituées.

Pour ce qui est des colonnes montantes gaz, les mécanismes sont similaires. D'une part, les colonnes peuvent appartenir soit au propriétaire de l'immeuble soit au GRD selon les modalités de leur établissement. Il est également prévu une possibilité d'abandon. Celle-ci est conditionnée par le respect de normes et de réglementations prévues dans les modèles de cahier des charges de concession.

La question de la propriété des colonnes gaz soulève moins de tensions que celles des colonnes montantes électriques dans la mesure où l'arrêté du 2 août 1977 cadre précisément les choses. Il prévoit en effet que le concessionnaire assure la maintenance et le renouvellement des colonnes hors concession aux frais des propriétaires.

1.3.2.2. Les compteurs

Pour ce qui concerne l'électricité, les compteurs font partie des accessoires qui appartiennent à la collectivité concédante.

En effet, l'article D. 342-1 du code de l'énergie dispose que tout branchement inclut l'accessoire de dérivation ainsi que les installations de comptage. Or, selon le modèle de cahier des charges de concession et la Cour administrative d'appel de Nancy¹⁷, les branchements font partie des ouvrages concédés, propriété de l'autorité concédante. Ainsi, les compteurs en tant que partie du branchement appartiennent à la collectivité.

Dans l'arrêt dans lequel la Cour a été amenée à se prononcer, étaient en cause des compteurs communicants Linky. La Cour ne fait pas de distinction dans son raisonnement sur le type de compteurs. Dès lors, les compteurs Linky suivent les mêmes règles que les compteurs traditionnels.

La question a également été posée devant le juge de connaître le régime applicable au système d'information associé aux compteurs Linky. Malheureusement, le juge a considéré les demandes comme irrecevables pour des questions de procédures et ne s'est donc pas prononcée sur le fond¹⁸.

En matière gazière, le modèle de contrat de concession prévoit que GrDF soit propriétaire des compteurs dont le débit horaire est inférieur à 16m³/h (clients résidentiels et petits professionnels).

1.3.3. Les autres biens de la concession

Au-delà des interfaces amont et aval, la question du périmètre de la concession se pose également sur d'autres biens dont l'appartenance à la concession fait l'objet de discussion du fait de leur nature ou de leur fonction.

1.3.3.1. La propriété du système Linky

Comme détaillé plus haut, le juge administratif a confirmé que les compteurs qu'ils soient Linky ou non faisaient partie de la concession. En revanche, la question de savoir si le système informatique associé aux compteurs faisait ou non partie de la concession est aujourd'hui encore pendante. En effet, bien qu'elle ait été posée dans le cadre d'un contentieux, le juge ne s'est pas prononcé sur le fond considérant que les requérants n'avaient pas d'intérêt à agir suffisant. (TA Nancy, 2 mai 2017 M. Le Monnier et autres, n° 1501422).

1.3.3.2. Les moyens de production décentralisé et l'éclairage public

En matière de distribution d'électricité, les modèles de cahiers des charges de concession prévoient qu'en accord avec le GRD, les moyens de desserte décentralisés non connectés à l'ensemble du réseau font partie des ouvrages concédés.

Les modèles de cahier des charges précisent également les conditions dans lesquelles les circuits d'éclairage public font partie des ouvrages concédés.

¹⁷ Cour administrative d'appel de Nancy, 12 mai 2014, n° 13NC01303

¹⁸ TA de Nancy, n°1501422, 2 mai 2017

2. Les moyens du contrôle des concessions de gaz et d'électricité

Le contrôle des concessions de distribution d'énergie par les collectivités a longtemps été restreint en raison du monopole que détiennent les distributeurs. Cependant, le mouvement de décentralisation de l'énergie entraîné notamment par le développement des énergies renouvelables a provoqué un renouvellement du rôle des collectivités et un souhait de contrôle plus fort de la gestion des réseaux. Grâce au renforcement de leur connaissance des réseaux (2.1.), les collectivités peuvent se doter d'outils adaptés (2.2.) et mettre en place différents types de contrôles (2.3.).

2.1. Connaître ses réseaux

Préalable indispensable au contrôle de l'activité du concessionnaire, l'accès des AODE à la connaissance des données techniques, patrimoniales et financières des réseaux s'est considérablement renforcée dans les dix dernières années sous l'effet de la jurisprudence puis de la LTECV.

Par un arrêt « Commune de Douai » du 21 décembre 2012 d'abord, le Conseil d'État a estimé « qu'il résulte des principes mêmes de la délégation de service public que le cocontractant du concédant doit lui communiquer toute information utile sur les biens de la délégation » et notamment « un inventaire précis des ouvrages de la concession, avec la détermination de leur valeur brute, de leur valeur nette comptable et de leur valeur de remplacement ». Par la suite, dans un arrêt du 25 mars 2013, la Cour administrative d'appel de Paris a interprété l'article 32 C du cahier des charges de la concession comme imposant au concessionnaire la transmission, par le CRAC, de « tous les éléments comptables et financiers » permettant à l'AODE « d'exercer pleinement son contrôle sur l'exécution de la convention par le concessionnaire ».

La loi de transition énergétique a consacré cet impératif de transparence et complété les obligations à la charge des distributeurs d'électricité et de gaz. L'article L. 2224-31 du CGCT, modifié par l'article 153-III de la LTECV, dispose : « I. – [...] 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 aux articles L. 111-73, L. 111-77, L. 111-81 et L. 111-82 du code de l'énergie. En outre, il communique, à une échelle permettant le contrôle prévu au deuxième alinéa du présent I, ces informations aux autorités concédantes dont il dépend, sous la forme d'un compte rendu annuel qui comporte, notamment, la valeur brute ainsi que la valeur nette comptables, la valeur de remplacement des ouvrages concédés pour la distribution d'électricité et la valeur nette réévaluée des ouvrages pour la distribution de gaz naturel. Un inventaire détaillé et localisé de ces ouvrages est également mis, à leur demande, à la disposition de chacune des autorités concédantes précitées, pour ce qui concerne la distribution d'électricité. Cet inventaire distingue les biens de retour, les biens de reprise et les biens propres. Un décret fixe le contenu de ces documents ainsi que les délais impartis aux gestionnaires de réseaux pour établir des inventaires détaillés.

Le contenu précis du CRAC (2.1.1.) et de l'inventaire détaillé des ouvrages (2.1.2.) sont détaillés dans deux décrets du 21 avril 2016.

2.1.1. Le compte-rendu annuel de concession (CRAC)

Le compte-rendu annuel d'activité de la concession est le rapport remis annuellement par le concessionnaire à l'autorité concédante. Il retrace l'activité de la concession et dresse un état des lieux patrimonial, technique et comptable.

2.1.1.1. Maille des informations fournies

Antérieurement, les données fournies par le gestionnaire de réseau étaient, en particulier en ce qui concerne les charges d'exploitation, des données nationales ou régionales réparties en fonction de clefs de répartition. L'arrêt « SIPPAREC » de la Cour administrative d'appel de Paris du 25 mars 2013 entérine le droit des autorités concédantes à demander de connaître la situation économique réelle de la concession et non estimée à partir

de clés de répartition. En particulier dans le cas d'espèce, la Cour notait qu'« ErDF ne conteste pas posséder la capacité matérielle de produire des données correspondant à la maille de la concession ».

Cette jurisprudence a été reprise partiellement dans le décret CRAC qui pose le principe d'une communication des informations à l'échelle de chaque concession. Cependant, ce principe est atténué pour les informations enregistrées sur un territoire plus grand « pour des motifs d'efficacité technique ou économique ou en raison des spécificités de l'activité ». Celles-ci seront communiquées « concession par concession au moyen de clés de répartition adaptées et précisées dans le compte-rendu ».

Pour les concessions d'électricité, les clés de répartition sont précisément encadrées : elles doivent être les mêmes sur tout le territoire de desserte du distributeur (zone desservie par Enedis pour 95% du territoire ou pour chaque zone de desserte d'une ELD) et leur modification doit faire l'objet d'une concertation avec les autorités concédantes. Ces restrictions font suite aux rapports des cours régionales des comptes qui critiquaient un changement fréquent des clés de répartition empêchant toute comparaison d'une année à l'autre entre les données.

Enfin, les informations de nature statistique qui ne sont pas susceptibles de répartition peuvent porter sur plusieurs concessions.

En revanche, pour les concessions de gaz, les dispositions réglementaires n'encadrent pas aussi finement les méthodes de répartition. Si elles doivent être « détaillées dans le compte-rendu » en respectant « les principes comptables de permanence des méthodes et d'indépendances des exercices » tout en assurant « la comparabilité des données d'un exercice sur l'autre », le décret ne précise pas les modalités de modification de clés de répartition

2.1.1.2. Contenu des rubriques du CRAC

S'agissant du contenu du CRAC des concessions d'électricité, le décret le répartit en cinq rubriques.

1/ Une analyse de la qualité du service rendu aux usagers. L'article D. 2224-38 prévoit que le compte-rendu présente, « au moyen d'indicateurs portant sur chacune des missions du service concédé » :

- Le niveau de la qualité du service rendu aux usagers ;
- La qualité de l'énergie distribuée : à la demande de la collectivité, les indicateurs peuvent être communiqués à un niveau plus précis que la concession ;
- Les mesures prises pour répondre aux exigences de qualité du service.

2/ Les informations relatives à la politique d'investissement et de maintenance des réseaux. L'article D. 2224-39 du CGCT détaille cette rubrique :

- Le compte-rendu de la politique d'investissement et de développement des réseaux : il identifie les investissements menés par finalité ainsi que la localisation et le montant de ces opérations ;
- Des éléments relatifs aux travaux de gros entretien réalisés sur les ouvrages de la concession ;
- Les éléments prévisionnels relatifs aux investissements du concessionnaire, y compris les aspects liés à la répartition du financement des postes source et au raccordement des producteurs.

3/ Les éléments financiers liés à l'exploitation de la concession (article D. 2224-40 du CGCT). Le concessionnaire devra obligatoirement présenter les éléments suivants :

Rubriques	Éléments par rubrique	Précisions
Produits liés à l'exploitation courante de la concession	Recettes d'acheminement résultant de l'application du TURPE	Par type d'utilisateur final, en fonction du domaine de tension et de la puissance maximale souscrite (HTA, BT > 36 kVA, BT < 36 kVA)
	Recettes de raccordement, de	

	prestations annexes et autres recettes	
	Production stockée et immobilisée	
	Reprises sur amortissements	En distinguant les reprises d'amortissements de financements du concédant des autres types de reprises
	Reprises sur provisions	En distinguant les reprises de provisions pour renouvellement et les reprises d'autres catégories de provisions
	Total des autres produits d'exploitation	
Charges liées à l'exploitation courante de la concession	Charges d'exploitation	Achats, y compris les coûts d'accès au réseau amont
		Couverture des pertes
		Charges de personnel
		Redevances impôts et taxes
		Charges centrales
	Dotations aux amortissements et aux provisions	Autres charges
		Dotations aux amortissements des biens en concession : distinguent l'amortissement des financements du concessionnaire, de l'autorité concédante et des tiers
		Autres amortissements
		Dotations aux provisions relatives aux biens en concession
		Autres dotations d'exploitation

Les méthodes et éléments de calcul pour la détermination des produits et des charges doivent être détaillés.

Concernant la forme, ces rubriques devront être présentées « sous la forme d'un tableau qui reprend les postes d'un compte de résultat et mentionne les produits et charges exceptionnels ». Cette référence au compte de résultat est un progrès par rapport à l'article 32 C du modèle de cahier des charges de concession qui prévoyait simplement « la présentation des principaux éléments du compte d'exploitation au niveau géographique comptable avec l'obtention de données comptables et financières significatives », bien que le décret ne pose pas l'obligation de présenter un compte de résultat en tant que tel.

Les ELD desservant moins de 100 000 clients se voient imposer des obligations assouplies.

4/ La consistance du patrimoine concédé (article D. 2224-41 du CGCT). Le concessionnaire doit présenter, par catégorie d'ouvrages, le patrimoine dont l'AODE est propriétaire soit les biens nécessaires au fonctionnement du service public et établis sur la propriété publique.

Cette présentation doit indiquer :

- La valeur brute et sa variation annuelle, en précisant :
 - Les sorties d'actif ;
 - Les sources de financement des ouvrages mis en service dans l'année, en détaillant les apports financiers du concédant, du concessionnaire et des tiers ;
- La valeur nette comptable (VNC) ;
- La valeur de remplacement et le montant des provisions pour renouvellement constituées annuellement et cumulées ;
- La synthèse des passifs spécifiques qui leur sont attachés et leur durée d'amortissement distinguant :
 - Les financements respectifs du concédant et du concessionnaire ;
 - Les amortissements de financements du concédant ;
 - Le solde de la provision pour renouvellement.

5/ Évolutions juridiques, économiques, techniques ou commerciales notables (article D. 2224-42 CGCT). Le CRAC présente les évolutions intéressant les activités concédées et les modalités de leur prise en compte (évolution de l'organisation du concessionnaire et des services rendus aux usagers).

S'agissant du contenu du CRAC des concessions de gaz, il est globalement identique au compte-rendu en matière d'électricité. Le décret détaille trois rubriques : la qualité du service rendu, la description des réseaux publics et le compte d'exploitation de la concession.

Rubriques	Éléments par rubrique	Précisions
Analyse de la qualité du service rendu	Missions d'exploitation et de maintenance du réseau, de gestion de la clientèle et de développement de l'utilisation du réseau	
	Accès des tiers au réseau	
	Connaissance des ouvrages de distribution publique de gaz naturel concédés	
Description des réseaux publics de distribution de gaz concédés	Inventaire des ouvrages	Uniquement les biens de retour et de reprise Distinction par famille d'ouvrages Distinction ouvrages de premier établissement ou de renouvellement Indication de la valeur initiale ou brute, de l'origine de leur financement, de leur valeur nette
	Compte-rendu de la politique d'investissement et de développement des réseaux	Investissements réalisés. Investissements futurs sur les trois prochaines années civiles (pour les concessions dont la moyenne des investissements sur les trois dernières années est supérieure à un montant arrêté par arrêté)
Compte d'exploitation de la concession	Contribution de la concession concernée à la péréquation du tarif d'utilisation des réseaux dans la zone de desserte exclusive concernée	

	Détail des recettes et des charges (par affectation directe ou clés de répartition)	
--	---	--

2.1.1.2.1. Modalités de communication du CRAC

Le CRAC est communiqué avant le 1^{er} juin (ou 30 juin pour ENEDIS) de chaque année pour l'année civile écoulée. Pour les concessions d'électricité, il est rendu accessible sur un site internet dans les 30 jours suivant sa communication à l'AODE.

Les premiers CRAC qui tenant compte des évolutions de la loi TECV sont les CRAC remis au premier semestre 2017 portant sur l'exercice 2016 pour l'électricité, et ceux remis au 30 juin 2015 portant sur l'exercice de 2015 pour le gaz. Les ELD bénéficient d'une année de plus.

2.1.2. L'inventaire détaillé et localisé des installations (électricité)

Le décret n°2016-496 du 21 avril 2016 reprend l'exigence, consacrée par l'article 153 de la LTECV, de la communication à la demande de l'AODE d'un inventaire des ouvrages concédés : il devra localiser les ouvrages et distinguer les biens de retour, les biens de reprise et les biens propre de la concession.

Cependant, le décret renvoie à un arrêté le soin de fixer le contenu de l'inventaire et ses délais de production. Cet arrêté n'a pas été publié à ce jour. Il n'est pas impossible que sa sortie soit suspendue à l'établissement de l'inventaire des colonnes montantes prévus dans le rapport gouvernemental évoqué plus haut ainsi qu'une éventuelle clarification législative de leurs conditions d'appartenance au réseau concédé.

2.1.3. Les fichiers de contrôle

Il est possible de demander aux concessionnaires (électricité ou gaz) des fichiers détaillés permettant un contrôle effectif de la concession. Ces fichiers, issus des bases techniques et/ou des bases comptables du concessionnaire, permettent de vérifier les données figurant de manière agrégée dans les CRAC, d'identifier d'éventuelles incohérences et de comprendre le fonctionnement du service.

On peut citer à titre d'exemple, pour l'électricité :

- L'âge, métal, section et isolation du réseau HTA et BT
- Les listes des incidents BT et HTA : date, durée, localisation (départ, commune), siège (type de matériel affecté), cause...
- Les caractéristiques des départs HTA
- Les chutes de tension HTA par poste
- Etc

On peut citer à titre d'exemple, pour le gaz :

- Le détail des incidents survenus sur les ouvrages
- Les appels, réclamations, signalements
- Les inventaires techniques des ouvrages
- Etc

Ces fichiers sont indispensables à la compréhension du bon fonctionnement du service dans le cadre d'un contrôle efficace.

Il existe également, tant pour l'électricité que pour le gaz, des fichiers comportant des données relatives à la clientèle ; elles peuvent contenir des informations commercialement sensibles (ICS) et ne peuvent être remises

qu'à un agent habilité. La collectivité doit veiller à leur utilisation dans le cadre du contrôle afin de ne pas rendre publiques, directement ou indirectement, des données présentant un caractère confidentiel.

2.2. Les outils de contrôle du concessionnaire

Si le CRAC et l'inventaire sont deux outils dont l'analyse peut permettre d'avoir une vision critique de la situation d'une concession, l'étendue du contrôle que doit opérer le concessionnaire ne se limite pas à cette seule action. En effet, l'activité de contrôle autorise l'autorité concédante à demander tout document utile, à se rendre dans les locaux du concessionnaire, à effectuer des essais et des mesures, etc.

2.2.1. Les agents en charge du contrôle

Pour réaliser une activité de contrôle, l'autorité concédante doit disposer de moyens humains et en particulier d'agents qu'elle a spécifiquement désigné pour le contrôle, agents qui, selon l'article L. 2224-31 du CGCT doivent être distincts du GRD.

Premières estimations des moyens nécessaires

AMORCE a mené en 2017 une enquête sur les moyens humains mis en œuvre pour la gestion de la distribution d'énergie.

Le nombre et la diversité des réponses ne permet pas d'établir de moyenne représentative de l'ensemble du territoire mais on notera néanmoins quelques ordres de grandeur en matière de temps passé et de montants financiers pour exercer les missions de contrôle :

Temps passé en jours par an	Électricité		Gaz	
	Syndicats	EPCI à FP	Syndicats	EPCI à FP
Suivi des réclamations clients en termes de qualité	[0 ;10]	0	[0 ;2]	[0 ;1]
Contrôle des PTF concernant les factures des raccordements clients à la charge des collectivités	[0 ;20]	[0 ;25]	[0 ;2]	[0 ;1]
Contrôle du versement des redevances (R1, R2, RODP, article 8)	[0 ;15]	[0 ;10]	[0 ;5]	[0 ;3]

Les collectivités se font couramment accompagner par un expert (Assistant à Maitrise d'Ouvrage, AMO). De même voici quelques ordres de grandeur qui sont ressortis de l'enquête. Une nouvelle fois, ces données sont à utiliser avec parcimonie car les montants sont très variables en fonction du périmètre de la mission, de la taille de la concession, etc. Elles ne concernent que le périmètre des concessions électriques (en €) :

- Contrôle continu de la concession (respect du cahier des charges, expertise sur les devis de raccordements, accueil et conseil aux usagers, gestion des comptes des usagers, etc) : [15 000 ; 25 000]
- Contrôle périodique de la concession (analyse du CRAC, audit du réseau, schéma d'investissements du concessionnaire, etc,) : [15 000 ; 60 000]
- Etablissement du cahier des charges de concession : [10 000 ; 25 000]
- Audits de fin de concession [50 000]
- Contrôle comptable et financier [10 000 ; 30 000]

L'accès aux données sensibles

Le concessionnaire tient à disposition des autorités concédantes « les informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique, utiles à l'exercice des compétences de celle-ci ». Il est précisé que le concessionnaire est tenu de respecter les règles de protection des données « sensibles ». Cette liste n'est cependant pas opposable aux autorités concédantes en application des articles L. 111-81 et L. 111-82 du code de l'énergie. Traditionnellement, il est demandé que l'agent de contrôle soit assermenté pour avoir accès à ces données.

2.2.2. Les pénalités

Les modèles de cahier des charges de concession prévoient des sanctions dans différents cas de figure (non-respect de la pression contractuelle ou écart avec le PCS contractuel en gaz par exemple).

En électricité comme en gaz, des pénalités sont prévues en cas de non transmission d'informations demandées par l'autorité concédante, qu'il s'agisse de données du CRAC, des données cartographiques ou bien de tout document utile.

En application de cette disposition, et après confirmation par une décision de justice, le SIPPEREC avait obtenu 4 millions d'euros de pénalités en 2013 suite à la non communication d'informations précises sur la concession. La Cour a en effet confirmé que « le SIPPEREC était en droit de solliciter de la société ERDF la communication du compte de résultat détaillé à la « maille de la concession » des répartitions intra concessions, du détail de l'actif et du passif et les comptes de résultat prévisionnel à N + 1, N + 2 et N + 3 ».

On notera que le plafond de pénalités a été modifié dans le nouveau modèle de cahier des charges électricité et fixé à un millionième du montant des recettes d'acheminement de la concession par jour de retard.

2.2.3. Mettre en place un plan de contrôle

L'élaboration d'un plan de contrôle permet de prioriser à la fois les objectifs et les moyens mis en œuvre. La définition d'un plan de contrôle s'effectue à partir des données sur la concession qui peuvent provenir de différentes sources. Il y a évidemment en premier lieu, l'analyse du contenu du CRAC mais aussi la prise en compte des retours des différents interlocuteurs du GRD.

2.2.3.1. L'analyse du CRAC

La première étape pour élaborer un plan de contrôle réside dans l'analyse du CRAC. Une comparaison dans le temps des indicateurs donne une première indication sur les tendances de la concession. La stabilisation des méthodes de calcul suite à la parution du décret CRAC devrait rendre l'exercice plus fiable. En outre, de nombreux CRAC et des rapports de contrôle de concession sont disponibles sur internet permettant également de se situer par rapport à des concessions similaires.

On pourra étudier différents indicateurs :

Sur le patrimoine technique

Évolution du taux de fils nus de faible section, en câble CPI

Évolution du taux d'enfouissement

Départs HTA susceptibles de subir des baisses de tension

Évolution de l'âge moyen des réseaux

Sur la qualité de l'alimentation (continuité via le critère B - selon incidents/travaux, sur réseau HTA ou BT ; qualité - nombre de clients mal alimentés)

Les incidents, la satisfaction des usagers, etc.

Le niveau d'investissement ventilé (identification des dépenses linky notamment)

Opération d'entretien et de maintenance (avec et hors élagage pour l'électricité, interventions sur les colonnes montantes pour le gaz, etc.)

Analyse financière et comptables : taux d'ouvrages non localisés

Lorsque la collectivité est aussi maître d'ouvrage sur une partie du réseau, elle peut réaliser des comparaisons entre sa politique de travaux et de celles du GRD.

2.2.3.2. La prise en compte d'autres retours

L'analyse du CRAC doit être complétée par une analyse des fichiers transmis par le concessionnaire afin de pouvoir vérifier, comprendre, expliciter et challenger les données produites. Ce contrôle est à orienter en fonction des attentes spécifiques de la collectivité et des caractéristiques de son réseau concédé : zone majoritairement rurale ou urbaine, région sensible à certaines conditions climatiques (neige, vent, chaleur...).

L'analyse du CRAC pourra être complétée par d'autres remontées d'informations comme de la part des particuliers (alertes sur la mauvaise qualité de l'électricité, sur des défauts d'entretien des réseaux, en particulier des colonnes montantes, sur des questions de facturation) ou des communes (notamment sur leur contribution pour les opérations de raccordement).

En fonction des points saillants qui pourront être mis en évidence grâce à l'analyse du CRAC et des retours des usagers du service mais aussi en fonction de l'actualité de la concession (négociation d'une fin de concession, établissement d'un programme pluriannuel de travaux, etc.), il pourra être décidé de diligenter des contrôles ponctuels sur des points particuliers : campagnes de mesures, des enquêtes ou encore à des audits réalisés à partir des documents du concessionnaire.

2.3. Des exemples de contrôle

La nature des contrôles dépend des particularités de la concession et des enjeux conjoncturels. Les politiques des concessionnaires étant souvent issues de décisions nationales, il est particulièrement utile de prendre connaissance des résultats de contrôle des concessions similaires pour pré-identifier quelques points à contrôler spécifiquement.

2.3.1. Des exemples de contrôles techniques et patrimoniaux

Vérification de la qualité de la fourniture électrique

La qualité de l'alimentation électrique est estimée par Enedis via un outil statistique. Des campagnes de mesure peuvent être mises en place pour analyser la qualité réelle de l'alimentation, challenger le nombre de clients mal alimentés annoncé par le concessionnaire et mettre en place des actions de renforcement du réseau.

Exemple : un syndicat a mis en place une campagne de mesure de février à mars 2015. Le modèle statistique estimait une personne mal alimentée. La campagne de mesure en a identifié 6.

Vérification de la continuité de l'alimentation électrique

La continuité de l'alimentation est qualifiée par un indicateur : le critère B qui est le temps moyen d'interruption de fourniture d'électricité en minute par an vu par un client. Le niveau du critère B fait l'objet d'une régulation incitative, l'objectif au niveau national est fixé à 65 min pour 2017. Ce critère B fait l'objet de plusieurs déclinaisons : hors ou avec incidents exceptionnels (conditions climatiques notamment), sur les ouvrages HTA ou HTB ou RTE, en raison de travaux ou suite à des incidents. L'analyse des différentes causes de coupure apportent des informations sur l'état des réseaux et doit permettre d'avoir un regard critique sur le plan de maintenance du gestionnaire et s'assurer que celui-ci intègre la recherche de causes possibles des défaillances lorsque celles-ci ne sont pas connues.

Un autre volet du contrôle peut être de vérifier que les différentes coupures remontées par les communes et les usagers figurent bien au fichier d'Enedis. Le concédant peut également vérifier qu'il a été tenu informé des incidents majeurs intervenus.

Inventaire des biens

Comme évoqué plus haut, le concédant peut demander à ce qu'il lui soit fourni un inventaire des biens. Si les textes réglementaires appelés par la loi TECV ne sont pas encore sortis en la matière, la jurisprudence est venue confirmer que le droit de disposer de tout document utile incluait le droit de disposer d'un inventaire complet des biens de la concession. La commune de Douai a ainsi obtenu que lui soit remis un inventaire des biens comportant les biens entièrement et ceux partiellement affectés à la concession.

A noter que le fait que certains biens soient exploités au profit de la concession ne préjuge pas de leur appartenance : ils peuvent ainsi appartenir au concédant ou au concessionnaire. Si, la répartition est d'abord le fait de disposition légales, lorsque celles-ci ne prévoient rien, les co-contractants peuvent s'accorder sur le régime de propriété des biens. En matière de concession – tous domaines confondus, les biens peuvent relever des 3 catégories : les biens de retour, les biens de reprise et les biens propres :

- les biens de retour : il s'agit des biens appartenant à l'autorité concédante qui ont été remis au GRD pour l'exploitation ainsi que des biens créés ou acquis par le GRD qui sont nécessaires au fonctionnement du service public. Ces biens, lorsqu'ils ont été amortis, sont remis à l'autorité concédante à titre gratuit à échéance du contrat ;

- les biens de reprise : ces biens peuvent entrer dans le patrimoine de l'autorité si elle en fait la demande, via un rachat ou à titre gratuit. Ces biens sont identifiés en tant que tel par des dispositions contractuelles.
- les biens propres : ce sont les biens qui ne sont ni de biens de retour ni des biens de reprise. Ils restent propriété du concessionnaire en fin de contrat.

Les cahiers des charges de concession tant en matière de gaz que d'électricité indiquent que font partie des biens de retour les « ouvrages concédés ». Si cela éclaire sur le devenir des installations « affectées à l'activité de distribution concédée », des questionnements ont pu apparaître pour d'autres types de biens.

Ainsi, dans le cas de la distribution d'électricité, un contentieux est né sur la question de la propriété de logements de fonction et d'immeubles de bureaux. Après une longue saga juridique, le Conseil d'État, dans un arrêt de 2016 est venu préciser le régime des biens autres que ceux affectés à l'activité de distribution concédée ». Selon lui et compte-tenu des spécificités du modèle de distribution d'électricité (mais aussi de gaz), ces biens, lorsqu'ils sont affectés à plusieurs concessions sont des biens propres du GRD. Il justifie cette exception par l'organisation particulière de la distribution d'énergie et la mission du GRD en situation de quasi-monopole « d'assurer la cohérence du réseau de ses concessions et de maintenir la péréquation des tarifs d'utilisation du réseau public de distribution ».

Il n'est donc pas inutile de disposer de l'inventaire des biens et de pouvoir avoir un regard critique sur la répartition entre biens de retour, biens propres et biens de reprise.

Le suivi par l'autorité concédante des projets de création et de modification d'ouvrages sur son territoire est également un moyen d'observer la mise à jour dudit inventaire.

En outre, une partie des biens sont considérés comme « non localisés » qui ne sont pas affectés spécifiquement à une concession. Le concessionnaire répartit donc un stock national entre les concessions via une clef de répartition. Font notamment partie de ces ouvrages les branchements et les colonnes montantes en matière d'électricité.

En matière de gaz, un décret impose au gestionnaire de cartographier les nouveaux branchements créés après 2000. Si les contrôles ont déjà mis en évidence que l'obligation n'avait pas été suivie dans les premières années, une action nationale a été engagée pour rattraper le retard engendré. En parallèle, une action engagée en 2004 et qui doit se poursuivre jusqu'en 2018 vise à répertorier l'ensemble des branchements collectifs.

Plan d'entretien et de maintenance

Comme mentionné plus haut, l'analyse du critère B et des rapports d'incidents doit entrer en ligne de compte dans la mise en place d'un plan de maintenance et d'entretien. Il pourra ainsi être tenu compte des éléments du réseau les plus fragiles au vu des incidents : accessoires HTA sensibles à l'élévation de température, zones du réseau les plus anciennes, etc.

L'étude du nombre d'actes de maintenance par type d'ouvrage met également en lumière les priorités du GRD. Ainsi, il a été observé que GrDF réduisait la maintenance de certaines vannes en vue de leur abandon. Les AODE ont questionné cette pratique au regard de la continuité du service public puisque la réduction du nombre de vanne entraîne un plus grand nombre d'utilisateurs coupés en cas d'incident.

De plus, en matière de gaz, le gestionnaire a une obligation de visite périodique d'un certain nombre de compteurs, le contrôle peut par exemple viser le taux de compteurs entretenus.

Sous réserve d'avoir les habilitations nécessaires, des contrôles in situ peuvent également être réalisés pour évaluer l'état général des équipements.

Raccordements électriques

En règle générale, lorsqu'un nouvel usager souhaite se raccorder au réseau public de distribution d'électricité, il lui appartient de financer la partie des travaux qui correspond au branchement, charge à la collectivité compétente en urbanisme de payer les travaux nécessaires à l'extension du réseau (à hauteur de 60%), les 40% restants étant financés par le GRD via le TURPE, de même que le coût d'un éventuel renforcement du réseau.

La collectivité en charge de l'urbanisme n'ayant pas de compétence en matière de distribution d'électricité, elle n'est pas en mesure d'apporter de valeur ajoutée au devis qui lui est soumis par le GRD. Aussi, des partenariats ont été noués entre ces collectivités et les collectivités AODE pour que les devis au-delà d'un certain montant soient expertisés pour vérifier que la solution technique retenue par le GRD est appropriée. Les discussions sont alors engagées pour comprendre la qualification en extension et non d'un renforcement (il a pu arriver que la pose d'un câble en parallèle d'un câble existant soit qualifié d'extension par le GRD), la nécessité de créer un poste de distribution compte-tenu de la capacité disponible sur d'autres postes ou encore sur le niveau de puissance nécessaire une fois pris en compte un coefficient de foisonnement sur la consommation.

2.3.2. *Des exemples de contrôles comptables et financiers*

Rapprochement des inventaires physiques et comptables

Le concédant peut être amené à contrôler la fiabilité de l'inventaire, d'abord, physiquement comme détaillé ci-dessus mais aussi comptablement. Un exercice, lorsque la collectivité est maître d'ouvrage est de vérifier les modalités d'inscription dans la base du GRD des investissements qu'elle a réalisés et remis au concessionnaire. Une autre action peut être de vérifier si le GRD est en mesure de retracer la façon dont les investissements réalisés sur un chantier ont été enregistré comptablement dans la base.

Certains points seront à vérifier, en particulier la pratique comptable qui a pu être relevée, de sortir du patrimoine de la concession les ouvrages non localisés ayant été amortis. Sont concernés en particulier les branchements et les colonnes montantes qui relèvent de la cette catégorie.

Différents contrôles de concession interrogent également les modalités d'enregistrement des participations de tiers au financement d'ouvrages, notamment pour le cas des raccordements qui sont considérés par le GRD comme du financement du concessionnaire.

Concernant le gaz, GrDF s'est engagé à fournir l'origine des sources de financement des différents ouvrages dans le cadre de la concertation « Nouvelles données pour une nouvelle donne » de 2015.

Provisions pour renouvellement

Pour anticiper le besoin de renouvellement des ouvrages, des sommes sont provisionnées sous forme d'amortissements (montant de l'ouvrage) et de provisions pour renouvellement (éventuel surcoût entre le coût initial de l'ouvrage qui est amorti et le prix au moment où il devra être renouvelé, surcoût qui peut par exemple être lié à des innovations technologiques).

La loi du 9 août 2004 a introduit la règle selon laquelle les provisions pour renouvellement ne sont plus constituées que pour les biens renouvelables avant le terme de la concession. Postérieurement, des révisions sur les durées de vie des ouvrages ont été introduites par Enedis (notamment 2011 avec les réseaux BT torsadés (passage de 40 à 50 ans à partir du 1er janvier 2011) et en 2012 pour les transformateurs (passage 30 à 40 ans depuis de 2012). Ces changements ont eu pour incidence de ralentir le rythme d'amortissement et de provisionnement et de rendre caduques les provisions déjà constituées pour tous les ouvrages dont le renouvellement était prévu à l'issue de leur durée de vie initiale.

Le contrôle du concédant pourra donc porter sur l'évolution du montant des ouvrages et des provisions réalisées tout en gardant à l'esprit que le nouveau modèle de contrat de concession prévoit qu'à l'avenir les provisions pour renouvellement ne seront plus constituées à l'avenir.

CONCLUSION

Les collectivités territoriales, lorsqu'elles doivent choisir un mode de gestion de leurs services publics mettent en balance les avantages et les inconvénients des différents modèles. La concession, quel que soit le domaine d'activité auquel il s'applique, se caractérise par l'extériorisation de la gestion de l'activité en contrepartie d'engagements contractuels d'un tiers. Le modèle des concessions de gaz et d'électricité, s'il comporte un grand nombre de spécificités, entre dans cette définition.

Le contrôle de concession en est l'accessoire ; il a pour objectif de donner les moyens au concédant de s'assurer que la mission qu'il a confiée à un tiers est réalisée conformément à la législation en vigueur et aux règles du contrat. En matière de gaz et d'électricité, cette mission n'est pas aisée compte-tenu de l'asymétrie d'information liée au quasi-monopole des gestionnaires de réseaux, de l'ancienneté des règles en vigueur datant pour certaines d'avant 1946, de la durée de vie longues des réseaux et des modifications de la nature du concessionnaire (passage d'un établissement public à différentes sociétés anonymes ; ouverture à la concurrence du secteur de la fourniture d'énergie, etc.)... Les règles à respecter sont donc mouvantes et les possibilités de contrainte limitées.

Bien que difficile, cette mission s'avère fondamentale pour garantir la qualité de service rendu aux usagers sur le long terme, préserver le patrimoine concédé, prendre des engagements à moyen-long terme en toute connaissance de cause et s'assurer que les enjeux de transition énergétique (précarité énergétique, énergies renouvelables, mobilité alternative, etc.) sont bien pris en compte dans l'activité de distribution d'énergie. En effet, le renouvellement des contrats de concession dans les années à venir appelle une forte mobilisation des collectivités ; celles qui apprivoisent le sujet depuis peu en raison des récents transferts de compétence pouvant s'appuyer par l'expertise développée de longue date par d'autres.

Bibliographie

Sources juridiques :

- Laura Daydie. Personnes publiques locales et énergie. Droit. Université de Pau et des Pays de l'Adour, 2016. Français
- Articles juridiques – Cabinet Seban & Associés
 - o http://www.seban-associes.avocat.fr/wp-content/uploads/2015/08/int_idpa20ans-cf-mhp.pdf
 - o http://www.seban-associes.avocat.fr/wp-content/uploads/2015/08/pub_analysesipperec.pdf
 - o <http://www.seban-associes.avocat.fr/l-interpretation-restrictive-du-pouvoir-de-controle-des-autorites-concedantes-de-la-distribution-publique-d-electricite-en-question/>
- Fasc. 153 : GAZ – LEXIS NEXIS
- Fasc. 710 : CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ – LEXIS NEXIS

Sources financières :

- Rapport public annuel 2013 – Cour des comptes Partie 1

Sources techniques :

- Rapports de contrôle concessions de gaz
 - o <http://www.sdec-energie.fr/rapports-de-contr%C3%B4le-concessions-%C3%A9lectricit%C3%A9-et-gaz>
 - o <http://www.sdef.fr/Rapport-du-controle-/89.html>
 - o <http://www.siem51.fr/rapport-de-controle-de-la-concession-electricite>
 - o <http://www.sdehg.fr/Rapport-controle-concession-2014.pdf>
 - o <http://fde62.fr/documentation/rapport-de-controle-electricite-gaz/>
- Rapports de contrôle de concessions d'électricité
 - o Rapport de contrôle de la concession de distribution publique d'électricité – SIGEIF
 - o Rapport de contrôle pour l'exercice 2016 – Bordeaux Métropole

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](https://twitter.com/AMORCE)

