

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 économiques ?

Série  
Economique

Réf. AMORCE ENE07

Novembre 2015

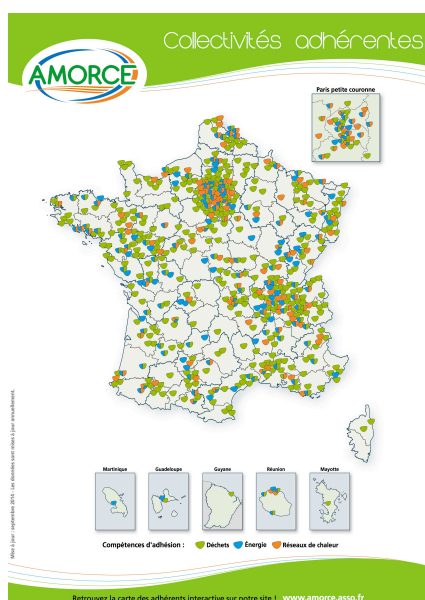


Energie

## 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<sup>er</sup> 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 (Certificat 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](http://www.ademe.fr)

AMORCE / ADEME – Novembre 2015

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

## RÉDACTEURS

---

Thomas DUFFES, [tduffes@amorce.asso.fr](mailto:tduffes@amorce.asso.fr)

**Comité de relecture** : David LEICHER, AMORCE ; Jean-Michel PHILIP, SIGEIF ; Didier DUC, Ville de Metz ; Frédéric MABILLE, Communauté Urbaine de Dunkerque ; Laurent GEORGES, SIPPAREC ; Christian ESCALIER, Cabinet Klopfer ; Marie-Laure GUILLERMINET, ADEME

## PREAMBULE

---

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 sur le thème "Distribution d'énergie dans les territoires : quels leviers, quelle gouvernance pour atteindre les 3x20" ;
- 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, 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 à l'ensemble des adhérents d'AMORCE s'est réuni quatre fois entre 2014 et 2015 ;
- 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 les 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.

La présente note a pour objet de comprendre les enjeux économiques nationaux et locaux liés à la distribution publique d'énergie (électricité, gaz naturel, chaleur et froid) dans les territoires. Cette note économique est complémentaire avec les notes techniques et juridiques.

# SOMMAIRE

---

<b>I – LE FINANCEMENT DES ACTIVITES DE DISTRIBUTION D’ENERGIE</b>	<b>5</b>
<b>1. LES RESEAUX DE DISTRIBUTION D’ELECTRICITE</b>	<b>5</b>
1.1. PART DE L’ACHEMINEMENT D’ELECTRICITE DANS LA FACTURE D’UN CONSOMMATEUR RESIDENTIEL	5
1.2. FINANCEMENT DES GESTIONNAIRES DE RESEAU DE DISTRIBUTION D’ELECTRICITE	6
1.3. LES INVESTISSEMENTS DANS LES RESEAUX DE DISTRIBUTION D’ELECTRICITE	8
1.3.1. QUELLE MAITRISE D’OUVRAGE DES TRAVAUX ?	8
1.3.2. QUELS CHOIX DANS LES MONTANTS D’INVESTISSEMENTS DANS LES RESEAUX DE DISTRIBUTION ?	9
1.3.3. QUI PAYE LES INVESTISSEMENTS SUR LE RESEAU ?	9
1.3.3.1. LES INVESTISSEMENTS DANS LA MAITRISE DES CONSOMMATIONS	9
1.3.3.2. LES INVESTISSEMENTS DANS LES COMPTEURS EVOLUES	10
1.4. TERRITOIRES INSULAIRES ET DISTRIBUTION D’ELECTRICITE	11
<b>2. LES RESEAUX DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL</b>	<b>12</b>
2.1. PART DE L’ACHEMINEMENT DANS LA FACTURE D’UN CONSOMMATEUR RESIDENTIEL	12
2.2. FINANCEMENT DES GESTIONNAIRES DE RESEAU DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL	12
2.3. LES INVESTISSEMENTS DANS LES RESEAUX DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL	14
2.3.1. LES INVESTISSEMENTS DANS L’EXTENSION DU RESEAU DE DISTRIBUTION	14
2.3.2. LES INVESTISSEMENTS EN FAVEUR DE LA DENSIFICATION DU RESEAU DE GAZ	14
2.4. TERRITOIRES INSULAIRES ET DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL	14
<b>3. LES RESEAUX DE CHALEUR ET DE FROID</b>	<b>15</b>
3.1. PART DE L’ACHEMINEMENT DANS LA FACTURE D’UN CONSOMMATEUR RESIDENTIEL	15
3.2. FINANCEMENT DES GESTIONNAIRES DE RESEAU DE DISTRIBUTION DE CHALEUR ET DE FROID	15
3.3. TERRITOIRES INSULAIRES ET DISTRIBUTION DE CHALEUR ET DE FROID	16
<b>4. COMMENT AMELIORER LA PERFORMANCE ET L’EFFICACITE DES RESEAUX ?</b>	<b>17</b>
4.1. LA GESTION DU RISQUE POUR LES GESTIONNAIRES DE RESEAU	17
4.2. L’INCITATION ECONOMIQUE POUR LES GESTIONNAIRES DE RESEAUX	17
<b>II - LES SOMMES PERÇUES PAR LES COLLECTIVITES EN LIEN AVEC LA DISTRIBUTION D’ENERGIE</b>	<b>19</b>
<b>1. LES REDEVANCES DE CONCESSION (R1 ET R2)</b>	<b>19</b>
1.1. R1 ET R2 RELATIVES A LA DISTRIBUTION D’ELECTRICITE	20
1.2. R1 ET R2 RELATIVES A LA DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL	21
1.3. R1 ET R2 RELATIVES A LA DISTRIBUTION DE CHALEUR ET DE FROID	21
<b>2. REDEVANCES D’OCCUPATION DU DOMAINE PUBLIC</b>	<b>22</b>
2.1. REDEVANCES D’OCCUPATION DU DOMAINE PUBLIC RELATIVES A LA DISTRIBUTION D’ELECTRICITE	22
2.2. REDEVANCES D’OCCUPATION DU DOMAINE PUBLIC RELATIVES A LA DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL	22
2.3. REDEVANCES D’OCCUPATION DU DOMAINE PUBLIC RELATIVES A LA DISTRIBUTION D’ENERGIE CALORIFIQUE	22
<b>3. TAXES SUR LA CONSOMMATION FINALE D’ELECTRICITE</b>	<b>23</b>
<b>4. AUTRES FONDS PERÇUES PAR LES COLLECTIVITES LOCALES CONCERNANT LA DISTRIBUTION D’ENERGIES</b>	<b>24</b>
4.1. FONDS D’AMORTISSEMENT DES CHARGES D’ELECTRIFICATION (FACÉ)	24
4.2. PARTICIPATION D’INTEGRATION DES OUVRAGES ELECTRIQUES DANS L’ENVIRONNEMENT (OU CONTRIBUTION A L’AMELIORATION ESTHETIQUE DES OUVRAGES, DITE « ARTICLE 8 »)	24
4.3. PARTICIPATION DES GESTIONNAIRES DE RESEAUX A DES PROJETS LOCAUX PORTES PAR LES COLLECTIVITES	24
<b>CONCLUSION</b>	<b>25</b>
<b>GLOSSAIRE</b>	<b>26</b>
<b>ANNEXES</b>	<b>27</b>

# I – Le financement des activités de distribution d'énergie

Les réseaux publics de distribution appartiennent aux collectivités ou à leur groupements<sup>1</sup>. Les prix payés par les consommateurs finals d'électricité, de gaz naturel, de chaleur et de froid permettent de financer les coûts de production, d'extraction, de transformation et de fourniture de l'énergie, mais aussi les coûts d'acheminement dans les réseaux de distribution et de transport<sup>2</sup>.

Avec l'ouverture à la concurrence de la production et de la fourniture d'électricité et de gaz naturel, il était nécessaire de mettre en place une procédure d'accès des tiers aux réseaux (ATR) de transport et de distribution. En effet, les réseaux sont considérés comme des infrastructures essentielles (chaque fournisseur ne peut pas construire son propre réseau) que tous les fournisseurs peuvent utiliser en payant un péage fixé par la commission de régulation de l'énergie (CRE). Les réseaux sont gérés par des gestionnaires de réseaux qui doivent se comporter de façon vertueuse sans discriminer entre les demandes d'accès. En France les gestionnaires de réseaux de gaz naturel et d'électricité (GrDF et ERDF) sont indépendants juridiquement des opérateurs historiques dont ils sont issus (ENGIE et EDF) même s'ils sont encore détenus à 100% par leur maison mère.

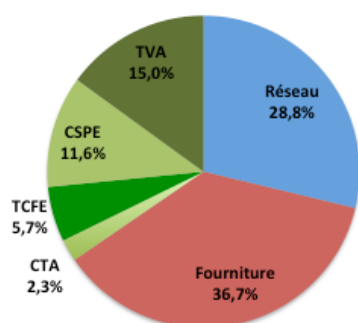
Cette première partie montre quelle est la part imputable à l'activité de distribution payée par le consommateur final et revient sur le mode de financement des gestionnaires de réseau de distribution.

## 1. Les réseaux de distribution d'électricité

### 1.1. Part de l'acheminement d'électricité dans la facture d'un consommateur résidentiel

En 2014, la consommation d'électricité en France a représenté 465,3 TWh et les exportations nettes se sont situées à 65,1 TWh<sup>3</sup>. Le secteur résidentiel représente près de 145 TWh de consommation par an<sup>4</sup>.

**Postes de coûts - Client résidentiel**  
TRV bleu au 30 juin 2015 - Source : CRE



L'acheminement de l'électricité représente près de 30% de la facture TTC d'un client particulier<sup>5</sup> comme l'indique le graphique ci-contre. Pour les plus gros consommateurs, la part acheminement représente également une part importante de la facture (41% hors TVA pour un client au tarif jaune<sup>6</sup>). Pour ces gros consommateurs, la proportion des coûts liés aux réseaux dépend du profil du site de consommation et du type de contrat choisi (durées d'utilisation, puissance souscrite, etc.). La suppression des tarifs réglementés de vente pour les puissances de plus de 36 kVA (tarifs jaunes et verts hors cas atypiques) amènera les consommateurs concernés à négocier leurs contrats en offre de marché avec le fournisseur de leur choix.

<sup>1</sup> Article L432-4 du code de l'énergie (pour le gaz naturel) et L.322-4 pour l'électricité

<sup>2</sup> Les limites entre les réseaux de transport et de distribution sont définies dans la note technique

<sup>3</sup> Source : Bilan électrique 2014, RTE. A noter que la production d'électricité française en 2014 s'est élevée à 540,6 TWh, dont 19,5 % issue de sources d'énergies renouvelables.

<sup>4</sup> Source : CRE Observatoire des marchés de détail T1 2015

<sup>5</sup> Définition du client type d'Eurostat : client résidentiel avec consommation annuelle entre 2500 et 5000 kWh

<sup>6</sup> Pour un client industriel avec une consommation de 20 à 500 MWh selon la CRE – Source : CRE Observatoire des marchés de détail T1 2015.

Pour un ménage, on peut simplifier la décomposition de la facture d'électricité en 3 parties de tailles plus ou moins comparables :

- L'acheminement sur les réseaux de transport et de distribution
- La fourniture d'énergie
- Les taxes et contributions<sup>7</sup>

Sur le site de la CRE, il est possible de calculer le montant de votre facture d'électricité imputable aux tarifs d'acheminement<sup>8</sup>.

Depuis l'ouverture des marchés de l'énergie entamée à la fin des années 1990, les activités de production d'électricité et de fourniture sont ouvertes à la concurrence mais l'acheminement reste une activité régulée gérée principalement en monopole :

- RTE pour la partie transport
- ERDF pour 95% de la distribution, les 5% restant étant confiés à des entreprises locales de distribution (ELD).

## **1.2. Financement des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité**

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) ont pour objet de rémunérer les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution d'électricité. Ils doivent couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires pour l'exploitation, l'entretien et le développement des réseaux<sup>9</sup>. Ces coûts comprennent notamment :

- Les coûts résultant de l'exécution des missions et des contrats de service public qui figurent dans les cahiers des charges de concessions, en particulier le développement et l'exploitation du réseau de distribution ;
- Les surcoûts de recherche et de développement nécessaires à l'accroissement des capacités de transport des lignes électriques, en particulier de celles destinées à l'interconnexion avec les pays voisins et à l'amélioration de leur insertion esthétique dans l'environnement ;
- Une partie des coûts de raccordement à ces réseaux et une partie des coûts des prestations annexes réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de ces réseaux

Les TURPE sont fixés par la commission de régulation de l'énergie (CRE) pour une période de 3 à 4 ans. Le TURPE 4 est en vigueur depuis le 1er Janvier 2014. La CRE a commencé les travaux sur la structure du TURPE 5.

Les tarifs doivent respecter un certain nombre de principes : un principe de couverture des coûts, un principe de transparence et de non-discrimination, un principe de péréquation tarifaire, et un principe de tarification "timbre-poste". Les redevables sont les utilisateurs des réseaux de transport et de distribution d'électricité, à savoir les consommateurs et les producteurs d'électricité.

---

<sup>7</sup> La Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA) finance les droits spécifiques relatifs à l'assurance vieillesse des personnels des secteurs régulés relevant du régime des industries électriques et gazières. Les Taxes sur la Consommation Finale d'Electricité (TCFE) sont définies par chaque commune et chaque département. La Contribution aux charges de Service Public de l'Électricité (CSPE) sert à financer les surcoûts de production d'électricité dans les zones non interconnectées, les politiques de soutien aux énergies renouvelables, les dispositions sociales. La TVA s'applique sur l'ensemble des composantes.

<sup>8</sup> <http://www.cre.fr/calculatrice/detail>

<sup>9</sup> Article L341-1 et suivants du code de l'énergie



Les gestionnaires de réseaux réalisent des prestations de base qui sont couvertes par les TURPE. En 2013, ERDF et RTE ont observé un chiffre d'affaires respectif de 13,8 et 4,7 milliards d'Euros. Les deux acteurs déclarent que les TURPE représentent environ 90% de leurs recettes (et de leurs dépenses). Des prestations annexes (mise en service, modification de puissance souscrite, etc.) sont réalisées sous le monopole des gestionnaires de réseaux et les tarifs de ces prestations sont proposés par la CRE et fixés par le gouvernement. D'autres prestations annexes sont réalisées par les gestionnaires de réseaux dans le secteur concurrentiel<sup>10</sup> et les prix sont librement fixés entre les parties. Enfin, le raccordement des installations de production est payé par le demandeur (voir paragraphe 1.3.3) selon un barème établi par les gestionnaires de réseaux et approuvé par la CRE.

A noter que les entreprises publiques locales réalisent un bilan financier à l'échelle de la concession, ces documents sont généralement facilement consultables.

Cette tarification nationale unique qui s'applique sur l'ensemble du territoire engendre des déséquilibres dans le bilan financier des différentes concessions. En effet, les particularités des territoires (géographie, densité de la population, etc.) ont un impact sur la rentabilité du réseau (par exemple lié au nombre de clients par km de réseau) et font que certaines concessions sont excédentaires alors que d'autres sont déficitaires. Selon le rapport de la Cour des comptes<sup>11</sup>, *« pour neutraliser cet effet, ERDF a mis en place des « contributions d'équilibre ». Les comptes de chaque concession affichent donc un double résultat, le résultat réel et le résultat dit « normatif » de la concession comprenant cette contribution. Cette péréquation est une donnée essentielle : il s'ensuit que, les grandes concessions urbaines financent les territoires ruraux où l'habitat est plus dispersé, le réseau plus fragile et la rentabilité moindre (...) La contribution d'équilibre ne fait l'objet d'aucun prélèvement effectif sur la concession ni d'aucun versement. Elle correspond simplement à la répartition du résultat d'ERDF sur l'ensemble des concessions »*. Si les éléments relatifs à la contribution d'équilibre apparaissent individuellement dans chaque Compte Rendu annuel d'Activité de Concession (CRAC), ERDF ne communique aucune liste nationale permettant de connaître la contribution à la péréquation ou le montant reçu par chaque concession.

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte a aussi modifié quelques modalités dans le financement de l'activité de distribution d'énergie. L'article 153 précise que :

- *« Pour le calcul du coût du capital investi par les gestionnaires de ces réseaux, la méthodologie est indépendante du régime juridique selon lequel sont exploités les réseaux d'électricité et de ses conséquences comptables. »*. Ainsi, la construction tarifaire ne tiendra plus compte qu'une partie du réseau a été financée par les usagers et les collectivités concédantes.
- *« la méthodologie (...) peut se fonder sur la rémunération d'une base d'actifs régulée, définie comme le produit de cette base par le coût moyen pondéré du capital (...) par référence à la structure du passif d'entreprises comparables du même secteur dans l'Union européenne. »*. Ainsi, la rémunération du capital est établie par comparaison avec celle proposée par des entreprises comparables en Europe, sans tenir compte des risques pris par le gestionnaire. Or, la construction tarifaire qui rémunère aujourd'hui le gestionnaire de réseau le protège de la plupart des aléas grâce au Compte de Régularisation des Charges et des Produits, CRCP (voir partie 2.1).
- *« Les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité incluent une rémunération normale (...), qui contribue notamment à la réalisation des investissements nécessaires pour le développement des réseaux. »*. Il

---

<sup>10</sup> Exemple pour ERDF : vérification des protections des installations électriques, Prestation complémentaire de comptage, Analyse ponctuelle de la qualité de fourniture, etc.- Source : Catalogue des prestations ERDF 2015

<sup>11</sup> Les concessions de distribution d'électricité : une organisation à simplifier, des investissements à financer, Février 2013



reste à observer comment ce terme de rémunération « normale » va être interprété. Il est important que les gestionnaires de réseaux puissent avoir recours à l'emprunt pour financer les investissements de long terme.

### 1.3. Les investissements dans les réseaux de distribution d'électricité

#### 1.3.1. Quelle maîtrise d'ouvrage des travaux ?

Un certain nombre d'investissements restent contractuellement à la charge des autorités organisatrices de la distribution d'électricité (AODE), ce qui confère aux contrats qualifiés de « concession » le caractère de contrats mixtes « concession/affermage »<sup>12</sup>.

La répartition des travaux entre concessionnaire et AODE est liée au classement des communes en régime urbain ou rural. Toutes les communes sont classées, par le préfet du département, en régime urbain ou en régime rural<sup>13</sup>.

Le classement dans l'un ou l'autre régime a des conséquences en termes de répartition des compétences entre concessionnaire et concédant pour le financement et la réalisation des travaux sur le réseau de distribution.

En régime urbain, les cahiers des charges des concessions prévoient que le concessionnaire assure la maîtrise d'ouvrage de la plupart des travaux liés au réseau de distribution, qu'il s'agisse du développement de celui-ci (extension de lignes notamment), de son renforcement ou de sa maintenance. La compétence des AODE est généralement limitée à la réalisation des travaux d'intégration des réseaux dans l'environnement (enfouissement, amélioration esthétique).

Dans le cadre du régime rural, les AODE assurent la maîtrise d'ouvrage des travaux de développement des réseaux en basse tension, c'est-à-dire des travaux de premier établissement, d'extension, de renforcement, de sécurisation et d'amélioration esthétique, tandis que le concessionnaire assume l'exploitation et la maintenance du réseau basse tension (BT) et prend en charge les travaux à réaliser sur le réseau moyenne tension (HTA). La détermination de la maîtrise d'ouvrage des équipements revêt un enjeu financier car les AODE perçoivent de la part d'ERDF une redevance d'investissement R2 (voir partie II 1.1), dont le montant dépend principalement du coût des chantiers dont elles ont assuré la maîtrise d'ouvrage.

Le Fonds d'amortissement des charges de l'électrification<sup>14</sup> (FACÉ) permet de financer les actions des collectivités qui exercent cette maîtrise d'ouvrage. Selon la Cour des comptes<sup>15</sup>, le FACÉ constitue un atypisme de maîtrise d'ouvrage des AODE qui « *peut être considérée comme une contrepartie de ce que des éléments essentiels des concessions échappent à la compétence des autorités concédantes, en particulier la fixation du prix [ici le TURPE] et le choix du concessionnaire.* »

---

<sup>12</sup> Un élément important de la régulation locale apparaît dans la faculté accordée aux autorités concédantes de faire exécuter des travaux et d'en assurer la maîtrise d'ouvrage dans certains cas où les conditions technico-économiques difficiles ne permettent pas au GRD d'intervenir. Il s'agit là d'une véritable souplesse qui est souhaitable et qui confère à la concession certaines caractéristiques de l'affermage. Il n'en demeure pas moins que cette faculté ne doit pas masquer les carences éventuelles du concessionnaire dans l'exercice de ses responsabilités.

<sup>13</sup> Appartiennent, en principe, au régime rural, les communes de moins de 2 000 habitants qui ne font pas partie d'une agglomération de plus de 5 000 habitants. Toutefois, une circulaire du 22 avril 1971 autorise les préfets à maintenir en régime rural des communes qui devraient relever du régime urbain, et inversement.

<sup>14</sup> Créé par la loi de finances du 11 décembre 1936

<sup>15</sup> Les concessions de distribution d'électricité : une organisation à simplifier, des investissements à financer, Février 2013

### **1.3.2. Quels choix dans les montants d'investissements dans les réseaux de distribution ?**

Contrairement aux investissements dans le réseau de transport, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) n'approuve pas le programme d'investissement des gestionnaires des réseaux de distribution. C'est le programme défini par ces derniers qui détermine le montant du TURPE qui devra être nécessaire pour couvrir ces coûts<sup>16</sup>.

### **1.3.3. Qui paye les investissements sur le réseau ?**

Les travaux de renouvellement sont à la charge du gestionnaire de réseau alors que les travaux d'extension induits par les raccordements au réseau de nouveaux utilisateurs sont pris en charge à 60% par les collectivités qui ont délivré ces autorisations d'urbanisme, le reste étant financé par le TURPE<sup>17</sup>.

Les raccordements des installations de production<sup>18</sup> sont à la charge des producteurs et certains estiment que la suppression de la participation financière des gestionnaires de réseau aux raccordements incite ces derniers à des surdimensionnements<sup>19</sup>. Les Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables (S3REnR) permettent de réserver de la capacité d'accueil pendant une période de dix ans au bénéfice des énergies renouvelables et les installations de production d'énergies renouvelables concernées devront financer la création de capacité d'accueil prévue dans le cadre du S3REnR. Cette contribution financière prend la forme d'une quote-part, proportionnelle à la puissance installée. Dans certaines régions cette quote-part est très élevée et peut freiner le développement des énergies renouvelables.

#### **1.3.3.1. Les investissements dans la maîtrise des consommations**

Le fonds d'amortissement des charges d'électrification (Cf. Partie II 3.1), qui ne s'adresse par définition qu'aux communes rurales, prévoit certes des aides spécifiques pour la MDE, mais outre que leur enveloppe est mince, elles demeurent trop lourdement conditionnées à la démonstration au cas par cas du différé de renforcement sur un départ identifié. A contrario, pour un renforcement classique, rien n'incite ni oblige à étudier la faisabilité d'une action de MDE même dans les cas où le renforcement est particulièrement coûteux et bénéficie à un nombre restreint d'abonnés. Ainsi, les tarifs d'utilisation des réseaux rémunèrent les investissements de capacité au détriment des actions de prévention (mesures spécifiques permettant l'effacement ou la sécurisation des réseaux).

---

<sup>16</sup> Se référer au communiqué de presse de la CRE en date du 25 septembre 2013

<sup>17</sup> Arrêté du 17 juillet 2008

<sup>18</sup> <http://www.cre.fr/reseaux/reseaux-publics-d-electricite/raccordement>

<sup>19</sup> L'article 11 de la loi NOME supprime le dispositif de réfaction qui avait été instauré par les articles 4 et 18 de loi du 10 février 2000 sur le service public (prise en charge partielle du coût du raccordement avec renvoi à un arrêté de la définition du taux de cette réfaction, lequel avait été fixé à 40 % par l'arrêté du 17 juillet 2008). Le producteur finançant l'intégralité des travaux, le GRD n'est pas incité à optimiser les choix techniques. Dans la mesure où le producteur se rémunère ensuite sur les tarifs d'achat, c'est pourtant bien au final le consommateur qui aura financé via la CSPE les éventuels surinvestissements.

### 1.3.3.2. Les investissements dans les compteurs évolués

Le déploiement des compteurs communicants (certains les appellent compteurs intelligents) est inscrit dans la directive européenne 2009/72/CE et la France a mis en application ce texte au travers d'une expérimentation, puis d'un programme de déploiement de masse. Ainsi dans sa délibération du 16 juillet 2014, la CRE fixe comme objectif un début de déploiement au 1er décembre 2015 des compteurs communicants électriques (Linky) et l'atteinte d'un taux cible de déploiement de 90% au 31 décembre 2022 pour ERDF et au 31 décembre 2024 pour les ELD.

Etant données l'ampleur de ces projets et la nécessité de se prémunir contre toute dérive des coûts et des délais prévisionnels, la CRE a mis en place un cadre de régulation spécifique afin d'inciter ERDF et les ELD à :

- maîtriser les coûts d'investissement ;
- respecter le calendrier de déploiement ;
- garantir le niveau de performance attendu des systèmes de comptage Linky.

Ainsi, les opérateurs toucheront une prime si les objectifs sont atteints (calendrier, coûts, performance). Des pénalités viendront s'appliquer en cas de dérive et pourront même réduire la rémunération des actifs de comptage en-deçà du coût moyen pondéré du capital (CMPC) retenu dans les tarifs d'utilisation des réseaux qui rémunèrent les opérateurs (TURPE), ce qui, le cas échéant, ne devrait vraisemblablement pas en faire une opération déficitaire pour autant.

Les investissements prévus par ERDF dans le cadre du déploiement des compteurs Linky sont de 4,7 milliards €. Rappelons que la CRE a indiqué que l'analyse technico-économique menée en 2011 faisait ressortir que la valeur actuelle nette (VAN) du projet pour l'activité de distribution serait, selon les hypothèses retenues, légèrement positive. Grâce aux futures économies de coûts d'exploitation associées à l'installation du compteur Linky, cette VAN a été évaluée à environ 100 millions d'Euros<sup>20</sup>, ce qui signifie que les économies des coûts d'exploitation sont supérieures aux coûts d'investissement et de financement et donc que le projet est rentable.

Les discussions autour de ce compteur évolué ont été nombreuses :

- Qui va payer le déploiement des compteurs ? Comme indiqué ci-dessus, ce déploiement va être payé (si tout se passe comme prévu) par les économies de charges d'exploitation attendues (relève, réduction des pertes non-techniques, etc.).
- Faut-il un affichage déporté ? En effet, la majorité des compteurs étant situés dans une pièce avec peu ou pas de passage dans la journée, les associations de consommateurs avaient demandé la mise en place d'un boîtier sur lequel les consommateurs pouvaient consulter leur consommation.
- A qui bénéficient les informations enregistrées par les compteurs ? Les informations sont collectées par les gestionnaires du réseau, puis transmises aux fournisseurs. Conformément aux recommandations de la Commission Nationale de l'Informatique et des Libertés (CNIL), les données de consommation appartiennent au client et ne peuvent être utilisées sans son accord.
- Quels enjeux pour les émissions de CO<sub>2</sub> et l'insertion des énergies renouvelables ? L'ADEME a étudié<sup>21</sup> les bénéfices potentiels de Linky pour l'environnement et avance que le déploiement des compteurs communicants devrait diminuer les émissions de CO<sub>2</sub>, faciliter l'insertion d'énergies renouvelables et présenter un bilan énergétique favorable.

---

<sup>20</sup> Source : Délibération de la CRE du 17 juillet 2014. A noter néanmoins que l'incertitude reste élevée sur cette valeur compte tenu des incertitudes sur les hypothèses choisies tant sur la partie investissement que sur la partie coût d'exploitation.

<sup>21</sup> Note de positionnement de l'ADEME - Le compteur Linky, Analyse des bénéfices pour l'environnement, les consommateurs et les collectivités Juillet 2015

Au final, le bilan de ces compteurs communicants devrait être favorable pour l'ensemble des parties prenantes :

- Les gestionnaires du réseau pourront se servir des informations des compteurs communicants pour assurer la bonne exploitation du réseau et limiter les interventions sur place (pour changer de puissance souscrite, faire le relevé de compteur, réaliser une mise en service par exemple). Ces compteurs constituent une première brique technologique pour faire évoluer les réseaux d'aujourd'hui vers des réseaux intelligents (smart grid) ;
- Les fournisseurs pourront proposer des offres tarifaires plus sophistiquées, avec un barème qui pourra varier selon les tranches horaires et/ou saisonnières ou même avec des offres d'effacement pour déplacer ou supprimer une consommation de pointe par exemple. Il reste à vérifier que ces offres plus complexes et élaborées puissent être comprises par les consommateurs ;
- Les consommateurs paieront leur facture en fonction de la consommation réelle, pourront analyser leur consommation dans le temps sur leur espace personnel (ERDF prévoit ce service sans surcoût) et bénéficier des offres proposées par les fournisseurs (nouvelles formules tarifaires et nouveaux services payants) ;
- Les collectivités autorités organisatrices de la distribution d'énergie pourront obtenir des rapports plus détaillés sur leur patrimoine grâce aux données collectées.

#### **1.4. Territoires insulaires et distribution d'électricité**

Dans les territoires insulaires, le secteur électrique est resté verticalement intégré et c'est EDF SEI et Electricité de Mayotte qui restent les opérateurs historiques sur ces zones non interconnectées (ZNI)<sup>22</sup>. Il n'y a donc pas de concurrence sur la fourniture d'électricité dans les ZNI, mais des producteurs indépendants peuvent produire de l'électricité renouvelable et bénéficier des tarifs d'achat.

Les coûts de fourniture (production et acheminement) de l'électricité aux consommateurs sont plus élevés dans les ZNI qu'en Métropole. Un système de péréquation tarifaire permet à tous les consommateurs français de bénéficier des mêmes tarifs réglementés de vente. Ces surcoûts de fourniture dans les ZNI s'élèvent à 1,4 milliards d'Euros en 2013 et ils sont compensés par la Contribution au Service Public de l'électricité (CSPE)<sup>23</sup>. A noter que la CRE a rendu un rapport en juillet 2015 sur les systèmes électriques des îles de la Réunion et de Mayotte, un cercle de visite est prévu dans les autres zones non interconnectées.

---

<sup>22</sup> Corse, Départements d'Outre Mer, Saint-Martin, Saint-Barthélemy, Saint-Pierre et Miquelon, les îles bretonnes de Molène, d'Ouessant, de Sein, l'archipel des Glénan et l'île anglo-normande de Chausey. A Mayotte, ce n'est pas EDF SEI mais Electricité de Mayotte qui est l'opérateur historique. A noter que les trois collectivités du Pacifique : la Polynésie, Wallis et Futuna et la Nouvelle Calédonie ne bénéficient pas de la péréquation.

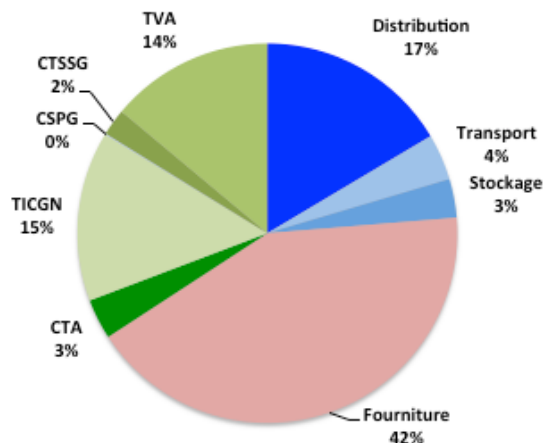
<sup>23</sup> Plus d'information dans la publication d'AMORCE : ENE04 - Analyse : Contribution au service public de l'électricité - Bilan 2003 - 2015

## 2. Les réseaux de distribution de gaz naturel

### 2.1. Part de l'acheminement dans la facture d'un consommateur résidentiel

La consommation finale de gaz naturel en France s'est élevée à 420 TWh en 2013<sup>24</sup>, dont près de 50% est destinée au secteur résidentiel.

**Décomposition de la facture de gaz**  
Pour un ménage au TRV consommant 9000 kWh en 2014



L'acheminement du gaz naturel représente près de 24% de la facture d'un client particulier<sup>25</sup> comme l'indique le graphique ci-contre. A noter que pour les ménages qui ne consomment du gaz naturel que pour la cuisson, la partie acheminement peut représenter plus d'un tiers de la facture alors que cette proportion est de moins de 20% pour un gros consommateur industriel. Pour les plus gros consommateurs, la part de l'abonnement reste moins importante en moyenne, mais les offres tarifaires proposées librement par les fournisseurs peuvent varier et ainsi les coûts fixes d'acheminement (fixés par l'ATRD) peuvent ne pas correspondre au coût de l'abonnement.

Pour un ménage, on peut décomposer de la facture de gaz naturel en 3 parties :

- L'acheminement sur les réseaux de transport et de distribution ainsi que le stockage
- La fourniture d'énergie
- Les taxes et contributions<sup>26</sup>

Les activités d'approvisionnement et de fourniture de gaz naturel sont ouvertes à la concurrence mais l'acheminement reste une activité régulée gérée principalement en monopole. Les entreprises qui assurent cette activité d'acheminement sont :

- GRTgaz et TIGF pour la partie transport
- GrDF pour plus de 90% de la distribution, les autres territoires étant confiés à des entreprises locales de distribution (ELD).

A noter que pour les nouveaux réseaux de distribution de gaz à créer, le gestionnaire est mis en concurrence.

### 2.2. Financement des gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel

Les tarifs d'utilisation des infrastructures gazières régulées sont de trois sortes :

<sup>24</sup> Source : Bilan énergétique de la France pour 2013, CGDD. La consommation finale a été corrigée des variations climatiques.

<sup>25</sup> Le ménage moyen représenté ici possède une consommation annuelle de 9000 kWh, soit la consommation d'un foyer pour un usage cuisson + eau chaude sanitaire + chauffage dans un logement de 70m<sup>2</sup> relativement bien isolé de type RT 2005

<sup>26</sup> La contribution tarifaire acheminement (CTA) est un prélèvement additionnel au tarif d'utilisation des réseaux et qui assure le financement des retraites des agents des activités régulées. La contribution au tarif spécial de solidarité (CTSS) permet de financer le tarif spécial de solidarité. La contribution biométhane permet de financer les charges de service public portant sur l'achat de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel. La taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel (TICGN) est perçue pour le compte des douanes et s'applique à l'ensemble des consommateurs de gaz naturel (certains usages industriels continuent toutefois à bénéficier de l'exonération). La TVA s'applique sur l'ensemble des composantes de la facture.

- tarifs ATRT : tarifs d'accès des tiers aux réseaux de transport de gaz,
- tarifs ATRD : tarifs d'accès des tiers aux réseaux de distribution de gaz,
- tarifs ATTM : tarifs d'accès des tiers aux terminaux méthaniers.

Les tarifs ATRD ont pour objet de rémunérer les gestionnaires du réseau de distribution, afin de compenser les charges qu'ils engagent pour l'exploitation, le développement et l'entretien du réseau<sup>27</sup>.

D'une part, les coûts d'investissement comprennent notamment l'amortissement des immobilisations et la rémunération du capital investi. D'autre part, les coûts d'exploitation comprennent notamment :

- Les dépenses nécessaires à la gestion et à la maintenance du réseau, y compris les dépenses de consommation de gaz naturel pour les besoins du fonctionnement des installations, ainsi que le coût représentatif des pertes d'énergie dans des conditions normales d'exploitation ;
- Les frais de gestion des comptes des utilisateurs du réseau, y compris les coûts de fonctionnement des compteurs et les dépenses de facturation ;
- Les coûts résultant des obligations de service public liées à l'exploitation du réseau public de distribution ;
- Les dépenses de recherche et de développement nécessaires pour assurer la sécurité et le bon fonctionnement du réseau ;
- Les dépenses d'exploitation liées à l'extension du réseau.

Les tarifs ATRD sont régis par des grands principes qui doivent être respectés :

- Principe de péréquation tarifaire : les tarifs ATRD doivent être identiques dans la zone de desserte de chaque gestionnaire de réseau de distribution de gaz<sup>28</sup>. Néanmoins, la localisation des sites de consommation influe sur les coûts d'acheminement car les zones situées à proximités des grands axes du réseau de transport sont moins coûteuses. Ainsi, on retrouve dans les Tarifs Réglementés de Vente (TRV) de gaz naturel, 6 zones tarifaires : un peu moins de 3000 communes, soit moins d'un tiers des communes raccordées au réseau de gaz naturel, bénéficient du tarif le moins cher (zone 1).
- Principe de la couverture des coûts : les tarifs ATRD doivent couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de réseaux<sup>29</sup>.
- Principe de transparence et de non-discrimination : les tarifs sont calculés de manière transparente et non discriminatoire.

Les tarifs ATRD connaissent deux types d'évolution :

- tous les quatre ans la formule tarifaire est modifiée. L'ATRD4 est en vigueur depuis juillet 2012 pour GRDF et depuis juillet 2013 pour les ELD.
- tous les ans le tarif est réévalué en fonction de la variation annuelle moyenne de l'indice des prix à la consommation, d'un facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire (lié à la qualité du service rendu et aux efforts de maîtrise des coûts), et de l'apurement du solde du Compte de Régularisation des Charges et des Produits (CRCP).

<sup>27</sup> Le décret n°2005-22 du 11 janvier 2005 précise les dépenses qui doivent être couvertes par les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel

<sup>28</sup> Article L452-1 alinéa 3 du code de l'énergie

<sup>29</sup> Article L452-1 alinéa 1 du code de l'énergie

## **2.3. Les investissements dans les réseaux de distribution de gaz naturel**

La Commission de régulation de l'énergie est chargée de l'élaboration des tarifs d'accès des tiers aux infrastructures de gaz naturel. Pour que la CRE puisse élaborer une proposition tarifaire, les gestionnaires de réseaux de transport, de distribution de gaz naturel ou d'installations de gaz naturel liquéfié (terminaux méthaniers) adressent à la demande de la CRE les éléments comptables et financiers propres à chaque périmètre lui permettant de délibérer sur les évolutions des tarifs d'utilisation des réseaux ou des installations de gaz naturel liquéfié<sup>30</sup>. Sur ces bases, la CRE réalise une proposition tarifaire motivée, qu'elle transmet aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie.

### **2.3.1. Les investissements dans l'extension du réseau de distribution**

L'extension du réseau de gaz naturel est conditionnée à une rentabilité des investissements. L'arrêté du 28 juillet 2008 précise les conditions de rentabilités qui doivent être atteintes pour le raccordement d'une commune au réseau de gaz ou pour étendre le réseau dans les communes déjà desservies en gaz naturel. Ainsi, pour permettre le raccordement d'une commune ou d'un client au réseau de gaz naturel, le taux de rentabilité utilisé est le rapport (ratio B/I) entre la somme actualisée des bénéfices (B) et la somme actualisée des dépenses d'investissement à réaliser (I).

### **2.3.2. Les investissements en faveur de la densification du réseau de gaz**

Le tarif ATRD3 prévoyait la couverture de ses dépenses en faveur de la densification du réseau de gaz naturel (dépenses dites de « promotion de l'usage du gaz ») à hauteur de 27 millions d'Euros par an pour GrDF. Ces actions (aides financières au développement destinées aux promoteurs et constructeurs de maisons individuelles, actions d'animation de la filière gaz), en favorisant l'acquisition de nouveaux clients sur les réseaux de distribution existants, contribuent à diminuer le coût moyen d'acheminement pour l'ensemble des consommateurs (problématique de densification bien connue dans les réseaux de chaleur).

Le tarif ATRD4 de GrDF prévoit un renforcement des actions de promotion de l'usage du gaz pour un montant annuel total de 45 millions d'Euros. Un mécanisme incitant l'opérateur à atteindre les résultats attendus de ces actions a été introduit (voir partie 4.2). Le montant total des éventuelles pénalités (plafonné à 30 millions d'Euros pour ce poste) viendra en diminution de l'évaluation des charges à recouvrer dans le prochain tarif.

## **2.4. Territoires insulaires et distribution de Gaz naturel**

Il n'existe pas de réseau de gaz naturel dans les territoires insulaires.

---

<sup>30</sup> Article L452-2 dernier alinéa du code de l'énergie

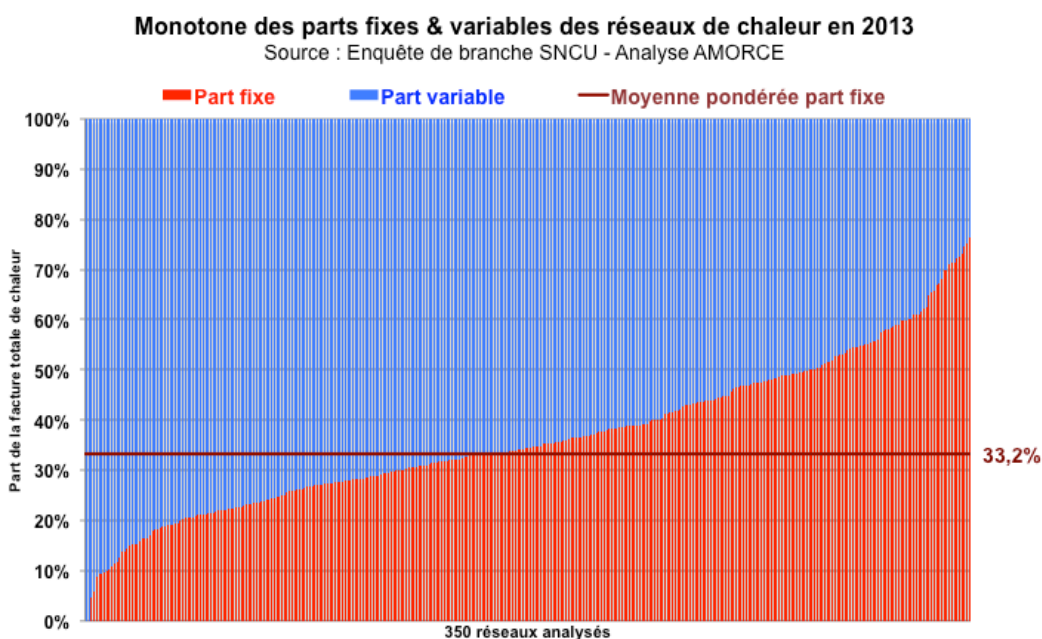


### 3. Les réseaux de chaleur et de froid

#### 3.1. Part de l'acheminement dans la facture d'un consommateur résidentiel

Les tarifs de vente des réseaux de chaleur et de froid sont fixés localement, il n'existe pas de péréquation tarifaire<sup>31</sup> permettant de moyenniser les coûts d'acheminement de l'énergie calorifique. AMORCE réalise chaque année une enquête sur le prix de vente de la chaleur dans laquelle sont étudiés la part abonnement et la part consommation. Le graphique ci-dessous indique pour 350 réseaux de chaleur la part des recettes liées à la part fixe (abonnement en rouge) et à la part variable (consommation en bleu). En moyenne, la part abonnement représente 33% de la facture des clients des réseaux de chaleur. Cette part abonnement ne représente pas stricto sensu les coûts d'acheminement car la part abonnement (R2) comprend également les investissements dans les unités de production de chaleur.

Les coûts d'acheminement sont donc bien différents selon les réseaux de chaleur et de froid, globalement, on peut avancer que ces coûts de distribution sont plus élevés dans des réseaux peu denses ou n'ayant pas encore amortis le réseau primaire.



#### 3.2. Financement des gestionnaires de réseau de distribution de chaleur et de froid

Les réseaux de chaleur assurent le plus souvent deux fonctions : celle de production de chaleur et celle de distribution de chaleur. Quel que soit le type de gestionnaire du réseau (régie, concessionnaire d'un service public, opérateur gérant un réseau privé) l'exploitant du réseau assure donc l'ensemble de la chaîne de valeur : de l'achat de combustibles (ou d'énergies fatales) à la facturation au client final. Les prix facturés à ces derniers permettent de couvrir l'ensemble des coûts supportés par le gestionnaire du réseau.

La structure de ces tarifs est généralement binomiale.

- Le terme R1 : c'est le terme proportionnel à la consommation finale de l'abonné qui s'exprime en €/HT/MWh. Il dépend des combustibles utilisés (bois, gaz, etc.) et des prix

<sup>31</sup> Certains réseaux de chaleur font l'objet d'une péréquation, c'est le cas des réseaux gérés par le SYDED du Lot et de quelques réseaux interconnectés.

d'acquisition de chaleur (UIOM, cogénération, etc.). Au final, ce terme est représentatif de la consommation énergétique de l'abonné. A noter que la partie R1 est soumise au taux de TVA réduit à 5,5% pour les réseaux alimentés majoritairement en énergie renouvelable et de récupération (EnRR). Pour les réseaux de chaleur qui ne sont pas majoritairement alimentés par des EnRR, la partie R1 est soumise à un taux de TVA de 20% comme pour la part variable de l'électricité et du gaz naturel.

- Le terme R2 : c'est l'abonnement ou part fixe. Il est proportionnel à la puissance souscrite ou à la surface chauffée ; R2 s'exprime en €/HT/kWsouscrit.an, ou en €/HT/m2.an ou en €/HT/URF.an<sup>32</sup>. Ce terme R2 prend en compte la fourniture d'électricité (R21'), les charges d'exploitation (R22), le gros entretien et renouvellement (R23) et l'amortissement de l'installation (R24) (dans certains cas) pour le réseau primaire. A noter que la partie R2 est soumise au taux de TVA réduit à 5,5%.

Ainsi, sur une facture de réseau de chaleur, le prix payé dans l'abonnement (R2) correspond aux coûts d'investissement et d'exploitation du réseau et le prix payé dans la part variable (R1) correspond au coût de production (ou d'acquisition) de l'énergie.

Ce n'est pas le cas pour les factures d'électricité et de gaz naturel car le coût de l'abonnement ne reflète qu'une partie des coûts de distribution. En effet, une partie des coûts de distribution sont inclus dans la part variable.

Etant donné que les gestionnaires de réseau de chaleur ne bénéficient pas du CRCP (voir encadré), il leur est difficile de transférer des coûts d'exploitation du réseau (R2) en coût variable (R1). En effet, une variabilité de consommation de chaleur sur une année (climat plus doux par exemple) peut engendrer un déséquilibre économique pour le réseau de chaleur car les coûts de réseaux pourraient ne plus être couverts intégralement.

### **3.3. Territoires insulaires et distribution de chaleur et de froid**

Les réseaux de chaleur ne sont pas une priorité pour les territoires insulaires mais des réseaux de froid sont en exploitation et en projet. Le modèle économique ne diffère pas de celui observé en métropole.

---

<sup>32</sup> L'URF, ou UFF, ou UFR, est une « unité de répartition forfaitaire », permettant la répartition de la part fixe entre les abonnés, sans référence directe à la puissance souscrite

## 4. Comment améliorer la performance et l'efficacité des réseaux ?

### 4.1. La gestion du risque pour les gestionnaires de réseau

Afin de rémunérer les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel, la France a fait le choix du système dit « cost-plus ». Il consiste à fixer les péages en fonction des coûts fixes et des coûts variables supportés par le gestionnaire du réseau en y incluant un taux de rendement du capital investi. Ce système soulève deux problématiques. D'une part, les gestionnaires de réseau peuvent ne pas être incités à réduire leurs coûts, voire même seraient ils tentés de surinvestir sachant qu'un taux de rendement défini au préalable viendra s'appliquer sur tous leur investissements<sup>33</sup>. D'autre part, le régulateur ne connaît pas ex ante le montant précis des coûts d'exploitation et d'investissement du réseau.

Afin de s'assurer de l'efficacité des gestionnaires de réseau la Commission de régulation de l'énergie a mis en place des mécanismes incitatifs au sein d'un système « cost-plus ». D'autres pays ont choisi un autre système (dit « price-cap ») dans lequel le régulateur fixe le plafond du péage.

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité et de gaz naturel sont calculés à partir d'hypothèses de charges et de produits établies pour la période de validité des tarifs. Ces hypothèses présentent des incertitudes au moment de la définition des tarifs. En effet, les niveaux réels des charges et des produits ne sont connus qu'en cours de période tarifaire. En conséquence, la CRE a introduit un mécanisme de CRCP (Compte de Régularisation des Charges et des Produits) permettant de corriger *ex post*, pour des postes préalablement identifiés, les écarts (à la hausse comme à la baisse) entre les charges et les produits prévisionnels et ceux réellement constatés. L'existence du CRCP limite très sensiblement les risques supportés par le GRD dans la mesure où les principaux risques sont couverts *a posteriori*.

### 4.2. L'incitation économique pour les gestionnaires de réseaux

La CRE a introduit progressivement au fil des TURPE et ATRD des mesures incitatives appropriées pour encourager les gestionnaires de réseaux à améliorer leurs performances<sup>34</sup>. Il s'agit notamment d'améliorer la qualité du service rendu, de rechercher des efforts de productivité et de favoriser l'intégration des marchés intérieurs de l'électricité et du gaz naturel.

Dans son rapport<sup>35</sup> de juillet 2014, la CRE précise qu'elle « a défini des indicateurs permettant de suivre la performance des opérateurs dans plusieurs domaines jugés pertinents pour évaluer la qualité de leurs services (interventions auprès des clients finals, relations avec les fournisseurs, relations avec les clients finals, raccordements, relève et facturation, mesures et prévisions de consommation, environnement, etc.). Certains de ces indicateurs, considérés comme particulièrement importants pour le bon fonctionnement du marché, sont incités financièrement : des bonus sont attribués à l'opérateur lorsque l'indicateur dépasse l'objectif cible fixé par la CRE et des pénalités sont attribuées lorsque l'indicateur n'atteint pas l'objectif

---

<sup>33</sup> La tendance au surinvestissement dans le réseau électrique ne s'observe pas du tout en France. Au contraire, certains acteurs mettent en lumière un niveau de sous-investissement de ERDF. Cette situation pourrait s'expliquer car ERDF étant contrôlé à 100% par EDF, ses comptes sont consolidés au sein du groupe : ainsi EDF pourrait choisir d'arbitrer ses investissements vers des secteurs plus risqués et caractérisés par des niveaux de rentabilité plus élevés tout en maintenant un faible niveau d'endettement global.

<sup>34</sup> Articles L.341-3 et L.452-3 du code de l'énergie

<sup>35</sup> Régulation incitative de la qualité de service des gestionnaires de réseaux de gaz naturel et d'ERDF

*de base fixé par la CRE. D'autres indicateurs, non incités financièrement, complètent le dispositif et permettent d'assurer une surveillance plus large de la qualité de service des opérateurs. Ils pourront faire l'objet ultérieurement d'une incitation financière si la CRE le juge nécessaire<sup>36</sup> ».*

Cette régulation incitative devrait en effet permettre aux gestionnaires de réseau d'améliorer leur performance, toutefois le montant des incitations doit être relativisé par rapport au montant global versé par les tarifs d'utilisation des réseaux. Par exemple en 2013 l'incitation financière versée à ERDF s'élève à 166 482 € et celle versée à GRDF s'élève à 201 512 € soit environ 0,001% du TURPE et 0,007% de l'ATRD.

Les détails des incitations financières de la période 2010 – 2013 pour ERDF et GRDF se trouvent en annexe 3.

---

<sup>36</sup> Parmi la vingtaine d'indicateurs de qualité de service suivis, cinq ont fait l'objet d'une incitation financière pendant la période du TURPE 3. Quatre autres indicateurs sont incités pour la période du TURPE 4

## II - Les sommes perçues par les collectivités en lien avec la distribution d'énergie

---

L'activité de distribution d'énergie, et plus largement l'activité de fourniture d'énergie, engendre des charges mais aussi des recettes pour les collectivités locales. Ces ressources proviennent de plusieurs dispositions et concernent différentes collectivités. La loi de modernisation de l'action publique territoriale et d'affirmation des métropoles (MAPTAM) a redistribué les compétences des collectivités autorité organisatrice de la distribution d'énergie. Plus d'informations sur les modalités juridiques et les conséquences économiques dans la publication d'AMORCE : ENJ03 - Les compétences énergies des collectivités et leurs groupements (actualisation à paraître d'ici la fin de l'année 2015).

A titre d'illustration du côté des gestionnaires de réseau, en 2011 ERDF a notamment versé aux autorités concédantes, directement ou indirectement, les sommes suivantes :

- 334 millions d'Euros au titre de la contribution au FACÉ,
- 69 millions d'Euros au titre de la redevance R1,
- 190 millions d'Euros au titre de la redevance R2,
- 57 millions d'Euros au titre de la contribution à l'amélioration esthétique des ouvrages.

A titre d'illustration du côté des collectivités locales, la ville de Metz a perçu pour l'année 2013

- 2,1 millions d'Euros de taxe communale sur la consommation finale d'électricité (TCCFE)
- 276 000 € de redevance pour occupation du domaine public liées à l'énergie dont
  - 82 000 € pour des ouvrages de transport et de distribution d'électricité
  - 13 000 € pour des ouvrages de transport et de distribution de gaz naturel
  - 181 000 € pour des ouvrages de transport et de distribution de chaleur
- 298 000 € de redevance de concession liées à l'énergie, dont
  - 41 000 € pour les contrats de distribution publique de d'électricité
  - 13 000 € pour les contrats de distribution publique de gaz naturel
  - 205 000 € pour les contrats de distribution publique de chaleur

Ainsi pour cette ville caractérisée par un grand réseau de chaleur, l'ensemble des redevances et taxes afférentes à la consommation et la distribution d'énergie rapporte près de 20 € par an et par habitant à la collectivité. La ville de Metz perçoit par ailleurs des dividendes liés à l'activité de distribution de l'UEM<sup>37</sup> dont elle est actionnaire. A noter que la distribution d'électricité de la ville de Metz est assurée par un distributeur non nationalisé (UEM), les redevances perçues par d'autres collectivités peuvent donc différer par rapport à cet exemple.

### 1. Les redevances de concession (R1 et R2)

Les collectivités locales sont propriétaires des réseaux de distribution<sup>38</sup> et elles exercent le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées par les cahiers des

---

<sup>37</sup> L'UEM est une ancienne régie devenue Société d'économie mixte en 2008 dont la filiale URM est le gestionnaire de réseaux de distribution d'électricité. Le développement du logiciel de gestion clientèle efluid aujourd'hui utilisé par d'autres gestionnaires de réseau a également apporté des retombées économiques pour les actionnaires de l'UEM

<sup>38</sup> Article 36 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1986

charges de ces concessions<sup>39</sup>. Afin d'assurer le financement de ces missions de contrôle, les collectivités perçoivent des redevances de concession.

Les règles juridiques générales relatives aux R1 et R2 ne sont consacrées par aucune disposition légale, elles sont déterminées par les contrats de concessions de distribution d'électricité, de gaz naturel, de chaleur et de froid<sup>40</sup>.

En effet, le code général des collectivités territoriales (CGCT) précise<sup>41</sup> que « *des décrets en Conseil d'Etat fixent en tant que de besoin les conditions financières des concessions en matière de redevance et de pénalités* ». Or, aucun décret n'a été adopté sur ce sujet.

Les redevances R1 et R2 sont des redevances de concession dues par les gestionnaires des réseaux de distribution aux autorités concédantes de la gestion des réseaux de distribution d'énergie.

- La redevance R1 est une redevance de fonctionnement, ayant 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.).
- La redevance R2 est une redevance d'investissement, ayant pour objet de compenser les investissements réalisés par le concédant sur des installations du réseau et/ou sur des installations d'éclairage public.

Les redevances R1 et R2 bénéficient aux collectivités territoriales et sont payées par les gestionnaires des réseaux. Ces derniers répercutent ainsi le coût des redevances R1 et R2 dans le calcul des tarifs d'accès aux réseaux (TURPE ou ATRD, ATRT, ATTM ainsi que dans les tarifs de vente de chaleur et de froid). C'est donc finalement les consommateurs qui paient, indirectement, les redevances R1 et R2.

### **1.1. R1 et R2 relatives à la distribution d'électricité**

- La redevance de fonctionnement dite « R1 » 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 réseaux sur les communes urbaines et longueur des réseaux sur les communes rurales, population des communes urbaines et population des communes rurales, durée de la concession).
- La redevance d'investissement dite « R2 » est versée par le concessionnaire en contrepartie des investissements réalisés par le concédant sur des installations du réseau et/ou 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 locale sur l'électricité (TCFE) perçue par la collectivité pour la même année. Autrement dit, lorsqu'une commune, son groupement ou un département perçoit la TCFE (taxe communale ou départementale sur la consommation finale d'électricité), la collectivité

---

<sup>39</sup> Article 2224-31 du CGCT

<sup>40</sup> Ces documents sont majoritairement issus des modèles de ces cahiers des charges

<sup>41</sup> Article L2224-31, II. du CGCT

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.

Les formules de calcul des redevances résultent, pour la majorité, du modèle de cahier des charges des concessions pour la distribution d'électricité, élaboré par EDF ou ERDF et la FNCCR et les autorités concédantes. Des extraits du modèle de cahier des charges relatifs aux redevances se trouvent en annexe.

## **1.2. R1 et R2 relatives à la distribution de gaz naturel**

- La redevance de fonctionnement dite « R1 » 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 : populations des communes comprises dans le périmètre défini dans la convention de concession, longueur des canalisations, durée de la concession, etc.

- La redevance d'investissement dite « R2 », versée par le concessionnaire en contrepartie des investissements réalisés par le concédant sur des installations du 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. Dans la réalité il existe très peu de cas où le concédant finance des extensions du réseau de gaz, la redevance R2 est donc très souvent nulle.

A noter que les deux redevances sont versées avant le 30 juin, après établissement d'un titre de recettes par l'autorité concédante reçu au plus tard le 1er juin.

## **1.3. R1 et R2 relatives à la distribution de chaleur et de froid**

Les montants des redevances R1 et R2 (ces redevances R1 et R2 diffèrent des tarifs de vente du réseau dénommés également R1 et R2 définis dans la partie I 3.2) sont librement fixés dans les contrats de concession.

- La redevance de fonctionnement dite « R1 » peut être calculée selon différentes méthodes :
  - La R1 représente une fraction du chiffre d'affaire du réseau (0,5 à 1% par exemple).
  - La R1 représente une somme forfaitaire qui est indexée sur les mêmes bases que la part fixe (abonnement R2) des ventes de chaleur du réseau.
  - La R1 représente une fraction de la somme des parts fixes (abonnement R2) des ventes de chaleur du réseau (1,5% par exemple).
- La redevance d'investissement dite « R2 » est généralement une fraction de la somme des parts fixes (abonnement R2) des ventes de chaleur



## 2. Redevances d'occupation du domaine public

Les redevances d'occupation du domaine public dues par les gestionnaires des réseaux publics d'électricité et de gaz naturel ont été consacrées pleinement pour la première fois par la loi n°53-661 du 1 août 1953<sup>42</sup> sauf dispositions contractuelles meilleures.

Les redevances d'occupation du domaine public sont également dues pour les canalisations des réseaux de chaleur en vertu du régime général<sup>43</sup>.

Les redevances ne sont pas affectées, elles sont dues au titre de l'occupation du domaine public, tel qu'un bailleur perçoit un loyer de son locataire. Les redevances permettent notamment de couvrir les frais de la collectivité concernant la partie du domaine public occupé (création, réfection de la voirie, etc.). A noter que ces redevances d'occupation du domaine public sont soumises à la prescription quinquennale, qui commence à courir à compter de la date à laquelle elles sont devenues exigibles.

### 2.1. Redevances d'occupation du domaine public relatives à la distribution d'électricité

Les redevances dues chaque année aux communes sont fixées par les assemblées délibérantes des AODE dans la limite des plafonds définis dans le Code Général des Collectivités Territoriales (voir annexe 5). Lorsque des dispositifs dérogatoires existent la réglementation permet leur prolongation.

### 2.2. Redevances d'occupation du domaine public relatives à la distribution de gaz naturel

Les redevances dues chaque année aux communes sont fixées par les assemblées délibérantes des AODE dans la limite des plafonds définis dans le Code Général des Collectivités Territoriales (voir annexe 5).

### 2.3. Redevances d'occupation du domaine public relatives à la distribution d'énergie calorifique

Contrairement aux réseaux électriques et gaziers pour lesquels des textes légaux et réglementaires précisent les règles spécifiques à l'occupation du domaine public (dont la fixation du montant des redevances), il n'existe aucune règle légale ou réglementaire en la matière spécifique aux réseaux de chaleur. On en déduit donc que s'applique le régime général<sup>44</sup>.

En outre, la circulaire du 23 novembre 1982, consacrant un modèle de cahiers des charges relatif à la distribution d'énergie calorifique, prévoit en son article 56 le versement d'une redevance d'occupation du domaine public.

Cette redevance pourra être établie, par exemple, sous la forme d'un prélèvement proportionnel aux recettes R2 du délégataire en fonction de la longueur des voies canalisées ou d'un prélèvement fixe selon la longueur du réseau ou d'une fraction du chiffre d'affaire des ventes de chaleur et de froid.

---

<sup>42</sup> Loi n°53-661 du 1 août 1953 fixant le régime des redevances dues pour l'occupation du domaine public par les ouvrages de transport et de distribution d'électricité et de distribution de gaz naturel par les lignes ou canalisations particulières d'énergie électrique et de gaz naturel.

<sup>43</sup> Articles L2125-1 et suivants du code général de la propriété des personnes publiques

<sup>44</sup> Le régime général est consacré aux articles L2125-1 et suivants du code général de la propriété des personnes publiques : « Toute occupation ou utilisation du domaine public d'une personne publique [...] donne lieu au paiement d'une redevance [...] ».

### 3. Taxes sur la consommation finale d'électricité

La taxe sur la consommation finale d'électricité (TCFE) a été créée par la loi NOME<sup>45</sup> afin notamment de remplacer la taxe locale d'électricité (TLE), et ce dans un objectif de transposition de la directive 2003/96/CE du 27 octobre 2003 restructurant le cadre communautaire de taxation des produits énergétiques et de l'électricité.

La TCFE se décompose en trois taxes – dont les deux premières remplaçant la TLE :

- la Taxe communale sur la consommation finale d'électricité (TCCFE),
- la Taxe départementale sur la consommation finale d'électricité (TDCFE),
- la Taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE) qui est reversée à l'État.

Dans l'ancienne TLE, l'assiette correspondait au montant total HT de la facture (abonnement et prix de l'énergie consommée) alors que la TCFE actuelle porte elle sur la consommation d'électricité (en kWh).

La TCFE est caractérisée par un taux minimum et un taux plafond de la taxation, ces taux sont fixés par les communes et par les départements. La TICFE constitue une taxe nouvelle pour les clients dont la consommation est supérieure à 250 kVA.

La TCFE perçue par les collectivités locales ou l'AODE pour les communes de moins de 2000 habitants représente un montant total de l'ordre de 1,5 milliard d'Euros par an. La perception de cette taxe par les différentes collectivités est explicitée en annexe.

---

<sup>45</sup> Article 23 de la loi n°2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité. La TCFE est consacrée aux articles L2333-2 et suivants et aux articles L3333-2 et suivants du code général des collectivités territoriales, ainsi qu'à l'article 266 quinquies C du code des douanes.

## **4. Autres fonds perçues par les collectivités locales concernant la distribution d'énergies**

### **4.1. Fonds d'amortissement des charges d'électrification (FACÉ)**

Il s'agit d'un fonds versé aux collectivités maîtres d'ouvrage des travaux d'électrification rurale. Ces aides sont attribuées aux départements, lesquels les répartissent ensuite entre les différentes collectivités maîtres d'ouvrage concernées. Le FACÉ est alimenté par une contribution annuelle due par les gestionnaires des réseaux publics de distribution en fonction des kilowattheures distribués en basse tension. Cette contribution, dont le montant est fixé chaque année par arrêté conjoint des ministres chargés du budget et de l'énergie, est supportée à hauteur de 95% par EDF (5% par les distributeurs alternatifs).

Pour en savoir plus, cf. l'article L2224-31 du code général des collectivités territoriales (CGCT).

### **4.2. Participation d'intégration des ouvrages électriques dans l'environnement (ou contribution à l'amélioration esthétique des ouvrages, dite « article 8 »)**

Le concessionnaire participe 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.

### **4.3. Participation des gestionnaires de réseaux à des projets locaux portés par les collectivités**

Dans le cadre de conventions de partenariats, de nombreux gestionnaires de réseaux financent des projets locaux portés par les collectivités ou leurs partenaires (associations locales de l'énergie et du climat notamment). Ces projets comportent majoritairement une dimension en lien direct avec les réseaux d'énergie (intégration des ouvrages électriques dans l'environnement, accès aux données de consommation, identification des zones prioritaires dans la lutte contre la précarité énergétique, etc.). Bien souvent, ces conventions de partenariats restent la seule marge de manœuvre possible entre les collectivités locales et les gestionnaires de réseau d'électricité et de gaz naturel, ces derniers considérant que les contrats de concession sont immuables à court terme.

AMORCE salue les initiatives existantes sur les territoires qui permettent d'associer les acteurs des réseaux d'énergies sur des actions d'intégration des énergies renouvelables, de mise en œuvre d'actions de maîtrise des consommations, de lutte contre la précarité énergétique et de facilitation des politiques énergie-climat. Néanmoins, AMORCE regrette que de telles actions capitales pour intégrer pleinement les réseaux dans la transition énergétique ne puissent avoir pour un cadre plus structurant que de simples conventions de partenariats.

Suite aux recommandations du groupe de travail sur la distribution d'énergie qui s'est constitué lors du Débat National sur la Transition énergétique, la loi relative à la Transition Énergétique pour la croissance verte a intégré les actions de maîtrise de l'énergie et de développement des EnR dans les missions des gestionnaires de réseaux exercées dans le cadre des contrats de concessions.

## Conclusion

---

Les activités de distribution d'électricité, de gaz, de chaleur et de froid représentent un chiffre d'affaire de près de 12 milliards d'Euros, soit environ 0,5% de notre produit intérieur brut. Les missions et les moyens de financement des réseaux n'ont fait qu'évoluer depuis le temps où l'accès à tous à l'énergie était la priorité. 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.

Les modes de financement doivent aussi évoluer petit à petit afin d'inciter l'ensemble des parties prenantes à atteindre les objectifs que nous nous sommes fixés à l'horizon 2030 : 40% d'énergies renouvelables dans les réseaux électriques, 10% dans les réseaux de gaz naturel, 42% de chaleur renouvelable et -20% de consommations d'énergies par rapport à 2012.

L'atteinte de cette trajectoire passera par une mobilisation forte des réseaux d'énergies et nécessitera une forte volonté de l'Etat qui est aujourd'hui garant de ces objectifs de transition énergétique et actionnaire des principaux opérateurs énergétiques nationaux.

## GLOSSAIRE

---

*AMORCE : Association nationale des collectivités, des associations et des entreprises pour la gestion des déchets, de l'énergie et des réseaux de chaleur*

*AODE : Autorité organisatrice de la distribution d'énergie*

*ATR : Accès des tiers aux réseaux*

*ATRT : Tarifs d'accès des tiers aux réseaux de transport de gaz,*

*ATRD : Tarifs d'accès des tiers aux réseaux de distribution de gaz*

*ATTM : Tarifs d'accès des tiers aux terminaux méthaniers*

*CA : Communauté d'agglomération*

*CC : Communauté de communes*

*CRE : Commission de régulation de l'énergie*

*CRCP : Compte de Régularisation des Charges et des Produits*

*CSPE : Contribution au service public de l'électricité*

*CU : Communauté urbaine*

*DGEC : Direction Générale de l'Énergie et du Climat*

*ELD : Entreprises locales de distribution*

*EPCI : Etablissement public de coopération intercommunale*

*ERDF : Électricité Réseau Distribution France*

*FACÉ : Fonds d'amortissement des charges d'électrification*

*FNCCR : Fédération nationale des collectivités concédantes et régies*

*GrDF : Gaz Réseau Distribution France*

*TCFE : Taxe sur la consommation finale d'électricité*

*TCCFE : Taxe communale sur la consommation finale d'électricité*

*TDCFE : Taxe départementale sur la consommation finale d'électricité*

*TRV : Tarifs réglementés de vente*

*TURPE : Tarif d'Utilisation des Réseaux Public d'Électricité*

*ZNI : Zones non interconnectées*

## ANNEXES

### Annexe 1 : Extraits du modèle de cahier des Charges ERDF-FNCCR relatifs aux redevances de concession

#### Part de la redevance dite "de fonctionnement"

A) Pour une année donnée, la détermination de  $R_1$  fait intervenir les valeurs suivantes :

- $L_{CR}$ , longueur, au 31 décembre de l'année précédente, des réseaux concédés des **communes rurales** <sup>(1)</sup> de la concession (en km)
- $L_{CU}$ , longueur, au 31 décembre de l'année précédente, des réseaux concédés des **communes urbaines** <sup>(1)</sup> de la concession (en km)
- $P_{DR}$ , population municipale de l'ensemble des **communes rurales** <sup>(1)</sup> desservies par le concessionnaire dans le département <sup>(2)</sup> où se situe la concession.
- $P_{DU}$  population municipale de l'ensemble des **communes urbaines** <sup>(1)</sup> desservies par le concessionnaire dans le département <sup>(2)</sup> où se situe la concession.
- $P_D$ , population municipale desservie par le concessionnaire dans le département <sup>(2)</sup> où se situe la concession.
- Les définitions de  $P_{DR}$ ,  $P_{DU}$  et  $P_D$  sont à adapter si le territoire de l'autorité concédante est situé sur plusieurs départements.
- $P_{CR}$ , population municipale de l'ensemble des **communes rurales** <sup>(1)</sup> de la concession <sup>(2)</sup>
- $P_{CU}$ , population municipale de l'ensemble des **communes urbaines** <sup>(1)</sup> de la concession <sup>(2)</sup>
- $P_C$ , population municipale de la concession <sup>(2)</sup>
- $D$ , durée de la concession (exprimée en années et comprise entre 20 et 30 ans)
- $ING$ , valeur de l'index "ingénierie" <sup>(3)</sup> du mois de décembre de l'année précédente
- $ING_0$ , valeur de l'index "ingénierie" <sup>(3)</sup> du mois de décembre de l'année précédant celle de la signature du contrat de concession

B) Le terme  $R_1$  est donné, en euros, par la formule

$$\frac{[(75 L_{CR} + 0,7 P_{CR}) \times C_R + (75 L_{CU} + 0,7 P_{CU}) \times C_U] \times (1 + P_C/P_D) \times (0,01 D + 0,75) \times (0,15 + 0,85 \text{ ING}/\text{ING}_0)}{6,55957}$$

où les coefficients  $C_R$  et  $C_U$  se définissent comme suit :

- Si la population rurale de la concession  $P_{CR}$  est au moins égale à 150 000 h :  $C_R = 1$
- Si la population rurale de la concession  $P_{CR}$  est inférieure à 150 000 h et si la population rurale départementale  $P_{DR}$  est inférieure à 150 000 h :  $C_R = 0,2 + (P_{CR}/P_{DR}) \times 0,8$
- Si la population rurale de la concession  $P_{CR}$  est inférieure à 150 000 h et si la population rurale départementale  $P_{DR}$  est au moins égale à 150 000 h :  $C_R = 0,2 + (P_{CR}/150\ 000) \times 0,8$
- Si la population urbaine de la concession  $P_{CU}$  est au moins égale à 150 000 h :  $C_U = 1$

- Si la population urbaine de la concession  $P_{CU}$  est inférieure à 150 000 h et si la population urbaine départementale  $P_{DU}$  est inférieure à 150 000 h :  $C_U = 0,2 + (P_{CU}/P_{DU}) \times 0,8$
  - Si la population urbaine de la concession  $P_{CU}$  est inférieure à 150 000 h et si la population urbaine départementale  $P_{DU}$  est au moins égale à 150 000 h :  $C_U = 0,2 + (P_{CR}/150\ 000) \times 0,8$
- C)** Le montant  $R_1$  versé par le concessionnaire au titre de la part "fonctionnement" de la redevance de concession ne peut être inférieur au montant maximum de la redevance pour frais de contrôle défini par la réglementation en vigueur<sup>4</sup>.
- Lorsque la concession regroupe au moins 95 % des communes du département desservies par le concessionnaire et au moins 100 000 habitants, le montant  $R_1$  ne peut être inférieur à :
- $600\ 000 \times (0,15 + 0,85 \text{ ING}/\text{ING}_0) / 6,55957$  euros
- Par ailleurs, le montant  $R_1$  versé au bénéfice d'une concession située à l'intérieur d'un même département, ou de la partie d'une concession incluse dans un département donné, ne peut excéder :
- $2\ 500\ 000 \times (0,15 + 0,85 \text{ ING}/\text{ING}_0) / 6,55957$  euros
- Ce plafond est porté à  $3\ 000\ 000 \times (0,15 + 0,85 \text{ ING}/\text{ING}_0) / 6,55957$  euros si la concession regroupe toutes les communes du département desservies par le concessionnaire.

### 23. Part de la redevance dite "d'investissement".

**A)** Pour une année donnée, la détermination de  $R_2$  fait intervenir les valeurs suivantes :

- **A**, différence, exprimée en euros, entre
  - le montant total hors TVA, mandaté au cours de l'année pénultième par les collectivités exerçant la maîtrise d'ouvrage, des travaux sur le réseau concédé réalisés dans le cadre des programmes aidés par le FACE et de tous autres programmes de péréquation des charges d'investissement financés avec le concours des distributeurs d'électricité, qui leur seraient adjoints ou substitués, d'une part,
  - le total des parts de ce montant financées par le concessionnaire ou par le FACE, ou par tout programme de péréquation répondant à la définition ci-dessus, d'autre part.
- **B**, montant total hors TVA en euros, mandaté au cours de l'année pénultième par les collectivités exerçant la maîtrise d'ouvrage, des travaux sur le réseau concédé financés en dehors des programmes aidés par le FACE ou de tout programme de péréquation répondant à la définition susvisée.

Les montants A et B sont déterminés à partir des attestations établies par les collectivités maîtres d'ouvrage en vue du reversement par le concessionnaire à celles-ci, dans les conditions prévues par le décret du 7 octobre 1968, de la TVA ayant grevé le coût des travaux, et après défalcation des montants versés par le concessionnaire au titre de l'abondement des dépenses effectuées par les collectivités en vue d'améliorer l'esthétique des ouvrages, suivant les modalités prévues à l'article 4 ci-après.

- **E**, montant total hors TVA en euros des travaux d'investissement sur les installations d'éclairage public, mandaté par les collectivités exerçant la maîtrise d'ouvrage de ces travaux l'année pénultième.
- Ce montant est déterminé par un état dressé par l'autorité concédante explicitant la situation, la nature et le montant des travaux réalisés.
- **T**, produit net des taxes municipales sur l'électricité sur le territoire de la concession, ayant fait l'objet de titres de recettes de l'autorité concédante l'année pénultième; T ne peut toutefois être inférieur au produit net des taxes municipales sur l'électricité sur le territoire des communes de la concession visées à l'article L 5212-24 du Code général des collectivités territoriales 5.
- **D**, durée de la concession (exprimée en années et comprise entre 20 et 30 ans).
- **P<sub>D</sub>**, population municipale desservie par le concessionnaire dans le département<sup>(6)</sup> où se situe la concession.
- **P<sub>C</sub>**, population municipale de la concession(1)



## Annexe 2 : Extraits du modèle de cahier des Charges GRDF-FNCCR relatifs aux redevances de concession

Cette part de la redevance sera désignée ci-après par le terme **R1**.

A) Pour une année donnée, la détermination de R1 fait intervenir les valeurs suivantes :

- P est la somme des populations totales des communes comprises dans le périmètre défini dans la convention de concession selon le dernier recensement, officiel de l'INSEE, à avoir été publié au 31 décembre de l'année précédente
- L est la longueur totale exprimée en kilomètres des canalisations de distribution du réseau concédé au 31 décembre de l'année précédente. Au cas où l'autorité concédante comporterait plusieurs sous-groupements de communes contiguës, le terme « L » est la longueur du réseau de chacun des sous-groupements<sup>16</sup>
- n est le nombre de communes contiguës comprises dans le périmètre défini dans la convention de concession. Au cas où l'autorité concédante comporterait plusieurs sous-groupements de communes contiguës, le terme « n » serait utilisé pour chacun des sous-groupements
- D est la durée de la concession exprimée en années
- Ing est la valeur de l'index ingénierie du mois de septembre de l'année précédente
- Ing<sub>0</sub> est la valeur de l'index ingénierie du mois de septembre 2007

B) Le terme R1 est donné, en euros, par la formule suivante :

(version intercommunale)

$$R1 = \{[200 + 0,32 P + \sum 21,30L(0,95 + 0,05n)] \times (0,02D + 0,5) + 180m\} \times (0,15 + 0,85 \times \text{Ing}/\text{Ing}_0)$$

Où m est le nombre de communes desservies

Où l'expression (0,95+0,05n) est plafonnée à trois pour le groupement et chacun des sous-groupements de communes contiguës.

(version communale)

$$R1 = \{(200 + 0,32 P + 21,30L) \times (0,02D + 0,5) + 180\} \times (0,15 + 0,85 \times \text{Ing}/\text{Ing}_0)$$

Le terme R1 est arrondi au dixième d'euro selon les normes comptables en vigueur. Pour le calcul du terme R1, la valeur prise en compte pour D ne peut excéder trente ans.

Dans le cas d'une concession regroupée, le terme R1 ainsi calculé, ne peut être inférieur à la somme qui résulterait de l'addition des termes R1 considérés isolément.

### I.4. Modalités de calcul et de règlement de la redevance

Ces modalités sont définies pour chaque année considérée, de la manière suivante :

Avant le 31 janvier de l'année au titre de laquelle la redevance est due, l'autorité concédante indique au concessionnaire

- le nombre d'habitants au 31 décembre de l'année précédente pour la part R1,
- les éléments nécessaires au calcul de la part R2.

La redevance fait l'objet d'un état détaillé adressé par le concessionnaire à l'autorité concédante avant le 30 avril de l'année au titre de laquelle elle est due. Elle est versée par le concessionnaire avant le 30 juin de ladite année, après établissement d'un titre de recettes par l'autorité concédante reçu au plus tard le 1<sup>er</sup> juin. Si ce titre est reçu après le 1<sup>er</sup> juin, le concessionnaire dispose d'un délai de trente jours pour verser la redevance. En cas de retard de paiement, uniquement imputable au concessionnaire, il sera appliqué des intérêts de retard au taux légal<sup>19</sup> majoré de cinq points. Le retard est calculé entre la date de versement effectif et la plus tardive des deux dates : 30 juin ou trente jours après la date de réception du titre de recettes.

Pour la détermination du montant de la redevance à verser au titre de l'année calendaire au cours de laquelle le contrat est devenu exécutoire et de son année d'expiration, le calcul s'effectue au prorata temporis à partir de la date à laquelle le contrat est devenu exécutoire ou est échu.

Les délais ci-dessus seront adaptés en tant que de besoin pour l'année de signature du contrat.

### Annexe 3 : Incitations perçues par les gestionnaires de réseaux de distribution

Figure 1 : Tableau récapitulatif des incitations financières pour ERDF (TURPE 3), en euros

	2013	2012	2011	2010
RDV planifiés non respectés par ERDF	-23 068	-47 608	-37 442	-44 693
Taux de réponse aux réclamations dans les 30 jours	0	0	0	0
Propositions de raccordement envoyées hors délais	-450	-600	-3 760	0
Taux de respect de transmission des courbes de mesures demi-horaires de chaque responsable d'équilibre à RTE	100 000	150 000	200 000	100 000
Taux de disponibilité du portail fournisseur	90 000	100 000	80 000	90 000
<b>TOTAL DES INCITATIONS FINANCIERES</b>	<b>166 482</b>	<b>201 792</b>	<b>238 798</b>	<b>145 307</b>

Figure 2 : Tableau récapitulatif des incitations financières pour GRDF, en euros

	2013	2012	2011	2010
Nombre de RDV planifiés non respectés par le GRD	-181 038	-4 076	-2 250	-3 077
Taux de mise en service (MES) réalisées dans les délais demandés	-127 000	-50 000	Non incité	Non incité
Taux de mises hors service (MHS) réalisées dans les délais demandés	0	0	Non incité	Non incité
Taux de raccordement réalisés dans le délai convenu $\leq 6-10 \text{ m}^3/\text{h}$ hors extension	60 000	30 000	Non incité	Non incité
Taux de raccordement réalisés dans le délai convenu $>10 \text{ m}^3/\text{h}$ et raccordement avec extensions	-40 000	-30 000	Non incité	Non incité
Taux de relevés semestriels (6M) sur index réels (relevés ou auto-relevés)	100 000	50 000	Non incité	Non incité
Qualité des relevés JJ transmis aux GRT pour les allocations journalières aux PITD	-36 400	258 000	422 000	99 000
Délai de transmission aux GRT des estimations journalières de quantités enlevées par les fournisseurs aux PITD	-80 000	80 000	140 000	160 000
Taux de disponibilité du portail Fournisseur	-55 000	-20 000	40 000	70 000
Taux de réponses aux réclamations Fournisseurs dans les 15 jours calendaires	0	-83 300	-48 100	-29 550
Taux de réponses aux réclamations Clients dans les 30 jours calendaires	-1 050	-1 850	-3 050	-2 025
Taux de publication par OMEGA pour les relèves JJ/JM	70 000	170 000	180 000	368 000
Taux de publication par OMEGA pour les relèves MM	70 000	130 000	100 000	152 000
Taux de publication par OMEGA pour les relèves 6M	90 000	92 000	208 000	182 000
Taux d'écart de périmètre contractuel des fournisseurs alternatifs	70 000	650 000	1 100 000	600 000
Taux de traitement des rejets du mois M en M+1	145 000	52 000	20 000	-136 000
Amplitude des comptes d'écart distribution (CED)	0	0	89 758	Non incité
Taux d'index rectifiés pour les clients 6M	-3 000	Non incité	Non incité	Non incité
Taux d'index rectifiés pour les clients non 6M	120 000	Non incité	Non incité	Non incité
<b>TOTAL DES INCITATIONS FINANCIERES</b>	<b>201 512</b>	<b>1 322 774</b>	<b>2 246 358</b>	<b>1 460 348</b>

**Annexe 4 : Financements apportés aux autorités concédantes par ERDF au titre de leurs investissements**

**Tableau n° 4 : les financements apportés aux autorités concédantes par ERDF au titre de leurs investissements**

En M€	2007	2008	2009	2010	2011
Contributions au FACÉ	322	323	326	305	334
Redevance investissements « R2 »*	171	192	236	235	190
Contributions à l'amélioration esthétique des ouvrages « art 8 »	59	57	62	62	57
<b>Total</b>	<b>552</b>	<b>572</b>	<b>624</b>	<b>602</b>	<b>581</b>
<i>Investissement qualité d'ERDF</i>	<i>461</i>	<i>472</i>	<i>607</i>	<i>616</i>	<i>769</i>

Source : ERDF

\*dont part couverte par le tarif (PCT) à partir de 2010

## **Annexe 5 : Plafond des redevances d'occupation du domaine public pour les réseaux électriques et gaziers**

### **Electricité**

Les redevances dues chaque année aux communes sont fixées par les assemblées délibérantes des AODE dans la limite des plafonds suivants<sup>46</sup> :

- PR = 153 Euros pour les communes dont la population est inférieure ou égale à 2 000 habitants ;
- PR = (0,183 P - 213) Euros pour les communes dont la population est supérieure à 2 000 habitants et inférieure ou égale à 5 000 habitants ;
- PR = (0,381 P - 1 204) Euros pour les communes dont la population est supérieure à 5 000 habitants et inférieure ou égale à 20 000 habitants ;
- PR = (0,534 P - 4 253) Euros pour les communes dont la population est supérieure à 20 000 habitants et inférieure ou égale à 100 000 habitants ;
- PR = (0,686 P - 19 498) Euros pour les communes dont la population est supérieure à 100 000 habitants ;

Les redevances dues chaque année aux départements sont fixées par les conseils généraux dans la limite des plafonds annuels suivants (article R3333-4 du CGCT) :

- PR = (0,045 7 P + 15 245) Euros,

où P représente la somme des populations sans double compte des communes du département telles qu'elles résultent du dernier recensement publié par l'INSEE.

Les plafonds des redevances évoluent au 1er janvier de chaque année, proportionnellement à l'évolution de l'index ingénierie.

Lorsque le produit des redevances calculées au profit des communes, en application des dispositions ci-dessus, est inférieur à celui qui résulte de l'application des cahiers des charges en vigueur, les redevances continuent à être établies en conformité de ces cahiers des charges<sup>47</sup>.

### **Gaz naturel**

Les redevances dues chaque année aux communes sont fixées par les assemblées délibérantes des AODE dans la limite des plafonds suivants<sup>48</sup> :

- PR = (0,035 x L) + 100 Euros ;

Les redevances dues chaque année aux départements sont fixées par les conseils généraux dans la limite des plafonds suivants<sup>49</sup> :

- PR = (0,035 x L) + 100 Euros ;

où :

PR est le plafond de redevance due par l'occupant du domaine ;

L représente la longueur des canalisations sur le domaine public communal exprimée en mètres ;

100 Euros représente un terme fixe.

Les termes financiers du calcul du plafond des redevances évoluent au 1er janvier de chaque année, proportionnellement à l'évolution de l'index ingénierie.

---

<sup>46</sup> Article R2333-105 du CGCT. En cas de transfert de compétences d'une commune à un EPCI ou à un syndicat mixte engendrant la mise à disposition d'une partie du domaine public communal, l'Article R2333-106 du CGCT fixe les règles de calcul des redevances pour chaque collectivité

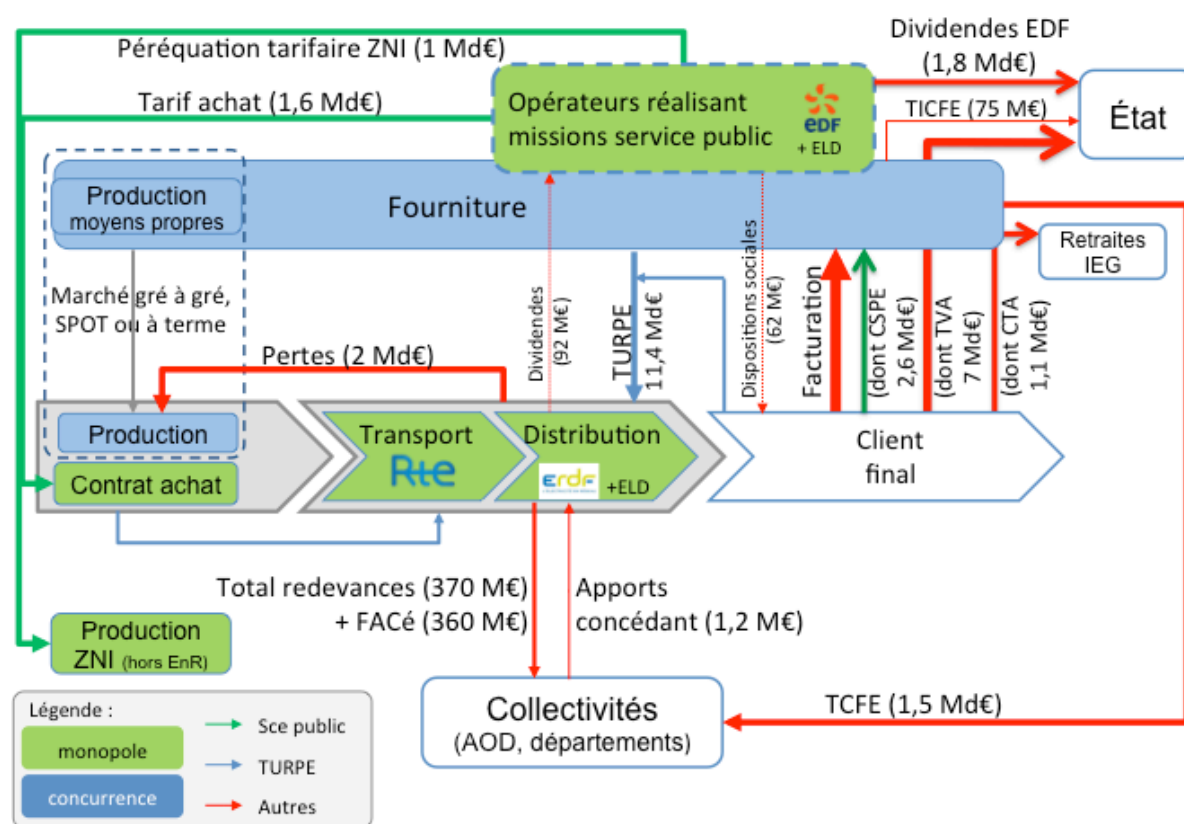
<sup>47</sup> Article R2333-110 du CGCT

<sup>48</sup> Article R2333-114 du CGCT. En cas de transfert de compétences d'une commune à un EPCI ou à un syndicat mixte engendrant la mise à disposition d'une partie du domaine public communal, l'Article R2333-115 du CGCT fixe les règles de calcul des redevances pour chaque collectivité

<sup>49</sup> Articles R3333-12 et R2333-114 du CGCT

## Annexe 6 : Flux économiques simplifiés pour les réseaux d'énergies

### Electricité



Sur le synoptique simplifié des flux économiques du secteur électrique en 2010, on peut observer les principaux flux économiques sont :

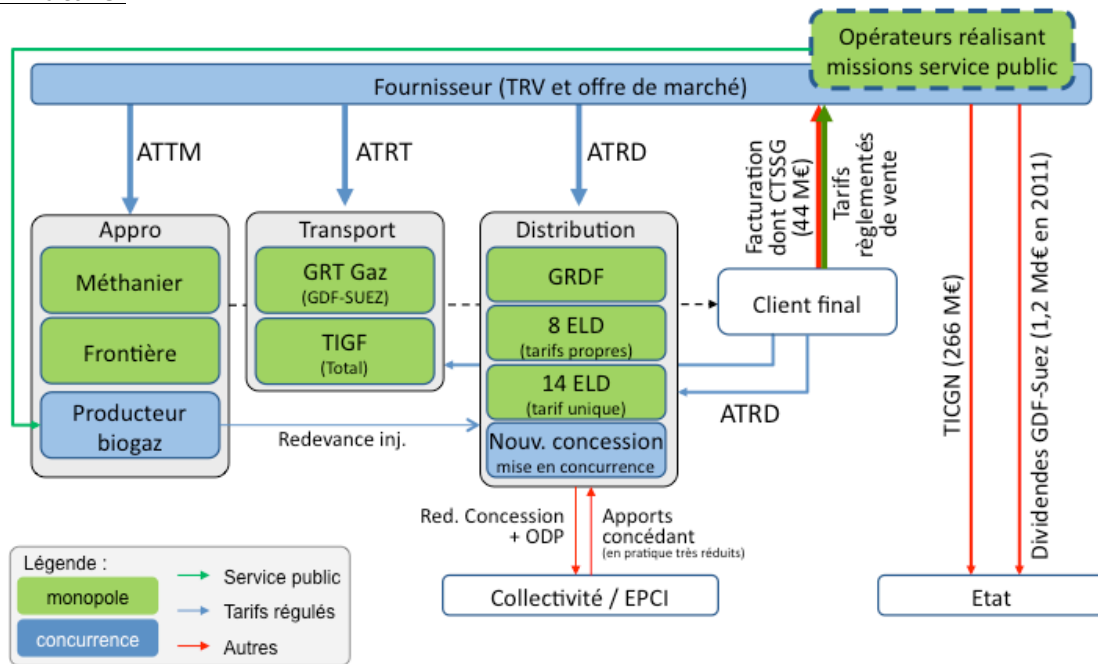
- CSPE : la contribution au service public de l'électricité compense les missions de service public réalisées par les opérateurs historiques (EDF et Entreprises locales de distribution). Cela concerne notamment l'application de tarifs d'achat d'électricité, les surcoûts de production d'électricité dans les zones non interconnectées (ZNI) et les dispositions sociales comme le tarif de première nécessité. Plus d'informations sur la publication d'AMORCE : ENE04 - Analyse : Contribution au service public de l'électricité - Bilan 2003 - 2015
- TCFE : la TCFE est assise sur les kWh consommés. Les collectivités sont bénéficiaires au titre de leur compétence d'Autorités organisatrices de la distribution. La TCFE comporte également une composante à destination des départements et de l'État (TICFE).
- TURPE (Tarif d'Utilisation des Réseaux Public d'Électricité) : en 2010, le TURPE a généré 12 milliard d'Euros de recettes pour les gestionnaires de réseaux. A noter que les gestionnaires des réseaux de transport et distribution achètent pour environ 2 milliards d'Euros par an d'électricité pour compenser les pertes sur les réseaux.
- Dividendes EDF : l'État détient 85% du capital d'EDF et a perçu à ce titre 1,8 milliard d'Euros de dividendes en 2010. On estime que sur les 7 dernières années, ERDF a versé près de 2 milliards d'Euros à son actionnaire EDF. A noter que le taux de distribution du résultat de ERDF à sa maison mère est fixé à 75%.
- Redevances de concession : les communes sont propriétaires des réseaux de distribution et concèdent le service public local de distribution d'énergie à un opérateur (ERDF sur 95% du territoire). Au titre de cette compétence, elles perçoivent des redevances (couvertes par le

TURPE voire le tarif réglementé pour le service public de fourniture) de la part de leur concessionnaire obligé pour assurer leur mission de contrôle et leur rôle de maîtrise d'ouvrage dans certaines situations.

- FACé : les communes rurales perçoivent également des aides du FACé (couvertes par le TURPE) pour financer les travaux dont elles sont maîtres d'ouvrage. Certaines actions de MDE peuvent être financées dans certaines conditions.

- Apports des concédants : au-delà de la maîtrise d'ouvrage mentionnée ci-dessus, les collectivités participent à certains travaux réalisés par leur concessionnaire.

## Gaz naturel



Pour le secteur du gaz naturel, les activités en situation de monopole sont l'approvisionnement par les terminaux méthaniers et aux frontières, le transport, la distribution et la fourniture aux tarifs réglementés de vente. Le paysage des distributeurs de gaz naturel est plus complexe que celui de l'électricité, puisque la péréquation est réalisée au niveau de chaque distributeur sur son périmètre d'activité. Ainsi, il existe plusieurs tarifs s'appliquant aux concessions historiques. Les nouvelles concessions de distribution de gaz naturel sont mises en concurrence.

Les flux économiques sont :

- Tarifs ATTM, ATRT et ATRD (Accès des Tiers aux Terminaux Méthaniers, aux Réseaux de Transport et aux Réseaux de Distribution) sont fixés par la CRE. Ils rémunèrent les opérateurs en situation de monopole pour l'exploitation de ces infrastructures. Concernant la distribution et à la différence de l'électricité, il existe plusieurs tarifs suivant les opérateurs ;
- CTSSG (Contribution au tarif spécial de solidarité du gaz) : cette contribution payée par les consommateurs finance le TSS (tarif spécial de solidarité) destiné aux ménages les plus modestes ;
- TICGN (Taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel) : cette taxe est collectée par les fournisseurs auprès des consommateurs et est perçue par l'État. Les nombreux cas d'exonération conduisaient à un prélèvement effectif sur la moitié de la consommation nationale. Depuis Avril 2014, la TICGN s'applique aussi sur les consommateurs résidentiels et sa trajectoire est définie jusqu'en 2016 ;
- Dividendes ENGIE : l'État détient environ 35 % du capital de ENGIE (ex GDF-Suez) et a perçu à ce titre 1,7 milliards d'Euros de dividendes en 2009 et 1,2 milliards d'Euros en 2011.

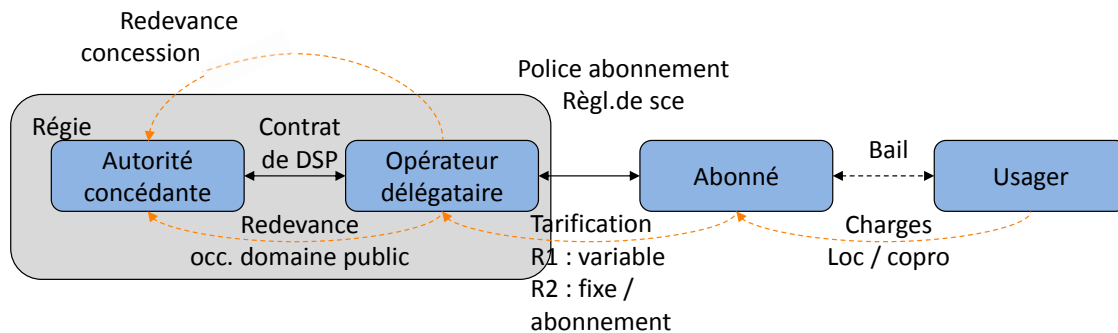


- Redevances de concession : les communes sont propriétaires des réseaux de distribution et concèdent le service public local de distribution d'énergie à un opérateur (GRDF sur 95 % du territoire). Au titre de cette compétence, elles perçoivent des redevances de la part de leur concessionnaire obligé pour assurer leur mission de contrôle et leur rôle de maîtrise d'ouvrage dans certaines situations.

- Apports concédants : les collectivités participent à certains travaux réalisés par leur concessionnaire.

A noter que les flux de TVA n'ont pas été intégré dans ce synoptique.

## Réseaux de chaleur et de froid



Activité économique 2013 des réseaux de chaleur et de froid <sup>50</sup>

- Prix de vente moyen : 68,3€HT/MWh
- Chiffre d'affaire total : 1,8 Milliards d'Euros

L'organisation du service public de distribution de chaleur diffère largement des modèles électrique et gazier. Tout d'abord, la collectivité compétente choisit le mode de gestion (régie, affermage ou concession) et l'éventuel délégataire. Elle définit la stratégie de développement du réseau et les modalités du service public. La création d'un schéma directeur permet de formaliser cette stratégie en fixant des objectifs de desserte et/ou de mix énergétique.

Pour les modes de gestion en affermage ou concession, l'autorité concédante fixe les termes du contrat, avec notamment :

- les règles de tarification (police d'abonnement) ;
- le règlement de service (Règl de sce sur le synoptique);
- les modalités de gouvernance avec l'opérateur ;
- les redevances de concession (en deux parties R1 et R2) et d'occupation du domaine public.

Les règles des marchés publics s'appliquent au processus d'appel d'offres.

Concernant la chaîne de facturation, chaque abonné est lié par une police d'abonnement avec le gestionnaire du réseau. Généralement, il s'agit de bailleurs sociaux ou de syndicats de copropriété qui refacturent aux usagers via les charges locatives (Loc sur le synoptique) ou de copropriété (Copro sur le synoptique).

A noter que les flux de TVA n'ont pas été intégré dans ce synoptique.

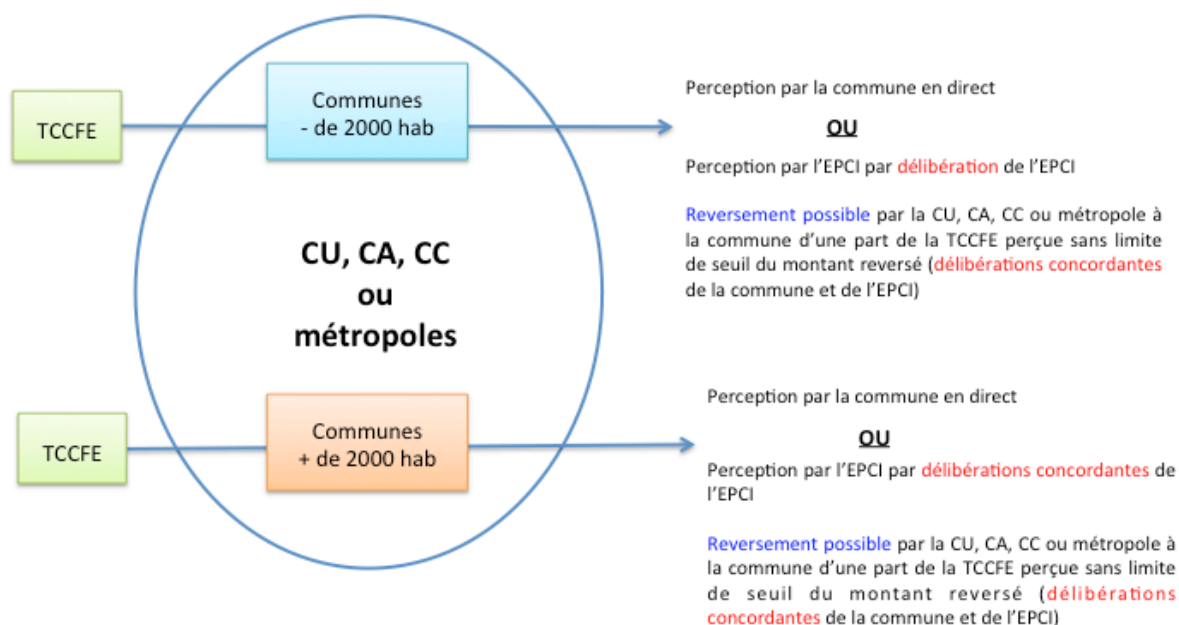
<sup>50</sup> Source : Comparatif des modes de chauffage et prix de vente de la chaleur 2013, publié par AMORCE à partir des données de l'enquête annuelle de branche de chauffage et climatisation urbaine.



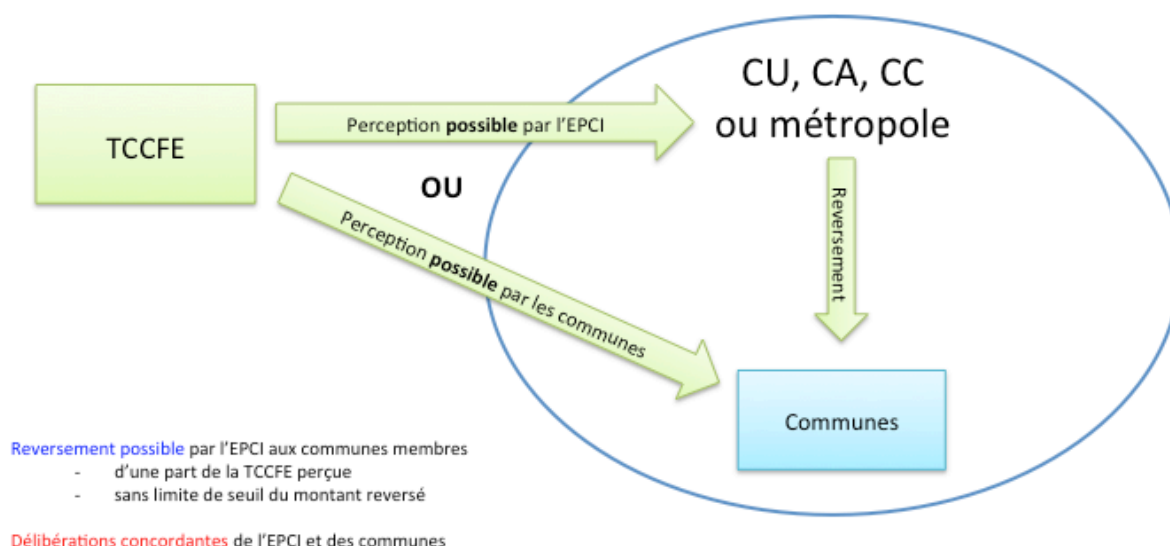
## Annexe 7 : Perception de la Taxe communale sur la consommation finale d'électricité

Les schémas suivants sont construits à partir de l'article 5 sexies du PLFR 2014.

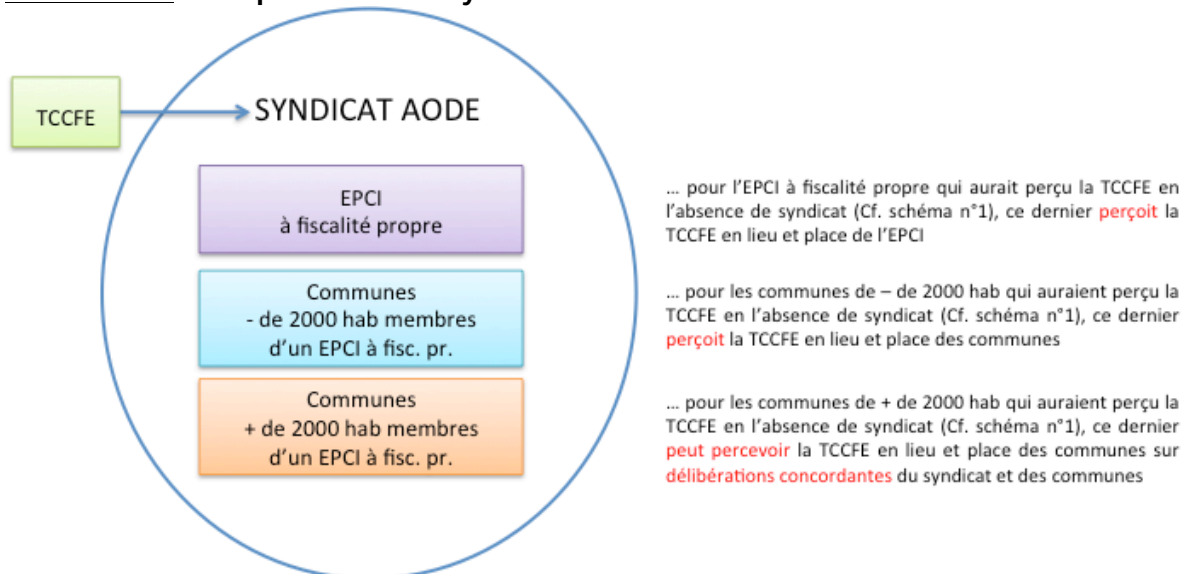
**Schéma n°1 : La perception de la TCCFE par les communes et les EPCI** (en l'absence de syndicat et de département AODE)



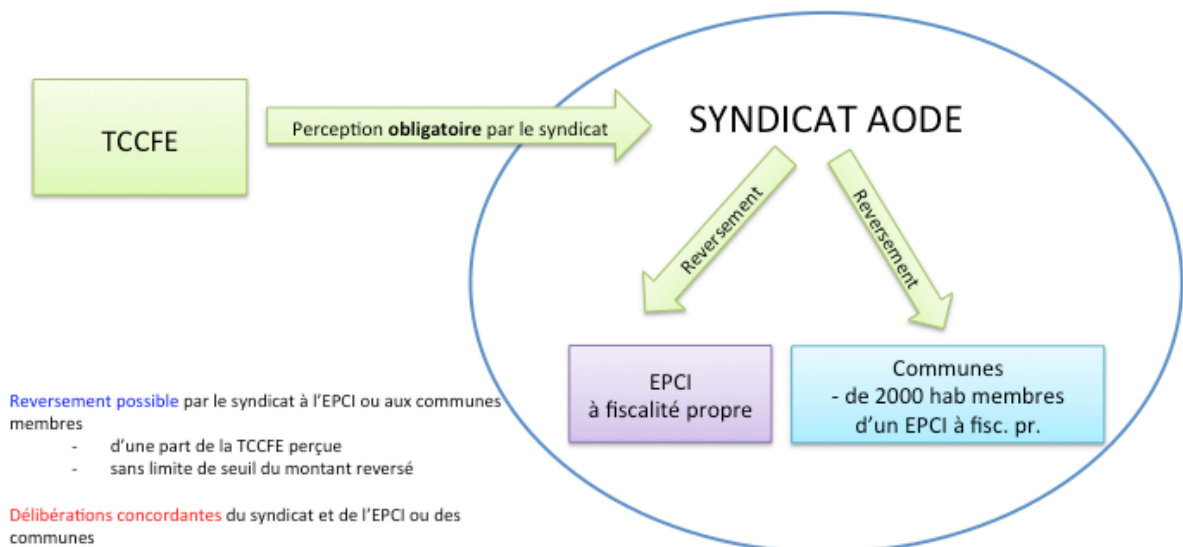
Explicatif du schéma n°1 (CU, CA, CC, métropole en tant qu'AODE)



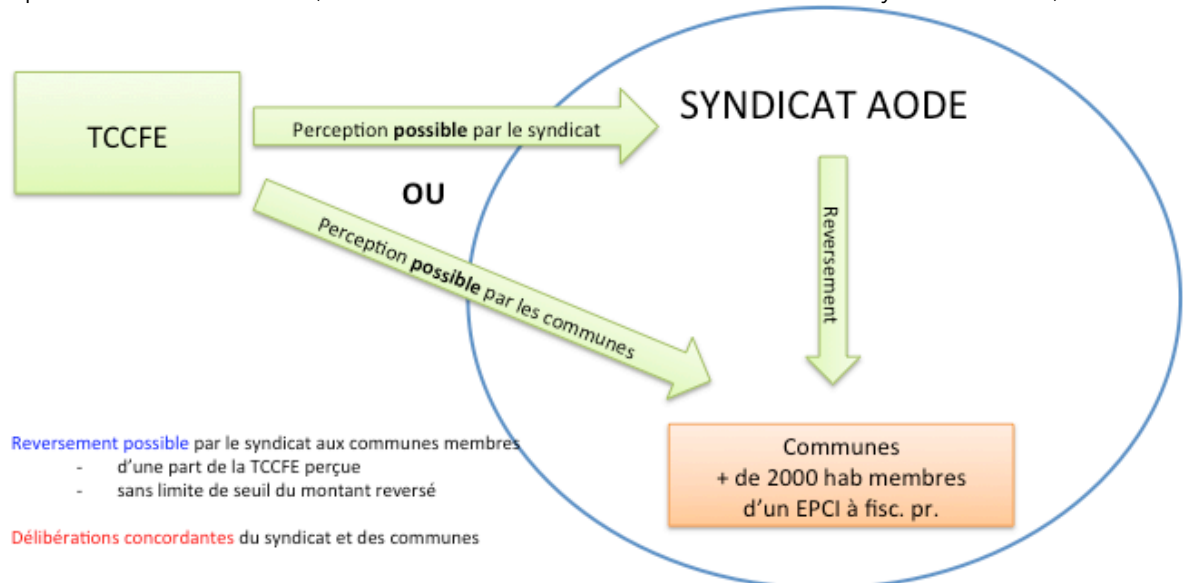
**Schéma n°2 : Lorsqu'il existe un syndicat AODE sur le territoire ...**



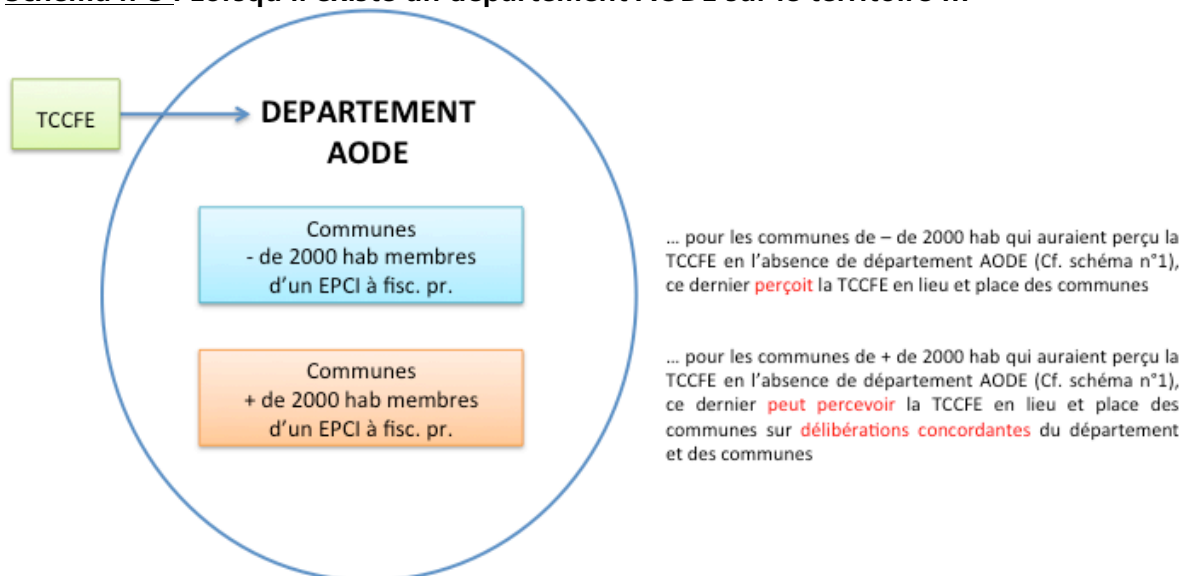
Explicatif du schéma n°2 (EPCI et communes de – de 2000 hab membres du syndicat AODE)



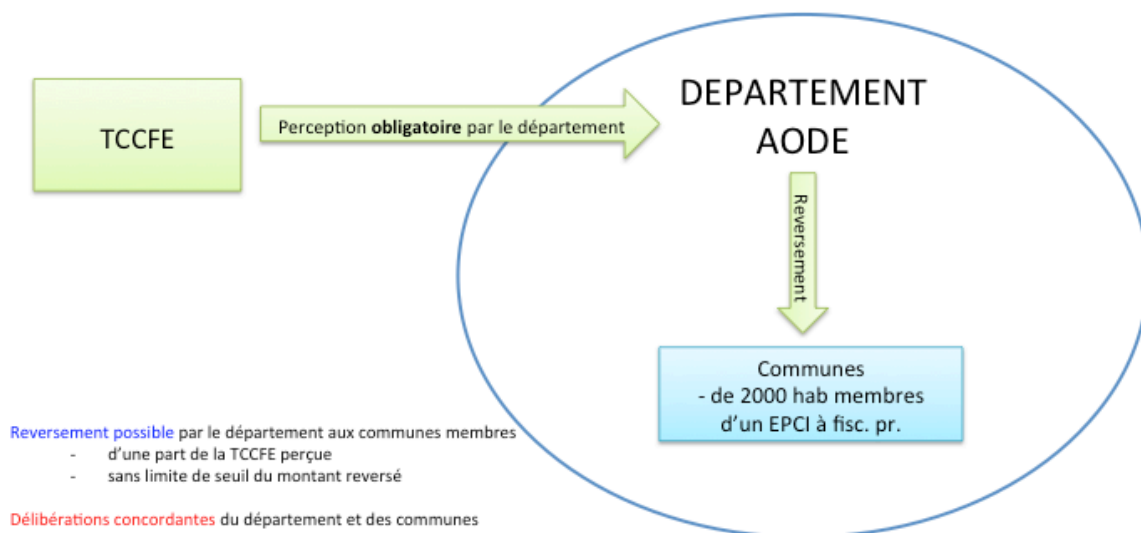
Explicatif du schéma n°2 (Communes de + de 2000 hab membres du syndicat AODE)



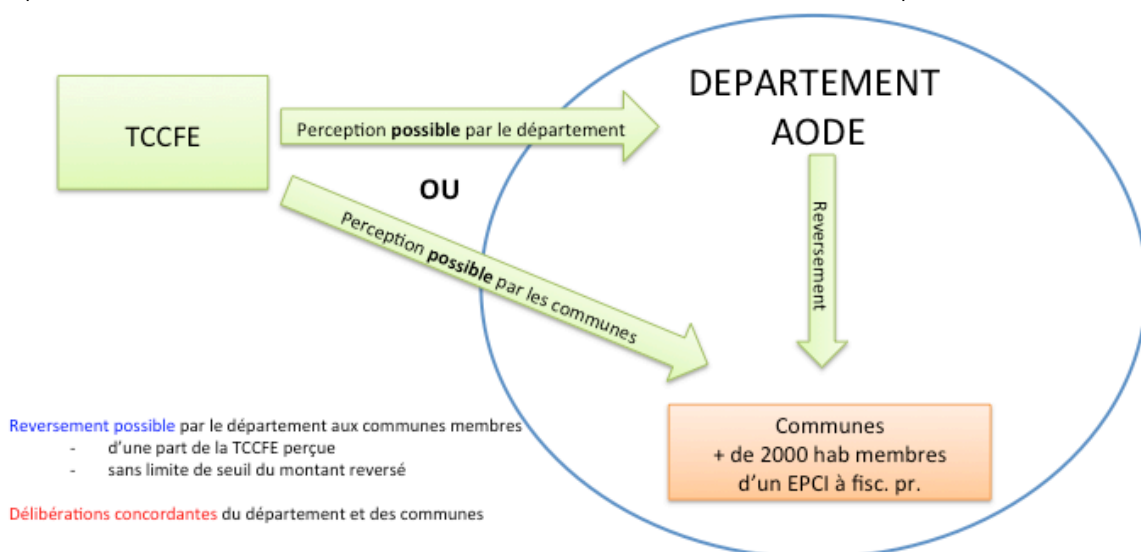
**Schéma n°3 : Lorsqu'il existe un département AODE sur le territoire ...**



Explicatif du schéma n°3 (Communes de – de 2000 hab membres du département AODE)



Explicatif du schéma n°3 (Communes de + de 2000 hab membres du département AODE)



## Articles de référence

### **Art L.2331-3 (b) 1° CGCT :** Recettes fiscales des communes

Les recettes fiscales de la section de fonctionnement peuvent comprendre « le produit de la taxe communale sur l'électricité »

### **Article L.2333-2 CGCT :**

La TCCFE est instituée au profit des communes ou au profit des EPCI et départements substitués aux communes dans l'exercice de la compétence AODE visée à l'article L.2224-31 CGCT

### **Art 1379-0 bis CGI :**

Substitution des EPCI à fiscalité propre (CU, CA, CC) aux communes membres dans l'application des dispositions relatives à la TCCFE

### **Art L.5215-32 CGCT :**

Les recettes du budget de la **communauté urbaine (CU)**, ayant la compétence AODE (compétence obligatoire), comprennent notamment la :

- Perception possible de la TCCFE par la CU en lieu et place des communes de - de 2000 habitants avec délibération de la CU (si la compétence AODE n'est pas exercée par un syndicat ou le département)
- Perception possible de la TCCFE par la CU en lieu et place des communes de + de 2000 habitants avec délibérations concordantes de la CU et des communes (si la compétence AODE n'est pas exercée par un syndicat ou le département)
- Reversement possible aux communes d'une fraction de la TCCFE perçue par la CU

### **Art L.2331-3 (b) 1° CGCT :** Recettes fiscales des communes

Les recettes fiscales de la section de fonctionnement peuvent comprendre « le produit de la taxe communale sur l'électricité »

### **Article L.2333-2 CGCT :**

La TCCFE est instituée au profit des communes ou au profit des EPCI et départements substitués aux communes dans l'exercice de la compétence AODE visée à l'article L.2224-31 CGCT

### **Art 1379-0 bis CGI :**

Substitution des EPCI à fiscalité propre (CU, CA, CC) aux communes membres dans l'application des dispositions relatives à la TCCFE

### **Art L.5215-32 CGCT :**

Les recettes du budget de la **communauté urbaine (CU)**, ayant la compétence AODE (compétence obligatoire), comprennent notamment la :

- Perception possible de la TCCFE par la CU en lieu et place des communes de - de 2000 habitants avec délibération de la CU (si la compétence AODE n'est pas exercée par un syndicat ou le département)
- Perception possible de la TCCFE par la CU en lieu et place des communes de + de 2000 habitants avec délibérations concordantes de la CU et des communes (si la compétence AODE n'est pas exercée par un syndicat ou le département)
- Reversement possible aux communes d'une fraction de la TCCFE perçue par la CU

### **Art L.5217-10 CGCT :**

Les métropoles sont soumises aux dispositions du livre III de la deuxième partie du CGCT (dispositions applicables aux finances communales) : aucune mention dans le CGCT ni le CGI n'est faite sur le reversement de la TCCFE par les métropoles aux communes

Les recettes du budget d'**une métropole**, ayant la compétence AODE (compétence obligatoire), peuvent comprendre la :

- Perception possible de la TCCFE par la métropole, en lieu et place des communes (sans distinction de seuil de population), si cette compétence n'est pas exercée par un syndicat ou le département.
- Aucune précision n'est formulée sur la perception de la TCCFE par la métropole en fonction de la taille des communes, donc également sur le type de délibérations applicable.
- Pas de reversement de la TCCFE prévu par les textes par la métropole aux communes membres
- Par analogie avec les autres articles touchant les CU, CA et CC, on peut supposer qu'il s'agit d'un oubli et qu'une modification pourrait être apportée dans le prochain PLF 2015

**Art L.5212-24 CGCT :**

- Perception obligatoire de la TCCFE par le syndicat AODE en lieu et place des EPCI à fiscalité propre et des communes de - de 2000 habitants
- Perception possible de la TCCFE par le syndicat AODE en lieu et place des communes de plus de 2000 habitants avec délibérations concordantes du syndicat et des communes
- Perception obligatoire de la TCCFE par le département AODE, en lieu et place de toutes les communes de moins de 2000 habitants
- Perception possible de la TCCFE par le département AODE, en lieu et place des communes de plus de 2000 habitants avec délibérations concordantes du département et des communes
- Suppression de la disposition limitant à 50% le reversement possible aux communes ou aux EPCI à fiscalité propre d'une fraction de la TCCFE perçue par le syndicat ou le département

