LES NOUVELLES PRATIQUES CONTRACTUELLES POUR LA DISTRIBUTION D'ELECTRICITE

Rapport de Recherche – Contrat CFE n°81

Chaire Economie des Partenariats Public-Privé

IAE de Paris – Université Paris 1

Décembre 2016

Equipe de recherche

Charles Bizien, Doctorant en Sciences de Gestion à la Chaire EPPP, IAE de Paris - Université Paris 1

Jérémy Descoubes, Assistant de recherche, CNRS, Centre d'Economie de la Sorbonne, Université Paris 1

Guillaume Dezobry, Maître de conférences en Droit Public à l'Université d'Amiens - Avocat of Counsel au cabinet FIDAL

François-Mathieu Poupeau, Chargé de recherches CNRS en Sociologie et en Sciences Politiques au LATTS, Université de Marne-la-Vallée, Ecole des Ponts ParisTech

Carine Staropoli, Maître de conférences en Sciences Economiques, Paris School of Economics, Université Paris 1 et Chaire EPPP, IAE Paris – Université Paris 1

Phuong Tra Tran, Ingénieur de Recherche CNRS, Centre d'Economie de la Sorbonne - Université Paris 1 et Chaire EPPP, IAE Paris - Université Paris 1

Table des matières

Rés	umé e	t synthèse des réponses de l'enquête et des études de cas	5
1	. Pi	réambule	5
2	. P	roblématique et stratégie empirique	6
3	. S	ynthèse des résultats	6
	1.	Présentation des échantillons de l'enquête et des études de cas	6
	2.	Les principaux résultats	8
	2.2	La gouvernance locale de la distribution d'électricité	9
Part	ie 1-	Les contrats de concession de distribution d'électricité en France : Enjeux et perspectives	11
1	. In	troduction	11
2	. Le	es enjeux des contrats de concession de distribution d'électricité en France	12
3	. Le	e bilan de la relation entre les AODE et les GRD	14
4	. La	a structure des contrats actuels et les principaux points d'achoppement	16
	4.1	Les ouvrages concédés	18
	4.2	Les éléments comptables et financiers	19
	4.3	La qualité du service	22
	4.4	Les nouvelles missions des GRD nécessitant des adaptations des contrats de concession	23
5	. Le	es négociations et renouvellements des contrats de concession : Etudes de cas	24
	5.1	La Ville de Paris	25
	5.2	Le syndicat SIPPEREC	29
	5.3	Le syndicat SIGEIF	32
	5.4	La Communauté urbaine de Dunkerque	35
	5.5	La Métropole du Grand Lyon (MGL)	37
	5.6	Nantes Métropole	42
	5.7	Brest Métropole Océane	46
6	. C	onclusion	48
Part	ie 2 : I	a gouvernance locale de la distribution d'électricité en France : Les AODE au cœur du système	50
1 M		es fondements théoriques de la relation collaborative entre acteurs publics : l'apport du New lement	
2	. La	a gouvernance locale de l'électricité en France : Mise en perspective historique	52
	2.1	Le rôle précoce des communes dans la régulation du secteur électrique	52
	2.2	L'apparition des syndicats techniques pour faire contrepoids aux opérateurs privés	57
	2.3	La montée en puissance des communautés et des métropoles	61
	2.4	Difficultés dans la collaboration entre les métropoles/CU et les syndicats d'énergie	64

3	 Bilan de la relation entre les métropoles/CU et les syndicats d'énergie dans l'exercice de leur m 65 	ission AODE
	3.1 L'identification des zones de chevauchement de compétence AODE	66
	3.2 Les résultats de l'enquête sur la relation entre les syndicats d'énergie et les métropoles/CU	67
	Les points de blocage au développement d'une collaboration entre les métropoles/CU et l	•
	4.1 Différenciation en termes d'orientation et d'objectifs de politiques énergétiques territoriales	70
	4.2 Les rivalités d'accès aux ressources financières	73
	4.3 Les différences en moyens humains	76
5	5. Retour d'expériences sur des relations collaboratives entre AODE	78
	5.1 La coopération entre la Métropole du Grand Lyon et le syndicat SIGERLy	78
	5.2 Le développement d'un « partenariat contractuel rural-urbain » : les expériences de la CU du G de la métropole européenne de Lille	•
Con	nclusion	82
Bibli	iographie	84
Tab	le des acronymes	87
Ann	exe 1 : Le questionnaire	90
Ann	exe 2 : Liste des échantillons (enquête et étude de cas)	117
Ann	exe 3 : Les résultats de l'enquête	121
Ann	exe 4 : Etudes de cas	123
1	l. Groupe Ville de Paris et les deux syndicats SIPPEREC et SIGEIF	123
	1.1. Ville de Paris	123
	1.2. Le syndicat SIPPEREC	124
	1.3. Le syndicat SIGEIF	126
2	2. Groupe Métropole du Grand Lyon et le syndicat SygerLy	127
	2.1. La Métropole du Grand Lyon	127
	2.2. Le syndicat SIGERLy	130
3	3. La Communauté urbaine de Dunkerque	131
	3.1. Description	131
	3.2. Les grands enjeux énergétiques locaux	131
	3.3. Les services en charge de l'énergie	132
	3.4. Le contrat de concession d'électricité	132
4	l. La Métropole de Nantes	133
	4.1. Présentation de Nantes Métropole	133
	4.2. La place de l'énergie à Nantes Métropole et les grands enjeux locaux	133

4.3. Les services de Nantes Métropole	133
4.4. La compétence d'AODE de la Métropole de Nantes : Interactions avec le syndicat concessionnaire Enedis	
5. La Métropole de Brest	135
5.1. Présentation de Brest Métropole Océane	135
5.2. La place de l'énergie à Brest Métropole Océane et les grands enjeux locaux	135
5.3. Les services de Brest Métropole Océane	136
5.4. Le contrat de concession d'électricité	137
6. Grenoble Alpes Métropole	137
6.1. La Métropole et ses enjeux énergétiques	137
6.2. La compétence AODE	137
7. Le groupe Communauté urbaine du Grand Dijon et le syndicat SICECO	138
7.1. La Communauté urbaine du Grand Dijon	138
7.2. Le SICECO : Syndicat Intercommunal d'Energie de la Côte d'Or	139
8. Groupe des Entreprises locales de distribution	141
8.1. Syndicat Energies Vienne	141
Annexe 5 : Les évolutions futures sur les données	143

Résumé et synthèse des réponses de l'enquête et des études de cas

1. Préambule

L'objectif initial de notre étude était d'analyser les déterminants des choix des collectivités locales en termes de déploiement des réseaux intelligent (*smart grids*) et des technologies et nouveaux usages électriques qu'ils permettent d'une part et les conséquences de ces choix sur les pratiques contractuelles dans la distribution d'électricité (essentiellement entre les autorités concédantes et les gestionnaires de réseau). Le sujet ainsi défini était vaste et sans doute trop précoce.

En effet, si depuis 2008, les *smart grids* sont au cœur de la dynamique de R&D française, ils sont encore au stade de Pilote ou de Démonstrateur (avec, à ce jour, plus d'une centaine de démonstrateurs déployés sur le territoire français). Le passage au déploiement industriel est en cours pour certains projets, le plus avancé étant le compteur communicant Linky avec 3 millions de compteurs déployés fin 2016 et l'objectif de remplacement de 90% des anciens compteurs dans 35 millions de foyers d'ici 2021. Plus récemment, en avril 2016, les lauréats de l'Appel à Projets du gouvernement pour « le déploiement à grande échelle de Réseaux électriques intelligents » ont été désignés et le processus de mise en œuvre est amorcé. Pour autant, il est difficile, au stade du Pilote d'identifier les déterminants des choix d'investir dans un projet *smart grid*. Pour une collectivité locale, le choix de s'engager dans un projet pilote s'explique avant tout par la volonté de participer à un projet innovant et d'en tirer des bénéfices politiques ou de profiter des effets d'aubaines et d'opportunités liés aux soutiens institutionnels, industriels et politiques des différents acteurs nationaux et transnationaux. Il est encore plus compliqué de repérer les conséquences des investissements dans des projets pilotes que ce soit au niveau des jeux d'acteurs ou des pratiques contractuelles. Le caractère exploratoire et unique de ces projets, même s'il permet de tirer des enseignements sur les conditions de mise en œuvre, limite forcément la portée des conclusions.

Par ailleurs, le contexte législatif qui encadre le déploiement des *smart grids* a connu ces deux dernières années des changements majeurs. Sous les effets conjugués du vote de la loi du 17 août 2015 relative à la Transition Energétique pour la Croissance Verte (LTECV) et de la poursuite de la réforme territoriale (initiée par la loi du 27 janvier 2014 de modernisation de l'action publique territoriale et d'affirmation des métropoles (dite loi MAPTAM), la loi du 16 janvier 2015 relative à la délimitation des régions et enfin la loi du 7 août 2015 portant sur la Nouvelle Organisation Territoriale de la République (dite loi NOTRe)), les collectivités locales réinvestissent la politique énergétique sur leur territoire. Là encore, les changements intervenus sont encore en cours et de nombreuses questions se posent : les collectivités locales ont-elles réellement les moyens de mener à bien leurs politiques ambitieuses? Quels sont les freins et les opportunités qui existent dans le cadre encore peu stabilisé de la nouvelle gouvernance territoriale de l'énergie? Le contrat de concession est-il adapté aux initiatives locales de politique énergétiques (énergies renouvelables, maitrise de la demande, optimisation des infrastructures, lutte contre la précarité énergétique, microgrid, véhicules électriques, expérimentation etc.) ? Les renégociations des contrats de concession en cours et à venir prendront-elles en compte cette nouvelle configuration ? Comment se structurent les différentes strates du « mille-feuilles territorial » alors qu'il existe clairement des chevauchements de compétences ? Quel est le jeu d'acteurs entre les différents types d'acteur publics et avec les acteurs industriels partenaires ?

2. Problématique et stratégie empirique

Face à ces constats et à ces questionnements, nous avons réorienté notre problématique et notre stratégie empirique autour de deux enjeux : le contrat de concession et l'efficacité de la nouvelle gouvernance territoriale de la politique énergétique. Nous avons privilégié une approche pluridisciplinaire en raison des forts enjeux juridiques et politiques qui sont posés.

La première partie de l'étude porte sur le contrat de concession de distribution d'électricité. Nous mobilisons l'économie des contrats pour mettre en avant les spécificités du contrat de concession, puis nous proposons une analyse juridique du contrat de concession actuel et des points d'achoppement suite aux évolutions législatives récentes. Nous identifions différents points susceptibles d'évoluer lors du renouvellement (les ouvrages concédés, les éléments comptables et financiers, la qualité de service, et les actions liées aux nouvelles missions du GRD). Enfin, nous nous appuyons sur les études de cas que nous avons menées à partir des collectivités qui ont récemment renégociées leur contrat de concession, ce qui nous permet de dégager des best practices et de tirer des enseignements.

La deuxième partie de l'étude propose une analyse des conditions d'efficacité de la nouvelle gouvernance locale de la distribution d'électricité. Elle s'appuie sur une analyse historique des compétences en matière de politique énergétique des différentes collectivités locales qui permet de comprendre les nouveaux rapports entre les différents types d'AODE liés aux dernières évolutions législatives (Lois MAPTAM et NOTRe et Loi de Transition Energétique pour la Croissance Verte). Nous nous concentrons sur les liens entre les syndicats d'énergie et les métropoles/Communautés Urbaines qui sont aujourd'hui au cœur de la gouvernance territoriale de l'énergie. Nous nous focalisons sur la problématique des projets d'EnR sur les territoires qui sont les plus nombreux et les plus anciens.

La stratégie empirique repose à la fois sur une analyse qualitative (études de cas) et une analyse quantitative à partir de données d'enquête recueillies par un questionnaire envoyé en mai et juin 2016 par voie électronique à l'ensemble des EPCI avec statut AODE.

3. Synthèse des résultats

Nous présentons la synthèse des résultats en deux temps. La première partie présente l'échantillon de l'enquête et les cas sélectionnés pour les études de cas. La deuxième partie est un récapitulatif des résultats sur les deux principaux sujets : les problèmes contractuels de la concession de distribution d'électricité et la gouvernance territoriale de l'énergie avec un focus sur la politique de déploiement des EnR. Une présentation détaillée des résultats de l'enquête (question par question) et des études de cas est présentée séparément en Annexes du rapport.

1. Présentation des échantillons de l'enquête et des études de cas

1.1 L'échantillon de l'enquête

L'échantillon initial porte sur l'ensemble des Etablissements Publics de Coopération Intercommunale (EPCI) ayant le statut d'AODE (24 métropoles/communauté urbaine, 50 syndicats d'électricité). Nous avons obtenu 44 réponses sur

l'échantillon total dont 10 métropoles/CU (42%) et 34 syndicats d'énergie (68%). Il est à noter, que parmi les dix qui ont la qualité de métropole/communauté urbaine, deux ont transféré la compétence d'AODE à un autre organisme (Question 27). Notre échantillon final a été également complété par 17 réponses des Communautés d'Agglomérations et des Communautés de Communes pour avoir les points de vue des EPCI sans statut d'AODE sur le développement des EnR. Notre échantillon comprend 77% des syndicats d'énergie (65% sur le territoire national) et 23% des métropoles et CU (35% sur le territoire national). Si l'on prend en compte les Communautés d'Agglomération et Communautés de Communes (qui ne font pas partie de notre cible principale), la répartition de notre échantillon passe à 56% des syndicats d'énergie, 16% des métropoles et CU, et 28% des communautés d'agglomération et communautés de communes (cf.Figure1).

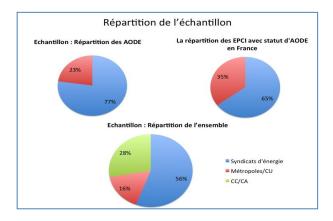


Figure1. La répartition de l'échantillon de l'enquête

1.2 L'échantillon des Etudes de Cas

Pour traiter du contrat de concession d'électricité, nous avons choisi la Ville de Paris et les syndicats franciliens SIPPEREC et SIGEIF en raison de leur taille conséquente et de leur expérience récente de renégociation du contrat. Nous avons aussi retenu la Communauté Urbaine de Dunkerque, de la Métropole de Lyon, et des métropoles de Nantes et Brest qui présentent des spécificités en matière de pratiques contractuelles, riches d'enseignements.



Figure 2. Les études de cas par type d'EPIC

Pour traiter de la problématique de la gouvernance territoriale de la distribution d'électricité, nous avons choisi les cas où des conflits entre AODE du territoire peuvent potentiellement apparaitre en raison notamment du chevauchement des compétences, ainsi que des AODE qui ont déjà mis en œuvre des changements d'organisation de la gouvernance et ont donc fait face à un certain nombre de situation problématique. C'est le cas de la Ville de Paris et

du syndicat SIPPEREC, de la communauté urbaine du Grand Dijon et du syndicat SICECO, ainsi que de la Métropole du Grand Lyon et le syndicat SIGERLy.

2. Les principaux résultats

2.1 Les contrats de concession de distribution d'électricité

De manière générale, les réponses des AODE à l'enquête confirment qu'elles ont des difficultés dans leur relation avec le GRD, aussi bien au niveau de la collaboration avec le GRD que dans des sujets plus précis tels que les investissements ou la qualité de service. Les métropoles/CU semblent avoir davantage de difficultés que les syndicats d'énergie.

Sur le sujet des investissements, les métropoles/CU semblent plus sceptiques que les syndicats concernant la relation avec le(s) GRD. Elles reconnaissent l'existence de conflits, à la fois dans le choix et dans le montant des investissements. Concernant la coordination avec le GRD sur le sujet des investissements, les métropoles/CU et les syndicats expriment un avis plutôt réservé.

En termes de qualité de service, les réponses sont plutôt positives. Les syndicats semblent avoir une appréciation plus positive que les métropoles/CU, à la fois sur la communication sur l'état des réseaux et sur le contrôle des activités du GRD. Les réponses plus ou moins positives des syndicats d'énergie comparées à celles des métropoles/CU confirment les difficultés de ces dernières s'approprier les nouvelles compétences dévolues aux AODE. Dans les études de cas, on voit que la montée en compétence notamment est lente ce qui ne permet pas de rééquilibrer les relations en faveur de l'AODE.

Concernant le niveau de collaboration entre les AODE et les GRD, les métropoles/CU semblent plus positives que les syndicats, à la fois dans la collaboration dans les projets et au niveau des échanges d'informations. Cependant, elles considèrent avoir plus de difficultés pour se coordonner avec le GRD que les syndicats d'énergie. Enfin, les deux types d'AODE ne sont pas d'accord qu'il n'y a aucune interaction avec le GRD sur leur territoire.

Alors que les éléments de l'enquête nous permettent de faire un bilan de la perception des différents acteurs sur la nature de leur relation avec le GRD et entre AODE, les études de cas servent à analyser de manière qualitative les clauses contractuelles. Comme mentionné dans la présentation de l'échantillon, nous avons analysé les contrats de concession d'électricité de sept AODE : 2 syndicats franciliens (SIPPEREC et SIGEIF), la ville de Paris, et 4 métropoles/CU (la Métropole du Grand Lyon, la Communauté urbaine de Dunkerque, la Métropole de Nantes et la Métropole de Brest). Le contrat du SIPPEREC pour l'électricité, modifié par avenant en avril 2016, a fait l'objet d'une analyse particulièrement détaillée. Le SIGEIF a une longueur d'avance dans la réflexion sur les conditions de renouvellement du contrat de concession de la distribution d'électricité. Le contrat de la Ville de Paris est le plus novateur dans son approche de la définition de la redevance et il est pionnier dans l'établissement d'un schéma directeur des investissements inédit. Sa situation particulière s'explique par un historique de contrôle des concessions, ainsi que par la place qu'occupe le territoire parisien en tant que tel, siège des Ministères et lieux de pouvoirs en France. S'agissant des AODE métropolitaines, la Communauté urbaine de Dunkerque est en négociation pour renouveler son contrat d'électricité, la Métropole de Lyon se concentre sur son Schéma Directeur des Energies et des problèmes de gouvernance (syndicats d'énergie sur son territoire), Brest Métropole Océane sur ses expérimentations et Nantes Métropole sur le contrôle de la concession et les conflits de gouvernance. Pour ces guatre AODE, les expérimentations et partenariats constituent un moyen d'obtenir des données et des financements pour mettre en œuvre la politique énergétique, tout en associant les opérateurs à des actions innovantes.

La comparaison des contrats et documents annexes (conventions de partenariat, charte...) met en évidence l'influence des « contrats type » de concession de la FNCCR, qui sont largement repris, à quelques exceptions près;

les innovations liées à la Transition Energétique et aux nouveaux usages sont ainsi pour une large part incluses dans des documents annexes, moins contraignants juridiquement, et sujets à moins de publicité.

Les domaines de contraintes et d'expertise sont très différents entre les syndicats urbains et les grandes communautés, ce qui une forte influence sur le contenu des mesures négociées avec les concessionnaires. Là où les syndicats franciliens utilisent leur expertise technico-financière des concessions pour remettre en cause certains éléments techniques ou patrimoniaux et consolider les flux financiers en leur faveur (ou celle de leurs adhérents), les grandes agglomérations urbaines se fondent sur leurs compétences en aménagement/eau/déchets/planification et leur connaissance du territoire pour contraindre les concessionnaires à leur fournir des informations, données et contributions financières. A contrario, les syndicats franciliens apparaissent fragilisés par le fait que certaines compétences restent du ressort des communes, comme par exemple l'aménagement et la voirie, ce qui les contraint par exemple à devoir sensibiliser les communes à l'utilisation de fonds qui sinon restent sous-utilisés. Et les grandes agglomérations urbaines ont des difficultés à développer une expertise sur le long terme dans le domaine du contrôle des concessions, à cause d'un turn-over élevé des agents impliqués et de la difficulté à recruter des agents spécialistes de ces questions énergétiques et juridiques.

Les études de cas nous ont permis d'identifier trois facteurs qui devront d'une manière ou d'une autre être intégré dans les futurs contrats de concession sans que l'on sache encore ce qu'il en est : 1) l'intégration des nouvelles technologies *smart grids*, 2) les stratégies et contraintes économiques des opérateurs (notamment dans le cas d'EDF) et enfin 3) les initiatives législatives de l'Union de l'énergie qui seront proposées par la Commission européenne fin 2016 (et débattues ensuite par le Conseil et le Parlement européen). Au titre des *smart grids*, au-delà les compteurs communicants Linky, qui ont commencé à être déployé massivement avec l'objectif de générer des données plus précises et localisées, d'autres objets « intelligents » seront à prendre en compte, dans leurs dimensions physique et logicielle.

2.2 La gouvernance locale de la distribution d'électricité

En utilisant la base de données Banatic, nous avons identifié les 1257 communes qui sont membre à la fois d'un syndicat d'énergie et d'une communauté (Métropole ou CU). Par définition, ces communes présentent donc une zone de chevauchement de compétence AODE ce qui peut potentiellement générer des conflits entre les deux AODE autour de la politique énergétique territoriale et bloquer la mise en œuvre de projets et d'investissements. Inversement, des conflits peuvent intervenir entre les différentes AODE dans des communes pour lesquelles il n'y a pas de chevauchement. C'est le cas de la Communauté urbaine du Grand Dijon et du syndicat SICECO que nous étudions dans la section suivante.

L'enquête vise à dresser un panorama des relations entre les AODE et à identifier les opportunités et les points de blocage qui existent pour la mise en œuvre des projets énergétiques (EnR, véhicules électriques, microgrid, expérimentations...). Les résultats confirment un déficit de collaboration et de coordination entre les AODE, ce qui freine la mise en œuvre des projets. Pour autant, il n'y a pas non plus de réel conflit ou une vraie rivalité entre les métropoles/CU et les syndicats d'énergie contrairement à ce qu'on pourrait attendre. Dans le cadre spécifique des projets EnR électriques, les deux types d'AODE ont une vision assez réservée sur le caractère collaboratif de leur relation. Lorsqu'on détaille la nature des collaborations en distinguant les différentes actions (négociations avec le GRD, recherches de financement, mise en commun des compétences et échanges d'information) les métropoles/CU perçoivent une certaine forme de collaboration avec les autres AODE sur chacune des actions. Les syndicats d'énergie expriment eux une vision plus sceptique sur la réalité de la collaboration comme sur les interactions et les échanges stratégiques. Pour autant, il n'y a pas non plus de « freins » ou de « conflits » à signaler.

A ce stade, on peut considérer que collectivités impliquées dans la mise en œuvre de la transition énergétique sont au milieu du gué. Suite aux changements institutionnels, technologiques et législatifs, les collectivités se repositionnent à la fois les unes par rapport aux autres mais aussi dans leur relation avec le GRD. La nécessaire collaboration entre les différents acteurs se met en place progressivement sur des nouvelles bases ce qui se traduit parfois un retard ou des difficultés dans la mise en œuvre des projets. Pour mieux appréhender ces situations, nous avons conduit des études de cas qui permettent de tirer un certain nombre d'enseignements.

Les études de cas permettent d'identifier des situations extrêmes qui traduisent la difficulté pour les AODE à collaborer. La situation la plus extrême concerne le refus d'intégration des métropoles/CU au sein des syndicats d'énergie – une solution qui était pourtant encouragée dans la Loi MAPTAM du 27 janvier 2014 pour mutualiser les compétences. Ce refus s'observe à la fois sur des territoires avec et sans zone de chevauchement de compétence AODE (Grand Dijon – SICECO et Grenoble). Les principales motivations à ce refus sont liées d'abord à une divergence d'orientation et d'objectifs entre les métropoles/CU et les syndicats d'énergie. En effet, alors que les métropoles/CU favorisent des actions transversales, combinant l'innovation dans l'énergie avec l'aménagement urbain et de transport (entre autres), les syndicats d'énergie se focalisent plutôt sur les aspects techniques des réseaux d'énergie, ce qui correspond à leur compétence principale. Une autre motivation à ce refus tient aux divergences concernant l'accès et l'utilisation des ressources financières. Sur ce point, on se heurte au traditionnel clivage « urbain-rural ». Les métropoles/CU sont essentiellement constituées de zones urbaines avec une forte densité de population, qui privilégient les investissements innovants pour satisfaire le niveau élevé de consommation. De l'autre côté, les syndicats d'énergie sont plutôt composés de communes rurales, pour lesquelles le besoin d'investissements dans les réseaux est traditionnellement élevé par rapport aux zones urbaines. Deux cas d'étude illustrent ces différents freins : Grand Dijon-SICECO et Ville de Paris-SIPPEREC.

Les entretiens nous ont également permis de repérer des pistes pour surmonter les blocages. La première s'appuie sur le cas de la métropole du Grand Lyon et du syndicat SIGERLy, qui illustre la possibilité de mettre en place un accord de collaboration basé sur une représentation acceptable - à défaut d'une intégration totale - en termes de nombre de siège attribué à la métropole. Une deuxième piste repose sur le développement d'accords d'intégration entre les deux types de groupement d'une part, mais aussi de collaboration plus flexible dans une logique de contrat grâce auxquels les zones urbaines achèteraient de l'énergie aux zones rurales pour satisfaire leurs besoins. Cette piste est envisagée par la métropole de Lille et la communauté urbaine du Grand Dijon.

Nous avons analysé la façon dont les métropoles/CU ont mis les moyens pour développer des capacités en interne afin de monter en compétence sur les projets liés à la distribution d'électricité. Lorsque ces aspects sont négligés, ils peuvent freiner la mise en œuvre de la politique énergétique territoriale alors que. A l'inverse lorsqu'ils sont pris en compte de manière adaptée, ils constituent un levier essentiel à l'efficacité de la politique énergétique territoriale.

Partie 1- Les contrats de concession de distribution d'électricité en France : Enjeux et perspectives

1. Introduction

Du point de vue de l'analyse économique un contrat de concession est l'une des formes possibles d'externalisation de la gestion d'un service public par un acteur privé, ce que l'on appelle communément dans une acception large un Partenariat Public-Privé¹. Plus précisément, il s'agit d'une Délégation de Service Public (DSP) c'est-à-dire « un contrat par leguel une personne morale de droit public confie la gestion d'un service public dont elle a la responsabilité à un délégataire public ou privé, dont la rémunération est substantiellement liée aux résultats d'exploitation du service »². Historiquement, la concession est la forme la plus ancienne de DSP. Depuis la pompe à eau de la Samaritaine destinée à alimenter les palais royaux du Louvre et des Tuileries dont la construction a été confiée par Henri IV à l'ingénieur flamand Jean Lintlaër en 16023, l'intérêt pour le modèle concessif ne se dément pas. Dans le cadre d'une concession, la personne publique confie la gestion du service au concessionnaire qui l'exploite et qui en assume de facto les risques économiques. Il est le maitre d'ouvrage des travaux à réaliser, il a la charge de les financer et sa rémunération est étroitement liée aux résultats d'exploitation du service (elle dépend également de la durée du contrat et de l'amortissement des investissements). Mais la personne publique n'abandonne pas son pouvoir de contrôle sur la gestion de l'ouvrage ou des infrastructures. Non seulement l'activité déléguée doit respecter les principes qui gouvernent les services publics (continuité, égalité d'accès, neutralité) mais il est possible de sanctionner le délégataire en cas de manguement et inversement de rémunérer les performances selon le principe des contrats incitatifs. La DSP s'inscrit dans une relation partenariale qui suppose une certaine forme de collaboration et de coordination entre les partenaires. Ce mode de contractualisation implique aussi un transfert du risque d'exploitation du déléguant vers le délégataire, ce qui influe leur stratégie réciproque pendant toute la durée du contrat, depuis la phase de passation, d'exploitation et de renouvellement. L'analyse économique des contrats de concession permet d'identifier les avantages de l'externalisation de la fourniture de services publics comme la recherche de compétence, d'économie d'échelle, d'envergure et d'expérience et surtout d'incitations qui sont plus aisées à mettre en place dans les entreprises privées. Le partage des risgues (de production, de demande et celui lié au coût d'exploitation) entre la partie publique et la partie privée souvent plus à même de les supporter grâce à la diversité de ses activités et ses compétences dans la gestion des différents types de risques est aussi un motif d'externalisation. Pour traiter le sujet des nouvelles pratiques contractuelle de la distribution d'électricité, nous allons aborder en premier lieu les guestions liées aux contrats de distribution entre le propriétaire et le gestionnaire de réseau : le contrat de concession de distribution d'électricité. La principale limite des PPP concerne les coûts de contractualisation typiques des contrats de long terme, incomplets dans un environnement incertain et complexe dans lequel les acteurs sont caractérisés par différents niveaux d'information ou de compétences. Enfin, la dimension politique est fondamentale dans les contrats public-privé par rapport aux contrats privé-privé. C'est l'efficacité des institutions, la crédibilité de l'acteur public (tant au niveau de ses engagements que de ses compétences et sa faculté

_

¹ Pour une analyse économique des contrats de concession (et autres Partenariats Public-Privé), cf. Saussier (2015).

² Loi n°2001-1168 du 11 décembre 2001 portant mesures urgentes de réformes à caractère économique et financier, dite « loi MURCEF »

³ L'ouvrage construit en maitrise d'ouvrage privée est financé par son exploitant, autorisé ar le roi à extraire l'eau de la Seine et à refacturer ce service aux parisiens augmenté de prestations d'acheminement, (cf. Saussier, 2015, p30).

de contrôle du partenaire privé) et les comportements opportunistes de la partie publique comme de la partie privée qui sont en jeu. Sans rentrer dans le détail des développements de l'analyse économique des contrats sur les avantages et les limites des PPP, on retiendra que les contrats de concession comme les autres formes de PPP reposent une logique d'un acteur public qui se veut de plus en plus « pilote » et de moins en moins producteur de services publics. Les conditions d'efficacité de ces contrats sont spécifiques. Même s'ils sont sources de gains potentiels, ils soulèvent de nombreuses difficultés qui doivent être adressées, souvent au cas par cas en fonction du service considéré, des acteurs impliqués et de l'environnement institutionnel.

Le secteur de l'électricité en France présente plusieurs caractéristiques particulières qui différencient les contrats de concession de distribution d'électricité des concessions d'autres secteurs. Dans la section suivante, nous décrivons les principales spécificités du contrat de concession de distribution d'électricité et l'impact sur les conditions d'efficacité de la DSP.

2. Les enjeux des contrats de concession de distribution d'électricité en France

Lorsque l'on vise le contrat de concession, on fait en fait référence à trois types de documents distincts : le contrat de concession *stricto sensu*, le cahier des charges de concession et les annexes. Les contrats de concession en cours sont des contrats conclus sur la base d'un modèle de convention de concession et de cahier des charges, établis par la FNCCR et EDF en 1992. Ce modèle a été peu modifié depuis, hormis une mise à jour en 2007, ce qui a pu entraîner certaines adaptations par avenant de la part des différents cocontractants. Plus récemment, un certain nombre de contrats de concession a pu être modifié par avenant sur la période tarifaire 2014-2017 par application du protocole d'accord FNCCR/Enedis ⁴ de septembre 2013 visant à « renforcer les relations entre les autorités concédantes et le concessionnaire Enedis au service de la qualité du service ».

Conformément aux dispositions de l'article L. 322-4 du code de l'énergie, les ouvrages de réseaux publics de distribution d'électricité appartiennent aux collectivités territoriales ou à leurs groupements qui en concèdent l'exploitation et la gestion aux gestionnaires des réseaux publics de distribution dans le cadre des contrats de concession de distribution d'électricité. Ces contrats sont donc conclus entre, d'une part, l'autorité organisatrice de la distribution d'électricité (AODE) et, d'autre part, le gestionnaire du réseau de distribution (GRD).

Les AODE peuvent être des communes, des établissements publics de coopération intercommunale à fiscalité propre (métropoles, CU, communautés d'agglomération ou communauté de communes) ou encore des établissements publics de coopération intercommunale sans fiscalité propre (syndicats de communes ou syndicats mixtes).

La catégorie des GRD est également une catégorie hétérogène. Conformément aux dispositions de l'article L. 111-52 du code de l'énergie, les GRD sont, dans leurs zones de desserte exclusives respectives, soit la société Enedis qui est issue de la séparation entre les activités de gestion de réseau public de distribution et les activités de production et de fourniture exercées par EDF, soit les entreprises locales de distribution (ELD), soit pour les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, l'entreprise EDF. Les ELD sont définies à l'article L. 111-54 du code de l'énergie. Il s'agit des sociétés d'économie mixte, des sociétés d'intérêt collectif agricole, ou encore des régies qui existaient au 9 avril 1946 et dont l'autonomie a été maintenue après cette date. On compte environ 150

-

⁴ Le 31 mai 2016, lors du salon des Maires, Philippe Monloubou, président du Directoire d'ERDF a révélé le nouveau nom du gestionnaire du réseau de distribution de l'électricité : Enedis. Nous avons fait le choix d'utiliser ce nouveau nom dans l'ensemble du rapport.

ELD de tailles très différentes (allant d'une centaine de clients desservis à plus de 400.000) réparties sur tout le territoire national. Les parties aux contrats de concession sont donc prédéterminées sachant que la distribution d'électricité en France est assurée à 95% par le GRD Enedis.

Concernant les modalités de passation de contrat, les concessions de distribution d'électricité sont conclues suivant une procédure dérogatoire des autres concessions locales de service public. En effet, ils sont nécessairement conclus entre l'AODE et le GRD dans sa zone exclusive de desserte. L'AODE ne peut pas décider de ne pas renouveler le concessionnaire sortant pour confier la gestion et l'exploitation de son réseau à un autre opérateur ni même reprendre la gestion en propre dans le cadre d'une régie par exemple. Ainsi, le monopole légal dont bénéficie Enedis en France dans le cadre des concessions de distribution d'électricité implique que l'AODE n'est pas en mesure de faire jouer la concurrence avec d'autres prestataires. Nous retrouvons la situation de *lock-in* citée ci-dessus, où l'opérateur pourrait adopter un comportement opportuniste pendant la durée du contrat, d'autant plus que l'opérateur est dans une situation de quasi-monopole sur le territoire national. L'AODE, quant à elle, aurait des difficultés d'imposer à l'opérateur des conditions spécifiques, envisagés au niveau local, à son contrat et à son territoire de concession.

En second lieu, la distribution d'électricité en France est dans une situation où les besoins au niveau local semblent être secondaires, car Enedis est une entreprise principalement régie par une organisation et des règles définies au plan national (Amorce, 2015a). Ce point est traduit dans le volet « investissement » à plusieurs niveaux. Le premier niveau concerne la production d'énergie électrique, où le cadre règlementaire national définit des investissements par le «programmation pluriannuelle des investissements». Ce programme encadre fortement les activités de la maison mère EDF et a ainsi un impact nécessaire sur les capacités d'investissement des filiales Enedis et RTE. De plus, les coûts associés aux outils de production d'électricité, notamment des centrales nucléaires, et l'endettement d'EDF, contraignent également la stratégie d'investissement d'Enedis (Cour des comptes, 2013). Le deuxième niveau concerne les réseaux de distribution d'électricité et les investissements d'Enedis. A titre d'exemple, les investissements pour les compteurs intelligents sont des obligations règlementaires au niveau national qui, en définissant une enveloppe déjà fixée, limitent d'autant les investissements sur les autres compartiments du réseau, au moins dans l'attente des retours sur investissement liés aux économies d'exploitation. De plus, comme le relève la Cour des Comptes, pour l'électricité, « avec des moyens fixés au niveau national (...) tout ce qui est investi sur le réseau d'une concession ne le sera pas sur une autre » (Cour des comptes, 2013). Ainsi, les problèmes de qualité observables dans certains départements français, notamment dans les zones rurales, et exigeants des investissements importants, conduisent Enedis à privilégier les investissements en direction de ces concessions, au détriment d'autres concessions dans les zones urbaines, dont la qualité est considérée comme satisfaisante. Enfin, l'échelle historiquement nationale des entreprises d'électricité a conduit à ce que la conception, la gestion et l'exploitation des réseaux soient configurées à cette échelle, indépendamment du périmètre local des concessions. Cela se traduit concrètement aujourd'hui par l'inadéquation des outils internes à Enedis au regard de la production, considérée comme indispensable par les AODE, de données pertinentes et cohérentes à l'échelle de leurs concessions locales, comme par exemple la nécessité de recourir à des clés de répartition pour estimer les données financières locales⁵. Ce « conflit » entre les besoins locaux et nationaux est d'autant plus exacerbé par le mécanisme de tarification du secteur de l'électricité. En effet, en termes de rémunération, les tarifs de l'électricité (tarifs

-

⁵ Les charges d'Enedis faisant l'objet de clés de répartition sont dites « charges non natives » et sont liées au fait que certains moyens, ressources ou infrastructures des concessionnaires peuvent être mutualisés entre plusieurs concessions. Il peut s'agir par exemple des frais de siège ou de réseau informatique qui font l'objet d'une répartition au plan national. La part des « charges non natives » dans les charges d'exploitation des concessionnaires ne sont pas connues à Paris mais elles sont estimées en moyenne à 70% des charges d'exploitation.

règlementés de vente) pour les particuliers sont harmonisés au plan national et proposés par EDF et les entreprises locales de distribution. Le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE), qui comprend une part pour le réseau de transport d'électricité (RTE) et une part pour le réseau de distribution (Enedis), est fixé par la Commission de Régulation de l'Energie sur la base d'une évaluation réalisée par les gestionnaires de réseau, et est également unique sur tout le territoire. Ainsi, le tarif est indépendant de la distance entre la production et la consommation d'énergie, avec le principe dit du « timbre-poste » et identique sur l'ensemble du territoire national, conformément au principe de solidarité territoriale, i.e. péréquation tarifaire, mentionné par le code de l'énergie à l'article L. 341-3.

Ainsi, les AODE ont un pouvoir de négociation réduit vis-à-vis du GRD. Concernant les investissements, elles peinent à imposer leurs priorités et leurs besoins au niveau local. Là où, dans une concession standard, elles auraient pu contractualiser sur des critères de qualité de service afin d'éviter de négocier sur les investissements, dans la distribution d'électricité, ce pouvoir est limité dû au plan de réseau fixé à une maille conçue par Enedis à un niveau bien plus large que la maille des concessions, voire au plan national. Ajouté à ces points, le seul pouvoir des AODE pour retrouver un équilibre dans la relation avec les GRD, par des négociations financières, est également limité dû à une tarification identique au niveau national.

Un grand nombre de contrats de concession de distribution de l'électricité ont été conclus entre 1992 et 1995, pour une durée entre 25 et 30 ans. Dans les prochaines années, plus de la moitié des 1 160 contrats de concessions devront être renouvelés (Pachen-Lefevre & Fontaine, 2013), avec un pic entre 2017 et 2025. Les questions qui se posent sont à deux niveaux. Quel que soit le type d'AODE, lors du renouvellement prochain du contrat, arriveront-elles à profiter de ces récentes évolutions législatives et institutionnelles, pour rééquilibrer la relation avec les GRD quitte à modifier l'économie du contrat. Plus précisément, est-ce que les AODE réussiront à imposer leurs besoins et leurs priorités en termes d'investissement, ainsi qu'à contractualiser davantage sur une base de critères de qualité avec leur concessionnaire? Le deuxième niveau concerne plus particulièrement des métropoles. On peut se demander si elles arriveront à monter en compétence rapidement afin de profiter de ce prochain mouvement de renégociation et de renouvellement des contrats de concession d'électricité? Comment réussiront-elles à négocier des aspects techniques et financiers des contrats, en comparaison aux syndicats d'énergie, qui sont des acteurs traditionnels du secteur de l'électricité?

Ce chapitre propose de répondre en partie à ces questions. La première partie dresse un diagnostic de la relation entre les AODE et les GRD à partir des données d'enquêtes auprès des AODE. Nous distinguons les deux types d'AODE, les métropoles/CU d'une part et les syndicats d'énergie d'autre part. La deuxième partie propose une analyse juridique du contrat actuel et des points d'achoppement suite aux évolutions législatives récentes. Nous identifions différents points susceptibles d'évoluer lors du renouvellement : les ouvrages concédés, les éléments comptables et financiers, la qualité de service, et les actions liées aux nouvelles missions du GRD. Enfin, nous analysons des cas d'étude où la négociation ou le renouvellement ont eu lieu récemment ou sont en cours. Dans cette partie, nous incluons dans des cas pionniers (à la fois syndicats d'énergie (SIPPEREC et SIGEIF) et métropoles/CU (métropole du Grand Lyon, de la Communauté Urbaine de Dunkerque, et des métropoles de Nantes et Brest) en plus de la Ville de Paris) qui permettent de dégager des best practices.

3. Le bilan de la relation entre les AODE et les GRD

La totalité des AODE qui ont répondu à notre enquête a Enedis comme GRD. Quelques-unes ont aussi des ELD sur leur territoire, sous la forme de sociétés d'économie mixte (3), SICAE/SA (4), société publique locale (1) et régies (6)⁶. Nous proposons dans la suite de cette section un bilan de la relation entre les AODE et les GRD sur les sujets des investissements, de la qualité de service et de la collaboration de manière générale. Nous nous limitons à faire une analyse par type d'AODE en distinguant les métropoles/CU des syndicats d'énergie. Les réponses par type de GRD ne se différencient pas suffisamment.

Sur le sujet des investissements, la Figure 3 montre que les métropoles/CU semblent plus sceptiques que les syndicats sur la qualité de la relation avec le(s) GRD. En effet, elles se déclarent plutôt d'accord sur le fait que le choix des investissements d'une part (score de 3,33 sur une échelle de 5 contre 2,23 pour les syndicats) et le niveau des investissements (score de 3,33 sur une échelle de 5 contre 2,48 pour les syndicats) d'autre part sont un sujet de conflit avec le GRD. Ni les syndicats, ni les métropoles/ CU n'admettent que les investissements dans le réseau sont réalisés de manière coordonnée. Ce point confirme les difficultés évoquées précédemment pour les AODE de réussir à imposer au GRD, leurs besoins et leurs priorités en termes d'investissements. Nous proposons ainsi dans les sousparties suivantes de ce chapitre une analyse plus approfondie du thème des investissements, à la fois sur le volet juridique et sur les expériences pionnières sous forme d'études de cas.

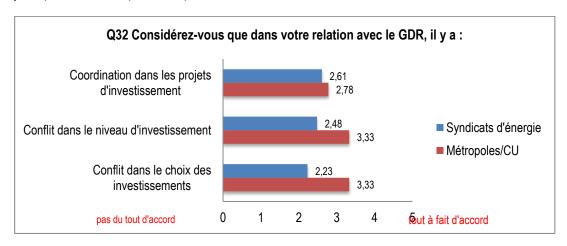


Figure 3. La relation entre les AODE et les GRD au sujet des investissements

En termes de qualité de service, de manière générale, les réponses sont plutôt positives (fig. 4). Les syndicats semblent avoir une perception plus positive que les métropoles/CU, à la fois sur la communication sur l'état des réseaux (score de 3,4 et 3 sur une échelle de 5 respectivement) et sur le contrôle des activités du GRD (score de 3,67 et 2,63 sur une échelle de 5 respectivement). Cette différence d'appréciation entre les deux types d'AODE traduit les réponses plus ou moins positives des syndicats d'énergie comparées à celles des métropoles/CU liées aux difficultés de ces dernières à prendre la nouvelle compétence en tant qu'AODE. Ce point sera discuté plus en détail dans le chapitre suivant du rapport et illustré par des études de cas.

-

⁶ Les résultats sont calculés basés sur les 54 réponses à la question 31.

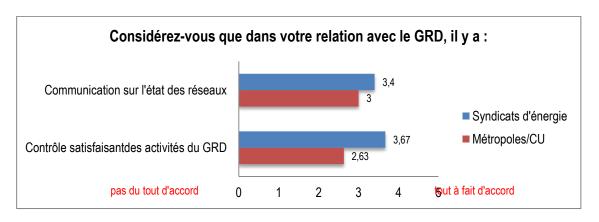


Figure 4 : La relation entre les AODE et les GRD au sujet de la qualité des services (par type d'AODE)

Quant à la collaboration entre les AODE et les GRD, les métropoles/CU semblent plus positifs que les syndicats, à la fois dans la collaboration dans les projets (score de 3,56 sur une échelle de 5 et 2,48 respectivement) et dans les échanges d'informations (score de 3 sur une échelle de 5 et 2,79 respectivement) (fig. 5). Cependant, elles considèrent avoir plus de difficultés de se coordonner avec le GRD que les syndicats d'énergie (score de 3,5 et 2,83 respectivement). Enfin, les deux types d'AODE réfutent l'affirmation selon laquelle il n'y aurait aucune interaction avec le GRD sur leur territoire.

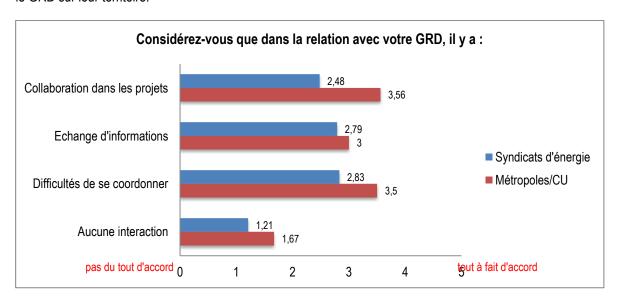


Figure 5 La relation entre les AODE et les GRD au sujet de la collaboration : par type d'AODE

Ainsi, de manière générale, les réponses des AODE confirment des difficultés dans leur relation avec le GRD, que ce soit au niveau de la collaboration dans les projets énergétiques sur leur territoire ou sur des thèmes plus précis comme les investissements ou la qualité de service. Dans la section suivante, nous examinons les opportunités juridiques qui pourraient se présenter lors du renouvellement prochain des contrats de concession pour améliorer la situation.

4. La structure des contrats actuels et les principaux points d'achoppement

Les contrats de concession sont, en principe, établis en suivant le même modèle FNCCR/Enedis et les protocoles/avenants ajoutés à ce modèle type depuis 2009, comme en atteste le fait que le protocole FNCCR/EDRF/EDF de 2013 soit entré en vigueur sur la base de 90% d'AODE françaises signataires. Le dernier protocole de 2013 apporte des modifications principalement sur la nature des données et indicateurs fournis dans les CRAC (et pour le contrôle), sur les schémas directeurs des investissements, et sur les données cartographiques (Figure 6).

Date	Avenants apportés au contrat de concession type « électricité »
2009	Protocole d'accord relatif aux « indicateurs de fourniture et acheminement » pour les CRAC : ajout de plusieurs indicateurs à la liste des indicateurs fournis pour les CRAC et/ou le contrôle (voir la liste des indicateurs ci-après).
2011	Avenant au protocole de 2009 relatif aux indicateurs d'acheminement à produire dans les CRAC : indicateurs additionnels sur les raccordements, les réclamations et les données patrimoniales de la concession (voir la liste des indicateurs ci-après.)
2013	Protocole d'accord sur la période tarifaire 2014-2017 « renforcer les relations entre autorités concédantes et ERDF au service de la qualité du service concédé » - Programmation et coordination des investissements (contenu des conférences départementales NOME ⁵⁷ et au niveau des AODE): voir notamment l'annexe 1 « programme commun de développement et de modernisation des réseaux prévisionnel entre AODE et ERDF » (schéma directeur des investissements) - Adaptation de la redevance de concession - Échanges de données financières, patrimoniales et cartographiques - Entrée en vigueur sous condition d'utilisation large de l'avenant à la concession proposé (REMPLIE) ⁵⁸
2015	Accord relatif aux conventions d'échange de données cartographiques moyenne échelle, grande échelle et de mise à disposition des données cartographiques moyennes échelle et grande échelle sur un extranet - 3 modèles de conventions cartographiques : moyenne échelle, grande échelle, mise à disposition sur Extranet; - Choix entre moyenne (1/1000 à 1/10000 à 1/10000 eme) et grande échelle (1/200 ème); - Extranet pour les signataires des 2 autres conventions; - Lié au protocole de 2013.

Figure 6. Les avenants apportés au contrat de concession type de la FNCCR depuis 2009

L'article 1^{er} du cahier des charges rappelle notamment que l'autorité concédante garantit au concessionnaire le droit exclusif d'exploiter le service public de la distribution d'électricité sur le territoire de la concession. En contrepartie, le concessionnaire est responsable du fonctionnement du service et l'exploite à ses risques et périls. Cette dernière caractéristique – l'exploitation aux risques et périls du concessionnaire – permet de qualifier la convention de délégation de service public, même si le risque que prend le concessionnaire pourrait, à certains égards, paraître trop limité pour recevoir une telle qualification.

En termes de durée des concessions, elle est généralement fixée entre 20 et 30 ans. Dans son arrêt précité, la Cour administrative d'appel de Nancy estimait qu'une durée de 30 ans n'est pas excessive eu égard à la nature du service et des investissements à réaliser⁷. Ainsi, ce point ne devrait pas être sujet des prochains renouvellements de contrats.

Dans la suite de cette partie, nous analysons cinq principaux points d'achoppement dont nous attendons une évolution lors des renouvellements et des renégociations récents des contrats, au sujet des ouvrages concédés, des obligations liées à la maintenance et au renouvellement des ouvrages et leur financement, de la qualité du service, de la tarification de l'accès au réseau, ainsi que des adaptations nécessaires suite aux nouvelles missions des GRD. Dans l'ensemble, nous observons une volonté du législateur de clarifier les obligations de transparence d'informations dans les contrats, que ce soit en termes techniques ou financiers.

4.1 Les ouvrages concédés

Les articles 2, 7 et 19 du cahier des charges de concessions sont généralement consacrés à l'identification du périmètre des ouvrages concédés. On soulignera que les ouvrages concédés, c'est-à-dire les ouvrages appartenant à l'AODE et concédés au concessionnaire, comprennent en particulier les éléments du réseau, des postes de transformation jusqu'aux branchements et dispositifs de comptage, les ouvrages de moyenne et basse tension, ainsi que les terrains d'assiette des ouvrages concédés, y compris ceux acquis par le concessionnaire.

Le juge administratif a clarifié la répartition des biens entre autorité concédante et concessionnaire à l'occasion d'un contentieux opposant la société Enedis et la Commune de Douai sur la qualification des biens entrant dans le champ de la concession⁸ et ceux n'y entrant pas en réaffirmant le triptyque biens de retour, biens de reprise, biens propres.

Ainsi, concernant les biens de retour, le Conseil d'Etat a rappelé que « dans le cadre d'une délégation de service public ou d'une concession de travaux mettant à la charge du cocontractant les investissements correspondant à la création ou à l'acquisition des biens nécessaires au fonctionnement du service public, l'ensemble de ces biens, meubles ou immeubles, appartient, dans le silence de la convention, dès leur réalisation ou leur acquisition à la personne publique »⁹.

Cette jurisprudence a inspiré le législateur qui, à la faveur de la loi sur la transition énergétique, a imposé aux GRD de tenir à la disposition de l'AODE un inventaire des ouvrages concédés précisant la classification des biens suivant les trois catégories précitées (biens de retour, biens de reprise, biens propres). En effet, l'article 153 de la loi sur la transition énergétique précise que : « Un inventaire détaillé et localisé de ces ouvrages est également mis, à leur demande, à la disposition de chacune des autorités concédantes précitées, pour ce qui concerne la distribution d'électricité. Cet inventaire distingue les biens de retour, les biens de reprise et les biens propres. Un décret fixe le contenu de ces documents ainsi que les délais impartis aux gestionnaires de réseaux pour établir des inventaires détaillés »¹⁰.

L'appartenance des biens de la concession à l'une ou l'autre de ces catégories est une question importante et parfois complexe. La problématique des compteurs intelligents permet d'illustrer les difficultés qui peuvent apparaître.

7

⁷ CAA de Nancy, 12 mai 2014, req. n° 13NC01303.

⁸ CE, Ass., 21 décembre 2012, Commune de Douai, reg. n° 342788.

⁹ Ihid

¹⁰ Le décret n° 2016-496 du 21 avril 2016 relatif au compte rendu annuel d'activité des concessions d'électricité est venu insérer un article D. 2224-45 dans le code général des collectivités territoriales qui énonce que : « L'inventaire détaillé et localisé des ouvrages, distinguant les biens de retour, les biens de reprise de la concession et les biens propres affectés au service, est communiqué, à sa demande, à l'autorité concédante par l'organisme de distribution d'électricité. Le contenu de l'inventaire et ses délais de production sont arrêtés par le ministre chargé de l'énergie, après avis des organismes représentatifs des autorités concédantes et des organismes de distribution d'électricité ».

Rappelons que l'article L. 322-8 du code de l'énergie qui énonce les missions des GRD précise notamment que ce dernier doit « exercer les activités de comptage pour les utilisateurs raccordés à son réseau, en particulier la fourniture, la pose, le contrôle métrologique, l'entretien et le renouvellement des dispositifs de comptage et d'assurer la gestion des données et toutes missions afférentes à l'ensemble de ces activités ». Or, une controverse a pu exister concernant la propriété de ces compteurs. Le juge administratif a eu l'occasion de rappeler qu'ils appartiennent à l'AODE et que le contrat ne saurait prévoir une solution différente¹¹. Toutefois, cette décision ne tranche que la question du compteur lui-même et pas celle des systèmes d'exploitation ou des logiciels qui permettent de faire fonctionner ces équipements.

A part une classification par type de biens, des données sur les ouvrages en format de cartographie numérique est également prévues dans l'article 179 de la LTECV et textes d'application : textes mis en consultation concernant les données mises à disposition des personnes publiques et décret n° 2016-350 (décret « registre des installations de production et stockage»). L'article 153 de la LTECV prévoit, quant à lui, la mise à disposition électronique de plans « moyenne échelle » sur le niveau de tension, nature, section et technologie des conducteurs, localisation, fonction et caractéristiques techniques des postes de transformation et des organes de coupure.

4.2 Les éléments comptables et financiers

4.2.1. Obligations liées à la maintenance et au renouvellement des ouvrages et leur financement

Les travaux réalisés par le GRD

L'article 10 du cahier des charges de concession pose l'obligation du concessionnaire de prendre en charge les travaux de maintenance et de renouvellement des ouvrages « nécessaires au maintien du réseau en bon état de fonctionnement » ainsi que les travaux de mise en conformité. Le concessionnaire est tenu de pourvoir au financement des travaux de renouvellement par la constitution de provisions pour renouvellement s'agissant des ouvrages à renouveller avant le terme normal de la concession¹².

Ainsi, l'article 153 de la LTECV et le Décret du 21 avril 2016 (« décret CRAC électricité ») exige que le GRD fournit une politique d'investissement et de maintenance des réseaux, où il détaille les investissements réalisés par finalité, montant et localisation, les investissements prévisionnels, y compris la répartition financement PS et raccordement producteurs.

Les travaux réalisés par l'AODE

Outre les obligations de maintenance et renouvellement du GRD, il est également intéressant de rappeler que l'article 5 de l'annexe précise la répartition de la maîtrise d'ouvrage entre l'AODE et le concessionnaire. Conformément aux dispositions de l'article L. 322-6 du Code de l'énergie, « [l]es autorités organisatrices du réseau public de distribution d'électricité ont la faculté de faire exécuter en tout ou en partie à leur charge, les travaux de premier établissement, d'extension, de renforcement et de perfectionnement des ouvrages de distribution ».

Ainsi, deux articles de l'annexe constituent deux points sur lesquels AODE et GRD bénéficient d'une réelle marge de manœuvre dans la négociation pour les redevances liées à ces travaux.

¹¹ CAA de Nancy, 12 mai 2014, req. n° 13NC01303.

¹² Article L. 322-5 du code de l'énergie.

- En premier lieu, l'article 2 précise les modalités de calcul de la redevance annuelle de concession due par le concessionnaire à l'AODE en contrepartie des dépenses supportées par l'AODE dont le concessionnaire et les usagers bénéficient (usuellement décomposée en une redevance Fonctionnement R1 + une redevance Investissement R2, avec une formule de calcul empruntée au modèle de cahier des charges).
- En deuxième lieu, l'article 3 prévoit les modalités de calcul de la redevance d'occupation du domaine public (RODP) qui sont issues de dispositions réglementaires (R.2333-105-2 du code général des collectivités territoriales).

Les provisions pour renouvellement

Dans la section de la maintenance et du renouvellement, la question des provisions pour renouvellement est particulièrement délicate. Rappelons que dans le cadre d'une concession, la valeur de remplacement de chaque bien est préfinancée, d'une part, par les dotations aux amortissements et, d'autre part, par les dotations aux provisions pour renouvellement. L'amortissement industriel permet de reconstituer les capitaux investis pour l'établissement d'un ouvrage qui devra être renouvelé en cours de concession. La provision pour renouvellement, quant à elle, sert à couvrir le financement supplémentaire qui résulte de l'accroissement de la valeur des biens concédés reconstitués à l'identique. Les provisions pour renouvellement sont donc complémentaires des amortissements industriels, en ce qu'elles permettent de préfinancer le surcoût lié à une différence entre la valeur de remplacement et la valeur d'origine des biens concédés. Elles ont été conçues pour asseoir et garantir le financement des renouvellements et donc le maintien en bon état du réseau. La question qui se pose en particulier porte sur le sort de ces provisions en fin de concession (voir l'article 31 ci-dessous).

4.2.2 Branchements et financement des raccordements

Les articles 15 et 16 du cahier des charges de concession précisent la consistance des branchements, qui font partie intégrante du réseau public de distribution d'électricité, et posent l'obligation du concessionnaire de les entretenir et de les renouveler à ses frais. Ces dispositions énoncent également la participation requise du demandeur au raccordement.

Une difficulté est apparue concernant la propriété et le régime juridique applicable aux colonnes montantes. S'agit-il de biens de retour ou de biens propriété des bailleurs ou copropriétés ? La question n'est pas réglée. Le législateur a pris en compte les difficultés posées par ces ouvrages et a commandé un rapport qui devait être remis prochainement. En effet, l'article 33 de la loi sur la transition énergétique 13 précise que « Dans un délai de douze mois à compter de la promulgation de la présente loi, le Gouvernement remet au Parlement un rapport sur le statut des colonnes montantes dans les immeubles d'habitation. Ce rapport estime notamment le nombre de telles colonnes nécessitant, au regard des normes en vigueur et des besoins des immeubles concernés, des travaux de rénovation, de renouvellement ou de renforcement, et le coût des travaux y afférents. Il propose des solutions pour en assurer le financement. Il propose toutes modifications législatives et réglementaires pertinentes pour préciser le régime juridique de ces colonnes ».

4.2.3 L'inventaire financier du patrimoine

L'article L.2224-31 du CGCT prévoit que le GRD doit tenir « à la disposition de chacune des autorités concédantes précitées dont il dépend les informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique utiles à l'exercice des compétences de celle-ci » et que ces informations seront présentées sous « la forme d'un compte rendu annuel (…) ».

¹³ Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

En outre, le législateur précise que la « maille » de ce CRAC doit correspondre à « une échelle permettant le contrôle des réseaux par les autorités concédantes ». L'article D. 2224-36 du CGCT, introduit par le décret n° 2016-496 du 21 avril 2016, précise à cet égard que « Lorsque la zone de desserte d'un organisme de distribution et d'un fournisseur aux tarifs réglementés de vente couvre le territoire de plusieurs concessions, ces informations sont communiquées concession par concession. Celles de ces informations qui, pour des motifs d'efficacité technique ou économique ou en raison des spécificités de l'activité, sont enregistrées sur un territoire excédant celui de chaque concession concernée sont communiquées concession par concession au moyen de clés de répartition adaptées et précisées dans le compte rendu ». Concernant son contenu, le CRAC doit comporter notamment, la valeur brute ainsi que la valeur nette comptables, la valeur de remplacement des ouvrages concédés pour la distribution d'électricité et la valeur nette réévaluée des ouvrages pour la distribution de gaz naturel.

Ce dispositif est par ailleurs renforcé par l'article 153 de la LTECV et le Décret du 21 avril 2016 (« décret CRAC électricité »), où une consistance du patrimoine concédé est exigée, dont la liste des ouvrages avec valeur brute, VNC, variations annuelles, PPR (annuelles, cumulées) par catégorie d'ouvrage, synthèse des passifs spécifiques et leur durée d'amortissement.

4.2.4 La tarification de l'accès au réseau

L'article 26 du cahier des charges définit les principes de tarification du service rendu. Il s'agit ici d'une autre singularité des contrats de concession de distribution d'électricité dans la mesure où, à la différence des concessions classiques, la tarification n'est pas déterminée entre les parties au contrat mais au niveau national dans le cadre du Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (TURPE).

De plus, la LTECV a introduit des modifications concernant le calcul du TURPE.

L'article 153 précise que la rémunération du capital investi par le gestionnaire du réseau de distribution ne tient pas compte du régime spécifique (peu risqué) des concessions de distribution, ce qui permet à la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) de prendre comme référence pour la rémunération de capital d'autres entreprises européennes comparables (et va à l'encontre de l'arrêt du Conseil d'Etat du 28 novembre 2012 qui avait donné raison au SIPPEREC contre Enedis sur ce point pour le TURPE 3 – voir partie sur le SIPPEREC).

L'article 160 de la LTECV fait évoluer les modalités de calcul du TURPE pour mieux prendre en compte les pointes de consommation (et notamment « inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes de pointe au niveau local »), et les nouveaux usages (notamment les flexibilités et le stockage) par l'entremise de la CRE.

Ces dispositions pourraient avoir des effets indirects sur le contenu des contrats de concession (actualisation du Schéma directeur des investissements par exemple), et constitueront en tout état de cause des contraintes et/ou flexibilités pour Enedis dans la négociation des investissements. A ce titre, une analyse juridique et financière approfondie des implications pour la concession « électricité » du TURPE 5 et de la délibération afférente de la CRE serait sans doute appréciable.

4.2.5 Les conditions financières de la fin de la concession

L'article 31 du cahier des charges de concession définit les conditions de renouvellement ou d'expiration de la concession. En particulier, cet article précise les motifs de non renouvellement et détermine les conditions financières attachées à la fin du contrat.

Parmi ces conditions, on trouve notamment l'indemnisation des biens de retour non amortis financés par le concessionnaire ainsi que le reversement au concédant des provisions non utilisées. Le dernier point fait encore débat aujourd'hui. On rappellera simplement ici que dans ses conclusions sur l'arrêt sur l'arrêt du Conseil d'Etat du 28

novembre 2012, Société Direct Energie¹⁴, le rapporteur public notait que « (...) nous comprenons personnellement de l'article 31 du modèle de cahier des charges comme obligeant Enedis, lorsque des renouvellements initialement prévus au cours de la concession ont été, en pratique, différés après son expiration, à verser aux collectivités les montants déjà dotés ».

Il est intéressant de noter que l'article 153 de la LTECV et le Décret du 21 avril 2016 (« décret CRAC électricité ») permettra dans le futur de faciliter le travail financier en fin de concession, car il exige que le GRD fournit des éléments financiers liés à l'exploitation annuelle de la concession. D'un côté, il est tenu de détailler les produits de concession, à savoir les recettes acheminement vs. raccordement, stockage, reprises sur amortissement (dont isolement reprise sur PPR et reprise d'amortissement des financements du concédant). De l'autre côté, les charges de concession sont prévues, à savoir les charges d'exploitation (achat, redevances...) et dotations aux amortissements et aux provisions (séparation financement Enedis/concédant/tiers).

4.3 La qualité du service

L'article 32 du cahier des charges de concession définit les modalités d'exercice du contrôle de la concession par l'AODE. On notera en particulier que le paragraphe C concerne la remise d'un rapport annuel d'activité de la concession (CRAC). Rappelons que l'article L.2224-31 du CGCT souligne que les AODE « négocient et concluent les contrats de concession et exercent le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées, pour ce qui concerne les autorités concédantes, par les cahiers des charges de ces concessions ». Il est précisé également qu'elles « assurent le contrôle des réseaux publics de distribution d'électricité et de gaz ».

4.3.1 Les engagements sur la qualité de l'électricité

L'article 10 de l'annexe prévoit la possibilité pour l'AODE de négocier des engagements particuliers en termes de qualité de l'électricité sur son territoire.

4.3.2 Le droits des usagers

L'article 14 du cahier des charges de concession est généralement consacré à l'énumération des droits des usagers. Il est classiquement rappelé, parmi ces droits, celui lié à un service de qualité (qualité de la fourniture, accueil de la clientèle) et à être informé (accès au contrat de concession).

4.3.3 Les caractéristiques de l'énergie distribuée

Les articles 21 et 22 du cahier des charges du contrat de concession précisent les caractéristiques que l'énergie distribuée doit garantir et les modifications susceptibles d'intervenir afin, notamment d'adapter le service rendu aux évolutions techniques et technologiques. Ces dispositions, qui restent techniques, ont un intérêt particulier dans le contexte actuel d'une évolution significative du rôle des gestionnaires de réseau de distribution.

A titre d'illustration, l'article 28 de la LTECV (Article L337-3 du Code de l'Energie) prévoit que le GRD est tenu de fournir des données de consommation aux consommateurs dans le but des programmes de MDE. Les données de comptage sont à fournir gratuitement avec un système d'alerte lié au niveau de leur consommation, ainsi que des éléments de comparaison issus de moyennes statistiques basées sur les données de consommation locales et nationales. Le GRD est également tenu de fournir des données de consommation en euro en temps réel pour les consommateurs à tarification spéciale « produit de première nécessité » (TPN38).

4.3.4 Les raccordements et délais de raccordements des ENR

-

¹⁴ Req. n° 332643.

A titre d'exemple, l'article 105 de la LTECV introduit des délais maxima de raccordements d'une installation de production d'électricité à partir de sources renouvelable.

Dans le cas d'une installation d'une puissance installée inférieure ou égale à trois kilovoltampères (kVA) sans extension ni renforcement du réseau, le délai ne peut excéder deux mois à compter de l'acceptation, par le demandeur, de la convention de raccordement et le délai d'envoi de la proposition de convention de raccordement doit être inférieur à 1 mois (à compter de la réception de la demande complète).

Dans les cas des puissances supérieures à 3 kVA, le délai maximum de raccordement est de 18 mois.

4.4 Les nouvelles missions des GRD nécessitant des adaptations des contrats de concession

Avec la LTECV, les concessionnaires obtiennent une extension de leur périmètre d'activité, avec notamment l'ajout de 2 missions à la liste des 7 missions des GRD « dans le cadre des cahiers des charges de concession et des règlements de service » qui étaient précédemment mentionnées à l'article L.322-8 du code de l'énergie.

La première mission concerne la mise en œuvre des actions d'efficacité énergétique et de favoriser l'insertion des énergies renouvelables sur le réseau. L'association AMORCE qui était favorable à cette disposition y voyait la reconnaissance de la possibilité pour les collectivités de faire financer par Enedis un fonds commun de travaux propre à chaque concession en faveur de l'efficacité énergétique et de l'insertion des ENR (Amorce, 2015b).

La deuxième mission est liée à la possibilité pour les GRD d'intervenir dans l'effacement, telle que contribuer au suivi des périmètres d'effacement, avec la contribution des informations nécessaires par le gestionnaire du réseau public de transport, les opérateurs d'effacement et les fournisseurs d'électricité. Les implications de cette disposition dans les contrats sont, cependant, aujourd'hui difficiles à entrevoir et mériteraient d'être éclaircies.

L'ajout de ces nouvelles missions nécessite toutefois une adaptation des contrats. Il s'agit, d'une part, de la gestion et la communication des données, et, d'autre part, du développement des initiatives liées au service de flexibilité locale.

4.4.1 La gestion et la communication des données

L'article 341-4 du code de l'énergie précise désormais que les GRD ont l'obligation de mettre en œuvre « des dispositifs permettant aux fournisseurs de proposer à leurs clients des prix différents suivant les périodes de l'année ou de la journée et incitant les utilisateurs des réseaux à limiter leur consommation pendant les périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée ». En outre, ils doivent mettre à la disposition des consommateurs « leurs données de comptage, des systèmes d'alerte liés au niveau de leur consommation, ainsi que des éléments de comparaison issus de moyennes statistiques basées sur les données de consommation locales et nationales ». Enfin, le propriétaire ou le gestionnaire de l'immeuble peut demander aux GRD la communication des « données de comptage de consommation sous forme anonymisée et agrégée à l'échelle de l'immeuble ».

Pour la mise en œuvre de ces nouvelles missions, le dernier alinéa de cet article souligne que « [l]es cahiers des charges des concessions et les règlements de service des régies de distribution d'électricité doivent être en conformité avec les dispositions du présent article ».

Plusieurs dispositions de la loi de transition énergétique introduisent également des obligations pour les gestionnaires des réseaux d'électricité et de gaz (ou les fournisseurs dans certains cas) concernant les transmissions de données énergétiques, pour des destinataires et usages divers :

Données de consommation pour les consommateurs et gestionnaires d'immeubles (article 28);

- Données énergétiques transmises aux personnes publiques (article 179 III) ;
- Registre national des installations de production et de stockage (art. 179, décret n°2016-350);
- Données à transmettre dans les CRAC : gaz et électricité (article 153).

Un tableau en Annexe 07 récapitule les données qui pourront être récupérées via ces dispositions, leur calendrier et l'intérêt qu'elles peuvent présenter pour les AODE.

On notera en outre que viennent s'ajouter à ces obligations, celles qui sont prévues par la loi n° 2016-1321 du 7 octobre 2016 pour une République numérique. Cette loi introduit un article L. 111-73-1 dans le code de l'énergie qui impose aux GRD de publier sous un format ouvert et aisément réutilisable les données détaillées de consommation et de production issues de leur système de comptage d'énergie, dans l'objectif de favoriser notamment le développement d'offres d'énergie, d'usages et de services énergétiques. Un décret, pris après avis de la CNIL, viendra préciser les modalités d'application du présent article.

4.4.2 La mise en place des expérimentations et du service de flexibilité locale

Le développement des réseaux intelligents offre de nouvelles perspectives dans la manière d'appréhender la consommation d'électricité, sa production ainsi que les nouveaux usages qui en découlent. La grande majorité de ces innovations va se dérouler sur le réseau de distribution d'électricité. Les GRD et les AODE sont donc directement concernés. Dès lors, il pourrait être opportun que ces deux acteurs prévoient, en amont, le *modus operandi* de leur collaboration afin d'accompagner les expérimentations qui pourraient être menées localement.

Il est intéressant de rappeler que, à la faveur de l'adoption de la loi sur la transition énergétique, le législateur a souhaité favoriser, d'une part, les expérimentations et, d'autre part, le service de flexibilité locale.

L'article 199-I de la loi précitée prévoit ainsi que : « A titre expérimental et pour une durée de quatre ans à compter de la promulgation de la présente loi, renouvelable une fois, les établissements publics et les collectivités mentionnés à l'article L. 2224-34 et au deuxième alinéa du IV de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales peuvent, en association avec des producteurs et des consommateurs et, le cas échéant, d'autres collectivités publiques, proposer au gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité la réalisation d'un service de flexibilité local sur des portions de ce réseau).

Par ailleurs, l'article 200 de la même loi énonce que : « Dans les conditions prévues à l'article 38 de la Constitution, le Gouvernement est autorisé à prendre par voie d'ordonnances les mesures relevant du domaine de la loi nécessaires pour mener à bien un déploiement expérimental de réseaux électriques intelligents ou de dispositifs de gestion optimisée de stockage et de transformation des énergies. Ces mesures sont adoptées pour une durée de quatre ans à compter de la publication de l'ordonnance et peuvent être renouvelées une fois pour la même durée. Ce déploiement est organisé conjointement par le gestionnaire de réseau, les autorités organisatrices des réseaux publics de distribution et les autres collectivités publiques compétentes en matière d'énergie concernés ».

Une mise en œuvre efficace de ces deux dispositifs ne sera possible sans une bonne coordination des GRD et des AODE et pourrait donc justifier d'être anticipée et intégrée dans le contrat de concession de distribution d'électricité.

5. Les négociations et renouvellements des contrats de concession : Etudes de cas

Dans cette partie, nous présentons huit études de cas des AODE que nous avons identifiées comme les plus avancées dans le processus de renouvellement des contrats de concessions ou celles qui ont fait des choix structurants pour leur relation avec le GRD. Nous présentons successivement l'expérience de la Ville de Paris, des deux syndicats SIPPEREC et SIGEIF, la Communauté Urbaine de Dunkerque, La Métropole du Grand Lyon, Nante Métropole, Brest Métropole Océane et la Communauté urbaine du Grand Nancy.

5.1 La Ville de Paris

5.1.1 Présentation du contrat de concession de distribution d'électricité de la Ville de Paris¹⁵

En 2014, la concession parisienne concernait 1 612 857 clients et représentait un volume total de 13 450 gigawatts-heure (GWh) acheminés. Au niveau de la production électrique, 99 producteurs (principalement photovoltaiques) sont implantés sur le territoire de la concession. Pour un chiffre d'affaires net de 536 M€, la Ville encaisse une redevance annuelle de 29,7 M€ et des frais de contrôle.

Par convention de délégation de service public en date du 30 juillet 1955, la ville de Paris avait confié à EDF pour une durée de 55 ans le service public de la distribution de l'énergie électrique à Paris (soit jusqu'au 31 décembre 2009). Depuis sa signature, le contrat de concession de distribution d'électricité parisien a été modifié à 6 reprises, la dernière en date étant l'avenant n°6 du 22 décembre 2009, qui a eu notamment pour effet la prolongation de l'échéance contractuelle jusqu'au 31 décembre 2024. Le point particulier de cet avenant n°6 est qu'il est assorti d'une option de renégociation en 2019, l'année de fin de contrat du syndicat SIPPEREC. Cette action montre que la Ville de Paris avait anticipé en 2009 un changement du paysage des acteurs du secteur énergétique, ainsi qu'une éventuelle collaboration avec le syndicat dans la renégociation future.

Ce dernier avenant (avenant n°6) du contrat parisien de concession d'électricité, signé en 2009, avait pris en compte le modèle de contrat de concession de la FNCCR, signé en 2007. Toutefois, depuis cette date, plusieurs protocoles signés entre la FNCCR et Enedis/EDF sont venus actualiser ce modèle de contrat, sans avoir été pris en compte dans le contrat parisien. Les modifications apportées portent principalement sur la nature des données et indicateurs fournis dans les CRAC (et pour le contrôle), sur les schémas directeurs des investissements, et sur les données cartographiques. Si la plupart de ces innovations contractuelles ne sont pas des innovations pour la Ville de Paris dans la mesure où ces informations sont transmises « spontanément » par Enedis et EDF à la Ville de Paris, il n'en demeure pas moins que certaines de ces transmissions spontanées ne sont assises sur aucune disposition du contrat de concession parisien. De manière à garantir leur pérennité et également à des fins de contrôle facilité pour les services (sans même évoquer le risque juridique), il serait utile qu'à l'occasion du renouvellement de contrat parisien, tous les indicateurs et données transmis spontanément tels que listés dans les documents FNCCR soient intégrés au nouveau contrat.

Dans le cadre du contrat actuel, le concessionnaire Enedis assure l'acheminement de l'énergie électrique auprès des usagers parisiens. Il prend également en charge la totalité des travaux de premier établissement et de renouvellement nécessaires à la bonne marche de l'exploitation. Il n'y a pas de maîtrise d'ouvrage pour la Ville de Paris dont le territoire est dénué de réseau aérien, contrairement aux autres concessions dont le périmètre couvre des zones rurales où il reste du réseau aérien à enfouir, activité dont la maîtrise d'ouvrage est assurée en général par les communes ou leurs représentants.

25

¹⁵ La présentation du réseau de distribution d'énergie parisien est disponible dans le rapport d'observations définitives de la Chambre Régionale des Comptes d'Ile de France sur la concession du SIPPEREC, daté de 2012.

Le concessionnaire Enedis détient également, dans le cadre du contrat actuel, l'exclusivité de la fourniture d'électricité aux Tarifs Réglementés de Vente (TRV) dans Paris. Les clients concernés sont les usagers basse tension titulaires d'un contrat de puissance inférieure à 36kVA (c'est-à-dire les particuliers et petites entreprises faiblement consommatrices) ayant souscrit un contrat dit « tarif bleu » (seul tarif réglementé existant encore aujourd'hui depuis la fin des tarifs « jaunes » et « verts » survenue le 1er janvier 2016). La fourniture d'électricité via des contrats en offre de marchés ne fait pas partie de la concession, qu'elle soit proposée par Enedis ou l'un de ses 22 concurrents opérant sur le territoire parisien. Bien que la fourniture d'électricité entre dans le champ des activités ouvertes à la concurrence, la très grande majorité des consommateurs d'électricité parisiens est aujourd'hui couverte par le contrat de concession pour lequel Enedis dispose d'un monopole. En effet, en 2014, les contrats TRV au tarif bleu représentaient 89,2% des contrats de fourniture (clients) et 41% des consommations du territoire parisien. Cet écart est lié au fait que la majorité des clients sont des particuliers au tarif bleu, consommant beaucoup moins individuellement que des entreprises.

Un autre point particulier du contrat de la Ville de Paris reste dans le mode de calcul de la redevance R. Elle est une exception dans le panorama des concessions électriques françaises. En effet, la redevance R, de par son mode de calcul qui, depuis 2007 et l'ouverture totale du marché de la fourniture d'électricité à la concurrence, ne tient plus compte que des données d'acheminement, a un montant relativement élevé. Elle joue le role à la fois de redevance d'occupation du domaine public (RODP) parisien, en dépit de l'absence de paramètres « physiques » ou « territoriaux » dans la formule de son calcul, et de redevance d'exploitation (i.e. contrepartie de l'exclusivité dont bénéficie le délégataire pour l'exploitation des réseaux de distribution d'électricité à Paris intra-muros). C'est ce qui explique, notamment, que la Ville n'applique pas expressément à Enedis de redevance d'occupation du domaine public (RODP) au sens du décret n° 2002-409 du 26 mars 2002 portant modification du régime des redevances pour occupation du domaine public des communes et des départements par les ouvrages des réseaux de transport et de distribution d'électricité et modifiant le code général des collectivités territoriales (étant considéré que la redevance R couvre déjà, notamment, le périmètre objet de cette RODP).

5.1.2 Les ouvrages concédés

En 2014, Le patrimoine du réseau de distribution de la concession est essentiellement constitué :

- de 36 postes sources¹⁶;
- du réseau moyenne tension, également appelé « haute tension A » (HTA), d'une longueur de 4 847 km, et de ses équipements;
- du réseau basse tension (BT), d'une longueur de 4 902 km, et de ses équipements;
- de 4 961 postes de distribution publique HTA/BT;
- des branchements y compris 1 708 532 compteurs ;
- de 107 322 colonnes montantes (selon l'inventaire remis par Enedis en janvier 2016);
- des équipements de conduite du réseau (1 700 km environ de réseaux de télécommande des organes de coupure HTA);

_

¹⁶ Comme le relève la Cour régionale des Comptes dans son rapport de 2012-2013 en pages 8 et 9 (http://www.ccomptes.fr/Publications/Publications/Commune-de-Paris-Gestion-des-biens-concedes-du-reseau- de-distribution-de-la-Ville-de-Paris), un désaccord existe entre la Ville de Paris et Enedis sur la propriété des 36 postes sources transformant la haute tension B en haute tension A sur le périmètre de la concession. Pour la Ville de Paris, Enedis s'est livré à une appropriation de fait en retirant unilatéralement, en 2009, ces 36 biens industriels de l'inventaire des biens concédés sur la base de son interprétation de la loi du 9 aouît 2004. Or la propriété de ces postes sources ne saurait être reconnue sans l'accord du concédant, sous la forme d'un échange, d'une cession ou d'une transaction. Un protocole, signé entre les parties le 18 juillet 2011, prévoit la recherche d'un accord amiable avant 2019.

de galeries techniques (100 km environ).

La répartition de ces ouvrages en trois catégories - biens de retour, biens de reprise et biens propres - n'est, à priori, pas encore visible. Les clauses spécifiques sur les compteurs intelligents et les systèmes d'exploitation et logiciels associés ne sont pas non plus prévues dans la version actuelle. Compte tenu du caractère récent de ces dispositifs, nous attendons une mise à jour lors de la renégociation du contrat en 2019.

5.1.3 Eléments comptables et financiers

Maintenance et renouvellement

Dans cette section, l'analyse du contrat actuel montre que la Ville de Paris ne réussit pas à obtenir suffisamment d'informations sur son réseau, ni sur la visibilité des investissements, notamment lié à un état de vieillissement du réseau. Pourtant depuis l'avenant de 2009, il existe un schéma directeur des investissements, décliné en axes d'investissements prioritaires, à savoir sécurité du réseau et qualité de la distribution. Cet avenant prévoit qu'Enedis doit fournir des indicateurs de suivi et se conformer aux dispositions relatives au Plan Climat, dont le premier ayant été adopté par le conseil de Paris en 2007, puis révisé en 2012. Le schéma directeur des investissements fixe des objectifs cibles d'investissement en termes financiers et en nature (objectifs quantitatifs d'ouvrages à renouveler).

En effet, malgré une augmentation récente du montant global d'investissement affecté à la concession, le niveau de vieilissement continue à croitre. Enedis justifie ce vieillissement par la priorité donnée aux remplacements des technologies qui connaissent des défaillances, même si elles n'ont pas atteint leur durée d'amortissement¹⁷. Le taux d'amortissement comptable du patrimoine concédé, qui est défini comme le rapport des amortissements cumulés sur la valeur brute des ouvrages, égal à 60% en 2014, fait de la concession parisienne celle qui possède le patrimoine le plus âgé parmi les principales concessions urbaines françaises.

Dans le même temps, il y a une incertitude sur le niveau d'investissement à venir dans les postes sources quel que soit, par ailleurs, le propriétaire des postes entre la Ville et Enedis. En sachant qu'un renouvellement de poste source correspond à un investissement minimum de 5 à 10 millions d'euros, le fait que les 15 postes source datant de 1965 à 1984 se rapproche de la durée limite d'amortissement laisse présager à court terme des investissements importants (et prioritaires).

De plus, on peut douter des conditions du respect des engagements du schéma directeur des investissements. En effet, le CRAC de 2013 indique que, si les objectifs quadriennaux en termes d'investissements sont atteints et même dépassés (hors compteurs), les objectifs quantitatifs de renouvellement physique ne sont pas atteints, ni pour les colonnes montantes, ni pour les réseaux HTA et BT. Enedis justifie cette sous-performance par des difficultés d'intervention sur la voie publique.

Branchements et financement des raccordements

Ce point illustre le manque de transparence du GRD vis-à-vis de la Ville de Paris. En effet, la Ville de Paris a une inquiétude sur la visibilité de l'évolution du réseau suite aux raccordements avec extension. En effet, ces travaux requièrent des besoins d'investissement à moyen terme, dont 60% est financièrement prise en charge par la Ville de Paris en tant que collectivité en charge de l'urbanisme.

Tarification de l'accès au réseau

En termes de gouvernance, l'avenant n°6 de 2009 organise un dispositif de gouvernance partagée, où « la Ville sera notamment consultée par le concessionnaire en amont de la négociation par celui-ci des tarifs nationaux

¹⁷ Procès-verbal de la Commission Supérieure de Controle de l'Électricité, séance du 9 février 2016, p.14.

d'acheminement de l'électricité »¹⁸ – TURPE. Un examen de la concession est prévu tous les cinq ans et en cas d'évolution des principes tarifaires des TRV ou du TURPE¹⁹.

Conditions financières de fin de contrat

Dans la version actuelle, la reprise des installations en fin de concession (article 22) est réalisée moyennant une indemnité de fin de contrat versée par la Ville de Paris au concessionnaire correspondant à la part des actifs non amortis, déduction faite du stock de provisions pour renouvellement. A ce jour, ce stock est défini comme une créance de l'autorité concédante sur le concessionnaire et est réévaluée au taux moyen de rendement des obligations des sociétés privées.

Une inquiétude subsiste concernant les provisions pour renouvellements (PPR) constituées par le concessionnaire, principalement au titre du réseau HTA. Ces provisions s'élèvent à 274M€ et n'ont été utilisés par Enedis qu'à hauteur de 3,2M€ en 2014. La question est alors posée sur leur devenir à la fin du contrat en 2024.

5.1.4 La qualité de service

Procédure de contrôle et de suivi

Afin d'assurer la qualité de service du GRD, la Ville de Paris exerce en tant qu'autorité concédante un contrôle de la concession. Ce contrôle consiste en un suivi annuel et des audits ponctuels. Les entretiens avec les services de la ville montrent une réelle implication de la Ville de Paris dans cette tâche.

En effet, le suivi annuel (dit « controle continu ») correspond à l'analyse des CRAC, qui donnent lieu à un avis de la Commission Supérieure de Controle de l'Électricité et, pour la première fois en 2016, à une communication de cet avis au Conseil de Paris. Ces CRAC comportent les principaux résultats d'activité et d'investissement du concessionnaire pour l'année n-1. Ils font l'objet d'une analyse par les services de la Ville sous le pilotage de la Mission de Controle des Concessions et Distribution d'Energie. Cette analyse nourrit l'appréciation de l'instance politique de controle de la concession qu'est la Commission Supérieure de Controle de l'Électricité. Nommée par arreîté du Maire de Paris, la Commission Supérieure de Controle de l'Électricité est en effet composée en nombre égal d'élus de la Ville et de « membres désignés par le Maire de Paris et choisis parmi les fonctionnaires, les techniciens, les représentants des industries électriques, les membres de la Chambre de Commerce et des associations de consommateurs agréés » (article 26 du cahier des charges annexé au Traité de Concession).

Outre un contrôle régulier, la Ville de Paris exerce également des audits ponctuels sur des aspects thématiques de la concession, généralement en lien avec un événement contractuel d'importance tel qu'un renouvellement, un avenant de prolongation, d'extension, d'adaptation, et sont en général sous-traités, par voie de marché public, à des entreprises spécialisées.

Engagement sur la qualité

La version actuelle du contrat de concession parisien prévoit plusieurs critères précis sur la qualité de service du GRD, par exemple :

¹⁸ Délibération DVD 2009-272 de la Ville de Paris.

¹⁹ Cet examen est prévu à l'article 4 de l'avenant «en vue d'adapter par avenant leur situation contractuelle à d'éventuelles modifications substantielles des éléments caractéristiques de la concession».

Le cahier des charges précise dans son article 9 la tolérance pour la variation de la tension, de plus ou moins 5%. L'article 10 stipule que les canalisations aériennes sont interdites, sauf autorisation spéciale du Maire de Paris.

L'article 28 prévoit des pénalités en cas de non-respect par le concessionnaire de toute obligation imposée par le cahier des charges, avec des amendes spécifiques pour le refus de desservir un abonné, le défaut de fourniture de courant pendant plus de 3h, et pour irrégularité de la tension ou de la fréquence.

L'annexe V au Traité de concession, incorporée au traité à l'occasion de l'avenant n°6 de 2009, définit les modalités d'élaboration d'un schéma directeur des investissements. Cette annexe fixe également 2 obligations pour les raccordements basse tension de producteurs (<36kVA) : désignation d'un interlocuteur privilégié par le concessionnaire ; et engagement du concessionnaire à réaliser les travaux sous 4 semaines à réception de l'accord du producteur sur la proposition de raccordement. Elle inclut enfin un engagement du concessionnaire à réduire la sensibilité de son réseau aux aléas climatique (orage, crues...) et notamment tendant à la sécurisation des postes enterrés vis-à-vis du risque inondation.

Il est à noter que la ville de Paris obtient un remboursement pour les frais de contrôle qu'elle exerce sur l'activité du GRD à hauteur de 0,2% de la redevance R. Ce point constitue une particularité parisienne que nous n'avons pas vue dans d'autres cas d'étude.

5.1.5 D'autres points innovants du contrat de concession de la Ville de Paris

En plus des investissements déjà prévus dans le contrat, la Ville de Paris a pu négocier une convention tripartite entre la Ville de Paris, le Centre d'Action Sociale de la Ville de Paris et Enedis dans le cadre de l'avenant n°6. Cette convention reconduit le dispositif parisien d'aide aux familles baptisé « Paris Énergie Famille », auquel contribue Enedis à hauteur d'environ 3M€ par an. Ce moyen de financement, certes pas contractuel, reste un dispositif innovant à disposition des AODE pour obtenir des fonds de la part du GRD. Nous allons voir par la suite que c'est un moyen fréquemment utilisé par les AODE de type métropoles et CU pour des politiques de multi-énergies, ou encore pour développer une transversalité entre les différents services publics, contrairement au cas des syndicats d'énergie. Ce point sera davantage développé dans le chapitre suivant.

5.2 Le syndicat SIPPEREC

5.2.1 Présentation du contrat de concession de distribution d'électricité du syndicat SIPPEREC

Le SIPPEREC (Syndicat Intercommunal de la Périphérie de Paris pour l'Électricité et les RÉseaux de Communications électroniques) est l'une des plus anciennes AODE. Avec 149,82 millions d'euros de résultat en 2011, elle occupe le premier rang, à quasi-égalité avec la Ville de Paris (140,74 millions d'euros), loin devant le Syndicat intercommunal pour le gaz et l'électricité en Île-de-France (SIGEIF), avec 54,60 millions d'euros, le syndicat départemental du Val-d'Oise (38,08 millions d'euros) et le syndicat d'énergie des Yvelines (34,84 millions d'euros) (Cour des comptes, 2013).

Le contrat de concession pour la distribution et la fourniture d'électricité du syndicat SIPPEREC a été conclu avec EDF en 1994 pour une durée de 25 ans (soit jusqu'en 2019), en se fondant sur le modèle de contrat FNCCR de 1991 « sous réserve de quelques modifications mineures » (Bellanger & Poupeau, 2013). Ce contrat de concession a fait l'objet de 4 avenants. Nous présentons les deux derniers (2011 et 2016). L'avenant de 2016 étend la durée du contrat de 10 ans ce qui reporte l'échéance à 2029. Ce faisant, le SIPPEREC a refusé de s'associer à la Ville de Paris et au syndicat SIGEIF pour une négociation commune en 2019, contrairement à la volonté de regroupement de la Ville de

Paris. Ce point constitue un des enjeux de la collaboration entre les deux types d'EPCI et sera discuté davantage dans le chapitre suivant.

5.2.2 Ouvrages concédés

Un point innovant des clauses contractuelles sur les ouvrages concédés du SIPPEREC concerne la réalisation d'une cartographie par voie de convention, signée depuis 2005, alors que la LTECV prévoit ce dispositif qu'en 2016. Afin de rendre la cartographie plus exploitable, l'avenant de 2011 a même prévu de réaliser cette cartographie sous un format conforme aux standards d'un système d'information géographique (SIG).

Nous n'avons pas eu accès aux informations concernant la classification des ouvrages selon les trois catégories : biens de retour, biens de reprise et biens propres.

5.2.3 Eléments comptables et financiers

Maintenance et renouvellement

La planification de la maintenance et du renouvellement des réseaux du syndicat SIPPEREC est prévue dans le schéma directeur. Ce schéma présente de grandes similitudes avec celui de la Ville de Paris. Il est établi par Enedis et annexé à la convention de concession, et se décline en programmes pluriannuels de 4 ans, qui eux-mêmes se déclinent en programmes de travaux annuels.

En 2011, l'avenant a introduit le principe d'un schéma directeur triennal. En 2012 le SIPPEREC considère que ce schéma est insuffisamment détaillé d'un point de vue technique et financier. En effet, les objectifs étaient rédigés en des termes très généraux et les investissements ne contenaient ni indication de coûts, ni information concernant l'ordre de priorité entre les opérations envisagées comme le calendrier de réalisation (Cour des comptes, 2012).

L'avenant signé en 2016 corrige ces points en définissant des engagements financiers contraignants pour le concessionnaire dans le cadre du schéma directeur, avec une clause de séquestre de 7% du montant en cas de non réalisation d'une part significative de l'engagement financier. Cet avenant prévoit également que les programmes pluriannuels doivent faire l'objet d'une actualisation du diagnostic initial, et éventuellement des objectifs en fonction des évolutions techniques, économiques et de l' « incidentogénéité ». Ainsi, le schéma directeur comporte des garanties quant à l'adéquation des investissements annoncés et réalisés. Ce point est précisément l'une des faiblesses du SDI parisien, d'où des résultats contradictoires observés entre les objectifs du schéma directeur et les objectifs de renouvellements physiques dans le cas de la Ville de Paris.

Par ailleurs, « un contentieux subsiste concernant le contenu des CRAC que le syndicat refuse d'approuver depuis 2004 considérant que les informations notamment financières sont insuffisantes. Dans l'attente des décisions des tribunaux, le SIPPEREC accepte de stabiliser les pénalités émises ».

Branchements et financement des raccordements : les colonnes montantes

Avant même la sortie du rapport gouvernemental sur l'état des colonnes montantes prévu dans la loi du 17 août 2015 (art. 33), le SIPPEREC a réussi à se mettre d'accord avec Enedis de détecter et de rénover 500 colonnes montantes par an, sur un total estimé à 80 000 sur son territoire. De plus, le SIPPEREC a pu négocier la réalisation de cette action sous sa maîtrise d'ouvrage afin de récupérer un pouvoir de contrôle plus important.

5.2.4 La qualité de service

Nous n'avons pas eu d'informations sur des clauses contractuelles liées à la qualité de service. Toutefois, l'avenant de 2016 a prévu un engagement d'EDF à apporter un conseil tarifaire proactif vis-à-vis des clients au Tarif de Première Nécessité (TPN) dès lors que ces derniers sont signalés par les Centres communaux d'action sociale.

5.2.5 D'autres points innovants du contrat de concession du SIPPEREC

Convention de partenariat avec un fond d'investissement

Comme la Ville de Paris, le SIPPEREC a signé une convention de partenariat, qui n'a pas été incluse en annexe du cahier des charges « afin de ne pas créer de précédent susceptible d'être brandi par d'autres autorités concédantes». La convention de partenariat institue un « fonds spécial » abondé par EDF à hauteur de 61 M de Francs²⁰. Ce fonds sert à financer divers investissements, selon des modalités prévues dans la convention de partenariat. L'Erreur ! ource du renvoi introuvable. présente un focus sur le fonctionnement et les caractéristiques du fonds de partenariat du SIPPEREC.

Avec l'avenant de 2011, certains investissements prévus dans ce fonds ont été sécurisés, et d'autres actions finançables ont été élargies. Ainsi, un nouveau dispositif intitulé « maitrise de l'énergie » a été inclus «basé sur l'obtention de certificats d'économie d'énergie, pour financer à hauteur de 20 % par le fonds de partenariat l'éclairage public, les bâtiments communaux et les logements sociaux». Le fonds de partenariat est également utilisé pour financer des investissements sur la concession comme l'enfouissement de tout le réseau fil nu²¹ et la télécommande des postes HTA²², par voie de convention. Enfin, le fonds de solidarité avec les familles, rebaptisé "Fonds Social, précarité et efficacité énergétique", est maintenu : EDF augmente sa dotation à ce fonds qui, bien qu'intégré au fond de partenariat, est reversé aux Centres Communaux d'Action Sociale. Il est utilisé pour financer des diagnostics thermiques, des travaux de rénovation thermique, l'achat de lampes basses consommations...

L'avenant de 2016 a maintenu les actions de ce Fonds de partenariat²³, ainsi que le Fonds solidarité précarité et efficacité énergétique.

Un financement des actions de transition énergétique

L'avenant de 2016 a aboutit à un accord sur le financement des actions de transition énergétique telles que l'éclairage public, les études et l'achat de véhicules électriques et de bornes de recharges dans les bâtiments communaux, les travaux de maîtrise de l'énergie dans des bâtiments communaux et HLM, ainsi que les expérimentations *smart grids* au sens de la LTECV.

²⁰ La redevance R1 représentant 5.8M de francs et R2 représentant 19,8M de francs - la redevance d'occupation du domaine public, versée intégralement aux communes, représentant à l'époque 31M de francs.

²¹ Engagement de réaliser l'enfouissement de 390 km avant 2019, sous maîtrise d'ouvrage Enedis et avec un financement de 60 % par le fonds de partenariat SIPPEREC et 40 % sur fonds propres d'Enedis.

²²Mise en place d'un programme sur cinq ans de télécommande des postes HTA, financé à 50 % par la convention de partenariat et 50 % par Enedis sur ses fonds propres.

²³ Le rapport d'observations définitives de la Chambre Régionale des Comptes d'Ile de France sur le SIPPEREC daté de 2012 (p.19) explicite les principales caractéristiques du fonds de partenariat du SIPPEREC , tel qu'encadré par la convention de partenariat.

Ce fonds, financé par Enedis au bénéfice du syndicat, permet de financer des travaux éligibles des communes adhérentes, notamment l'enfouissement de lignes, la résorption du réseau en toiture, l'éclairage public (sous réserve de CEE) et le fonds social (via les CCAS). Le montant disponible en 2010 s'élevait à 13,8M€.

Chaque année, le fonds est doté par Enedis d'un montant calculé sur la base des stipulations du contrat de partenariat. « Ce montant est engagé en totalité, la même année, et affecté à des opérations identifiées (nature de travaux, localisation et maître d'ouvrage). Les appels de fonds sont échelonnés dans le temps, sur la base des titres de recettes émis par le syndicat, au fur et à mesure de l'avancement des travaux. »

La Chambre régionale des comptes d'Île de France mentionnait en 2012 une difficulté liée aux montants engagés et non appelés sur le fonds de partenariat, qui deviendrait problématique à l'échéance de la concession (et qui a conduit le syndicat à mettre en place des dispositifs incitatifs à l'égard des communes). (...).

Un fort engagement politique

L'expérience du SIPPEREC illustre la capacité, pour un syndicat, de poursuivre une relation équilibrée avec le GRD. Plus concrètement, avec le dernier avenant, le syndicat maintient ses ressources propres, gagne en visibilité sur les investissements, élargit les actions éligibles à son fonds de partenariat et récupère la maîtrise d'ouvrage sur les colonnes montantes à statut contesté. A part une expérience de longue date en tant qu'AODE, ce succès est aussi lié à une implication forte des élus dans les procédures de négociation et de suivi/contrôle pendant la durée du contrat.

En effet, tout d'abord, dès 2011, les élus ont souhaité poursuivre les négociations avec Enedis et EDF pour amender plus avant le cadre contractuel de la concession. Avec leurs efforts, c'est en mai 2014 que les opérateurs et le SIPPEREC sont revenus à la table des négociations. Ces dernières ont abouti en mars 2016 à l'adoption par le Conseil syndical des nouvelles dispositions négociées, qui ont été signées le 14 avril 2016 (pour une prise d'effet au 1er janvier 2016). La forte implication des élus dans la négociation, à la fois des membres du Bureau et de Commissions spécialisées du SIPPEREC a permis à des moments clés de faire « remonter » la décision au-delà des instances régionales d'Enedis/EDF, et par là-même de résoudre certains blocages. De l'aveu des services du SIPPEREC, cette implication des instances politiques du SIPPEREC a été rendue possible par un effort de pédagogie « en amont de la négociation », par une journée d'informations aux élus et à leurs différentes composantes internes au sein du SIPPEREC, alertes régulières à l'occasion des CRAC sur les enjeux etc.

Au niveau du suivi des programmes pluriannuels d'investissement du schéma directeur, les votes sont assurés par le Comité syndical qui est l'instance politique de validation. A la Ville de Paris, la validation est réalisée en Commission Supérieure de Contrôle de l'Électricité, qui ne bénéficie pas de la même exposition médiatique que le Conseil de Paris. De la même manière, les programmes de travaux annuels concernant le domaine de priorité du SIPPEREC, càd la basse tension, sont également votés par le Comité Syndical, alors que les programmes de travaux ne sont pas validés au niveau politique à Paris, même pas en Commission Supérieure de Contrôle de l'Électricité.

Un objectif qui se différencie des métropoles

Lors de l'avenant de 2016, la négociation entre le SIPPEREC et Enedis a aboutit à l'abandon de certains dispositifs «peu utilisés (...) [comme] la publication de documents de sensibilisation à la MDE, les animations sur la MDE, l'achat de matériels permettant un usage innovant et performant de l'électricité dans les bâtiments communaux et logements sociaux, les opérations de radiographie thermique aérienne ou de photographie de nuit »²⁴. Comme nous pouvons voir par la suite avec l'expérience de la Communauté urbaine de Dunkerque, ces actions rentrent dans la priorité dunkerquoise. Une différenciation en termes d'objectifs entre ces deux types de groupement de communes sera ainsi discutée dans le chapitre suivant.

5.3 Le syndicat SIGEIF

Le Syndicat intercommunal pour le gaz et l'électricité en Île-de-France (SIGEIF) est un syndicat mixte ouvert francilien créé en 1903, initialement spécialisé dans la concession de distribution de gaz naturel. En 1994, il a étendu ses attributions à la distribution de l'électricité. Il compte aujourd'hui 61 communes adhérentes pour la compétence d'électricité et représente la troisième concession française d'électricité derrière le SIPPEREC et la Ville de Paris, en termes de résultats en 2011 (Cour des comptes, 2013).

²⁴ Ibid

5.3.1 Présentation du contrat de concession de distribution d'électricité du syndicat SIGEIF²⁵

Le contrat d'électricité du SIGEIF, signé en 1994 pour une durée de 30 ans (c'est-à-dire avec une échéance au 31 décembre 2024) est basé sur le contrat type FNCCR de distribution d'électricité de 1991 et a été adapté au nouveau modèle de 2007 et aux protocoles d'accord sur la fourniture et l'acheminement à produire dans les CRAC de 2009 (modifié par l'avenant de 2011)²⁶. Il a fait l'objet de plusieurs avenants, le dernier étant daté du 28 septembre 2015 (avenant n°18). En dépit d'une échéance de contrat relativement lointaine, le SIGEIF continue à négocier avec Enedis et EDF un nouveau contrat de concession.

5.3.2 Ouvrages concédés

De la même manière que le syndicat SIPPEREC, le syndicat SIGEIF obtient également les informations sur l'état des réseaux et les travaux (article 8 de l'annexe 1). Ces informations sont tenues à être transmises annuellement sous format de données cartographiques « moyenne échelle » numérisées comme prévu par la LTECV. De plus, à la demande et sous 1 mois, le concessionnaire est tenu de transmettre des plans 1/200ème et états électriques ou physiques disponibles sur son SIG, ainsi que de renseigner la base de données de l'application Syncom²⁷. Ce point montre une capacité technique non négligeable des deux syndicats dans la réalisation de leur mission d'AODE, comparée à celle de la Ville de Paris.

Sur le sujet de la maintenance et du renouvellement, au plan technique, la version actuelle du contrat prévoit des informations et indicateurs CRAC et contrôle assez précis dans l'article 17 de l'annexe 1. En effet, le contrat reprend la totalité des indicateurs et données mentionnés à l'article 32 du contrat FNCCR ou y faisant référence (protocole de 2009 et ses avenants). De plus, le contrat apporte deux innovations sur le sujet. Tout d'abord, la longueur des lignes est détaillée dans les CRAC par tension, nature des conducteurs (isolés ou nus), section des conductions. En plus du nombre et de la catégorisation entre poste sur poteau H61, poste cabine haute et poste cabine basse, les types et puissance des postes HTA/BT sont précisés dans le CRAC.

Par ailleurs, le SIGEIF est en cours de négociation avec Enedis afin d'introduire une amélioration et une meilleure précision de l'inventaire technique. Son intention est d'améliorer le suivi de l'état des réseaux et des ouvrages afin d'engager le concessionnaire sur des obligations contractuelles pendant la vie du contrat. De plus, tout comme l'a fait le SIPPEREC pour les colonnes montantes, il envisage également de jouer sur la répartition de la maîtrise d'ouvrage, c'est-à-dire de reprendre à son compte davantage de travaux en maîtrise d'ouvrage afin de mieux répondre à ses besoins et priorités en investissement.

Cependant, il n'y a pas de détails sur la classification en biens de retour, biens de reprise et biens propres.

²⁵ Le contrat en vigueur est disponible sur le site Internet du SIGEIF et fait l'objet d'une mise à jour régulière à l'occasion des évolutions réglementaires, notamment au niveau des annexes.

²⁶ Il est à noter que, comme dans le cas de la Ville de Paris et du syndicat SIPPEREC, le protocole FNCCR Enedis/EDF de 2013 pour la période 2014-2017 n'a pas été repris. Les raisons étaient sans doute en grande partie liées au faible apport escompté d'un avenant lié à ce protocole dans leur cas.

²⁷ Syncom est un site Web connecté aux applications d'Enedis, GRDF et Véolia, exploité en association avec le SIPPEREC et proposé aux communes adhérentes. Des réflexions sont en cours pour l'utiliser dans le diagnostic amiante et comme certificateur PCRS (plan corps de rue simplifié).

5.3.3 Eléments comptables et financiers

Maintenance et renouvellement

Dans la version actuelle du contrat, un suivi est assuré dans avec la mise en place d'une Commission de suivi et d'évolution du cahier des charges, indépendante du controle, qui assure le suivi des travaux et réclamations, suivant l'article 18.

Le premier point de négociation en cours concerne la gouvernance des investissements sur la concession. Plus concrètement, le SIGEIF souhaite intégrer au contrat d'un schéma directeur des investissements qui lui permettrait d'obtenir un engagement d'investissement dans le réseau basse tension, les branchements et les colonnes montantes, sujets à sous-investissements récurrents de la part d'Enedis d'après le SIGEIF. Enedis ne serait pas opposé à cet ajout car ce schéma est déjà intégré à la plupart des contrats aujourd'hui. Cependant, Enedis souhaite, en échange, d'obtenir l'abandon des provisions pour renouvellements, comme dans les cas du SIPPEREC et de la Ville de Paris.

De la même manière, le SIGEIF souhaite également contrôler davantage les ouvrages sur le plan comptable et financier. En effet, il négocie pour fixer la durée de vie comptable et d'amortissement de certains ouvrages, ainsi qu'améliorer et préciser l'inventaire financier des biens en concession (localisés ou non localisés), et de l'équilibre économique du contrat via les dettes et les créances réciproques et le droit du concédant. Ce point montre que le SIGEIF profite des dernières évolutions réglementaires dans ses négociations avec Enedis, car il correspond à la proposition du décret n° 2016-496 du 21 avril 2016.

Branchement et financement de raccordements

Ce sujet est en cours de négociation, notamment sur l'affectation comptable de la contribution des tiers pour les financements de raccordement pour augmenter la transparence sur le sort des raccordements à la fin du contrat. En effet, le SIGEIF considère qu'ils sont payés plusieurs fois par les communes dans la mesure où les communes paient 60% des raccordements au titre de CCU, comptabilisés comme des recettes pour Enedis, raccordements qui sont ensuite considérés comme des biens concédés qui seront intégrés au calcul du « ticket de sortie ».

5.3.4 La qualité de service

Dans la version du contrat actuel, des clauses renforcées sur la qualité de service ont été introduites. A titre d'exemple, dans l'article 16 de l'annexe 1, on note que « dans le cas où le réseau HTA est aérien, aucun usager ne devra subir par an, hors circonstances exceptionnelles ou événements de force majeure plus de 6 coupures longues (supérieure ou égale à 3 minutes), plus de 4 coupures brèves (entre 1 seconde et 3 minutes) suite à incident, ou plus de 2 coupures de plus de 4h suite à travaux : « Le concessionnaire (...) tiendra à tout moment à la disposition de l'autorité concédante les justificatifs permettant de controler les informations fournies.» Le contrat de la Ville de Paris prévoit, quant à lui, seulement des amendes spécifiques pour un défaut de fourniture de courant pendant plus de 3h. Le SIGEIF prévoit également qu'en concertation entre l'autorité concédante et le concessionnaire, des études sur la faisabilité de zones de performance ou de qualité renforcée pourront etre menées (...) les choix retenus feront l'objet d'une convention avec participation financière éventuelle du SIGEIF ou des communes ayant fait la demande.

Le SIGEIF a également dans la version actuelle du contrat une clause sur la qualité EDF : le nombre de clients pour lesquels un « Service Minimum de puissance 1000 Watts » dit « SMI » (abaissement de la puissance en raison d'un non-paiement de facture ou d'une absence de réponse à une sollicitation d'EDF) a été appliqué est fourni au titre du contrôle.

5.3.5 Des adaptations suite aux nouvelles missions du GRD

L'objectif d'obtenir davantage de transparence afin d'améliorer son pouvoir de contrôle conduit le SIGEIF à envisager de négocier des clauses liées aux apports de Linky, avant même le déploiement de ce dispositif sur son territoire. Il s'intéresse notamment à l'obtention d'informations plus précises sur les coupures telles que la continuité de fourniture, la tenue en tension, la localisation etc., sur les clients hors normes et sur l'optimisation des clients. Linky pourrait également constituer une piste d'identification de colonnes montantes à risques afin de préparer une priorisation des investissements, dans la mesure où, selon le SIGEIF, Enedis n'installerait pas Linky à partir du moment où il a été identifié que la colonne présente un risque.

Autre mesure envisagée en termes de transition énergétique, le SIGEIF souhaite intégrer un objectif relatif à la « résilience » au SDI, dont un des indicateurs pourrait être la prise en compte du risque « crue », de manière sans doute analogue à ce que le SIPPEREC a introduit dans son SDI en 2016.

5.3.6 D'autres points innovants de l'expérience du SIGEIF

Dans la version du contrat actuel, des conventions spécifiques prévoient une promotion de la MDE (article 12 de l'annexe 1), par des engagements communs à échanger, collaborer et expérimenter.

Une négociation en cours sur le sujet de la précarité énergétique est également prise avec EDF, qui pourrait prendre la forme d'un fonds obtenu grâce à une partie des bénéfices générés par la concession. Une autre piste envisagée est le programme « Habiter mieux » de Ces deux points montrent une différence en termes de politique énergétique engagée par le SIGEIF en comparaison au SIPPEREC, où des mesures de MDE ou de performance énergétique ont été abandonnées lors de la dernière négociation en 2016.

5.4 La Communauté urbaine de Dunkerque

5.4.1 La présentation du contrat de concession de distribution d'électricité de la CUD

La Communauté Urbaine de Dunkerque crée en 1969 rassemble 19 communes et 200 000 habitants autour de la Ville de Dunkerque. Son expérience ancienne de la gestion de compétences à l'échelle supracommunale se confirme pour la compétence «énergie», exercée depuis 1998 par la CUD. C'est également en 1998 que le contrat de concession de distribution d'électricité a été conclu avec EDF. À l'époque, la CUD avait envisagé une renégociation totale des contrats en incluant les tarifs et la qualité de service, avant de finalement reprendre les modèles FNCCR.

Le contrat de concession pour l'électricité a été signé en 1998 pour 20 ans (jusqu'en 2018). Deux avenants ont été passés pour modifier le périmètre communal.

Avec une place importante accordée aux politiques énergétiques (c.f Chapitre suivant), ainsi qu'une longue expérience en tant qu'AODE, la CUD s'affiche dans le paysage du secteur de l'électricité comme un acteur dynamique et avancé. Cependant, le contrat actuel ne présente pas de dispositifs innovants. De plus, les protocoles récents de la FNCCR n'ont pas été pris en compte, contrairement au contrat du SIGEIF. A l'heure actuelle, la CUD a entamé la renégociation en vue du renouvellement de ce contrat avec Enedis, à la fois sur le plan bilatéral, et via France Urbaine, où la CUD est l'un des membres les plus actifs. Parmi les objets de discussions bilatérales, quelques sujets principaux figurent à ce stade montrent une volonté de mieux maîtriser les informations sur l'état des réseaux et des ouvrages, ainsi que d'intégrer des clauses contractuelles sur des actions en faveur de la transition énergétique.

5.4.2 Ouvrages concédés et investissements

Sur la question des ouvrages concédés et des investissements, le contrat actuel ne comporte pas de clauses innovantes. Lors de la renégociation pour renouvellement, la CUD a entamé la discussion sur l'intégration des clauses contractuelles sur une définition précise du « bon état » des installations à remettre à l'autorité concédante en fin de contrat. On peut donc s'attendre à voir figurer la catégorisation des ouvrages par biens de retour, biens de reprise et biens propres, ainsi que des clarifications sur les conditions financières de fin de contrat.

5.4.3 La qualité de service

D'après la CUD, l'exécution du contrat est suivie de près par la Direction Energie de la CUD. Cependant, l'application des clauses de pénalité en cas de sous performance n'est pas systématique. Ainsi, lors de la renégociation, la CUD souhaite clarifier les clauses contractuelles sur le temps de coupure afin de mieux contrôler les activités du concessionnaire par la suite.

5.4.4 Nouvelles missions du GRD: Les actions en faveur de la transition énergétique

Les dispositifs concernant les investissements et travaux, ainsi que ceux qui portent la qualité de service ne présentent pas de particularité en matière de transition énergétique. Les efforts de la CUD semblent concerner des actions plus transversales de politique énergétique ce qui confirme l'analyse que nous proposons dans le chapitre suivant concernant les diféfrences en termes d'objectifs entre les métropoles et les syndicats d'énergie.

En effet, dès 1998, la CUD a obtenu par voie de convention de partenariat sur 10 ans des financements supplémentaires. La convention de partenariat avec EDF prévoyait de financer à hauteur de 10M€ sur 10 ans un plan lumière, des véhicules électriques ainsi que diverses actions énergétique sur le port et dans les clubs sportifs de la CUD...

Dans le prolongement de ces accords, la CUD a négocié un cofinancement par EDF à hauteur de 30 à 50% du dispositif « Réflex'énergie » de d'aide aux financements de travaux d'efficacité énergétique des particuliers. Doté de 900 K€ par an, ce dispositif comprend notamment une aide au chauffage performant (pour financer l'achat d'une chaudière condensation, avec une prime de 300€ pour la conversion au gaz) et une aide au solaire thermique. Il apparaît ainsi comme un moyen indirect d'orienter les choix énergétiques. Selon la CUD, il serait efficace dans la mesure où il a contribué en 2015 à 60% des objectifs « habitat » du PCET 2015-2020.

Une autre initiative concerne la signature en 2013 avec Enedis d'un protocole d'accord sur le sujet de la transmission de données réelles de consommation à maille IRIS sur 3 ans pour l'alimentation d'un outil de planification énergétique développé²⁸. Ce logiciel cartographique permet de croiser des données d'urbanisme, socio-économique, de potentiel énergétique et de réseaux pour aider à la décision, notamment dans l'identification des zones d'actions prioritaires pour les réseaux.

Par ailleurs, la CUD est très proactive dans le déploiement d'expérimentations sur son territoire, avant même de l'adoption de la LTECV. De plus, certaines expérimentations constituent des sources complémentaires de financement pour les réseaux, versées par les concessionnaires. C'est par exemple le cas du démonstrateur « GRHYD » (Gestion des Réseaux par l'injection d'Hydrogène pour Décarboner les énergies). Il s'agit d'un démonstrateur de « power-to-gas » visant à expérimenter 2 moyens de réutiliser de l'électricité fatale (i.e. qui serait perdue sinon) en synthétisant de l'hydrogène : via une injection de l'hydrogène dans le réseau de gaz d'un écoquartier de 200 logements, et via l'incorporation de l'hydrogène à un carburant constitué de gaz naturel (80%) et

36

²⁸ Il s'agit du logiciel Starter de la société Explicit. Pour plus de détails : http://www.areneidf.org/sites/default/files/outil_explicit_starter_.pdf

d'hydrogène (20%)²9. Ce projet de 15,3 M€ sur 5 ans (2014-2019) est coordonné par ENGIE qui en finance 1,8M€. La CUD et l'ADEME (via le programme des investissements d'avenir) financent respectivement 2M€ et 4.5M€. Parmi les 10 autres financeurs prenant part au projet, on compte GRDF qui finance 840k€. Or dans l'affectation des investissements régionaux qui est faite par GRDF, ce financement est ventilé entre les toutes les concessions de la zone géographique « nord-ouest » (au sens du territoire d'intervention de GRDF). Cela signifie que cette expérimentation qui bénéficie à la concession de la CUD est en réalité financée par toutes les concessions nord-ouest. On retrouve ainsi la même problématique de la répartition du budget d'investissement au niveau régional comme dans les concessions d'électricité.

D'autres expérimentations, certes moins emblématiques, sont également déployées : la mise en place d'éoliennes de toit, pour laquelle la CUD a racheté la société ayant commercialisé le système qui avait fait faillite (la startup alsacienne Aeolta) ; la récupération de chaleur fatale des gaz sidérurgiques (priorité du PCAET 2015-2020) ; et l'autoconsommation avec un système de chauffage solaire pour l'eau chaude sanitaire.

Lors de la négociation pour renouvellement, la CUD continue ses efforts dans ce champ d'actions. Elle souhaite obtenir la possibilité de réaliser une étude MDE/ENR2 avant renforcement du réseau électrique ainsi que l'incorporation des objectifs locaux de transition énergétique dans le contrat avec des engagements du concessionnaire à ce niveau. D'après la CUD, un point particulièrement important pour son territoire est l'adaptation du réseau aux risques de submersion marine.

5.5 La Métropole du Grand Lyon (MGL)

5.5.1 La particularité de la MGL

La Métropole du Grand Lyon (MGL) est une Métropole à statut particulier qui a été instituée par la loi MAPTAM au 1er janvier 2015. La MGL se substitue à la Communauté urbaine du Grand Lyon, récupérant par cette opération les compétences des métropoles. La Communauté urbaine de Lyon, dont les origines remontent à 1969, disposait d'une solide expérience sur certaines compétences des métropoles comme par exemple la mobilité, mais ce n'est que partiellement le cas de l'énergie, dont la compétence AODE pour l'électricité a été obtenue au 1er janvier 2015.

Couvrant 59 communes pour 1,3 millions d'habitants, la MGL, beaucoup moins peuplée que Paris. Elle compte 8 700 agents en incluant les 3 000 agents en cours de transfert provenant des services du Département du Rhône, contre plus de 50 000 à Paris.

Contrairement à la Ville de Paris qui est l'unique AODE, la MGL se trouve aujourd'hui confrontée à des difficultés de gouvernance concernant ses contrats de concession. En effet, la MGL a hérité des communes qui la constituent plusieurs contrats de concession pour la distribution (et la fourniture aux TRV) de l'électricité, vis-à-vis desquels elle est conduite à adopter des positionnements différents :

- La MGL a en gestion directe l'ancien contrat de la « Ville de Lyon » : il s'agit d'un contrat signé entre EDF et la Ville de Lyon en 1993 pour 20 ans (et prolongé jusqu'en 2018 en 2012), pour lequel la Ville de Lyon a transféré sa compétence à la MGL.
- La MGL a un rôle de « représentation en substitution de communes » au sein de 2 syndicats :

²⁹ Pour plus de détails : https://www.engie.com/wp-content/uploads/2014/01/dossier-de-presse-gestion-des-reseaux-par-injection-dhydrogene-pour-decarboner-les-energies-grhyd-janvier-2014.pdf

- le SIGERLy (syndicat intercommunal du gaz et de l'électricité de la région lyonnaise), syndicat qui dispose d'un contrat de concession couvrant 48 communes de la MGL;
- o et le SYDER (Syndicat Départemental d'Énergies du Rhone) : qui dispose d'un contrat de concession couvrant 10 communes de la Métropole.

Cette «représentation en substitution» décidée en novembre 2015, signifie que la MGL a formellement remplacé les communes au sein du Syndicat, ce dernier continuant à assurer le rolle d'AODE en bénéficiant du transfert de compétences des communes. Cette solution, qui maintient les syndicats existants, a eu les faveurs de la MGL pour ses avantages politiques. Ce point, constituant un enjeu particulier pour la gestion de la distribution de l'électricité, sera approfondi dans le chapitre suivant.

5.5.2 Présentation du contrat de concession de distribution d'électricité de la Ville de Lyon

Le contrat qui a été étudié dans le cadre du projet est le contrat de la Ville de Lyon. Signé en 1993 pour 20 ans, il est fondé sur le modèle FNCCR de 1991. Ce contrat a fait l'objet de 4 avenants entre 1993 et 2012. Les 3 premiers avenants, concernant l'ajout de dispositions thématiques très spécifiques dans une perspective de transition énergétique, montrent la volonté de la Ville de Lyon de s'engager dans une politique énergétique avancée.

- Avenant n°1 (2001): intégration d'une disposition concernant des bornes d'alimentation des marchés forains de plein air (brevet déposé par EDF à l'époque). Il s'agit de bornes électriques payantes qui ont permis de remplacer les groupes électrogènes sur les marchés.
- Avenant n°2 (2002): intégration à la concession d'une disposition concernant des cellules photovoltaïques installées sur les arrêts de bus (un nouvel article 18 « Moyens de desserte décentralisés non connectés à l'ensemble du réseau » est ajouté au contrat).
- Avenant n°3 (2008): Adaptation de l'avenant de 2001 au nouveau contexte juridique.
- Avenant n° 4 (2012): Avenant général du contrat comportant divers amendements et prévoyant une prolongation du contrat pour 5 ans (jusqu'au 23 février 2018). Ce choix d'un avenant et non d'un renouvellement de contrat se justifie par la perspective du transfert de compétence à la MGL, prenant acte du fait que « le paysage est sur le point de se recomposer »³⁰. Cet avenant, négocié 3 ans plus tard que celui de la Ville de Paris, inclut des dispositions semblables mais plus avancées que celles de la Ville de Paris.

5.5.3 Comparaison des avenants de la Ville de Lyon (2012) et de la Ville de Paris (2009)

Dans cette partie, nous présentons les différences et les ressemblances de l'expérience lyonnaise et parisienne dans la négociation sur différents thèmes.

Eléments comptables et financiers

_

Thème	Ville de Lyon (avenant n°4 de 2012)	Ville de Paris
Maintenance et renouvellement	, , , , , , , , , , , , , , , , , , , ,	investissements (PPI), à 4 ans, et
	annuel et priorités, mais aucune	programme triennal (et annuel) de

³⁰ Délibération 2012/4996 de la Ville de Lyon - Concession pour le service public de la distribution d'électricité - Approbation de l'avenant n° 4 au contrat de concession pour le service public de distribution d'électricité du 18 février 1993 (Direction de la Gestion Technique des Bâtiments) (BMO du 19/11/2012, p. 2717).

	 Postes sources : renforcement de 2 postes et création d'1 poste ; Réseau HTA : c'est une priorité, renouvellement de 65km de câbles à papier imprégné (CPI), 125 Postes de distribution Publique (PdDP), 50 postes HTA/BT équipés d'organe télécommandé ; Réseau BT : renouvellement 4 à 5 km par an de CPI (sur 400km) et des branchements associés. 	travaux avec montants annuels et priorités. Rappel des objectifs financiers et quantitatifs de renouvellement du PPI en cours : • Réseau HTA : renouvellement des câbles à papier imprégné (82 km prioritaires) et suppression de 500 JTR/an (JTR : jonctions de transition rubanées); • Réseau BT : renouvellement de 25km/an, de 250 boites de raccordement triphasées, et de 500 branchements/an; • Renouvellement de 1000 colonnes montantes/an en concession à partir de 2015; • Postes HTA/BT : renouvellement de 60 tableaux/an et de 90 transformateurs/an Réseau de télécommande : non défini.
Inventaire financier	Inventaire détaillé des ouvrages localisés de la concession, inscrits dans la comptabilité du concessionnaire	Inventaire détaillé des ouvrages inscrits dans la comptabilité : non prévu contractuellement mais disponible à Paris
	Notice explicative complémentaire aux éléments financiers du CRAC : • Périmètre des mailles territoriales pour comptabiliser produits et charges • Clés de répartition pour répartir les produits et charges. Définition des agrégats financiers mentionnés dans les éléments financiers d'exploitation • Composition des produits et charges mentionnés	Notice explicative complémentaire aux éléments financiers du CRAC : non prévue contractuellement mais transmise
Colonnes montantes	Suivi des colonnes montantes (article 5), en particulier des colonnes	Suivi des colonnes montantes

	montantes intégrées à la concession (nombre de colonnes montantes non connu)	(estimation : 107 000 environ à Paris)
Provision pour renouvellement (PPR)	Suppression de la constitution de PPR	Avenant 2009 : suppression de la constitution de PPR

Qualité de service

CRAC : indicateurs de	CRAC : Intégration d'indicateurs de	CRAC : indicateurs non définis
performance	performance (art. 4) reprenant le	contractuellement mais fournis
	modèle FNCCR (protocole FNCCR-	(spontanément ou à la demande)
	Enedis/EDF de 2009 avec son avenant	
	de 2011)	
	,	

Nouvelles missions du GRD : des expérimentations sur le réseau

Expérimentation sur le réseau	expérimentations sur les réseaux (article 6) :	Pas de clause sur l'information mutuelle en cas d'« expérimentation »
	 en amont : sur demande de Lyon, information par le concessionnaire portant sur l'impact de l'expérimentation et les mesures d'informations pour les usagers concernés ; la ville de Lyon dispose d'1 mois pour faire des observations. Pendant : informations à la demande ; Après : obligation de présenter un bilan et les suites données aux expérimentations. 	

5.3.4 D'autres points innovants du contrat de la MGL

Comme dans le cas de la Communauté urbaine de Dunkerque, on voit un effort de la MGL d'assurer ses diverses compétences avec une politique de transversalité dans ses services publics, en intégrant les énergies. Ainsi, la MGL a commencé à monter le Schéma Directeur des Energies pour définir une planification énergétique depuis 2015.

Ce schéma directeur des énergies (SDE) est défini comme étant une « vision prospective de l'organisation du territoire en termes de production, de réseaux et de consommation en matière énergétique, en accord avec les ressources et les contraintes » à l'horizon 2030. Il ambitionne ainsi de simuler, sur la base d'un diagnostic et de scénarios incorporant les objectifs des autres politiques publiques de la MGL (PDU, PLH, plan déchets...) un « état projeté » en 2030 qui permettrait de sélectionner des options énergétiques. La conclusion du SDE est programmée pour 2018, de manière à pouvoir être incorporée au nouveau contrat de concession.

Le processus de construction de ce SDE a permis à la MGL de s'approprier rapidement la compétence énergétique obtenue très récemment. Elle se voit monter en expertise par la voie de récupération d'informations prospectives qui peuvent difficilement s'obtenir difficilement par ailleurs. De ce fait, elle devient plus légitime auprès des partenaires.

Enfin, le développement du SDE lui permet également de développer des relations avec les opérateurs, notamment en engageant une démarche partenariale permettant la récupération de données. En effet, deux conventions de partenariat (une avec Enedis et une autre avec GRDF) ont été signées en mars 2016 pour la période 2016-2018 avec pour objectif de définir des axes de travail communs et de préciser les modalités de transmission de données pour le SDE. Ces conventions ont été négociées à partir de l'automne 2015.

Concernant les axes de travail commun, la convention signée par Enedis prévoit un engagement pour un travail en commun sur la définition des scénarios du SDE, sur l'accompagnement pour la mobilité électrique, la préindustrialisation de *smart grids* (et des services énergétiques) et l'information du citoyen.

Quant aux données transmises, en contrepartie de cet engagement de travail en commun, les concessionnaires s'engagent à fournir gratuitement des données sur un rythme annuel. Ces données sont à maille IRIS et doivent remonter à 2012. L'usage des données est restreint à la réalisation du MDE. Les données portent sur 4 domaines : consommation, production, réseau/cartographie et précarité énergétique, et sont détaillées dans la Figure 7 ci-après.

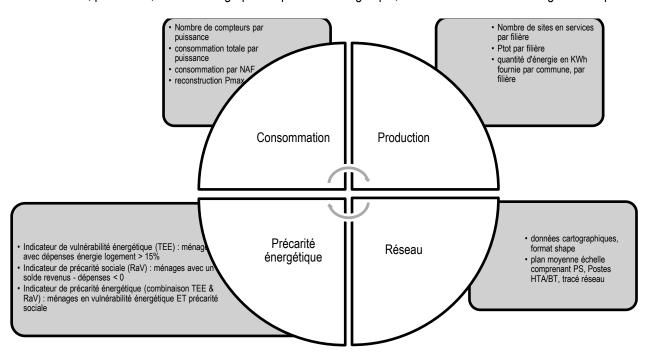


Figure 7. Données transmises par Enedis au titre de la convention de partenariat SDE

Si les données à maille IRIS pour la consommation et les données cartographiques seront désormais facilement accessibles grâce à la LTECV qui permet même d'avoir accès en tant qu'AODE à la consommation au bâtiment, l'obtention de données d'une même source à la même maille que des données INSEE reste utile. En outre, certaines données sont particulièrement innovantes telles que les données de précarité énergétique, les données de production, la reconstruction de Pmax et les données de production par Enedis.

5.6 Nantes Métropole

5.6.1 Présentation du contrat de concession de distribution d'électricité de Nantes Métropole

Nantes Métropole a été créée le 1er janvier 2015, en remplacement de la Communauté Urbaine de Nantes qui existait depuis 2001. Elle représente une population et un nombre de communes deux fois moins importants que la Métropole de Lyon (24 communes pour 600000 habitants à Nantes).

La Métropole de Nantes a récupéré en 2001 la compétence AODE pour l'électricité et le gaz, mais comme dans le cas de la Métropole de Lyon, elle s'est trouvée confrontée à 2 cas de figure :

- 3 communes avec la compétence d'AODE (Nantes, Rezé et Indre), signataires chacune d'un contrat de concession avec EDF:
 - o le contrat de concession de Nantes a été signé en 1994 pour 28 ans (échéance 2022) ;
 - o le contrat de concession de Rezé, signé en 1995 pour 27 ans (échéance 2022);
 - o le contrat de concession d'Indre, signé en 1995 pour 30 ans (échéance 2025);
- les 21 autres communes qui avaient transféré leur compétence « électricité » au syndicat départemental d'énergie local (en l'occurrence le syndicat départemental d'énergie de la Loire-Atlantique SYDELA) : le SYDELA a signé son contrat en 1994 pour 30 ans (échéance 2024).

Contrairement au cas de la Métropole de Lyon, Nantes Métropole a décidé en 2008 de quitter le Syndicat SYDELA. Cette décision a abouti à la négociation d'un protocole d'accord entre la Métropole, le SYDELA, la commune de La Baule (également sur le départ) et Enedis/EDF, qui reconnait l'existence de 3 autorités concédantes et définit les modalités de répartition des redevances, la contribution à l'effacement des réseaux, la maitrise d'ouvrage des travaux, la présentation du CRAC et le contrôle. Ce protocole, considéré par le représentant de Nantes Métropole comme « au-dessus du contrat de concession » a été reconduit en 2011, 2013 et 2016.

Outre ce protocole, le contrat de concession historique de 1994 du SYDELA, basé sur modèle FNCCR a fait d'objets de 2 avenants : un avenant n°1 en 1997 pour intégration de la commune de Saint Herblain et un avenant n°2 en 2013 qui a « pour objet la prorogation du protocole signé entre la FNCCR et Enedis, le 26 juin 2009, relatif au versement par Enedis aux autorités concédantes maitres d'ouvrage de travaux de raccordement de la part couverte par le tarif (PCT), dit protocole PCT, tel que renouvelé par avenant au protocole signé entre la FNCCR et Enedis, le 18 juillet 2012 ».

S'agissant des 3 autres contrats de concession transférés à la Métropole en propre (contrats historiques des villes de Nantes, Rezé et Indre), seul le contrat issu de la Ville de Nantes a fait l'objet d'un avenant. Cet avenant signé en février 2016 vise à modifier les modalités de calcul de la Redevance pour l'Occupation du Domaine Public (RODP). Enedis a accepté de fournir un seul CRAC pour les 3 contrats de concessions.

Aujourd'hui, les efforts de la Métropole de Nantes se concentrent sur la négociation avec le SYDELA d'une séparation de leur contrat de concession commun en 2 contrats de concession distincts. La Métropole aspire à librement le

réseau d'électricité qui se trouve sur son territoire comme ceux situés sur les communes de Nantes, Rezé et Indre. Les échéances de renouvellement des contrats étant encore relativement lointaines (2022 pour l'échéance la plus proche), la Métropole de Nantes n'a pour l'instant engagé aucune pré-négociation avec Enedis/EDF concernant le contenu des contrats de concession (y compris pour ceux qu'elle gère en propre).

Dans les sections suivantes, nous analysons le contrat actuel de Nantes Métropole, ainsi que son protocole de 2016. Dans l'ensemble, nous remarquons un effort de maîtriser la compétence AODE à travers la récupération des informations techniques et financières sur le réseau et les ouvrages.

5.6.2 Ouvrages concédés

Nantes Métropole a obtenu, suite au protocole de 2016, des données complètes sur l'inventaire technique des ouvrages. Ces données sont fournies sous format Excel sur 50 pages. A titre d'exemple, Nantes Métropole a réussi à obtenir des informations sur les postes sources, alors que la Ville de Paris n'a pas accès à ce type de données.

Par ailleurs, afin de mieux connaître son patrimoine électrique, Nantes Métropole souhaite aller plus loin que le contrat sur la cartographie des ouvrages comme prévu par la LTECV. En effet, au lieu d'avoir une cartographie à moyenne échelle, Nantes Métropole est en cours de négociation avec Enedis pour une convention cartographique « grande échelle » pour le passage en « classe A » au niveau de précision de la cartographie de tous les réseaux. Son objectif est de mutualiser les plans de recollement entre Nantes Métropole et Enedis afin de faire face à la gestion de plusieurs contrats de concession suite à l'obtention de la compétence AODE.

5.6.3 Eléments comptables et financiers

Maintenance et renouvellement

Comme indiqué dans la section précédente, Enedis fournit un seul CRAC pour les trois contrats de concession de Nantes Métropole, alors que les dispositifs législatifs en vigueur exige un inventaire financier du patrimoine à la maille concession, et concession par concession, avec des clés de répartition, si nécessaire. Cela pose ainsi des difficultés pour la planification des investissements pour maintenance et renouvellement.

Branchements et raccordements

Nantes Métropole souhaite maîtriser également le sujet des branchements et raccordements car elle est en charge du financement de ces derniers à hauteur de 60%. Ainsi, elle réalise un contrôle des devis établis par Enedis par le moyen d'un marché d'assistance au contrôle, qui a été attribué à une société spécialisée. Elle obtient ainsi un audit des propositions techniques du concessionnaire pour les raccordements importants et prévoient une rémunération du prestataire en fonction de l'économie générée. Cet effort montre la volonté de Nantes Métropole dans le suivi et le contrôle de l'exécution du contrat et des activités du concessionnaire.

5.6.4 Qualité de service

Nantes Métropole, grâce au protocole de 2016, a obtenu des données sur la qualité de service d'une manière détaillée (Figure 9) Nous n'avons pas eu accès à ces données mais on peut supposer qu'avec ces données, Nantes Métropole a les moyens de mener une renégociation sur la qualité de service.

Des engagements sont également pris par Enedis sur le droit des usagers. En effet, une convention de partenariat existe entre Nantes Métropole et le concessionnaire qui s'engagent à réaliser des mesures portant « l'emploi, la conduite de chantier [annonce des chantiers en avance par exemple], l'accompagnement et l'exemplarité » pour faire des concessionnaires des « acteurs du territoire ». Ces engagements ont été pris au moment où Nantes a été reconnue comme « capitale verte européenne ».

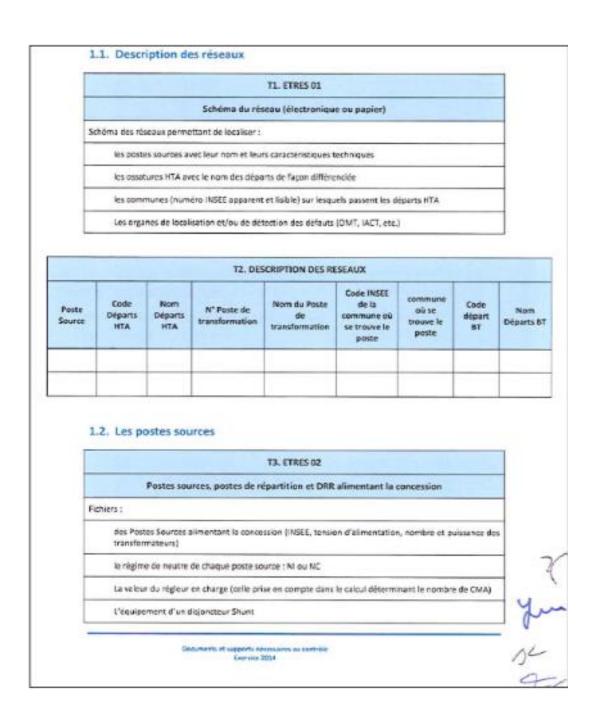


Figure 8. Sommaire des données demandées à Enedis pour l'exercice 2014 et exemple de tableaux demandés pour les postes sources daté de 2016.

	Informations générales3
2.	Données par commune
3.	La Facturation et les moyens de paiement6
4.	Indicateurs Clientèle7
5.	Traitement et le suivi des réclamations
6.	Accueil des clients

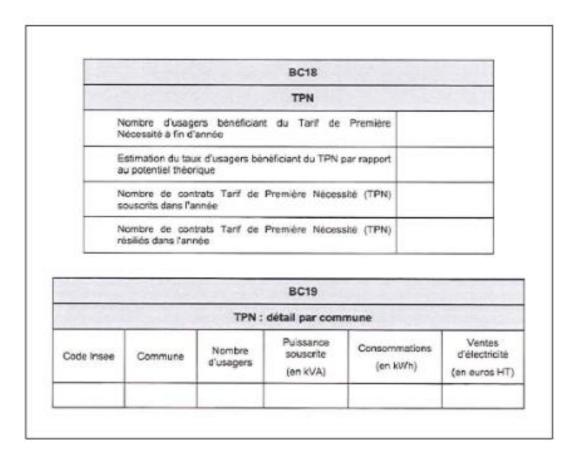


Figure 9 : Sommaire des données demandées à EDF pour l'exercice 2014 et exemple de tableau de mandé (annexe II du protocole d'accord SYDELAII/Nantes Métropole/la Baule-Escoubac daté de 2016)

5.6.5 Les nouvelles missions du GRD : les données

Outre les données obtenues lors du protocole de 2016, une convention « volet numérique » est en préparation avec Enedis, au titre de la labellisation de Nantes « Frenchtech ». Les objectifs de Nantes Métropole sont de « faire rendre compte à Enedis de son effort et d'échanger des données. Elle souhaite aller au-delà du contrat, avec des discussions portant notamment sur la «maille bâtiment, sur les nouveaux compteurs et la meilleure optimisation de leur utilisation...». Le « le décret 'données' (décret d'application de l'article 179 de la LTECV) devrait ainsi lui permettre d'obtenir des accords importants au titre de cette convention.

5.7 Brest Métropole Océane

5.7.1 Présentation du contrat de concession de distribution d'électricité de Brest Métropole Océane

Brest Métropole Océane a été créée avec le statut de Métropole le 1er janvier 2015, en remplacement de la Communauté urbaine de Brest qui existait depuis 1974. Beaucoup plus petite que les autres Métropoles en termes de population, elle se rapproche de la Communauté Urbaine de Dunkerque en population, avec 212 000 habitants pour 8 communes. Cependant, le fait qu'elle partage certains personnels avec la Ville de Brest la conduit à compter 3500 agents, contre 1400 pour la Communauté Urbaine de Dunkerque.

Le contrat de concession pour la distribution publique d'électricité de Brest Métropole Océane a été signé avec EDF en 1995 pour une durée de 25 ans, dont l'échéance est prévue pour 2020.

Il a été amendé par au moins 2 avenants : le contenu de l'avenant n°1 n'est pas connu (mais est a priori antérieur à 2010) et l'avenant n°2 est l'avenant-type mettant en œuvre le protocole de 2013 de la FNCCR pour la période 2014-2017.

Brest Métropole Océane considère que « le contrat n'est pas le moteur de nos relations avec Enedis ». Toutefois, elle souhaite « changer la donne » lors du prochain renouvellement. Afin de préparer cette renégociation, elle a engagé un ingénieur « concession ».

Si l'accent n'est pas mis sur le contrat, des dispositions et actions innovantes sont toutefois négociées avec le concessionnaire via d'autres véhicules de type partenarial. Cela passe d'abord par des chartes de partenariat. Une charte de partenariat 2016-2020 est en négociation avec Enedis (et vient renforcer une charte existante pour la période 2011-2015). Dans la suite de l'analyse du cas de Brest Métropole Océane, nous utilisons le contenu du projet guasi-finalisé de la nouvelle charte.

5.7.2 Ouvrages concédés

Dans cette rubrique, Brest Métropole Océane a appliqué le protocole FNCCR/Enedis de décembre 2015, où Enedis non seulement fournit des données cartographiques, mais réalise aussi des échanges cartographiques, ainsi qu'une réforme anti-endommagement des réseaux. Plus précisément, il vise notamment à l'établissement d'un Plan Corps de Rue Simplifié (1/200ème) à l'échelle du territoire de Brest Métropole. Il s'inscrit aussi dans le cadre de la mise en place du volet cartographique du plan de prévention des endommagements de réseaux lors de travaux dite « réforme anti-endommagement des réseaux ou « DT-DICT ». Ce point montre la force et la maîtrise de Brest Métropole Océane du sujet, ainsi que sa volonté à se coordonner avec le concessionnaire dans la mission de gestion du réseau de distribution. Enfin, la métropole et Enedis s'engagent à travailler à un accord global incluant :

- « partage et mutualisation des données réseaux de précision, basse tension et moyenne tension pour Enedis, éclairage public, réseaux de télécommunication et signalisation lumineuses réseaux d'arrosage pour Brest Métropole,
- organisation du repérage des réseaux de précision incertaine lors de leurs opérations de travaux et interventions respectives,
- mise en place d'actions de formation commune pour la certification de leur personnel ».

La collaboration sur le sujet des ouvrages concédés va encore plus loin car Enedis s'engage également sur un accompagnement technique, dans lequel « Enedis apportera son appui pour accompagner le service énergie de la collectivité » ; parmi les actions visées en particulier figurent «les réserves de puissance disponibles aux différents

points du territoire au niveau des postes source » ; BMO chiffre à une rencontre mensuelle sur la durée de la Charte la quantité de ressources disponibles.

5.7.3 Maintenance et renouvellement

Afin de maîtriser les besoins d'investissement, Brest Métropole Océane a négocié avec Enedis l'élaboration des plans d'investissement sur le réseau de distribution (portant sur les « enjeux d'intégration urbain du réseau de distribution dans la continuité de la charte précédente : effacement de réseaux, embellissement des postes HTA/BT, fiabilisation des réseaux basse tension en fils nus par passage en torsadé »).

Les deux co-contractants ont décidé de travailler sur la base d'une mutualisation, c'est à dire des effacements coordonnés de réseaux, notamment pour les infrastructures numériques en application des dispositions de l'article L.49 du code des postes et des communications électroniques ; mutualisation des supports aériens de type poteaux et autres ouvrages à parties communes pour l'éclairage, les télécoms et l'électricité.

Dans la continuation de l'esprit collaboratif, la métropole s'engage de son côté à informer Enedis « des orientations prises en matière de coordination des réseaux d'énergie (plan de développement de réseau de chaleur, scénario de couverture énergétique de nouveaux quartiers, grands projets énergivores tels que le tramway, le véhicule électrique ou industriel ...). Enedis s'inscrira au mieux dans les orientations ainsi fixées par la collectivité tout en veillant à l'équilibre de la distribution d'électricité sur le territoire. »

5.7.4 Qualité de service

En matière de qualité de service, nos interlocuteurs mettent en avant la collaboration entre les deux contractants. Ils ont prévu des modalités d'information mutuelle en cas de crise (référents etc.) et se sont engagés à « approfondir ensemble les modalités de gestion crise dans un contexte urbain ».

Le respect du droit des usagers est aussi un point discuté car les deux co-contractants ont décidé de se coordonner sur les travaux. Enedis s'engage à donner des informations préalables sur les zones d'intervention et les modalités des travaux. Ils prévoient ainsi des réunions annuelles pour faire le bilan et suivi la qualité des travaux.

5.7.5 Nouvelles missions du GRD : données et expérimentations

Mise à disposition des données

En anticipant les dispositifs prévus par la LTECV, Enedis prévoit de contribuer « activement » aux actions en cours mises en place par la Métropole en termes de « partage de données (consommations électriques et courbes de charge par secteur...), accompagnement technique, réalisation de simulations, instrumentation de postes de distribution, facilitation de l'intégration des ENR au réseau de distribution, expérimentation de dispositifs innovants d'autoconsommation avec injection vers des tiers ... ».

A titre d'exemple, un engagement est pris à une réflexion commune sur l'utilisation possible de Linky, dont le déploiement est prévu à Brest à partir de 2017, pour l'optimisation énergétique du parc d'éclairage public, via notamment la mise en place de variateurs-régulateurs de puissance sur les armoires de commande (financement par le programme nationale TEPCV).

Infrastructures de recharge pour véhicules électriques (IRVE)

Afin de développer ces infrastructures, les co-contracttants ont décidé de s'engager à un échange d'informations et au dialogue, incluant pour Enedis l'anticipation du « dimensionnement du réseau, la définition de l'architecture de raccordement et comptage, la planification des opérations de raccordement des infrastructures de charge, la régulation des recharges pour passer les pointes de consommation ».

Mise en place des expérimentations

Enedis est également tenu d'être force de proposition « pour des actions innovantes à mener sur le territoire (...) ou pour des actions d'efficacité énergétique (sensibilisation, mobilisation, démonstration) ».

Plus précisément, hors les chartes de partenariat, des conventions de partenariat dans le cadre du démonstrateur «smart grid Capucins» ont également été signées avec le concessionnaire Enedis. Il est notable que ces conventions aient été signées alors même que ce démonstrateur démontre la faisabilité d'un non renforcement de réseau électrique en privilégiant un réseau de chaleur.

Les conventions de partenariat conclues en 2012 entre BMO et Enedis dans le cadre de ce démonstrateur prévoient les engagements suivants :

- participer activement au projet en apportant son expertise sur ses compétences historiques (planification, raccordement), mais également sur les données de consommations d'énergie et sur les réseaux intelligents «smart-grids»,
- actualiser régulièrement le bilan électrique de la ligne principale desservant la ZAC des Capucins en intégrant l'évolution du contexte de la rive droite de Brest, l'augmentation progressive de la puissance de raccordement de la ZAC, l'évolution des puissances, des consommations et des courbes de charges des autres départs électriques contributeurs à l'alimentation des Capucins.

Ainsi, les conventions d'engagement dans le cadre de ce projet ont permis de s'adjoindre le support technique d'Enedis via son outil de modélisation Mosaic (Modèle de simulation et d'analyse des flexibilités de consommation) et via l'instrumentation de zones ciblées, et le soutien promotionnel de GRDF pour les solutions au gaz et l'accompagnement de projets de conversion de l'électricité au gaz naturel dans d'autres opérations³¹.

Si le contenu de ces conventions est difficilement transférable directement aux autres cas, l'existence de ces conventions et leur contenu démontrent que des « expérimentations » ou « démonstrateurs » peuvent constituer des moyens de gagner en expérience sur des solutions de transition énergétique selon des modalités non prévues dans les contrats, tout en bénéficiant du soutien (en nature) des concessionnaires.

6. Conclusion

La distribution d'électricité connait des changements de gouvernance associés à des innovations technologiques liés au déploiement des smart grid, des EnR et au changement de paradigme de la transition énergétique. Au niveau des territoires, on assiste à un repositionnement des différents acteurs publics. Les (nouvelles) métropoles/CU occupent une place à part en tant qu'autorité organisatrice de distribution d'énergie (AODE) urbaine. Elles cumulent des compétences d'urbanisme/aménagement, habitat, mobilité et environnement (eau, assainissement, déchets) qui leur permettent de s'engager sur la voie de politiques de planification énergétique. Pour autant, elles ne possèdent pas encore l'expérience, les compétences et la crédibilité pour contrôler les concessions comme peuvent l'avoir les syndicats, ce qui leur pose des difficultés dans la relation avec les GRD.

La comparaison fine des dispositions des contrats de concessions des syndicats franciliens et d'un échantillon d'agglomérations et métropoles françaises révèle que des innovations et mesures intéressantes ont déjà été mises en

³¹ Source : présentation de Brest Métropole au GT AMORCE du 27 mai 2015.

place. Ces dispositions étudiées dans les études de cas pourront utilement être considérées dans le cadre du prochain renouvellement des contrats de concession, pour consolider les données obtenues, identifier de nouvelles idées d'outils (appel à contribution), et plus généralement engager la négociation avec une meilleure connaissance des points forts et faiblesses des contrats de concession en général.

Les contrats vont sans doute connaître des évolutions marquées dans les mois qui viennent. Les implications des évolutions législatives récentes (dont particulièrement la LTECV) n'ont pas encore été prises en compte dans les contrats (à l'exception du contrat du SIPPEREC pour certains aspects). Des textes d'application importants de la loi, dont certains sont encore en cours d'élaboration, vont vraisemblablement modifier la donne en profondeur, que ce soit en termes d'accès aux données pour les collectivités, de missions des gestionnaires de réseaux ou de possibilités d'expérimentations. Enfin, les évolutions annoncées de la législation européenne et de la jurisprudence (recours déposé contre le contrat de concession « électricité » de la Communauté Urbaine du Grand Nancy) pourraient également devoir être prises en compte relativement rapidement.

A plus long terme, il est difficile d'anticiper les évolutions des contrats d'autant que d'autres changements au niveau réglementaire comme la fin des tarifs réglementés ou la réduction des capacités de financement des réseaux au niveau national devraient bouleverser les rapports de force entre les acteurs du secteur et ouvrir de nouvelles perspectives.

Mais au-delà du contexte et des déterminants extérieurs, certaines évolutions dépendront étroitement de la position qu'adoptera les AODE : il en est ainsi des possibilités de coopération plus étroites entre les AODE, plus particulièrement entre les métropoles/CU et les syndicats d'énergie, qui seront demain les autorités partenaires au sein du même territoire, mais aussi à plus grande échelle des grands équilibres d'investissement au niveau national, et des arbitrages qui se feront entre autorités concédantes urbaines et rurales, périphériques et centrales. Dans le prochain chapitre, nous proposons une analyse historique et institutionnelle de l'évolution de cette relation entre les différentes AODE qui sera déterminante pour le futur de l'organisation de la distribution d'électricité.

Partie 2 : La gouvernance locale de la distribution d'électricité en France : Les AODE au cœur du système.

Les AODE s'accommodent chacune à leur manière des évolutions technologiques et législatives du secteur de l'électricité en se saisissant des compétences qui leur sont dévolues. Les études de cas suggèrent qu'en raison de leur expérience et de leur expertise déjà ancienne en matière d'énergie, les syndicats d'énergie ont plus de facilité que les métropoles/CU à exercer leurs missions techniques d'AODE. C'est particulièrement le cas pour la mission traditionnelle de contrôle des activités du GRD qui est appelée à s'affirmer. Les métropoles/CU semblent plus enclines que les syndicats à mettre en œuvre des actions dites « innovantes » dans leur périmètre. Cependant, dans l'ensemble, elles ont certaines difficultés à collaborer et à se coordonner entre elles d'une part mais aussi avec leur GRD sur un certain nombre de sujets tels que l'obtention de données, le contrôle des activités du réseau, l'information sur les investissements etc. Ces difficultés sont préjudiciables à la mise en œuvre d'une politique énergétique territoriale pourtant au cœur de la transition énergétique.

La coordination et la collaboration entre les AODE sont déterminantes pour l'efficacité d'une telle politique. Ce chapitre analyse les fondements des relations entre les acteurs impliqués dans la distribution d'électricité en revenant sur l'évolution historique et institutionnelle des compétences des différents acteurs. Nous mettons en évidence les facteurs qui expliquent les problèmes de coordination entre les acteurs et les conséquences sur l'efficacité de la gouvernance.

1. Les fondements théoriques de la relation collaborative entre acteurs publics : l'apport du New Public Management

La théorie du New Public Management, une branche de l'économie des organisations et des contrats centrée sur les acteurs publics qui s'est développée dans les années 1990 a formalisé les enjeux liés à la collaboration entre des acteurs publics aux compétences distinctes mais complémentaires. Provan & Milward (1995) proposent un modèle d'efficacité du travail en réseau d'acteurs qui met l'accent sur les effets des facteurs environnementaux et des caractéristiques de la structure du réseau sur son efficacité. Plusieurs facteurs critiques sont mis en avant parmi lesquels : le niveau d'intégration des acteurs dans le réseau ainsi que la stabilité du réseau et le niveau de munificence des ressources de ce dernier (Wang, 2015).

Le niveau d'intégration des acteurs dans le réseau contribue est un facteur d'efficacité car cela permet de réduire la fragmentation, créer des normes communes et favoriser la communication entre les acteurs (Jennings & Ewalt, 1998; Provan & Milward, 1995). Deux types d'intégration sont mis en avant : 1) une intégration décentralisée dans laquelle les membres du réseau sont connectés entre eux grâce à la densité du réseau favorisant ainsi la collaboration vecteur d'intégration et 2) une intégration centralisée, dans laquelle le lien autour le réseau est créé autour d'une organisation « coordinatrice » qui assume de manière centralisée cette tâche (Scott, 2012). Toutefois, il y a une tension entre ces deux mécanismes car il est considéré difficile de coordonner des organisations qui sont connectées dans une optique

décentralisée (Morrissey et al., 1994 ; Provan & Milward, 1995). L'application des deux mécanismes simultanément rend ainsi le réseau complexe et devient inefficace (Provan & Milward, 1995).

En deuxième lieu, la stabilité du réseau est également un facteur important de son efficacité. Tout d'abord, la théorie des ressources défend l'idée que les organisations ont besoin de gérer leur environnement afin de réduire l'incertitude et de maintenir un niveau suffisant de ressources « de première nécessité » (Pfeffer & Salancik, 2003). Un environnement instable impacte le flux de ressources à tous les membres du réseau et compromet leur capacité à assurer leurs responsabilités dans le service ou dans la gouvernance. L'instabilité peut également impacter la collaboration entre les membres du réseau, comme le cas du changement dans les règles de distribution de ressources qui peut empêcher la communication et la relation collaborative existante entre les membres (Provan & Milward, 1995). Enfin, la confiance interorganisationnelle n'est pas favorisée en cas d'incertitude (Hicklin, 2004; Lambright, Mischen, & Laramee, 2009), empêchant le développement d'une collaboration entre les membres. En effet, dans ce cas, les organisations ont des difficultés à identifier les membres avec lesquels il efficace de collaborer et ils ne sont pas incités à investir dans la construction d'une relation collaborative.

En troisième lieu, la munificence des ressources est importante pour le fonctionnement d'un réseau, que ce soit en termes de ressources financières ou en termes de compétences humaines. L'abondance en ressources permet aux membres du réseau d'assurer leurs missions et responsabilités, de coordonner des actions et de collaborer avec d'autres membres (Bazzoli et al., 2003 ; Conrad et al., 2003).

Ainsi, l'intégration des acteurs dans le réseau, la stabilité du réseau et le niveau d'abondance des ressources sont des facteurs clés d'une relation collaborative efficace entre les acteurs d'un système. Les nombreuses évolutions du cadre institutionnel, la répartition des compétences parfois déconnectées avec les moyens financiers entre les diférrents acteurs, les chevauchements de compétences, le déséquilibre entre les marges de manœuvre des différents acteurs qui caractérisent la gouvernance de la distribution d'électricité depuis une vingtaine d'années sont autant d'éléments qui mettent à mal la possibilité de développer des relations collaboratives entre les acteurs de la distribution d'électricité (AODE et GRD plus particulièrement.

Bien que l'énergie reste un domaine où les questions de géopolitique et de régulation internationale demeurent prégnantes et où l'Etat continue à occuper un rôle central, la gouvernance se territorialise. Avec la poursuite de la décentralisation entamée dans les années 1990 et le transfert des compétences de l'Etat, la libéralisation des marchés, l'agenda politique de la transition énergétique, les collectivités territoriales sont (re)devenues des protagonistes à part entière de ce qu'il est convenu d'appeler une nouvelle « gouvernance énergétique », multiniveaux et multi-acteurs. Ainsi, le niveau local est désormais considéré comme étant à même de répondre à un nombre croissant de problèmes qui figurent aujourd'hui parmi les priorités de la politique énergétique nationale. Cette tendance est, par ailleurs, confirmée par de nombreux textes et de lois français depuis les années 2000. Par exemple, en 2007, le Conseil d'analyse stratégique soulignait cette nécessité de mobiliser les collectivités locales dans les politiques publiques de l'énergie (Centre d'analyse stratégique, 2008). En 2007, le Grenelle de l'environnement rappelait lui aussi cet impératif, estimant que la mise en œuvre des objectifs gouvernementaux ne saurait se faire sans associer pleinement les acteurs infra nationaux³². Cet intérêt pour les collectivités territoriales n'a pas été démenti lors du récent débat national sur la transition énergétique, suivi de la loi éponyme du 17 août 2015³³. Bien au contraire, portée par un monde associatif très impliqué, la question de la décentralisation a occupé une place

-

³² Grenelle de l'environnement, Rapport du rapporteur général, Paris, La Documentation française, 2007.

³³ Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la Transition énergétique pour la croissance verte.

importante dans les discussions et a donné lieu à quelques mesures nouvelles, destinées à renforcer les compétences des collectivités territoriales. Elle a également été présente dans d'autres textes législatifs, comme les lois MAPTAM et NOTRe³⁴, qui visaient plus particulièrement à réformer la carte politico-administrative et renforcer les métropoles.

Actuellement, la gouvernance des questions énergétiques est à mi-chemin entre la centralisation et la décentralisation ce qui pose certaines difficultés de mise en œuvre. Ce chapitre dresse un état des lieux de la gouvernance actuelle. Il revient sur les principaux protagonistes du complexe « millefeuille territorial » et décrit la relation entre les deux principaux types d'AODE - les métropoles/CU et les syndicats d'énergie – qui est au cœur de la gouvernance locale. Les freins au développement d'une relation collaborative entre les deux types d'AODE sont identifiés et illustrés par des éléments empiriques issus de l'enquête et des études de cas. Des propositions sont avancées pour favoriser la collaboration future entre les AODE à partir des éléments recueillis lors des entretiens. Nous identifions plusieurs éléments qui contribuent au développement des actions dans le secteur énergétique notamment aux niveaux de l'accès aux ressources et de l'organisation en interne des AODE.

2. La gouvernance locale de l'électricité en France : Mise en perspective historique

2.1 Le rôle précoce des communes dans la régulation du secteur électrique

Avant que ne s'accélère, à partir de l'entre-deux-guerres, l'interconnexion des réseaux de distribution et de transport, le développement du secteur électrique demeure, à ses origines, largement circonscrit à l'horizon local (Caron & Cardot, 1991). Loin d'obéir à un processus ordonné ou planifié, les premières centrales, les premiers réseaux se construisent au gré des circonstances et des initiatives privées. Ils forment de multiples « plaques » locales, souvent peu étendues et hétérogènes quant aux technologies employées. Dans ce paysage technico-économique morcelé, où interviennent une multitude d'entrepreneurs privés, les communes profitent de l'espace laissé par un Etat qui place l'électricité en-dehors de son champ de compétences qui qui s'impose comme un acteur majeur dans l'encadrement du secteur.

Aux origines de la distribution publique d'électricité : un service public communal

La traduction de cette implication précoce est l'assimilation progressive de la distribution d'électricité à un service public local. A ses origines, le développement des réseaux électriques n'est soumis qu'à un simple régime de permission de voirie. Peu contraignant car limitant l'action des communes à un rôle de « gendarme » de la gestion du domaine public, ce régime correspond à une conception libérale de l'action publique, fondée avant tout sur un principe de libre concurrence. Dans le respect des règlements de voirie, les sociétés privées décident seules de leur plan de desserte, y compris au sein du territoire communal. Jugeant ce cadre juridique inapproprié face aux enjeux politiques, économiques et sociaux que représente, à leurs yeux, l'électricité, forts de la loi de 1884 qui renforce les compétences communales, certains élus font valoir une conception plus volontariste de l'action publique. L'outil de la concession de service public est mobilisé, dans un siècle où son utilisation est fréquente dans de nombreux domaines concernant les services collectifs (Bezançon, 1997). Le régime de la concession permet en effet aux communes de mieux encadrer le développement des réseaux (tarification, rythme et importance des investissements) en échange d'un monopole territorial protégeant l'opérateur de l'intrusion de concurrents. Entérinant un mouvement amorcé à

³⁴ Loi nº 2014-58 du 27 janvier 2014 dite de Modernisation de l'action publique territoriale et d'affirmation des métropoles (MAPTAM) ; loi n° 2015-991 du 7 août 2015 portant Nouvelle organisation territoriale de la République (NOTRe).

l'initiative de quelques territoires, la loi du 15 juin 1906, fondamentale dans l'histoire du secteur électrique, étend à l'ensemble des communes le statut d'autorité concédante de l'activité de distribution (AODE).

Si la majorité des collectivités s'en tiennent à cette nouvelle prérogative, certaines d'entre elles interprètent de manière plus large la notion de « service public local ». Par souci d'innovation en matière de gestion municipale ou par idéologie, elles réclament le droit de pouvoir organiser elles-mêmes la distribution sans en passer par une société privée. Fruits d'un processus long et conflictuel tant cette revendication heurte la conception libérale de l'élite politico-administrative (Gaudin, 1989 ; Fernandez, 1998) et les intérêts des sociétés privées, deux décrets promulgués en 1917 autorisent la création de régies municipales ou syndicales pour la distribution d'électricité (Lévy-Leboyer & Morsel, 1994). Si plusieurs communes optent pour cette formule, certaines d'entre elles (Bordeaux, Grenoble) en faisant même une véritable vitrine politique locale, le mouvement demeure limité et n'a pas l'importance qu'il peut connaître alors en Angleterre mais surtout l'Allemagne, qui ont largement recours à ce mode de gestion publique. A la nationalisation, en 1946, on ne compte environ que 250 régies ou assimilées, qui représentent près de 5% de la distribution d'électricité en France (Lévy-Leboyer & Morsel, 1994). En France, c'est bien le régime de la concession qui constitue l'arrangement institutionnel le plus répandu dans le secteur énergétique.

De la loi de 1906 vers la nationalisation : de nouveaux équilibres avec l'Etat

C'est donc dans un cadre essentiellement local et, plus encore, urbain³⁵ que se développe le secteur électrique jusqu'au début de la Première Guerre Mondiale. Relevant de la catégorie des services publics locaux, il dépend surtout des communes, l'Etat n'intervenant que de manière sporadique, essentiellement à travers l'examen des actes des collectivités locales. L'enjeu central pour les élus locaux tourne alors autour d'une logique de l'offre : garantir un accès de tous à un service urbain qui devient au fil des années un service public, considéré comme aussi essentiel que l'eau. Il s'agit en effet de faire en sorte que les usagers du territoire puissent bénéficier d'un courant électrique peu cher et de qualité suffisante pour développer les applications domestiques et industrielles.

Par la suite, le système électrique évolue fortement, mettant à mal – mais sans l'éradiquer totalement – le pouvoir des communes. Le secteur électrique entame une formidable mutation industrielle à partir des années 1920, caractérisée par une concentration des opérateurs et une centralisation technico-économique de plus en plus poussée. La multitude d'opérateurs qui se partageaient le marché de la distribution au tournant des XIXème et XXème siècles fait place à quelques grands groupes régionaux voire nationaux, qui finissent par former un oligopole (Lévy-Leboyer & Morsel, 1994). Dès lors, la concurrence tend à s'étioler dans le domaine de la distribution, posant la question de la pertinence de la concession comme outil de régulation économique. Cette transformation industrielle s'accompagne d'un autre évènement majeur, là encore source d'affaiblissement des communes : l'intervention croissante de l'Etat. Si la guerre 1914-1918 donne lieu à une première incursion, il faut attendre les années 1920 et surtout 1930 pour assister aux prémices d'une intervention plus durable. Celle-ci se fait par étapes successives, qui marquent chacune une progression sensible du rôle joué par l'Etat (Lévy-Leboyer & Morsel, 1994). Progressivement, l'Etat dernier intervient dans le transport (lois de 1922 et de 1925³6, programme dit des trois milliards de 1938), dans la production (loi du 16 octobre 1919 soutenant la « houille blanche », programme des trois milliards) puis dans la distribution, pourtant l'apanage des communes. Dans ce dernier domaine, son action porte sur l'électrification rurale (création du

٠

³⁵ En 1918, seules 20% communes françaises sont desservies et encore pas toujours sur la totalité de leur territoire (Lévy-Leboyer, Morsel, 1994)

³⁶ La première oblige les producteurs et distributeurs d'une même région à constituer, sous la direction du ministère des travaux publics, un organisme collectif chargé de construire et d'exploiter des réseaux de transport. La seconde, qui joue sur l'incitation et la libre-entente, pousse les industriels à unir leurs efforts afin de construire des lignes de transport qui permettront aux uns (producteurs) de mieux écouler leur électricité et aux autres (distributeurs) de bénéficier d'une énergie moins chère, en provenance notamment des grandes centrales hydroélectriques dont le pays commence à se doter.

Facé en 1937³⁷) et la baisse des tarifs, via une série de mesures prises dans les années 1930 (décrets-lois de 1935 et de 1938). En partie poursuivie et approfondie sous le régime de Vichy, cette « mise sous tutelle » progressive du secteur électrique par l'Etat trouve son point d'orgue avec l'adoption de la loi du 8 avril 1946, qui substitue aux anciennes sociétés privées une entreprise publique, Electricité de France. Si, dans l'esprit du législateur, la nationalisation n'a pas vocation à se muer en étatisation, force est de constater qu'elle permet à l'Etat de s'imposer durablement dans le secteur, dans la mesure où celui-ci est désormais au cœur de ce qui devient une « économie administrée ». Cette montée en puissance se fait au détriment des acteurs qui étaient auparavant au cœur du système de régulation, à savoir les anciens monopoles privés et les collectivités locales. Les premiers sont désormais appelés à disparaître, remplacés par une entreprise publique, qui jouit d'un large monopole dans la production, le transport et la distribution³⁸. Parce qu'elle est placée sous la tutelle technique et financière de l'Etat, qui peut donc négocier plus facilement sa politique d'investissement ou de tarification, l'entrprise Electricité de France devient pour celui-ci un partenaire plus facile à mobiliser que les anciens monopoles privés, qui étaient en plus grand nombre et, qui plus est, structurellement moins dépendants de lui. La capacité de l'Etat à mettre en œuvre des politiques publiques se trouve, de ce fait, renforcée.

Les communes sortent affaiblies du processus de nationalisation. Même si, pour des raisons politiques, le législateur a maintenu leurs prérogatives historiques (loi du 15 juin 1906), elles ne sont pas en mesure de s'imposer face à des administrations d'Etat beaucoup plus puissantes et qui sont renforcées par le rôle majeur qui leur est conféré dans la reconstruction du pays (Poupeau, 2015). Soucieuses de maîtriser l'ensemble du secteur, ces dernières s'immiscent de plus en plus dans le domaine de la distribution et rendent *de facto* caduc le régime de la concession. En vertu de l'ordonnance de 1945 sur les prix, les tarifs d'Electricité de France (EDF) sont déterminés par la direction des prix du ministère des finances. Les investissements quant à eux dépendent plus des directions du Budget et du Trésor, cœur de l'économie administrée, que des communes, qui ne maîtrisent donc plus les principaux attributs que leur avait conférés la loi du 15 juin 1906. Sans être totalement écartées du système de régulation, celles-ci doivent désormais se contenter d'un rôle périphérique, celui d'un lobby essayant de peser autant que faire se peut sur les décisions d'EDF et de ses tutelles technique et financière.

C'est sur cette base institutionnelle profondément renouvelée que peut se poursuivre le processus de centralisation et d'étatisation déjà à l'œuvre avant-guerre. En ce qui concerne le transport, l'interconnexion s'achève dans les années 1960 et, avec elle, l'espace d'échange des flux énergétiques, qui étaient jusqu'alors encore régional, devient désormais national. Cette volonté de rationalisation est confortée par la politique de grands travaux menée par l'Etat et par EDF dans l'appareil de production, qui favorise l'émergence d'unités de grandes tailles jouant sur les économies d'échelle. Après la fin des équipements hydroélectriques dans les années 1960, le programme nucléaire, symbole de ce que certains ont pu appeler le « colbertisme high tech » (Cohen, 1992), prend le relais et permet au pays de se doter d'un parc important, qui constitue aujourd'hui encore l'essentiel des capacités de production nationales.

Dans ce contexte, le modèle de service public de l'électricité change profondément de nature. Il cesse d'appartenir à la catégorie des services publics dits « locaux » pour rentrer progressivement dans le giron des services publics « nationaux », comme le sont déjà, à l'époque, les télécommunications ou les chemins de fer. La mise en œuvre, au début des années 1970, d'une péréquation géographique des tarifs est l'un des signes les plus révélateurs de cette profonde mutation. Dès lors, à l'instar des autres entreprises ou administrations jouissant d'un monopole national, EDF se mue en « bras armé » de l'action de l'Etat, qui en maîtrise la politique de tarification et d'investissement.

³⁷ Fonds d'amortissement des charges d'électrification, qui permet de subventionner les réseaux d'électricité dans les campagnes à partir des recettes des concessionnaires de distribution publique.

³⁸ Large monopole mais pas total car une partie de la production et de la distribution échappent aux mesures de nationalisation

Certes, la dépendance n'est pas totale et peut parfois se retourner (Poupeau, 2015). De plus, l'Etat est loin d'apparaître comme un acteur monolithique et l'existence d'objectifs souvent contradictoires entre les administrations de tutelle donne des marges de manœuvre aux dirigeants de l'entreprise publique. Il n'en demeure pas moins qu'au cours des Trente Glorieuses, l'entreprise publique se mue progressivement en un instrument que l'Etat parvient à mettre au service d'objectifs de redistribution ou d'une politique macroéconomique nationale, notamment lorsqu'il s'agit de lutter contre l'épineux problème de l'inflation. Suscitant parfois le mécontentement des dirigeants d'EDF, qui souhaitent disposer de davantage d'autonomie, cette mise sous tutelle progressive atteste de l'étatisation qui est à l'œuvre et qui s'écarte guelque peu de l'idéal nationalisateur de 1946.

L'influence des communes sur le « modèle EDF »

Cette nouvelle donne n'éradique pas totalement le pouvoir des communes mais le transforme dans sa nature même. Dans la mesure où la notion de concession est quelque peu vidée de sa substance, la place occupée par les collectivités locales dans l'organisation et la gestion du service public prend une toute autre nature. Ne présentant aucun enjeu majeur pour l'entreprise, si ce n'est le risque de raviver une volonté de décentralisation, les contrats de concession ne sont pas renégociés et tombent en désuétude. Au fil des années, la majorité des élus et fonctionnaires territoriaux finissent par en oublier l'existence, tout comme ils ignorent les autres acquis de la loi de nationalisation, qui ne sont connus que d'un petit cercle d'initiés. Pour autant, les collectivités locales ne perdent pas tout moyen d'action. Le rapport de force contractuel qui prévalait (en théorie) dans l'ancien modèle fait place désormais à une relation d'un type différent. Elle repose sur la capacité des élus à peser, à tout niveau, sur le fonctionnement quotidien d'une organisation, EDF, dont le caractère bureaucratique, c'est-à-dire fermé sur son environnement, n'exclut pas pour autant toute forme d'influence.

Une influence à deux niveaux : national et local

Cette influence s'exerce d'abord au plan national, c'est-à-dire dans la prise de certaines décisions stratégiques pour l'avenir d'EDF et de l'ensemble du secteur électrique. Créée en 1934 pour représenter auprès de l'Etat les intérêts des communes dans leur rôle d'autorités concédantes des réseaux de distribution publique d'électricité et de gaz, la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR) devient rapidement force de proposition sur l'ensemble des questions ayant trait à la distribution d'électricité. En matière de tarification, elle est l'un des artisans de l'adoption par EDF et par les pouvoirs publics d'une péréquation tarifaire qui n'était pas explicitement prévue dans la loi de nationalisation (Poupeau, 2007). En matière d'investissements, elle s'efforce de se faire entendre pour que des crédits suffisants soient alloués à l'activité de distribution et non pas seulement à la production et au transport, longtemps privilégiés par les pouvoirs publics. En échange de cette capacité d'influence, la FNCCR joue en quelque sorte un rôle tampon vis-à-vis des revendications du monde local. Attachée au modèle centralisé qui se met en place et dont elle tire des avantages importants, elle se refuse à en appeler à une mobilisation générale des élus pour appliquer coûte que coûte les dispositions décentralisatrices contenues dans la loi de 1946 (Poupeau, 2015). Cette capacité d'influence ne s'arrête pas aux seules relations avec EDF. Elle s'exerce également vis-à-vis des administrations d'Etat, lors de certaines prises de décision importantes pour l'avenir de l'entreprise publique. Ainsi, à maintes occasions, la FNCCR se transforme en allié de poids pour certains responsables de la Direction de la Distribution d'EDF, voire pour l'ensemble de l'entreprise, lorsqu'il s'agit de faire valoir les intérêts de ces derniers auprès des administrations d'Etat. Ce mode d'influence perdure jusqu'à la fin des années 1980, même si, affaiblie dans ses bases politiques, la FNCCR n'a plus le même poids que dans l'immédiat après-guerre.

Au plan local, contrairement à d'autres services publics nationaux, de très nombreuses interactions existent au quotidien entre élus, fonctionnaires territoriaux (secrétaire général de mairie dans les petites communes, services techniques dans les collectivités de taille plus importante) et agents d'EDF-GDF. A l'instar de toute organisation de type bureaucratique, elles sont faites d'une multitude d'arrangements, de dérogations diverses, qui portent le plus souvent sur des problèmes de la vie quotidienne. Obtenir qu'un administré bénéficie de délais de paiement plus longs,

déplacer un pylône gênant à titre gracieux, revoir le tracé d'une ligne qui suscite des protestations, essayer de mieux coordonner les travaux sur la voirie afin d'éviter de creuser inutilement des trous... sont autant de petits services qu'un agent d'EDF peut consentir à « ses » élus. En échange, il se voit reconnaître une légitimité et un statut qui pourront lui être utiles en d'autres circonstances, pour sa promotion, pour soutenir ses demandes vis-à-vis du centre ou encore pour mieux faire passer un projet d'EDF dans une commune. Ces échanges à tout niveau hiérarchique tissent, au fil du temps, des formes d'interaction qui s'apparentent au modèle désormais classique de la « régulation croisée » mis au jour entre les services déconcentrés de l'Etat et les élus locaux (Crozier & Thoenig, 1975).

A la recherche d'une gestion locale intégrée de l'énergie

Dans une telle configuration institutionnelle, la capacité des communes à gérer les questions d'énergie de manière intégrée reste cependant faible, et ce jusqu'à la période actuelle. L'« unité de lieu » que constitue formellement la commune (comme territoire) n'est, en effet, guère synonyme d'« unité d'action » (la commune comme autorité régulatrice), et ce malgré plusieurs atouts potentiels.

D'une part, les villes ne peuvent mettre en place une vraie stratégie de développement des réseaux d'énergie sur leur territoire (électricité, gaz, chaleur). Ceux-ci sont en effet tiraillés entre deux échelles de gouvernance, locale et nationale (Figure 10).

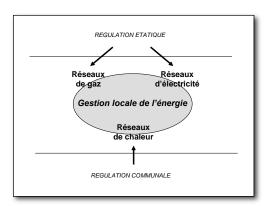


Figure 10. Les échelles de régulation des réseaux de distribution d'énergie

Dans ce contexte, assurer une forme de planification stratégique nécessite une forte volonté politique que les élus locaux n'ont pas toujours. Passé l'immédiat après-guerre et la gestion de la pénurie qui l'accompagne, EDF n'accepte guère en effet de reconnaître un quelconque pouvoir de planification territoriale aux élus locaux. Le cas se pose en particulier dans les villes, où l'urbanisation galopante des Trente Glorieuses peut poser des questions d'articulation entre énergies. Dans les zones périphériques, les villes peuvent être tentées de privilégier le gaz ou les réseaux de chaleur, pour des raisons de coût (faire payer les usagers moins cher) ou de choix d'opérateurs. Mais elles n'arrivent guère, bien souvent, à infléchir les décisions d'EDF, surtout dans le contexte des années 1980 de surproduction du parc nucléaire, qui pousse l'entreprise publique à afficher une stratégie très offensive (Lenoir, 2007). Révélatrice de cet état de fait dénoncé par certains élus et fonctionnaires territoriaux, l'une des revendications qui se font jour au moment des lois de décentralisation de 1982-1983 est d'ailleurs d'introduire une capacité stratégique des communes (sous forme de POS énergétiques par exemple) (Poupeau, 1999).

D'autre part, le lien entre l'énergie et les autres politiques publiques menées sur le territoire communal reste pendant longtemps difficile à construire. Les cloisonnements sectoriels sont forts entre les domaines de la gestion des réseaux, de l'urbanisme, de l'aménagement ou des transports. Certains domaines sont du ressort de l'Etat, d'autres des communes, avec des difficultés de coordination, y compris après la décentralisation, lorsque les compétences

des collectivités territoriales sont renforcées. En outre, les élus locaux restent, jusqu'à une période récente, peu sensibilisés aux questions énergétiques, qu'ils considèrent comme étant du ressort de l'Etat et des grandes entreprises publiques. Pendant longtemps, ils sont surtout sensibles à ce que leur territoire dispose d'une énergie peu chère et de bonne qualité. Les questions d'environnement local (lutte contre la pollution), de développement économique (production des énergies renouvelables) ou de changement climatique (lutte contre les émissions de gaz à effet de serre) ne viennent que plus tardivement sur l'agenda politique local, donnant lieu à une forme de réappropriation des enjeux énergétiques.

2.2 L'apparition des syndicats techniques pour faire contrepoids aux opérateurs privés

Ce rôle prééminent des communes (et, en particulier, des villes) dans le système politico-administratif local est contesté à partir de l'entre-deux-guerres, lorsque s'amorce un mouvement de départementalisation de la gestion de la distribution publique de l'électricité. Il trouve son origine dans le fait que l'ensemble de la population aspire désormais à avoir accès à la fourniture d'électricité, reconnue comme un service indispensable à la vie courante. Ce mouvement émane non pas des conseils généraux (sur lesquels nous reviendrons) mais des communes elles-mêmes, notamment rurales, qui font le constat que seule une plus grande solidarité territoriale permettra de modifier des rapports de force qu'elles estiment leur être défavorables. Il s'agit, d'une part, de faire contrepoids aux compagnies concessionnaires privées, qui sont très concentrées et qui peuvent, par conséquent, imposer leurs conditions face à des élus locaux dispersés. Il s'agit, d'autre part, d'unir le destin des communes les plus et les moins favorisées, afin d'éviter de trop fortes disparités territoriales et pouvoir compter sur l'attractivité des premières (souvent des villes) pour obtenir des conditions de desserte plus intéressantes pour les secondes. Ce faisant naît une rivalité au sein dans le système territorial français : celle qui oppose un monde urbain, bien pourvu en énergie électrique et un monde rural, à la recherche d'un accès à la modernité que beaucoup d'opérateurs lui refusent.

L'électricité, vecteur de la première grande vague d'intercommunalité en France

Cette prise de conscience alimente un mouvement général de départementalisation qui peut s'appuyer sur deux principaux leviers.

Le premier est la loi du 22 mars 1890 sur l'intercommunalité, qui autorise les communes à se regrouper pour prendre en charge collectivement certains problèmes publics. Entre 1908 et 1935, ce ne sont pas moins de 1674 syndicats d'électrification qui se constituent sur l'ensemble du territoire communal, soit 77% de l'ensemble des structures intercommunales françaises (Bellanger & Poupeau, 2013). Leur objectif est simple : permettre, en mutualisant leurs efforts et leur capacité d'influence, aux citoyens de leur territoire d'avoir accès à une énergie énergétique plus abondante et moins chère. La création de ces syndicats est activement soutenue par les préfets et les services extérieurs de l'Etat (Ponts et chaussées, Génie rural), qui estiment nécessaire de rationaliser la carte administrative, afin de mieux diffuser l'énergie électrique. Si la plupart de ces syndicats sont cantonaux, certains commencent à s'organiser à une plus vaste échelle, à l'instar de quelques structures pionnières de la région parisienne. Au début des années 1930, on recense 25 organisations de ce type en France, aux statuts et compétences assez variés³⁹. La plupart d'entre elles émanent plutôt des élus ruraux, qui sont les plus concernés par les inégalités territoriales qui accompagnent le développement des réseaux.

-

³⁹ Bulletin d'Informations des Services Publics Communaux et Départementaux, n°21, décembre 1952.

L'autre levier d'action pour les élus locaux est national, via la FNCCR. Même si elle entend, dans une perspective assez proche de l'Association des maires de France (AMF), défendre l'intérêt de l'ensemble des communes, la Fédération se fait assez rapidement l'écho des revendications rurales, et notamment des syndicats d'électrification, qui sont très présents dans sa gouvernance. En droite ligne des motivations de ses membres fondateurs, la FNCCR se donne pour double objectif de hâter l'aménagement énergétique du territoire national et de rééquilibrer les rapports de forces avec des concessionnaires privés très concentrés. Pour ses dirigeants, ces deux buts sont étroitement liés : l'électrification des campagnes ne pourra progresser sans obtenir des concessions importantes de la part des compagnies privées, sur les niveaux d'investissement ou le montant des tarifs. Cette philosophie d'action « rural keynésienne » (Poupeau, 2007) marque durablement l'ensemble des acteurs qui sont partie prenante de cette « mouvance départementaliste ».

Une départementalisation inachevée

Ce réseau d'acteurs prend une importance grandissante à partir de l'entre-deux-guerres, au fur et à mesure que l'intervention de l'Etat se renforce. Elle se perpétue après la nationalisation et la création d'EDF. S'instaure en effet, durant cette période, une forme d'« alliance objective » entre les élus ruraux, majoritairement à la tête des syndicats, et la tutelle de l'Etat en charge des questions d'énergie. Les premiers ne sont pas défavorables à ce que le second élargisse son champ d'intervention, y voyant un soutien précieux contre l'emprise trop importante des sociétés concessionnaires privées, organisées autour d'un oligopole national. Le second, dont l'action est très contrainte s'agissant d'une activité, la distribution, qui reste du ressort des communes, voit dans les premiers des appuis précieux pour étendre sa tutelle au-delà de la production et du transport, domaines qu'il a déjà commencé à investir. Bénéficiant de cette convergence d'intérêts, les partisans d'une départementalisation gagnent du terrain à partir des années 1930, limitant de fait l'influence des villes (Poupeau, 2015).

Au plan national, l'action de la FNCCR, que nous avons déjà évoquée, tend à homogénéiser le traitement de l'ensemble des communes françaises et, par voie de conséquence, à marginaliser la place des villes dans le paysage institutionnel de l'énergie. Dans le domaine des investissements, la Fédération est l'artisan de la mise en place, en 1937, du Fonds d'amortissement des charges d'électrification (Facé), qui permet aux communes de moins de 2 000 habitants de drainer des sommes substantielles vers leurs territoires. Alimenté à partir de 1938 par des prélèvements proportionnels aux recettes basse tension des distributeurs, donc en grande partie par les usagers des villes, ce fonds permet aux communes qui en sont bénéficiaires d'alléger à hauteur de 50% à 80% les charges d'intérêt et d'amortissement qu'elles assument. Ce fonds devient rapidement, de par son importance, un outil précieux pour la FNCCR, qui peut en maîtriser l'affectation, par le jeu des alliances qui existe au sein du conseil chargé d'en assurer la gestion. Alors qu'il aurait pu être confié à EDF, le régime de l'électrification rurale est maintenu après la nationalisation. La FNCCR défend avec ardeur l'existence du Facé, considérant que sa suppression ferait encourir le risque d'investissements plus limités dans les communes rurales, au profit des centres urbains.

Avec les investissements, l'action sur les tarifs constitue, pour la FNCCR, le second levier d'homogénéisation territoriale. Dans les années 1930, lorsque les premiers syndicats départementaux se mettent en place, les différences de tarifs entre communes sont encore prégnantes, par le fait même que le territoire national est constitué de plusieurs milliers de concessions différentes. Estimant que ces inégalités tarifaires nuisent au développement de l'électricité dans les campagnes, la FNCCR entame un long travail d'influence sur l'Etat puis sur EDF pour uniformiser les niveaux de prix. Il aboutit à l'adoption, en 1963, d'une péréquation départementale des tarifs, préambule à l'unification totale des années 1970 (Poupeau, 2007). Cette décision, fondamentale dans l'histoire du modèle français de service public, participe d'une indifférenciation territoriale qui ne peut que saper l'action des villes, privées d'un attribut fondamental de leur statut d'autorité concédante.

Soutenus par ces interventions structurantes de la FNCCR avant et après la création d'EDF, le nombre de syndicats départementaux progresse régulièrement, grâce notamment au maintien du régime de l'électrification rurale. Cependant, la départementalisation est encore loin d'être achevée au moment où EDF s'installe définitivement dans le paysage national. Beaucoup de communes, le plus souvent urbaines, tiennent à conserver leur indépendance, pour des raisons notamment financières. Aucun nouveau cahier des charges n'ayant été renégocié par EDF, qui jouit d'un statut de « concessionnaire obligé », les anciens documents contractuels sont encore en vigueur. Négociés avant-guerre avec les compagnies privés, beaucoup d'entre eux sont très favorables aux villes, dans la mesure où ils prévoient des montants de redevances parfois substantiels.

Ainsi, dans les années 1980, au moment même où se dessine une remise en cause du modèle de service public instauré après la nationalisation, les syndicats départementaux restent des structures encore fragiles. Hormis certains cas particuliers, beaucoup d'entre elles pèsent peu face aux communes ou aux syndicats cantonaux qui les composent. L'exemple du SCBPE est, sur ce plan, tout à fait emblématique (Bellanger & Poupeau, 2013). Bien que drainant des sommes importantes, il fait plutôt fonction de « courroie de transmission » des crédits qui sont versés par EDF vers les communes. Les ressources sont fléchées par ville, la mutualisation quasi-inexistante. A la fin des années 1980, l'équipe administrative du SCBPE se limite à un secrétaire général épaulé par deux secrétaires généraux adjoints, employés à temps partiel. La situation est comparable dans beaucoup d'autres syndicats, qui ne font que reconduire d'année en année les ressources qui leur sont allouées. Leurs moyens humains sont limités, un ou deux agents tout au plus assurant les tâches d'administration (Poupeau, 1999). Beaucoup ne disposent pas du statut d'autorité concédante qui, même s'il n'a plus grande signification ni portée dans un système monopolistique, est conservé par les communes.

La politique de libéralisation : un nouveau coup de pouce à la départementalisation

La départementalisation du paysage institutionnel de la distribution publique d'électricité est donc loin d'être achevée lorsque débute, à la fin des années 1980, le processus de libéralisation des marchés de l'énergie. Paradoxalement, ce qui pourrait paraître a priori comme une menace sérieuse pour les syndicats d'électrification constitue plutôt, à court et moyen termes, une vraie opportunité : reconquérir un pouvoir en perte de vitesse depuis les années 1970 et la fin de l'électrification nationale. La mise en concurrence des monopoles publics permet en effet aux élus ruraux de réactiver une alliance avec EDF et l'Etat qui avait eu tendance à s'émousser depuis les années 1960 (Poupeau, 2004). Elle repose sur un objectif commun : prévenir toute forme de remise en cause radicale d'un modèle de service public fondé sur la centralisation et une grande solidarité entre territoires urbains et ruraux. L'une des clés de voûtes de cet objectif de préservation de l'ordre existant est la négociation de nouveaux contrats de concession avec EDF et Gaz de France. Pour les dirigeants des deux entreprises publiques, il s'agit de combler un vide juridique source d'incertitudes, dans la mesure où les réformateurs néolibéraux pourraient prendre prétexte de contrats caducs pour hâter la mise en concurrence. Pour la FNCCR, l'enjeu est d'empêcher les grandes villes, alliées à des groupes de services urbains à la recherche de nouveaux marchés, de s'émanciper du cadre mis en place après-guerre et, partant, de remettre en cause la place du monde rural.

Menée en 1990-1991 sans grande publicité par les dirigeants d'EDF et de la FNCCR, la négociation d'un nouveau cahier des charges de distribution publique d'électricité signe une vraie renaissance des syndicats départementaux. Ces derniers, qui ne disposaient pas toujours du statut d'autorité concédante, bénéficient d'un transfert de compétences de la part des communes, qui s'accompagne de moyens nouveaux, notamment financiers, via les redevances versées par le concessionnaire EDF. Le nouveau document contractuel accorde en effet une « prime » au regroupement départemental, à travers un système de redevances très incitatif. Cette mesure est largement poussée par la FNCCR, qui y voit un levier intéressant pour conforter son assise départementale. Les effets de ce choix stratégique ne tardent pas à se faire sentir. Dans les territoires où existent des syndicats départementaux, il donne un vrai coup de pouce aux structures existantes. Pour les territoires non dotés d'entité départementale,

l'incitation au regroupement pousse de nombreux élus à jouer la carte de l'intégration intercommunale. Fin 1992, soit un an après la présentation du nouveau cahier des charges, on compte déjà une dizaine de signatures de contrats avec des syndicats regroupant en moyenne 97% des communes de leur département. Le chiffre s'élève à 84% fin 1997, soit 82% de la population. En moins d'une décennie, le nombre de syndicats départementaux d'électricité passe de moins d'une cinquantaine à près de 80 (Poupeau, 2004).

Le SCBPE constitue un exemple emblématique de ce renouveau de l'action syndicale départementale (Bellanger & Poupeau, 2013). Alors qu'il comptait trois personnes en 1990, le nombre de ses agents passe à neuf dès 1994, quelques mois après la signature du cahier des charges. Le syndicat entame alors une phase de croissance continue de ses effectifs et de ses missions. En 1997, à la demande de ses élus, il décide de diversifier son action vers les télécommunications et réseaux à hauts débits. Il prend alors un nouveau nom : syndicat intercommunal de la périphérie de Paris pour l'électricité et les réseaux de communication (SIPPEREC). Dans les années qui suivent, il élargit son portefeuille d'activités aux groupements d'achat d'énergie et de télécoms, aux systèmes d'information géographiques, aux énergies renouvelables. Ses effectifs grimpent à 48 agents en 2013. Toutefois, cette mutation spectaculaire du SCBPE ne reflète que partiellement la réalité du phénomène de départementalisation. Dans beaucoup d'endroits, les syndicats commencent à peine à se structurer. Leurs responsables n'ont pas, le plus souvent, des projets et stratégies aussi élaborés que le SCBPE et la poignée de syndicats pionniers (Vendée, Calvados...). Si la libéralisation a donné une impulsion nouvelle à la départementalisation du statut d'autorité concédante, celle-ci demande encore à être confirmée.

Plusieurs dispositions législatives et réglementaires permettent d'enregistrer de nettes avancées dans le sens d'une plus grande départementalisation. Plus connue pour avoir relancé l'intercommunalité, la loi Chevènement de 1999 offre des possibilités pour simplifier le paysage intercommunal. La FNCCR et quelques syndicats s'en emparent pour conforter leur assise, en supprimant les syndicats primaires et en leur substituant d'autres structures d'interface avec les communes (parfois appelées comités territoriaux). Quelques années plus tard, la loi n°2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie, qui transpose la directive européenne n°2003/54 CE du 26 juin 2003, conforte cette dynamique. Son article 33 encourage les préfets à favoriser la création de structures départementales dans les territoires qui en sont dépourvus.

A défaut de parachever cette œuvre unificatrice, la loi n°2010-1563 du 16 décembre 2010 dite de Réforme des collectivités territoriales lui donne une impulsion supplémentaire. Elle vise en effet à instaurer des autorités concédantes couvrant un périmètre territorial d'au moins un million d'habitants (article L. 2224-31-IV du CGCT), ce qui écarte de fait la plupart des communes et métropoles. Là encore, certains préfets, opportunément saisis par des élus de la FNCCR, se font le relais de cette dynamique de départementalisation.

En l'espace d'une décennie, celle-ci a ainsi considérablement progressé. Beaucoup de structures départementales ont pu, d'une part, conforter leur capacité de gouvernance en supprimant les syndicats primaires qui faisaient écran entre elles et les communes. Elles ont pu, d'autre part, étendre leur périmètre d'action à de nouveaux adhérents, invités à les rejoindre pour parfaire la carte intercommunale. Forts de ces évolutions, les syndicats apparaissent désormais comme des entités plus solides qu'elles ne l'étaient au milieu des années 1990, date de leur renaissance. Beaucoup d'entre eux ont entamé une diversification de leur champ d'action au-delà de leurs prérogatives historiques. Sur l'énergie, plusieurs syndicats possèdent une double compétence électricité et gaz. Ils s'intéressent également, selon les territoires, à l'éclairage public, à la maîtrise de la demande en énergie voire à la production décentralisée. Certains, comme le SIPPEREC, élargissent même leur champ d'action aux télécoms et hauts débits, se positionnant plus généralement comme des opérateurs de l'aménagement infrastructurel de leur territoire (Bellanger & Poupeau,

2013). Malgré ces avancées incontestables, le réseau des syndicats départementaux reste toutefois encore très hétérogène⁴⁰. Trois structures (Vendée, SIPPEREC, Calvados), qui comptent plus de 100 M€ de budget et des effectifs supérieurs à 40 agents, se détachent très nettement par l'ampleur de leurs moyens et de leurs compétences. Ils possèdent une large palette d'activités qui en fait des acteurs incontournables sur leur territoire. Mais beaucoup d'autres syndicats sont bien moins organisés et puissants, et cherchent encore à conforter leur place dans le paysage politico-administratif local.

2.3 La montée en puissance des communautés et des métropoles

Au moment même où le réseau des syndicats départementaux connaît une renaissance institutionnelle spectaculaire et où les régions s'affirment sur la scène institutionnelle locale, les agglomérations françaises commencent à réinvestir le champ de l'énergie. Le processus a commencé en réalité au moment des lois de décentralisation, dans quelques grandes villes pionnières sensibilisées à la question de la maîtrise de l'énergie. Il ne fait que se renforcer dans les décennies 1990 et 2000, au sein de ces communes puis des communautés dont elles font partie. Cette dynamique conduit sur le long terme à contester l'hégémonie de la FNCCR, qui n'est désormais plus la seule détentrice d'un monopole de représentation des autorités concédantes.

La crise pétrolière et le retour des villes dans le champ de l'énergie

A partir des années 1980, les villes refont progressivement leur apparition dans le champ de l'énergie (Poupeau, 1999). La crise consécutive au choc pétrolier de 1973 joue pour beaucoup dans ce processus de réappropriation. Jusqu'alors, mis à part quelques cas isolés, la gestion urbaine de l'énergie se limitait souvent à la coordination des travaux, afin d'éviter les nuisances pour la population, ou au dialogue avec EDF et GDF pour éviter les coupures d'électricité. Même s'il existait depuis la phase d'urbanisation massive des années 1960 quelques réseaux de chaleur, notamment en zones périphériques, gérés directement ou non par les collectivités locales, il s'agissait encore d'opérations menées au coup par coup, ne donnant pas lieu à un schéma d'ensemble ayant prétention à organiser l'espace énergétique local. Surtout, du fait de l'hégémonie d'EDF et de GDF, ces réseaux de chaleur restaient d'un usage plus limité que dans d'autres pays européens.

Ce début de réappropriation de la question énergétique par les villes doit beaucoup à l'action de l'Etat et aux politiques d'économies d'énergie qu'il met en œuvre peu après la crise pétrolière (Poupeau, 1999). En 1974 est créée l'Agence pour les économies et la maîtrise de l'énergie (AEME), l'« ancêtre » de l'ADEME, qui devient un partenaire des villes dans leurs actions de rénovation et de réhabilitation énergétique. Dans les années 1980, quelques mesures donnent aux maires urbains des leviers d'action nouveaux, encore timides toutefois, en matière de gestion des réseaux et de planification énergétique. La loi du 15 juillet 1980 facilite la création de réseaux de chaleur urbains, alternative au recours à l'électricité et au gaz. Deux ans plus tard, alors que les lois de décentralisation restent muettes sur le sujet, de nouvelles mesures favorisent l'idée d'une planification communale. Certaines dispositions permettent d'inscrire dans les documents d'urbanisme des contraintes en matière de réseaux énergétiques. D'autres encouragent la création de postes de « monsieur énergie », fonctionnaires investis d'une mission de gestion des équipements communaux mais aussi de coordination entre les actions de la commune et celles des grands monopoles nationaux (Bourjol, Le Lamer, 1984).

Une réflexion commence ainsi à poindre dans des cercles réunissant des fonctionnaires territoriaux, en particulier au sein des ingénieurs et techniciens des services techniques. Ils constituent un relais particulièrement actif d'expérimentations menées dans des villes innovantes comme Montpellier ou Rennes. Cette réappropriation – encore limitée – de l'énergie par les villes va de pair avec le développement des groupes de services urbains et leur

⁴⁰ SEA Conseil en stratégie, Altime Charles Riley, « La distribution d'électricité en France. Quelles évolutions ? Organisation territoriale de l'énergie et évolution des métiers », janvier 2011. Les données qui suivent sont extraites de cette étude.

implication croissante dans le secteur énergétique (Poupeau, 1999). Déjà présentes depuis plusieurs décennies sur certains créneaux, deux sociétés puissantes, la Générale des Eaux et la Lyonnaise des Eaux, font en effet des domaines de la production et de la distribution d'électricité un axe stratégique important de leur développement en France mais aussi à l'international. Elles menacent de ce fait les grands monopoles publics que sont EDF et GDF.

Une occasion manquée pour les villes : la contractualisation des années 1990

Malgré cette implication croissante, les villes ne sont pas associées en tant que telles, au début des années 1990, à la négociation du nouveau cahier des charges de distribution publique d'électricité, celui-là même qui consacre, nous l'avons vu, un renouveau de l'action des syndicats départementaux. Elles disposent pourtant, avec l'Association des maires des grandes villes de France (AMGVF) d'une instance représentative qui serait à même de faire valoir leurs intérêts. Cette mise à l'écart n'est pas neutre. Elle correspond à une stratégie délibérée de la FNCCR, acceptée par EDF, qui craint que les grandes villes, alliées aux groupes de services urbains, ne réclament un traitement particulier qui mettrait à mal la conception égalitaire et unitaire du service public qu'elle entend défendre (Poupeau, 1999). Aussi les négociations en vue de l'élaboration du nouveau document contractuel se font elles sans tenir compte des spécificités urbaines.

La publication du nouveau modèle de cahier des charges et la phase de concertation qui s'ensuit offrent cependant l'occasion aux villes de tenter de faire entendre leur voix, par le biais de l'AMGVF. Nouvellement créée pour représenter les communautés, l'Association des districts et communautés de France (ADCF) ne prend pas part à ces réflexions, la compétence Energie étant absente des préoccupations de ses membres. Fin décembre 1991, l'AMGVF décide de monter un groupe de travail chargé d'étudier le document proposé par EDF et par la FNCCR et d'en évaluer l'impact pour les grandes villes. Elle tente d'introduire des éléments de différenciation territoriale (Poupeau, 1999), pour permettre notamment de favoriser des politiques de planification énergétique. Elle réclame aussi et surtout une meilleure prise en compte de la situation des villes dans le calcul du montant des redevances, et ce afin de combler les disparités existantes.

Face à ces pressions et à l'attitude adoptée par l'AMGVF, qui incite ses membres à attendre avant de signer les nouveaux traités, EDF est obligée de consentir quelques concessions. Elles prennent la forme, en 1995, d'un « protocole grandes villes ». Ce document, qui n'est pas contractuel, permet d'apporter un peu plus de souplesse au modèle de cahier des charges, surtout au plan financier, pour les villes ou syndicats urbains - comme le SCBPE - qui perçoivent, au titre des anciens contrats, des montants de redevances supérieurs aux nouvelles grilles de cotation. Les écarts de ressources sont parfois « rachetés » via des conventions de partenariat portant sur l'énergie ou des domaines connexes (Bellanger & Poupeau, 2013). Sinon, les villes n'obtiennent guère d'avancées majeures.

Les réticences de l'AMGVF étant levées, la contractualisation peut progresser en direction des grandes villes. La très grande majorité d'entre elles jouent la carte de l'indépendance ou de l'émancipation vis-à-vis des syndicats départementaux. Ainsi, majoritairement, la tendance est à une partition du territoire concessif entre métropoles régionales et syndicats départementaux, à part quelques exceptions notoires comme Saint-Etienne, Mulhouse, Clermont-Ferrand ou Besançon, qui, pour des raisons locales, font partie d'un grand ensemble intercommunal⁴¹. Une autre exception mérite d'être notée, celle de Dunkerque, seule communauté urbaine à se voir transférer en 1998 la compétence d'autorité concédante de l'ensemble des réseaux de distribution publique d'énergie, ce qui lui vaut de négocier un cahier des charges spécifique avec EDF et GDF.

⁴¹ Etude « Entre autonomie et solidarités territoriales, quelle gouvernance énergétique dans les territoires urbains ? », Etude ACUF-AMGVF-INET, septembre 2012, page 46.

L'entrée timide des communautés dans le champ de l'énergie

Le cas de Dunkerque préfigure un mouvement qui ne s'amplifie que très progressivement au début des années 2000 : l'entrée des communautés dans le champ des politiques publiques de l'énergie. Malgré la loi Chevènement, qui renforce la dynamique intercommunale, la question énergétique reste encore, durant une bonne partie de cette décennie, le domaine des communes ou des syndicats « techniques ». Cette difficulté à associer les communautés aux politiques locales de l'énergie tient encore largement au fait que peu de prérogatives leur sont octroyées jusqu'au milieu des années 2000. Déjà confrontées à des difficultés de montée en compétence, devant surmonter les réticences de beaucoup d'élus à leur confier des missions nouvelles, ces structures ont beaucoup d'autres priorités.

Pourtant, quelques premières évolutions se dessinent au milieu des années 2000. Elles sont favorisées par une partie du ministère de l'Industrie et par l'ADEME, qui considèrent les communautés comme des acteurs précieux pour territorialiser les politiques publiques qu'elles mènent autour de la maîtrise de la demande d'énergie, de la production décentralisée et, thème émergent, de la lutte contre le changement climatique. La loi Programme fixant les orientations de la politique énergétique (POPE), adoptée le 13 juillet 2005, accorde pour la première fois aux communautés un rôle explicite dans la mise en œuvre des politiques publiques énergétiques. Elle introduit en effet une nouvelle compétence de « soutien aux actions de maîtrise de la demande d'énergie » dans les intercommunalités. Elle est obligatoire pour les CU⁴² mais facultative pour les communautés de communes et d'agglomération (article L.5216 5 du CGCT). La loi permet à ces institutions d'aider les communes qui mènent des actions susceptibles d'éviter ou de différer l'extension ou le renforcement des réseaux publics de distribution d'électricité, pour leur propre compte ou pour celui de personnes en situation de précarité (article L.2224-34 du CGCT). La loi « Grenelle II » n°2010-788 du 12 juillet 2010 donne un nouvel élan à l'action des communautés. Elle rend en effet obligatoire la réalisation de plans climat énergie territoriaux (PCET) pour les collectivités territoriales de plus de 50 000 habitants. Avant le 31 décembre 2012, ce ne sont pas moins de 440 collectivités qui sont concernées par cette disposition, qui consiste à établir une stratégie territoriale pour réduire les émissions de gaz à effet de serre sur le périmètre de la collectivité. A l'été 2011, on compte déjà 65 communautés de communes, d'agglomération ou urbaines ayant entrepris une démarche PCET, soit le tiers des projets en cours⁴³.

Cette entrée par la double problématique de la maîtrise de l'énergie (loi POPE) et du changement climatique (loi Grenelle) conditionne fortement l'approche des communautés en matière énergétique. Souvent portée par des élus de sensibilité écologique, elle est très différente de celle des syndicats départementaux d'énergie, très focalisés sur la politique de libéralisation et sur l'aménagement du territoire rural. Les communautés centrent plutôt leur action sur la mise en œuvre des engagements internationaux de l'Etat français en faveur du « trois fois 20 » : énergies renouvelables, efficacité énergétique, émission de gaz à effets de serres. Elles plaident également pour une vision plus transversale de l'énergie, en synergie avec les politiques publiques menées sur leur territoire (logement, aménagement et urbanisme...). Cette sensibilité se retrouve au niveau des compétences dont elles se sont dotées. D'après une étude menée par l'Institut national des études territoriales (INET) pour l'Association des CU de France (ACUF) et l'AMGVF, si l'on prend les 16 CU existantes en 2010, 44% d'entre elles ont pris la compétence soutien aux actions de maîtrise de la demande en électricité⁴⁴ (MDE), 56% font de la production et 100% mènent des actions en matière de précarité énergétique⁴⁵. En revanche, les questions afférentes aux réseaux techniques sont moins bien appréhendées. Si 50% de ces mêmes CU gèrent un réseau de chaleur, elles ne sont qu'un quart (Dunkerque, Nantes, Nancy et Brest) à jouir du statut d'autorité concédante des réseaux de distribution publique d'électricité et de

⁴² Sauf pour celles qui ont été créées antérieurement à la loi du 12 juillet 1999. Cette compétence est étendue aux métropoles, lorsque celles-ci sont créées, en 2010.

⁴³ « Les communautés au cœur des politiques de l'énergie », Etude ADCF, septembre 2011, page 17.

⁴⁴ Rappelons que cette compétence n'est obligatoire que pour 4 d'entre elles.

⁴⁵ Etude ACUF-AMGVF-INET, op. cit., page 36.

gaz en lieu et place des communes. Cet intérêt moindre pour les réseaux techniques tient, en grande partie, au fait que ni les villes ni les syndicats ne veulent encore se dessaisir d'une prérogative qui, on l'a vu, leur fournit d'importantes ressources.

Les lois MAPTAM, NOTRe et LTECV : une victoire en demi-teinte pour les métropoles

Les principales évolutions en faveur des communautés et, surtout, des métropoles sont à mettre au crédit non pas des textes qui légifèrent sur l'énergie en tant que telle (loi sur la transition énergétique) mais de ceux qui, plus largement, ont plutôt vocation à refonder le paysage institutionnel local et les compétences des collectivités territoriales. Il s'agit des lois MAPTAM et NOTRe. En revanche, du moins sur ce dossier de la gestion locale des réseaux d'énergie, la loi Transition énergétique pour la croissance verte n'apporte aucune modification majeure.

La loi MAPTAM « entérine » la montée en puissance des institutions métropolitaines en les dotant de compétences élargies en matière d'énergie-climat. Si l'on excepte le cas un peu particulier du Grand Paris, les métropoles à statut spécial (Lyon, Aix-Marseille) et de droit commun se voient confier le statut d'autorité concédante des réseaux de distribution publique d'électricité, de gaz et de chaleur/froid. Elles jouissent également d'autres compétences plus larges, en matière de soutien aux actions de maîtrise de la demande d'énergie, d'élaboration et d'adoption d'un plan climat-énergie territorial et de création et entretien des infrastructures de charge nécessaires à l'usage des véhicules électriques ou hybrides rechargeables. Ce faisant, les métropoles sont désormais dotées d'un ensemble de prérogatives qui leur permettent de mettre en œuvre des politiques publiques plus ambitieuses sur leur territoire.

Mais ces avancées ne sont encore que partielles, notamment en ce qui concerne la gestion des réseaux d'électricité. En effet, la loi MAPTAM un principe dit de représentation-substitution qui permet de préserver le périmètre de certains syndicats départementaux existants, lorsque ces derniers comptent des communes périurbaines appartenant aux nouvelles institutions métropolitaines. Le vote de cette disposition dérogatoire montre bien la volonté du législateur de ne pas déstabiliser outre mesure les syndicats d'énergie existants, qui pourraient avoir fort à perdre dans cette réforme, tant du point de vue financier que politique. Ce souci est très visible s'agissant des autres types de communautés (de communes ou d'agglomération), qui ne bénéficient pas des avancées institutionnelles consenties aux métropoles. Certes, leurs compétences sont clairement réaffirmées, notamment sur l'énergie-climat. L'élaboration des nouveaux PCAET est confiée aux seules communautés de plus de 20 000 habitants, contrairement à leur « ancêtre », les PCET, qui pouvaient l'être par tout type de collectivités (y compris les ex conseils généraux). Ce faisant, la vocation de planification stratégique des EPCI est confirmée. Elle ne s'accompagne pas cependant d'une affirmation de leur rôle d'autorités organisatrices des réseaux de distribution publique d'énergie. Cette compétence reste aux mains des communes et des syndicats d'énergie.

2.4 Difficultés dans la collaboration entre les métropoles/CU et les syndicats d'énergie

Cette analyse a montré que du point de vue de l'action publique locale, l'histoire de la gestion des problèmes énergétiques a été marquée par un lent processus de fragmentation de l'espace de régulation territorial. Au tournant des XIXème et XXème siècles, lorsque l'énergie devient un problème collectif, la commune assure pendant longtemps un rôle d'intégration, autour de la problématique de l'accès des populations à un service public émergent. Au fur et à mesure que l'énergie devient un problème national, que le secteur se concentre, que les problématiques se diversifient, notamment la logique de l'offre, qui, pendant longtemps était dominante, fait place à d'autres questions comme la gestion de la demande, la lutte contre le changement climatique, la préoccupation de la précarité énergétique, etc, le nombre des intervenants se multiplient. Le terme de « gouvernance territoriale » reflète cette

nouvelle donne, qui se traduit par un paysage institutionnel qui s'apparente désormais à un vrai « millefeuille territorial », à l'instar de bien d'autres domaines d'action publique. Ce grand nombre d'acteurs, avec les compétences communes, crée ainsi des difficultés à se coordonner et à se collaborer, soit pour une question de compétitivité, soit pour une question de divergence d'intérêt, entre autres.

De plus, les évolutions législatives récentes, dont les lois NOTRe et MAPTAM, ont, d'un côté attribué la compétence AODE aux métropoles/CU, et de l'autre côté, préserve le périmètre des syndicats d'énergie existants. Ce faisant, des zones de chevauchement de compétence AODE existent entre ces deux types de structure, créant d'autres difficultés pour le développement d'une relation collaborative. En effet, les métropoles/CU souhaitant avoir une influence sur les politiques énergétiques des communes de la zone de chevauchement devraient intégrer le syndicat d'énergie de son territoire. Toutefois, un point de blocage dans les négociations existe car elles ne peuvent obtenir que moins de 49% des sièges au sein d'un syndicat d'énergies. Or, les métropoles/CU sont en désaccord car elles estiment avoir un besoin important en investissement, compte tenu de la population urbaine qu'elles représentent. Nous retrouvons à nouveau la problématique historique de l'opposition entre les zones urbaines et les zones rurales en termes de besoin d'investissement.

Face à un opérateur en situation de quasi-monopole, ainsi que des mutations technologiques importantes dans le secteur de l'énergie, nous avons besoin de nous poser des questions sur la capacité de ces deux types d'AODE à se coordonner et à se collaborer pour mener à bien leur compétence AODE. La Section 3 propose ainsi un bilan à partir de notre enquête réalisé auprès des métropoles/CU et syndicats d'énergie.

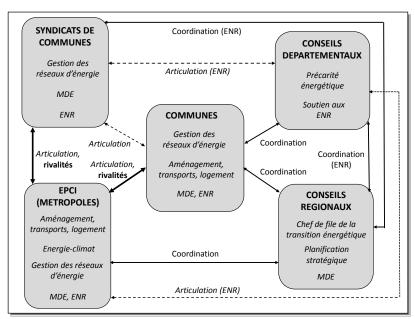


Figure11 : Le paysage des acteurs publics dans le secteur de l'énergie

3. Bilan de la relation entre les métropoles/CU et les syndicats d'énergie dans l'exercice de leur mission AODE

Dans cette section, nous présentons les résultats de l'enquête réalisées auprès des AODE avec l'objectif de dresser le bilan actuel de la relation entre les syndicats d'énergie et les métropoles/CU dans l'exercice de leur compétence AODE.

3.1 L'identification des zones de chevauchement de compétence AODE

Nous avons utilisé la base de données gouvernementale Banatic46 pour réaliser une présentation cartographique des zones de chevauchement de territoires, au sein desquels il existe un conflit potentiel entre un syndicat d'énergie et une intercommunalité. Nous avons sélectionné l'ensemble des EPCI ayant la compétence Electricité et comparé les communes membres de ces groupements. On a pu identifier 1257 communes qui sont membre à la fois d'un syndicat d'énergie et d'une communauté (métropole ou communauté urbaine). Ces communes représentent des zones de chevauchement de compétence AODE qui peuvent potentiellement générer des conflits entre les AODE47. Les communes identifiées représentent 3,5% des communes françaises et 9,3% de la population totale (Figure 12).

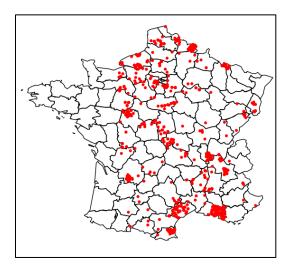


Figure 12. En rouge, les communes en situation de conflit potentiel

La situation de rivalité concernerait 6 104 021 personnes, soit 9,3% de la population françaises. Les zones rurales semblent les plus concernées car 58% des communes de ces zones sont des petites communes de moins de 1000 habitants, contre seulement 11% de plus de 10 000 habitants (Figure 13).

⁴⁶ Pour plus de détails : https://www.banatic.interieur.gouv.fr/V5/accueil/index.php

⁴⁷ En effet rien n'indique que la confusion *de jure* attachée à la compétence « Electricité » conduise nécessairement à des conflits *de facto*. Inversement, cette base de données ne rend pas compte des conflits *de facto* qui ne découlent pas d'une confusion de compétence *de jure*, comme par exemple le cas de la Communauté urbaine du Grand Dijon et du syndicat SICECO, qui fera parti de notre analyse dans la section suivante.

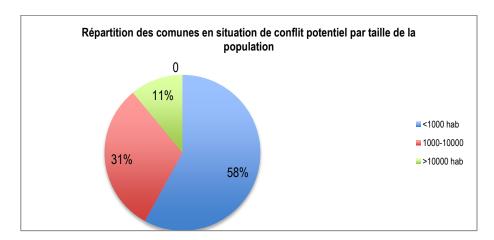


Figure 13. Répartition des communes en situation de conflit potentiel

3.2 Les résultats de l'enquête sur la relation entre les syndicats d'énergie et les métropoles/CU

L'article 198 de la LTECV48 préconise la mise en place de Commissions consultatives (CCP) entre « tout syndicat exerçant la compétence d'AODE et l'ensemble des EPCI à fiscalité propre inclus dans le périmètre du syndicat ». Cette disposition est obligatoire à compter du 1er janvier 2016 (Article 198 – LTECV). Les résultats d'une enquête de la FNCCR montrent que, malgré une mise en place des CCP, la plupart des syndicats n'ont pas encore contacté les EPCI sur leur territoire 49 (Figure 14) ce qui éclaire la nature de la démarche...

_

⁴⁸ Ces commissions ont pour missions « de coordonner l'action des membres dans le domaine de l'énergie, de mettre en cohérence leurs politiques d'investissement et de faciliter l'échange de données ».

⁴⁹ Il s'agit des résultats arrêtés au 13/05/2016 d'un questionnaire envoyé par la FNCCR à l'ensemble des syndicats d'énergies. La question étant : « Votre collectivité a-t-elle institué la commission consultative ? ».

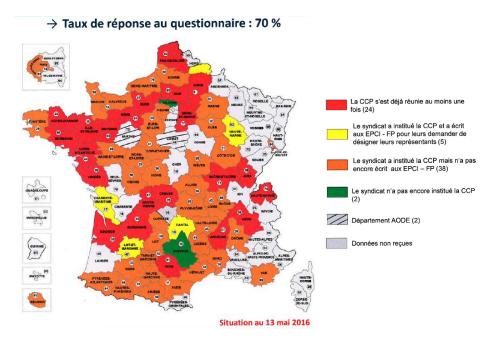


Figure 14. Enquête FNCCR 2016

Afin de nous rendre compte de la réalité de la relation et des interactions entre les syndicats d'énergie et les métropoles/CU, nous avons creusé cette question dans notre enquête. Nous avons demandé à chacun des répondants d'évaluer leur relation avec d'autres AODE présentes sur leur territoire. Nous commençons par évaluer la nature de leur relation dans le cadre des projets de développement des EnR électriques (Figure 15). Il semble à première vue difficile de conclure sur la perception d'une relation collaborative ou coordonnée entre les différentes AODE.

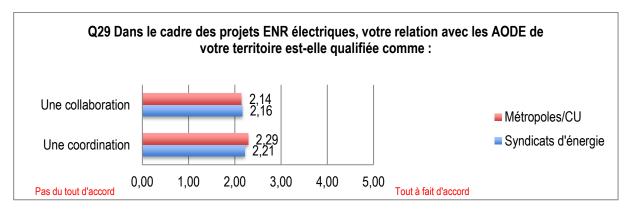


Figure 15. Perception de la nature de la relation entre les AODE dans les projets EnR électriques

Ensuite, nous posons une question pour évaluer la relation entre les AODE de manière plus globale, c'est-à-dire recouvrant différents aspects de la relation (Figure 16Erreur ! Source du renvoi introuvable.). Dans l'ensemble, les réponses des métropoles/CU semblent plus positives que celles des syndicats d'énergie pour une question identique. Par exemple, les métropoles/CU perçoivent qu'il y a plutôt une collaboration avec d'autres AODE au niveau des négociations avec le GRD (score de 2,71 en moyenne sur une échelle de 5), alors que les syndicats d'énergie semblent plus sceptiques (score de 1,72 en moyenne sur une échelle de 5). Les réponses sont proches pour la catégorie « Collaboration dans la recherche de financement ». Quant à la collaboration sur les compétences

communes des AODE, les réponses des deux types de structure sont proches, toutefois elles sont légèrement plus positives du côté des métropoles (score de 2,57 en moyenne sur une échelle de 5) que du côté des syndicats d'énergie (score de 2,33 en moyenne sur une échelle de 5). La même tendance dans les réponses est également observée pour la catégorie « échange d'informations » entre les deux types d'AODE.

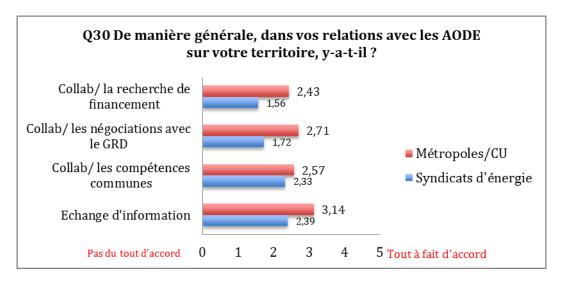


Figure 16. Evaluation de la relation entre les AODE de manière globale

Malgré des réponses plutôt sceptiques sur le caractère collaboratif de la relation, les AODE n'estiment pas être en situation conflictuelle entre elles (Erreur ! Source du renvoi introuvable.). Ces réponses sont confirmées par des emarques qualitatives. S'il ne semble pas y avoir beaucoup d'interactions, ni d'échanges stratégiques, il ne semble pas y avoir de véritables « conflits » à signaler. Au contraire, les répondants évoquent un progrès dans leur relation et la mise en place d'une collaboration à plusieurs niveaux. Malgré ces réponses lors de l'enquête, nous avons cherché à approfondir la nature des freins et obstacles qui peuvent exister.

4. Les points de blocage au développement d'une collaboration entre les métropoles/CU et les syndicats d'énergie

Dans cette section, nous identifions des points de blocages au développement d'une relation collaborative entre les métropoles/CU et les syndicats d'énergie en nous fondant sur leurs différences en termes d'objectifs et d'accès aux ressources nécessaire pour mettre en œuvre leurs projets. En premier lieu, comme on l'a vu dans la section précédente, il y a une différenciation historique entre ces deux types de structure sur les orientations et les objectifs. Les changements législatifs récents ont creusé cette différence. En deuxième lieu, il y a une différenciation en termes de ressources, à la fois financières et humaines, creusant davantage l'écart sur les objectifs des deux types d'AODE.

4.1 Différenciation en termes d'orientation et d'objectifs de politiques énergétiques territoriales

Une différenciation historique

Comme on l'a montré dans la section précédente, les difficultés de se coordonner s'expliquent d'abord par des raisons historiques. Le développement du système électrique s'est fait sur un équilibre fragile entre les zones urbaines et les zones rurales. Les réseaux ont d'abord été implantés dans le territoire urbain : en 1918, seules 20% des communes françaises étaient desservies, et pas sur la totalité de leur territoire. Ce n'est que peu à peu, à partir de 1937, qu'a été créé le Fonds d'amortissement des charges d'électrification (Facé), qui permet de subventionner les réseaux d'électricité dans les campagnes à partir des recettes des concessionnaires de distribution publique. Ensuite, les actions de la FNCCR, qui s'inscrivent dans une perspective assez proche de celles de l'AMF d'une défense de l'intérêt de l'ensemble des communes, ce qui revient dans les faits à répondre aux revendications rurales. L'objectif est d'homogénéiser le traitement de l'ensemble des communes françaises et, par conséquence, de marginaliser la place des villes dans le paysage institutionnel de l'énergie. En plus du Facé qui permet d'équilibrer les zones rurales et les zones urbaines en termes d'investissement, la FNCCR a mené des actions en faveur de l'égalité tarifaire, dont elle a obtenu l'unification totale dans les années 70. Ceci a eu pour conséquence principale de priver les villes d'un attribut fondamental de leur statut d'autorité concédante, celui de fixer les tarifs.

Une vision transversale des services publics des métropoles versus une vision centrée sur les réseaux des syndicats

Les raisons qui expliquent les différences d'approches des enjeux énergétiques entre les villes et des métropoles d'une part et des syndicats d'énergie d'autre part ne sont pas uniquement historiques. La réforme territoriale récente et les lois en lien avec la transition énergétique (depuis les lois POPE et Grenelle) ont imposé de nouveaux agendas politiques en matière énergétique. Elles défendent une logique de différenciation territoriale, notamment dans la régulation des réseaux d'énergie. Leur position repose sur un double argumentaire. Le premier renvoie à la notion de compétitivité territoriale, qui met en avant l'importance des infrastructures de service public (énergie, numérique, eau, transports...) dans l'attractivité des métropoles, qui se percoivent et se projettent comme des espaces s'inscrivant désormais dans un capitalisme mondialisé. Ce faisant, les institutions métropolitaines réclament de pouvoir disposer d'une certaine autonomie leur permettant de mieux faire valoir leurs intérêts et enjeux propres vis-à-vis des concessionnaires de réseaux de distribution publique d'énergie. Le second volet de l'argumentaire consiste à mettre en avant l'importance des territoires urbains dans le processus de transition énergétique : concentrant près de 80 % de la population, ils sont à l'origine de plus de 80 % de la consommation d'énergie et des émissions de CO2, ce qui fait des institutions métropolitaines qui les gouvernent des acteurs essentiels, dont il faut renforcer la capacité d'action. Ce renforcement passe par des pouvoirs élargis, mais aussi par le tissage de liens étroits entre gestion des réseaux et politiques publiques d'aménagement, d'urbanisme, de logement, de transports, de résorption de la précarité énergétique... Là encore, cette nécessaire transversalité passe, selon les défenseurs d'une logique métropolitaine, par une plus grande liberté d'action dans la gestion des réseaux, vis-à- vis des concessionnaires (dont Enedis et GRDF) mais aussi des syndicats départementaux existants, dont les préoccupations ne recouvrent que partiellement celles des villes.

De l'autre côté, les syndicats d'énergie restent aujourd'hui très focalisés sur la politique de libéralisation et sur l'aménagement du territoire rural. Autrement dit, leurs actions sont polarisées autour d'une problématique majeure : défendre une vision assez égalitaire de l'aménagement énergétique du territoire et, pour ce faire, préserver les formes

de solidarité et de péréguation existantes. Or, sur ce plan, deux principales évolutions récentes laissent à penser qu'un tel objectif pourrait être mis à mal : la libéralisation des marchés de l'énergie et la dynamique de la transition énergétique. Le processus de libéralisation fait peser plusieurs menaces sur la prise en compte des intérêts du monde rural, très largement représenté au sein des syndicats départementaux et de son instance représentative, la FNCCR. Il se traduit tout d'abord par une pression accrue sur les GRD, incités à diminuer leurs investissements pour faire baisser les coûts d'acheminement et dégager un plus haut niveau de rentabilité. Si le risque existe pour l'ensemble des territoires, y compris très urbanisés (Bellanger, Poupeau, 2013), il est plus élevé s'agissant des zones rurales, dont le coût de desserte est supérieur aux grandes agglomérations. L'autre menace concerne la mise en concurrence des concessions de distribution publique d'énergie, que d'aucuns estiment inéluctable. Là encore, les zones rurales ont tout à craindre d'un processus de libéralisation qui pourrait se traduire par une stratégie « d'écrémage » des territoires les plus rentables par les futurs opérateurs privés, un peu à l'instar de ce que fut la situation durant l'entredeux guerres. Bien qu'elle soit moins directement évoquée par les syndicats et leurs représentants, la dynamique de la transition énergétique déstabilise le paysage institutionnel. En effet, en pointant du doigt le fait que les villes sont au cœur des défis en matière de changement climatique ou d'efficacité énergétique, beaucoup d'observateurs peuvent laisser penser qu'il faut focaliser l'attention et les financements sur les zones urbaines. Là encore, les enjeux sont bien réels pour les syndicats d'énergie, défenseurs des territoires ruraux : faire en sorte que ces zones moins denses et moins consommatrices ne deviennent pas des oubliées des politiques publiques.

Retours d'expériences sur les difficultés d'une relation collaborative

Les études de cas nous permettent d'illustrer à partir de retours d'expériences les difficultés à collaborer des deux types d'AODE et les conséquences sur la mise en œuvre de la politique énergétique territoriale. Le refus d'intégration d'une métropole dans un syndicat est une manifestation évidente de ces difficultés. Nous discutons les motifs de ces refus d'intégration à partir des cas de Nantes Métropole, Grenoble Alpes Métropole

Le refus d'intégration pour une maîtrise totale de la compétence AODE : le cas de Nantes Métropole

Nantes Métropole dont on a vu dans le chapitre 1 qu'elle su mettre en place une stratégie de collaboration avec le GRD s'illustre aussi par son refus d'intégrer le syndicat d'énergie suivant le principe de représentation-substitution prévu dans la loi MAPTAM pour pouvoir garder la compétence d'AODE sur tout son territoire.

Depuis sa prise de compétence AODE en 2015, Nantes Métropole a récupéré les trois contrats de distribution d'électricité de la Communauté urbaine de Nantes (la Ville de Nantes, Rezé et Indre). Nantes Métropole est aussi en charge du réseau de distribution d'électricité de 21 autres communes, dont la compétence AODE avait été transférée au syndicat départemental d'énergie local SYDELA (Figure 17). Ces 21 communes constituent donc une zone de chevauchement de compétences entre Nantes Métropoles et le syndicat SYDELA. D'après la loi MAPTAM, le syndicat SYDELA garde la compétence AODE sur ces communes. Nantes Métropole devrait ainsi intégrer le syndicat afin d'avoir des voies de vote sur les politiques énergétiques de ces communes en particulier.

En 2008, la Communauté Urbaine de Nantes avait choisi de quitter le syndicat SYDELA. Nantes Métropole s'inscrit dans le prolongement de cette décision pour pouvoir récupérer la compétence AODE sur ces 21 communes afin de négocier un seul contrat de concession de distribution d'électricité avec l'opérateur Enedis sur l'ensemble de son territoire de 24 communes.

Comme évoqué dans le Chapitre 1, Nantes Métropole mène aujourd'hui une politique partenariale avec l'opérateur Enedis à travers de la signature des protocoles d'accord, dont le dernier date de 2016. Elle a parvenu à définir avec Enedis les modalités de répartition des redevances, de sa contribution à l'effacement des réseaux, de la maîtrise d'ouvrage des travaux, ainsi que la présentation du CRAC et le controle. L'objectif de Nantes Métropole semble bien de monter en compétence grâce à la collaboration avec Enedis afin de négocier avec le syndicat SYDELA.



Figure 17. Les zones de chevauchement de compétence AODE pour Nantes Métropole

Le refus d'intégration à cause d'une représentativité insuffisante

Le principe de représentation-substitution de la loi MAPTAM devrait inciter les métropoles à intégrer un syndicat d'énergie et donc renforcer la collaboration. Mais celui-ci se heurte à des conflits historiques entre les zones urbaines et rurales en ce qui concerne les investissements. Le cas de Grenoble Alpes Métropole illustre cette problématique.

Grenoble Alpes Métropole (GAM) compte aujourd'hui 49 communes pour environ 450 000 habitants. La Ville de Grenoble représente à elle seule plus de 160 000 habitants. Comme pour la plupart des métropoles récemment créées, la compétence d'AODE n'a été attribuée à la GAM que sur les communes qui n'avaient pas préalablement transféré la compétence au syndicat départemental SEDI. La métropole est donc AODE sur 9 communes parmi les 49. Les 39 communes restantes sont adhérentes du syndicat, une commune est gérée directement par en régie.

S'appuyant sur une estimation des besoins en investissements et non sur le poids démographique de la GAM, le syndicat a proposé que la GAM soit représentée par 85 délégués syndicaux sur un total de 400 délégués. Cette proposition a été refusée par la GAM en 2016, considérant qu'eu égard à sa masse démographique équivalent à 49,6% de la population du territoire, la proposition du syndicat ne lui permet pas de peser dans le processus décisionnel à la hauteur de ses ambitions contenues dans le PCET pour la période 2020 et 2030⁵⁰. La ville de Grenoble et la GAM font en effet figure de référence nationale et européenne en matière de développement durable. Grenoble a déjà remporté à deux reprises en 2009, 2011 et 2013 le label Rubans du développement durable. Elle a

-

⁵⁰ http://www.lametro.fr/431-plan-climat-grenoble.htm

été aussi distinguée pour la ZAC de Bonne au titre de Grand Prix National Ecoquartier en 2009. Et Grenoble Presqu'île compte parmi les 13 projets d'EcoCité labellisés par le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie. Ainsi, afin de poursuivre la politique ambitieuse affichée, la GAM souhaiterait, soit récupérer la compétence AODE de ses communes membres, soit négocier un pouvoir de représentation plus important que ce qui a été initialement proposé au sein du syndicat.

4.2 Les rivalités d'accès aux ressources financières

Dans un contexte de baisse record des dépenses d'équipement des collectivités locales suite au plan de réduction des dépenses publiques du gouvernement⁵¹, les divergences entre les syndicats d'énergie et les métropoles/CU dans l'exercice de leur compétence AODE se traduisent également en termes financiers.

L'existence de communes pour lesquelle il existe un chevauchement de compétence AODE entre une métropole/CU et un syndicat crée un manque à gagner pour la métropole/CU qui ne peut prétendre inclure la commune sur son périmètre car les redevances et les revenus provenant du Facé sont calculés sur la base du territoire occupé et de la population présente. L'intégration des métropoles/CU dans le syndicat n'est pas une solution car la loi MAPTAM avec le principe de représentation-substitution prévoit qu'elles ne peuvent présenter que moins de 49% des sièges au sein d'un syndicat, or, la population d'une métropole/CU représente plus de la majorité de la population d'un département.

Les résultats de notre enquête montrent que l'enjeu du territoire de compétence et de la population pour les AODE est critique car il détermine en partie le niveau des ressources financières. Les deux types d'AODE ont recours à trois types de financement pour leurs actions : les fonds propres et les mécanismes de soutien qui dépendent du territoire occupé et de la population (via les redevances R1 et R2⁵², la Taxe sur la consommation finale de l'électricité ⁵³, et le CAS-FACé (uniquement pour les territoires ruraux)⁵⁴ et enfin l'endettement bancaire⁵⁵. La perte du territoire en zone de chevauchement se traduit donc par une perte de ressources financières significative ce qui peut expliquer la volonté des métropoles/CU comme des syndicats d'accroître la taille de leur périmètre de compétence.

Les subventions européennes et nationales constituent une autre source de financement conséquente mais elles sont attribuées en fonction de critères qui défavorisent les syndicats d'énergie par rapport aux métropoles. Typiquement, les actions innovantes en matière de développement durable et de transition énergétiques peuvent postuler au soutien des financements européens (Fonds européen de développement régional (FEDER) et du Fonds social européen (FSE)) qui devraient s'élever à 16 milliards d'euro pour la période 2014-2020. Il existe également d'autres

⁵¹ La baisse est chiffrée de -13,40% en 2014 et de -13,42% en 2015 (Association des maires de France, 2015).

⁵² Les AODE perçoivent des redevances (couvertes par le TURPE) de la part de leur concessionnaire pour assurer leur mission de contrôle et leur rôle de maîtrise d'ouvrage : a. Le R1 (fonctionnement) vise à financer des dépenses annuelles de structure supportées par l'AODE pour l'accomplissement de sa mission ; b. Le R2 (investissement) représente chaque année une fraction de la différence, si elle est positive, entre certaines dépenses d'investissement effectuées et certaines recettes perçues par l'AODE.

⁵³ La TCFE est assise sur les kWh consommés et non plus sur le montant en euros de la facture. Les collectivités sont bénéficiaires au titre de leur compétence d'AODE. La TCFE comporte également une composante à destination des départements et de l'État (TICFE).

⁵⁴ Le CAS-FACé avec le programme 794 « Opérations de maîtrise de la demande d'électricité, de production d'électricité par des énergies renouvelables ou de production de proximité dans les zones non interconnectées, déclarations d'utilité publique et intempéries », destiné aux actions de maîtrise de la demande et d'EnR dans les territoires ruraux, est budgété à 7,4 millions d'euros en 2015. Pour plus de détails : https://www.senat.fr/commission/fin/pjlf2015/np/np19a/np19a1.html

⁵⁵ Les résultats sont calculés basés sur les réponses à la question 18 du questionnaire.

programmes nationaux comme le Programme d'Investissement d'Avenir pour des actions de transition énergétique, s'élevant à 4 milliards d'euros en 2015, ou des appels d'offre et appels à manifestation d'intérêt du Ministère de l'Environnement, de l'Energie et de la Mer⁵⁶. Cependant, les objectifs de ces programmes se concentrent plutôt vers des compétences des métropoles/CU, à savoir combiner l'aménagement du territoire avec des politiques énergétiques innovantes. Les actions des syndicats qui restent plutôt concentrées sur des problématiques techniques de l'aménagement des réseaux, ne présentent pas de réels intérêts pour ce type de subvention.

Plus généralement, l'accès à ces ressources financières exige des capacités d'ingénierie financière pour monter et défendre les dossiers. Alors que les métropole/CU disposent d'une Direction Financière avec les compétences nécessaires, les syndicats d'énergie ne sont pas forcément armés pour accéder à ces financements malgré la possibilité de faire appel au soutien de l'ADEME ou de la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC) ⁵⁷.

Les études de cas que nous avons conduites nous permettent de mettre en avant deux illustrations des problèmes d'accès aux ressources financières qui peuvent survenir entre les AODE – la Communauté Urbaine du Grand Dijon et le syndicat SICECO d'une part et le SIPPEREC et la Ville de Paris d'autre part.

Un refus d'intégration pour limiter la perte de ressources : le cas de la Communauté urbaine du Grand Dijon et le syndicat SICECO

La Communauté Urbaine du Grand Dijon a obtenu en 2015 la compétence d'AODE et compte aujourd'hui 24 communes (soit 254 000 habitants) sur son territoire. Le syndicat d'électricité à l'échelle départementale SICECO recouvre, quant à lui, 665 des 706 communes du département, soit 94% du territoire. Le territoire du SICECO est essentiellement rural (seules 18 communes sont urbaines) avec une densité de population à 40 habitants par km². Les deux AODE n'ont pas de communes sur une zone de chevauchement de compétence, comme montre la Figure 18.

⁵⁷ L'ADEME gère deux programmes : les autorisations d'engagement (590 millions d'euros) et les crédits de paiement (498 millions d'euros). La CDC gère les Fonds de financement de la transition énergétique (FFTE) (1,5 milliards d'euros entre 2015 et 2017) (Commissariat général d'investissement, 2015).

⁵⁶ Territoires à énergie positive pour la croissance verte, Territoires « zéro déchets, zéro gaspillage », 1500 projets de méthanisation en 3 ans, Villes respirables en 5 ans, Plateformes de rénovation énergétique de l'habitat.

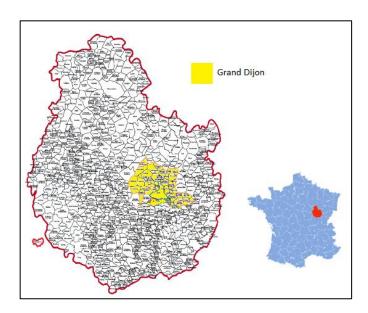


Figure 18. Le territoire du syndicat SICECO et de la Communauté urbaine du Grand Dijon

Si la question d'une fusion entre la Communauté urbaine du Grand Dijon et le syndicat départemental SICCECO a plusieurs fois été posée, aucun accord n'a pu émerger sur la question de la gouvernance de l'entité fusionnée. Chacun des groupements défend en effet un système de représentation différent au sein du Conseil d'Administration. D'un côté, le Grand Dijon refuse la fusion principalement pour des raisons de représentation au sein du comité syndical comme le cas de Grenoble Alpes Métropole. Là où le Grand Dijon considère que le budget d'investissement doit dépendre de la taille de la population, le SICECO propose une répartition au prorata des « besoins réels » en investissement. La ville de Dijon représente ainsi 28% du département en termes de population mais obtiendrait seulement 10% du budget total des besoins en investissement. Compte tenu de ses objectifs de transition énergétique, la communauté urbaine du Grand Dijon refuse ces conditions d'intégration. De l'autre côté, le SICECO estime un besoin important d'investissement sur les territoires ruraux et refusent la proposition de la communauté urbaine du Grand Dijon sur la prise en compte de la population comme critère.

Compte tenu de cette situation, et en suivant les mécanismes d'incitation de la loi de 2006 (Article 33), les AODE en Côte d'Or subissent chaque année des pertes financières. Cette perte est liée à un manque à gagner dû au refus d'intégration à la maille départementale, et en deuxième lieu à une pénalité sur des sources financières perçues (la part couverte par les tarifs et le CAS-FACé). Il est également à noter que la part des redevances R1 et R2 est répartie en fonction de la part départementale et de la population présente sur le territoire. Ainsi, ce refus d'intégration a pour conséquence un fractionnement des ressources financières.

Dans le cas du syndicat d'énergie SICECO et la communauté urbaine du Grand Dijon, le Préfet de Région a finalement mis un terme au conflit confrontant ces deux groupements en délimitant expressément et figeant les zones de chacune des entités⁵⁸.

-

⁵⁸ http://www.grand-dijon.fr/regards-sur/institution/les-competences/l-arrete-prefectoral-52286.jsp

Les rivalités due à la politique régionale d'investissement d'Enedis : le cas du SIPPEREC et de la Ville de Paris

Dans le premier chapitre, nous avons présenté les contrats de concession du syndicat SIPPEREC et de la Ville de Paris. La renégociation du contrat signée en 2016 par le SIPPEREC, s'est notamment traduite par l'extension du contrat de distribution jusqu'en 2029. Cette extension implique un frein au développement d'une relation collaborative entre le SIPPEREC et la Ville de Paris car elle arrête l'option d'une négociation conjointe des contrats SIPPEREC-Ville de Paris en 2019, comme cela avait été un temps envisagé par la Ville de Paris lors de sa renégociation avec Enedis en 2009.

En effet, lors de la renégociation du SIPPEREC en 2016, le syndicat a signé un schéma directeur d'investissement (SDI) avec Enedis jusqu'en 2029, assorti de mécanismes de contrôle et de sanction en cas de non-respect des engagements. De manière préoccupante pour la Ville de Paris et pour d'autres AODE franciliennes, ce SDI signifie que le montant d'investissement correspondant est d'ores et déjà « réservé » par et pour le SIPPEREC. En effet, comme l'explique la Chambre Régionale des Comptes d'Ille de France : «au niveau national, Enedis dispose d'une capacité d'investissement financée par le TURPE d'environ 2,6 Md€ par an. Ce montant est réparti entre les directions régionales, en fonction des besoins du territoire et de ses caractéristiques : évolution de la demande, état des infrastructures, notamment. L'enveloppe allouée à la région Ille-de-France s'élevait ainsi, en 2011, à 272 millions d'euro⁵⁹ pour l'investissement et à 600 millions d'euro⁶⁰ pour le fonctionnement. Dans le cadre infra-régional, la répartition de l'enveloppe varie en fonction des priorités définies par Enedis et des capacités de négociation de chaque autorité concédante. Pour l'autorité concédante, l'enjeu est donc d'obtenir le maximum d'investissements dans le périmètre de la concession ».

Ainsi, la rivalité dans l'accès aux ressources financières pousse les acteurs d'un même territoire à adopter des comportements opportunistes forcément néfastes au développement d'une relation collaborative.

4.3 Les différences en moyens humains

Les compétences et l'expertise disponible constituent une autre différence importante entre les deux types d'AODE qui se traduit par des stratégies et des relations avec les concessionnaires différentes. A titre d'exemple, là ou les syndicats franciliens utilisent leur forte expertise technico-financière sur les concessions pour remettre en cause certains éléments techniques ou patrimoniaux et consolider les flux financiers en leur faveur (ou celle de leurs adhérents), grandes agglomérations urbaines se fondent sur leurs compétences les aménagement/eau/déchets/planification et leur connaissance du territoire pour contraindre les concessionnaires à leur fournir des informations, données et contributions financières. A contrario, les syndicats franciliens apparaissent fragilisés par le fait que certaines compétences restent du ressort des communes, comme par exemple l'aménagement et la voirie, ce qui les contraint à devoir sensibiliser les communes à l'utilisation de fonds qui, sinon, restent sous-utilisés. Du côté des grandes agglomérations urbaines, les difficultés sont plutôt liées au développement d'une expertise sur le long terme dans le domaine du contrôle des concessions, en raison des regles de recrutement

⁵⁹ Présentation Enedis novembre 2009 du programme de travail 2009-2011

⁶⁰ Enedis, entretien avec JC Millien, le 19 octobre 2011

des administrations qui conduisent à avoir un important turn over des agents et à limiter les recrutements de spécialistes.

Les métropoles et les communautés d'agglomaration et communauté de communes qui ont répondu à notre enquête n'en sont pas au même stade de développement d'une expertise interne.

En effet, la totalité métropoles/CU de notre échantillon dispose déjà d'un service dédié aux questions énergétiques, contre 18% pour les communautés d'agglomération et les communautés de communes (Figure 19). Par ailleurs, la nature réelle des moyens mis en œuvre diffère en fonction des métropoles. Par exemple, l'organisation des actions énergétiques dans le cadre d'une mission Energie ou d'un service Energie n'implique pas les mêmes moyens (humains et financiers) et les mêmes ambitions politiques que ceux déployés dans une Direction de l'Energie. L'exemple de l'implication du syndicat SIPPEREC dans le suivi du contrat de concession et la négociation de son renouvellement avec Enedis présenté dans le chapitre 1 illustre les résultats qui peuvent être obtenus lorsque les moyens consacrés sont à la hauteur des enjeux. La Ville de Paris, en s'inspirant du SIPPEREC, a décidé en 2016 la validation du suivi de l'exécution du contrat par le Conseil de Paris, afin d'ajouter la dimension politique dans la gestion de la concession. La montée en compétence du personnel et en puissance du Politique, qui s'est révélée fructueuse dans le cadre du SIPPEREC et de la Ville de Paris n'est pas directement applicable dans toutes les métropoles/CU. D'après notre enquête, seule 67% d'entre elles ont un élu dédié aux questions énergétiques. Par ailleurs, alors que la moyenne du nombre de personnels dédié aux questions énergétique est de 6,6 pour les métropoles/CU contre 0,6 pour les communautés d'agglomération/communautés de communes, ce nombre varie entre 2 et 15 ETP.

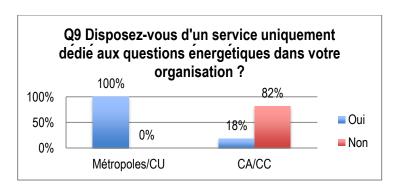


Figure 19. Présence d'un Service Energie dans les métropoles/CU et dans les CA/CC

Le cas de la Communauté Urbaine de Dunkerque illustre cette politique volontariste de montée en compétence sur le théme de l'énergie.

Historiquement, l'énergie est une politique importante du pays dunkerquois. C'est un territoire «industrialo-énergétique» qui concentre les lieux de production et de transport d'énergie avec la première centrale nucléaire d'Europe (centrale nucléaire de Gravelines, d'une puissance de 5400W), la première centrale à cycle combiné gaz en France (« DK6 », exploitée par Engie), le premier terminal méthanier français (exploité par EDF, Fluxys et Total) et l'atterrage d'un des principaux gazoducs alimentant la France.

La dimension politique de la politique énergétique se reflète au niveau de la représentation politique : la compétence « énergie » est détenue par le 2ème vice-président de la CUD, chargé de la « transformation écologique et sociale », de l'environnement, de l'énergie et des transports, élu qui, en tant que 2ème vice-président, peut « interpeler les autres » sur ce dossier. Ce portefeuille de l'énergie, aujourd'hui exercé par un élu du parti EELV, traduit la priorité donnée à la production locale et à la dimension sociale dans cette politique de l'énergie.

C'est ainsi que la politique énergétique de la CUD est abordée sous l'angle d'une réappropriation locale des productions énergétiques, qui soit à la fois garante d'un meilleur respect de l'environnement (moindre transport des énergies, priorité aux EnR comme le photovoltaique ou l'éolien par rapport aux énergies fossiles) et de retombées économiques locales (travaux de rénovation énergétique réalisés par des entreprises locales, priorité aux réseaux gérés et alimentés localement comme le réseau de chaleur plutôt qu'aux grands réseaux nationaux d'électricité et de gaz). La dimension sociale de la politique énergétique (précarité énergétique) est également importante, dans un territoire le nombre de bénéficiaires des tarifs sociaux est supérieur de 40% à la moyenne nationale.

En termes organisationnel, la CUD a créé dès 1998 la direction « Energie », à l'occasion de la renégociation des contrats de concession de gaz et 'électricité. La particularité de l'organisation interne de la CUD est que la direction « énergie » est située au sein de la Direction Générale « Ville et environnement » qui traite également des questions d'écologie urbaine (PCET, déchets), d'urbanisme, d'habitat, de mobilité/stationnement, et de voiries. Nous retrouvons ainsi une organisation transversale, non seulement entre les différents types d'énergie, mais aussi entre les questions énergétiques et les questions d'urbanisme du territoire. Par ailleurs, notre enquête a montré que, parmi les 10 métropoles/CU interrogées, 6 ont des échanges d'informations avec d'autres services en interne, 5 ont des projets en commun en développement avec des services d'urbanisme, et seulement 4 considèrent avoir une gestion transversale dans leurs services publics en lien avec l'énergie. Toutefois, 8/10 déclarent que le développement de la transversalité entre les services en interne est en cours⁶¹.

Enfin, en termes de capacité en capital humain, la direction « énergie » de la CUD compte 20 personnes, en 16 équivalents temps-plein (ETP) en charge de l'approvisionnement énergétique. Outre le contrôle des concessions électricité et gaz, cette direction est chargée en particulier de la planification énergétique, des réseaux de chaleur, du développement des EnR, de la MDE, et des expérimentations. La taille de l'équipe de la CUD justifie bien ses capacités d'actions, compte tenu de la taille en population de la CUD, elle présente l'équipe dédiée aux questions énergétiques la plus importante de notre échantillon.

5. Retour d'expériences sur des relations collaboratives entre AODE

Malgré l'échec des tentatives de développement d'une relation collaborative entre certaines AODE, il existe des cas couronnées de succès. Dans cette section, nous présentons trois situations qui illustrent la mise en œuvre de relation collaborative entre les AODE reposant sur la dérogation au principe de représentation-substitution dans le cas de la Métropole du Grand Lyon et sur des contrats de partenariats rural-urbain à Lille et dans la CU du Grand Dijon.

5.1 La coopération entre la Métropole du Grand Lyon et le syndicat SIGERLy

Le partenariat entre la Métropole du Grand Lyon (MGL) et le syndicat SIGERLy est une bonne illustration de la façon dont on peut dépasser le blocage lié au refus de l'application du principe de représentation-substitution de la loi MAPTAM.

Comme présenté dans le Chapitre 1, la MGL est une métropole à statut particulier qui a été instituée par la loi MAPTAM au 1er janvier 2015. Elle se substitue à la communauté urbaine du Grand Lyon et couvre aujourd'hui 59 communes pour 1,3 millions d'habitants. Alors que la Communauté urbaine du Grand Lyon disposait d'une solide

-

⁶¹ Question 12, 13, 14 du questionnaire.

expérience sur certaines compétences comme la mobilité depuis sa création en 1969, certain nombre de compétences énergétiques, dont la compétence AODE, n'a été obtenue qu'au 1er janvier 2015.

Le Syndicat Intercommunal du Gaz et de l'Electricité de la Région Lyonnaise (SIGERLy) a été créé en 1935 à l'initiative des communes de la région lyonnaise. En 1950, le SYDER est crée par la volonté du SIGERLy, qui y adhère, de façon à départementaliser la gestion du gaz et de l'électricité. Ils se séparent en 2001 en raison de divergences stratégiques liées intérêts respectifs des deux syndicats en matière d'investissement notamment : le SYDER est un syndicat principalement rural alors que le SIGERLy est un syndicat plutôt urbain.

Contrairement à la Grenoble-Alpes Métropole, la MGL a un rôle de « représentation en substitution de communes » au sein des deux syndicats. Le SIGERLy a un contrat de concession couvrant 48 communes de la Métropole. Le SYDER (Syndicat Départemental d'Énergies du Rhône), a un contrat de concession couvrant 10 communes de la Métropole (cf. Figure 20).

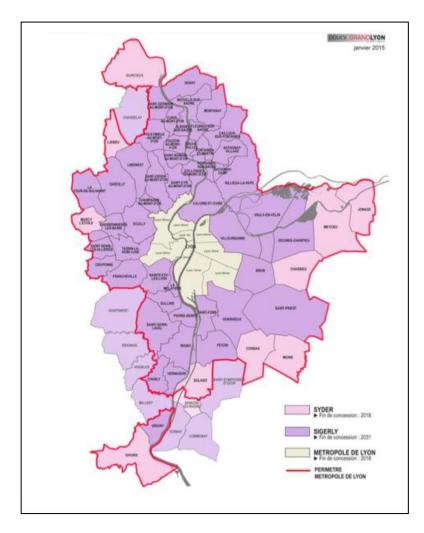


Figure 20. Les zones de chevauchement de compétence AODE entre la Métropole du Grand Lyon et les syndicats SIGERLy et SYDER

La particularité du mécanisme de représentation-substitution appliquée au cas de la MGL est qu'elle a obtenu un amendement lui permettant d'obtenir environ 75% des voix au sein du syndicat SIGERLy⁶², contrairement au principe de la loi MAPTAM qui limite à 49% des voix la représentation de la métropole.

Cette décision signifie que la MGL a formellement remplacé les communes au sein du SIGERLy, ce dernier continuant à assurer le rôle d'AODE en bénéficiant du transfert de compétences des communes. Cette solution, qui maintient les syndicats existants en place tout en donnant sa juste place à la MGL, a été acceptée par la MGL qui y a vu plusieurs avantages. La collaboration et la coordination du SIGERLy et de la MGL dans le cadre de la construction du schéma directeur d'investissement de la MGL a permis de mettre le pied à l'étrier. L'expertise du SIGERLY, opérateur d'EnR et impliqué dans les actions de maîtrise de la demande depuis 2006, lui permet d'accompagner la MGL dans la montée en compétences sur des sujets au cœur de la stratégie territoriale. Un troisième point de coopération est dans le travail en commun avec le concessionnaire Enedis, notamment dans la passation de marché. Le SIGERLy est également acteur partenaire des projets innovants d'expérimentation *smart grid* sur le territoire, tels que « Smart Electric Lyon » (sur 4 communes adhérentes) et « Watt et moi »⁶³.

Ainsi, la dérogation au principe de représentation-substitution limitant à 49% des sièges la représentation de la métropole obtenue par la MGL a permis de lever les blocages à une intégration de la métropole aux deux syndicats présents sur son territoire. Le contexte politique s'y prêtait, de même que les compétences respectives des trois acteurs concernés qui ont vu l'intérêt à les mutualiser dans le cadre du SDI et des expérimentations *smart grid* en cours sur le territoire.

5.2 Le développement d'un « partenariat contractuel rural-urbain » : les expériences de la CU du Grand Dijon et de la métropole européenne de Lille

La communauté urbaine du Grand Dijon, qui mise sur les réseaux de chaleur pour développer les ENR sur son territoire, a construit à la fois des chaufferies biomasses et des chaufferies bois pour alimenter les réseaux. Pour l'alimentation en bois de ces chaufferies, elle a mis en place un système de contrat de fournitures avec des producteurs situés dans un rayon de 150 km autour de Dijon. Ce partenariat est fondé sur la complémentarité entre els zones urbaines et rurales sur un territoire. Il se retrouve dans les EnR avec d'un côté des zones rurales qui sont susceptibles d'accueillir les EnR sur leur territoire et ont un faible niveau de consommation et de l'autre, les zones urbaines fortes consommatrices d'énergie mais qui en disposent pas du foncier nécessaire à l'implantation des EnR. Le milieu rural devrait être considéré comme une opportunité de matière première et d'énergie et non comme un territoire pauvre ou un poids pour le développement énergétique. La solution proposée serait de mettre en place des circuits courts comme pour la gestion de l'eau où les ressources seraient récupérées localement et achetées par les grandes agglomérations directement aux territoires ruraux qui les entourent.

Pour la métropole européenne de Lille (MEL), il s'agit avant tout d'un devoir social, « il faut se forcer à acheter l'énergie du monde rural quitte à payer plus cher, pour permettre aux gens de rester dans le monde rural ». Une logique contractuelle semble être ainsi une alternative aux fusions d'entité. Chaque partie est capable de mettre en avant ses particularités et avantages énergétiques tout en préservant sa propre gouvernance. Le développement de production d'énergie doit être vu en dehors des frontières territoriales, comme aujourd'hui elles sont déjà envisagées en dehors de nos frontières nationales.

-

⁶² i.e. 58%, une fois les communes en chevauchement avec le syndicat SYDER récupérées par la métropole.

⁶³ Cf. la section 2.1. La Métropole du Grand Lyon pour plus de détails.

Ces partenariats n'ont pas encore trouvé d'application concrète en France. A l'exception peut-être de la métropole de Lyon qui a contractualisé avec les communes rurales limitrophes de son territoire sur une coopération énergétique (sans néanmoins passer par le SYDER). Il est ainsi difficile de se prononcer sur l'évolution de ces partenariats, mais la souplesse propre au mécanisme contractuelle semble offrir une alternative viable au mécanisme d'intégration.

Conclusion

Le secteur de la distribution d'électricité est en pleine évolution. L'activité de distribution d'électricité a finalement été relativement épargnée par les restructurations imposées par la libéralisation du secteur. S'il y a eu une séparation verticale des activités de distribution, de transport, de production et de fourniture, les contrats de distribution ont été peu impactés dans un premier temps. Il semble que la récente réforme territoriale d'une part, la Loi sur la Transition Energétique et la Croissance Verte adoptée en 2015 d'autre part et enfin le déploiement progressif des réseaux intelligents imposent finalement des changements plus importants qui passent par des nouveaux jeux d'acteurs publics et privés.

Notre étude propose un bilan d'une gouvernance locale de la distribution d'électricité en France avec un réseau multiacteurs, dont plusieurs types d'AODE et la participation d'autres acteurs publics. L'organisation de cette gouvernance est à mi-chemin entre un modèle centralisé, dans lequel l'Etat coordonne les acteurs locaux, et un modèle décentralisé, dans lequel les acteurs locaux prennent des initiatives pour innover. Nous avons également étudié les conséquences des évolutions législatives récentes, qui ont posé une certaine instabilité au fonctionnement du réseau d'acteurs locaux. A partir de ces deux analyses, nous nous posons la question sur les possibilités des acteurs locaux à travailler en réseau pour la distribution d'électricité. Plus particulièrement, nous questionnons la capacité des AODE à se coordonner et à se collaborer dans le contexte actuel. Notre bilan issu de l'enquête montre qu'il n'y a pas à ce stade de réelle coordination formalisée reposant sur un partage de compétence clair, ni de collaboration entre les métropoles/CU et les syndicats d'énergie. Cependant, contrairement à ce que l'on pourrait s'attendre, il n'y a pas non plus de réels conflits. Les principales conséquences de l'instabilité créée par les évolutions législatives sont un refus d'intégration des métropoles/CU au sein des syndicats d'énergie – une solution qui était estimée comme efficace pour mutualiser les compétences. Les principales motivations à ce refus que nous avons identifiées sont liées d'abord à une divergence d'orientation et d'objectifs entre les métropoles/CU et les syndicats d'énergie. En effet, alors que les métropoles/CU favorisent des actions transversales, combinant l'innovation dans l'énergie avec l'aménagement urbain et de transport (entre autres), les syndicats d'énergie se focalisent plutôt sur les aspects techniques des réseaux d'énergie. Une autre motivation est la divergence en termes de ressources. Si l'on parle des ressources financières, la mise en accord semble être difficile entre les deux types de groupement car, d'un côté, les métropoles/CU sont constituées essentiellement de zone urbaine avec une forte densité de population, dont un grand besoin d'innovation pour satisfaire le niveau élevé de consommation. De l'autre côté, les syndicats d'énergie sont composés plutôt de communes rurales, où le besoin d'investissement en réseau est connu d'être élevé par rapport aux zones urbaines. Nous avons proposé deux pistes de réflexion obtenues lors des entretiens. La première concerne une négociation collaborative entre les métropoles/CU et les syndicats d'énergie comme le cas de la métropole du Grand Lyon et le syndicat SIGERLy, où un accord a été obtenu concernant le nombre de siège attribué à la métropole. Une deuxième piste de réflexion serait de développer non seulement des accords d'intégration entre les deux types de groupement, mais aussi des collaborations sous une logique de contrat, où les zones urbaines achèteraient de l'énergie des zones rurales pour satisfaire leurs besoins. Cette piste a été discutée par les cas de la métropole de Lille et de la communauté urbaine du Grand Dijon. Enfin, nous avons également mis l'accent sur l'importance non négligeable des autres acteurs dans la gouvernance de la distribution d'électricité en général, mais aussi dans le développement d'une relation collaborative entre les AODE. Nous avons analysé la capacité en interne des AODE, en nous focalisant sur la nécessité des métropoles/CU à se monter en compétence technique de la distribution d'électricité.

Bibliographie

Allemand, R. 2013. Le schéma régional air climat énergie: nouvel instrument de planification. Droit et gestion des collectivités territoriales (Annuaire du GRALE) (Moniteur): 169–182.

Amorce. 2015a. Distribution d'énergies dans les territoires : Quels enjeux juridiques ?

Amorce. 2015b. Analyse des aspects "énergie" de la loi relatie à la transition énergétique/Enjeux pour les collectivités.

Association des maires de France. 2015. Les conséquences de la baisse des dotations de l'Etat.

Bazzoli, G. J., Casey, E., Alexander, J. A., Conrad, D. A., Shortell, S. M., et al. 2003. Collaborative initiatives: Where the rubber meets the road in community partnerships. Medical Care Research and Review, 60(4 suppl): 63S–94S.

Bellanger, E., & Poupeau, F.-M. 2013. Lumières sur la banlieue. Histoire du Syndicat intercommunal de la périphérie de Paris pour l'électricité et les réseaux de communication (SIPPEREC).

Bennett, J., & Iossa, E. 2006. Building and managing facilities for public services. Journal of Public Economics, 90(10–11): 2143–2160.

Bezançon, X. 1997. Les services publics en France: de la Révolution à la Première guerre mondiale, vol. 2. Presses Ponts et Chaussées.

Bourjol, M., Le Lamer, C., & Colloque Energie, démocratie et collectivités locales. 1984. Energie et décentralisation. Economica.

Caron, F., & Cardot, F. 1991. Histoire Générale de l'Electricité en France: Tome Premier: 1881–1918: Espoirs et Conquêtes. Paris: L'Association Pour L'histoire de L'électricité En France, Fayard.

Centre d'analyse stratégique. 2008. Perspectives énergétiques de la France à l'horizon 2020-2050 : rapport de la commission Energie présidée par Jean Syrota - Volume 1.

Cohen, E. 1992. Le colbertisme" high tech": économie des Telecom et du grand projet. Hachette.

Commissariat général d'investissement. 2015. Rapport d'activité 2015.

Conrad, D. A., Cave, S. H., Lucas, M., Harville, J., Shortell, S. M., et al. 2003. Community care networks: linking vision to outcomes for community health improvement. Medical Care Research and Review, 60(4 suppl): 95S–129S.

Cour des comptes. 2012. Rapport d'observations définitives de la Chambre Régionale des Comptes d'Île de France : SIPPEREC.

Cour des comptes. 2013. Rapport public annuel. http://www.ccomptes.fr/Publications/Publications/Rapport-publicannuel-2013.

Crozier, M., & Thoenig, J.-C. 1975. La régulation des systèmes organisés complexes: le cas du système de décision politico-administratif local en France. Revue Française de Sociologie, 3–32.

Fernandez, A. 1998. Economie et politique de l'électricité à Bordeaux (1887-1956). Presses Univ de Bordeaux.

Fontaine, C. 2015. Les contrats de concession de distribution publique d'électricité et la loi relative à la transition énergétique.

Gaudin, J.-P. 1989. Technopolis: crises urbaines et innovations municipales. Presses universitaires de France.

Guasch, J. L. 2004. Granting and renegotiating infrastructure concessions: doing it right. World Bank Publications.

Hicklin, A. 2004. Network stability: opportunity or obstacles? Public Organization Review, 4(2): 121–133.

Institut de la gestion déléguée. 2014. Analyse juridique de la directive du Parlement européen et du Conseil relative à l'attribution des contrats de concession.

Jennings, E. T., & Ewalt, J. A. G. 1998. Interorganizational Coordination, Administrative Consolidation, and Policy Performance. Public Administration Review, 58(5): 417–428.

Jensen, M. C., & Meckling, W. H. 1976. Theory of the firm: Managerial behavior, agency costs and ownership structure. Journal of Financial Economics, 3(4): 305–360.

Jobert, A., Laborgne, P., & Mimler, S. 2007. Local acceptance of wind energy: Factors of success identified in French and German case studies. Energy Policy, 35(5): 2751–2760.

Klein, B., Crawford, R. G., & Alchian, A. A. 1978. Vertical Integration, Appropriable Rents, and the Competitive Contracting Process. The Journal of Law & Economics, 21(2): 297–326.

Lambright, K. T., Mischen, P. A., & Laramee, C. B. 2009. Building trust in public and nonprofit networks: personal, dyadic, and third-party influences. The American Review of Public Administration.

Lenoir, D. 2007. Energie changeons de cap!: scénario pour une France durable. Terre vivante.

Lévy-Leboyer, M., & Morsel, H. 1994. Histoire de l'électricité en France. Tome, 2: 1919–1946.

Morrissey, J. P., Calloway, M., Bartko, W. T., Ridgely, M. S., Goldman, H. H., et al. 1994. Local mental health authorities and service system change: Evidence from the Robert Wood Johnson Foundation Program on Chronic Mental Illness. The Milbank Quarterly, 49–80.

Pachen-Lefevre, M.-H., & Fontaine, C. 2013. Compétences locales dans le secteur de l'électricité. La Gazette des Communes.

Pfeffer, J., & Salancik, G. R. 2003. The external control of organizations: A resource dependence perspective. Stanford University Press.

Poupeau, F.-M. 1999. EDF ou La permanence d'un" compromis républicain": le système de distribution électrique français entre Etat et collectivités locales, de la nationalisation à la mondialisation.

Poupeau, F.-M. 2004. Le service public à la française face aux pouvoirs locaux. Les métamorphoses de l'Etat jacobin.

Poupeau, F.-M. 2007. La fabrique d'une solidarité nationale. Revue Française de Science Politique, 57(5): 599–628.

Poupeau, F.-M. 2015. L'électricité et les pouvoirs locaux en France. Une autre histoire du service public (1880-1980), Tome 2. Mémoire HDR soutenu à l'Université Paris-Est.

Poupeau, F.-M., & Schlosser, F. 2010. La régulation de la filière bois énergie dans les Ardennes françaises: Jeux et enjeux autour de la gestion de l'information. Politique et Sociétés, 29(2): 3–28.

Provan, K. G., & Milward, H. B. 1995. A Preliminary Theory of Interorganizational Network Effectiveness: A Comparative Study of Four Community Mental Health Systems. Administrative Science Quarterly, 40(1): 1–33.

Rogers, E. M. 1995. Diffusion of Innovations: Modifications of a Model for Telecommunications. In D. M.-W. Stoetzer & D.-K. A. Mahler (Eds.), Die Diffusion von Innovationen in der Telekommunikation: 25–38. Springer Berlin Heidelberg.

Saussier S. 2015. L'Economie des Partenariats Public-Privé. Edited by. S. Saussier. De Boeck Supérieur ed. 280 pages.

Scott, J. 2012. Social network analysis. Sage.

Spiller, P. T. 2008. An Institutional Theory of Public Contracts: Regulatory Implications. Working Paper no. 14152, National Bureau of Economic Research.

Wang, W. 2015. Exploring the determinants of network effectiveness: The Case of Neighborhood Governance Networks in Beijing. Journal of Public Administration Research and Theory, muv017.

Williamson, O. E. 1985. The Economic Intstitutions of Capitalism. Simon and Schuster.

Wolsink, M. 2006. Invalid theory impedes our understanding: a critique on the persistence of the language of NIMBY. Transactions of the Institute of British Geographers, 31(1): 85–91.

Wüstenhagen, R., Wolsink, M., & Bürer, M. J. 2007. Social acceptance of renewable energy innovation: An introduction to the concept. Energy Policy, 35(5): 2683–2691.

Table des acronymes

AODE Autorité organisatrice de la distribution d'énergie

BEPOS Bâtiments à énergie positive

BMO Brest Métropole Océane

BT Basse tension

CCU Collectivité compétente en termes d'urbanisme

CEE Certificat d'économie d'énergie

CLER Comité de liaison sur les énergies renouvelables

CNIL Commission Nationale de l'Informatique et des Libertés

CRAC Compte-rendu d'Activité de la Concession

CRE Commission de Régulation de l'Energie

CU Communauté Urbaine

CUD Communauté urbaine de Dunkerque

DSP Délégation de service public

ENR Energie renouvelable

Enedis Ex-ERDF (Electricité Réseau Distribution France)

FNCCR Fédération nationale des collectivités concédantes et régies

GRD Gestionnaire de réseau de distribution

HTA Haute tension A

INSEE Institut National de la Statistique et des Etudes Economiques

LTECV Loi de Transition Energétique pour la Croissance Verte

MDE Maîtrise de la demande en énergie

MGL Métropole du Grand Lyon

PCAET Plan Climat-Air-Energie Territorial

PCET Plan Climat-Energie-Territorial

PCT Part couvert par le tarif

PIA Programme d'investissement d'avenir

PPI Programme pluriannuel d'investissement

PPR Provisions pour renouvellement

R1 Redevance de fonctionnement

R2 Redevance d'investissement

RODP Redevance d'occupation du domaine public

RTE Réseau de Transport d'Electricité

SDE Schéma Directeur des Energies

SDI Schéma Directeur des investissements

SIGEIF Syndicat intercommunal du gas et de l'électricité en Ile-de-France

SIGERLy Syndicat intercommunal du gaz et de l'électricité de la région lyonnaise

SIPPEREC Syndicat intercommunal de la périphérie de Paris pour l'électricité et les communications

électroniques

SRCAE Schéma Régional Climat Air Energie

SYDELA Syndicat départemental d'énergie de la Loire-Atlantique

SYDER Syndicat départemental d'Energies du Rhône

TCFE Taxe sur la consommation finale d'électricité

TPN Tarif de première nécessité

TRV Tarif réglementé de vente

TURPE Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité

Annexe 1 : Le questionnaire

Courrier de présentation du questionnaire envoyé aux EPIC ayant la compétence AODE ⁶⁴
Madame, Monsieur,
Nous sollicitons votre participation pour une étude universitaire sur les enjeux de la transition énergétique pour les intercommunalités. Cette étude est portée par le Centre d'Economie de la Sorbonne de l'Université Paris1 Panthéon-Sorbonne. Dans ce projet, nous avons trois objectifs :
- Répertorier les projets de développement d'ENR sur le territoire
- Comprendre ce qui a motivé la décision de lancer un tel projet
- Identifier les difficultés et les contraintes de mises en oeuvre qu'il s'agisse de contraintes financières, réglementaires, politiques, sociales ou encore celles liées aux relations avec les acteurs de la filière Il s'agit pour nous de faire un état des lieux du développement des projets d'ENR à partir de retours d'expérience
systématique. Ce questionnaire est envoyé à tous les EPCI du secteur électrique.
Ce questionnaire comprend 40 questions. Il peut être rempli en une vingtaine de minutes. Nous nous engageons à respecter la confidentialité des données par un traitement anonyme et à vous communiquer les résultats de l'étude. Aucune question n'est pas ailleurs obligatoire.
Pour plus d'informations, vous pouvez contacter Carine Staropoli, Chercheur au Centre d'Economie de la Sorbonne, coordinatrice de l'étude par mail (projetcnrsenergies@gmail.com) ou par téléphone au 01 44 07 83 24.
Nous vous remercions de l'intérêt que vous portez à notre travail. Nous vous prions d'agréer, l'expression de nos salutations distinguées.
Au nom de toute l'équipe de projet au Centre d'Economie de la Sorbonne.
Carine Staropoli.
Votre organisation et votre politique de développement des énergies renouvelables (ENR) électriques
64 Pour chacun des organismes de l'échantillon, nous avons identifié l'identité des personnes à contacter. Les postes occupés sont généralement le Directeur de la Direction ou du Service Energie pour le cas des métropoles/CLL et le Directeur général pour

le cas des syndicats d'énergie.

. Vous êtes :	
ine métropole	
ne communauté urbaine	
ne communauté d'agglomération	
ine communauté de communes	
n syndicat d'énergie	
Merci de préciser le nom de votre organisation (le traitement des informations reste toutefois anonyme).	
2. Combien de communes sont membres de votre organisation ?	

Quelle est la population totale de votre territoire ? (en milliers d'habitants)

3.

4.	Quel est le pourcentage de communes rurales sur votre territoire ?
0 à 20%	
20 à 40%	
40 à 60%	
60 à 80%	
80 à 100%	

5. Quels sont les types d'ENR électriques présents sur votre territoire ?					
Éolienne					
Photovoltaïque					
Toutes filières biomasse					
Hydraulique					
. iyanaanqao					
Géothermie					
Autre (veuillez préciser)					
6. Selon vous, le développ	ement des projets	ENR électriques su	ır votre territoire :		
Ni pas d'accord, ni					
L					
Pas du tout d'accord	Pas d'accord	d'accord D'accord⊤₀	ut à fait d'accord		
est une priorité de votre or	ganisation				
respecte les délais fixés pa	ar votre organisatio	n			

atteint les objectifs en termes de capacités installées
atteint les objectifs régionaux (PCTE/
SRCAE)
atteint les objectifs nationaux (3 x 20)
7. Quel est l'objectif de consommation d'ENR de votre territoire à l'horizon de l'année : (en pourcentage)
2020 ?
2025 ?

8. A votre avis, les affirm	nations suivantes sont	-elles correctes ?		
Ni pas d'accord, ni				
Pas du tout d'accord	Pas d'accord d	'accord D'accord⊤	out à fait d'accord	
Les communes membre	s favorisent le dévelo	ppement des ENF	R électriques	
La population locale est	intéressée par le déve	eloppement des E	ENR électriques	
Les médias locaux com	muniquent sur les ENI	R électriques		
Les élus locaux ont une	position ouvertement	favorable envers	les ENR électriques	
Les intercommunalités v	voisines sont actives e	n matière d'ENR	électriques	
La région incite au déve	loppement des ENR é	electriques		
Le gouvernement incite			s	

3. Le fonctionnement de votre organisation en r	natière d'énergi	e.		
Cette page ne concerne que les métropoles et merci de passer à la page suivante.	les différents ty	pes de communautés.	Si vous êtes un	syndicat d'énergie,
9. Disposez-vous d'un service uniquement dédi	é aux questions	énergétiques dans vot	re organisation ?	
Oui				
Non				
En cours de création				
Merci de préciser la dénomination de votre serv	ice			
10. Quel est le nombre de pers	onnes dédiées	aux questions énergé	tiques dans vot	re organisation (en
équivalent temps plein) ?				
11. Avez-vous un élu entièrement	dédié aux ques	stions énergétiques ?		

Oui
Non
12. Considérez-vous que votre organisation mène une gestion des services publiques de réseau (traitement des déchets, eau, transport)
Ni pas d'accord, ni
Pas du tout d'accord Pas d'accord d'accord D'accord Tout à fait d'accord
en silo (pas d'interaction entre les services)
il y a des échanges d'informations ponctuelles
de manière transversale
Autre (merci de préciser)

 Considérez- vous qu bâtiments publics, planific 		vec des services liés à vo , a :	otre service énergie (dé	veloppement durable,
Un échange d'information	s			
Une collaboration dans le	s appels à projet			
Un développement des pr	rojets communs			
Aucune interaction				
14. Considérez-vous que accroissement ?	le nombre d'interaction	ns entre votre service et les	s autres services de votr	e organisation sont en
Ni pas d'accord, ni				
Pas du tout d'accord	Pas d'accord d'ac	ccord D'accord⊤out à fait d'acco	rd	

4. Le financement de vos projets	d'ENR électriques		
Cette partie est consacrée à l'ana	llyse de vos moyens de f	inancement pour développer des	s ENR électriques.
15. Merci de classer dans l'ordre	d'importance les différe	nts porteurs de projets d'ENR él	ectriques sur votre territoire (1
étant le plus important).			
1 2 3			
, 2			
Votre organisation			
D'autres organisations publiques			
Des acteurs privés			
16. Pour les projets d'ENR électri Porteur de projet	ques auxquels vous part	icipez, merci d'indiquer votre rôle	e dans le projet :
Partenaire du projet			
Mise à disposition un terrain ou u	n hâtiment nublic		
mise a disposition an terrain ou u	Ti Satimont public		
Autre (veuillez préciser)			

17. Pour les projets d'ENR électriques dont vous êtes porteur de projet, quels types de montages juridiques utilisez-vous ?
Régie
Société d'économie mixte
Délégation de service public
18. Pour les projets d'ENR électriques dont vous êtes porteur de projet, merci de classer par ordre d'importance les sources de financement ci-dessous :
1 2 3
fonds propres
dispositifs de soutien aux ENR/subvention endettement (bancaire, financement participatif, prêts auprès d'organisations publiques, etc.)
endettement (baneaire, iniancement participatii, prets aupres d'organisations publiques, etc.)

tarif d'achat) ?		-vous dans vos projets d	. ,	·
Subventions des organisat	ions spécifiques (ADEME	E, CEREMA, etc.)		
Subvention régionale et na	tionale			
Taxe sur la consommation	finale d'électricité			
Dispositif de l'obligation d'a	ichat			
Campláment de rámunárat	ion			
Complément de rémunérat	ion			
Autre (merci de préciser)				
20. Quelles sont les sour dispositif de tarif d'achat) ?		fonds propres pour vo	os projets d'ENR élec	triques (en dehors du
CAS Facé, redevances				
OAO Tace, redevances				
Subventions				
Supventions				
T	C 1 11/1 (* 1/7			
Taxe sur la consommation	finale d'électricité			
Taxe sur la consommation Investissement participatif				

21. Quelles sont les sources de la part d'endettement de vos projets d'ENR électriques ?
Financement bancaire (banques commerciales, Caisse de dépôt et de consignation, etc.)
Financement obtenu des administrations publiques (ADEME, région, etc.)
Financement participatif auprès des citoyens
Caisse des Dépôts et Consignations
Autre, merci de préciser
22. Considérez-vous avoir des difficultés dans la recherche de financement de vos projets ENR électriques
?
Ni pas d'accord, ni
Pas du tout d'accord Pas d'accord d'accord D'accord Tout à fait d'accord

	11661 117 1 61					
23. Si oui, à votre avis ces d	difficultés de fir	nancement sont liées à	:			
Ni pas d'accord, ni						
Pas du tout d'accord F	as d'accord	d'accord D'accordTout	t à fait d'accord			
un montant trop faible du proje						
	ojet					
un montant trop élevé du pr	ojet					
un problème de rentabilité d	les projets					
ENR						
un manque de subventions publiques un manque de visibilité des dispositifs de soutien/subvention						
la complexité des dispositifs de soutien/subvention						
un manque d'investisseurs privés						
Si vous connaissez d'autres difficultés de financement, merci de nous aider à les identifier.						

5. Votre interaction avec les autorités organisatrices de distribution d'électricité					
Nous passons maintenant aux questions liées à votre coordination avec d'autres acteurs publics du territoire, et nous nous intéressons particulièrement à vos relations avec les autorités organisatrices de distribution d'électricité (AODE).					
24. Quel est le nombre d'autorités organisatrices de distribution d'électricité (AODE) sur votre territoire ?					
25. Exercez-vous la compétence d'AODE ? Oui	_				
Non 26. Si oui, exercez-vous la compétence d'AODE sur : La commune principale uniquement					
La commune principale et une partie des communes membres L'intégralité du territoire Autre (veuillez préciser)					

27. Sinon, pourquoi ?
Compétence en dehors de vos attributions
Compétence déléguée à une autre AODE
Autre (veuillez préciser)
28. Y-a-t-il une Commission consultative paritaire sur votre territoire (facilitant l'interaction entre les métropoles/communautés avec les syndicats d'énergie) ?
Oui
Non
En cours de création

29. Dans le cadre de vos re	elations avec les	AODE de votre territo	oire, il y a :			
Ni d'accord, ni pas						
Pas du tout d'accord	Pas d'accord	d'accord D'accordτοι	ut à fait d'accord			
une coordination dans vos	projets d'ENR él	ectriques 🔘				
une collaboration dans vos	projets d'ENR é	lectriques				
un conflit de compétence						
dos blocagos institutionnal						
des blocages institutionnel						
30. Quelle appréciation faîtes vous de vos relations avec les AODE de votre territoire ?						
Ni pas d'accord ni						
Pas du tout d'accord	Pas d'accord	d'accord D'accordToo	ut à fait d'accord			
Il y a un échange d'informations						
Il y a une collaboration sur les compétences communes						
Il y a une collaboration pour négocier ensemble avec le gestionnaire de réseau de distribution du territoire						
Il y a une collaboration dans la recherche de financement						

Si vous avez d'autres domaines de collaboration, merci de nous aider à les identifier :					

6. Votre interaction avec le gestionnaire de réseau de distribution (GRD)					
Nous nous intéressons dans cette partie à analyser la coordination avec vos gestionnaires de réseau de distribution, que ce soit ERDF ou une entreprise locale de distribution. 31. Quels sont les types de gestionnaire de réseau de distribution (GRD) sur votre territoire? ERDF Société d'économie mixte					
SICAE (ou société anonyme)					
Société publique locale (SPL)					
Divi					
Régie					
32. Dans le cadre de vos relations avec le GRD, il y a : Ni pas d'accord, ni					
Pas du tout d'accord Pas d'accord d'accord D'accord Tout à fait d'accord une coordination de vos investissements					

ine collaboration dans vos projets	
ın conflit dans le niveau d'investissement	
ın conflit dans le choix des investissements	
aucune interaction	

			tion avec le GRD	•	
Ni pas d'accord, ni					
Pas du tout d'accord	Pas d'accord d'ac	cord D'accordTout à	fait d'accord		
l y a un échange des do	onnées de consommation				
l y a une communicatio	n sur l'état du réseau				
ll y a un contrôle satisfa	isant sur les activités du	GRD			
Si vous avez d'autres ad	ctivités avec le GRD, mer	rci de nous les ind	quer		
34. Considérez-vous av	oir des difficultés pour vo	ous coordonner av	ec le GRD ?		
34. Considérez-vous av	oir des difficultés pour vo	ous coordonner av	ec le GRD ?		
	oir des difficultés pour vo	ous coordonner av	ec le GRD ?		
34. Considérez-vous av Ni pas d'accord, ni Pas du tout d'accord		ous coordonner av			
Ni pas d'accord, ni					

	Pas du tout		Ni pas d'accord, ni		
	d'accord	Pas d'accord	d'accord	D'accord	Tout à fait d'accord
Vous n'êtes pas propriétaire	du réseau				
Les GRD entretiennent une r	elation exclusiv	ve avec les autres	AODE		
Un cadre					
réglementaire contraignant					
L'impossibilité d'adapter au c	ontexte local le	es contrats de conc	ession		
Si vous pensez à d'autres rai	sons merci de	nous les indiquer			

35. Considérez-vous que les difficultés dans votre relation proviennent des raisons suivantes ?

7. Le contexte réglementaire	, administratif et l'ad	cceptation social	e des projets d'ENR	électriques	
Vous arrivez à la fin du quévolutions législatives, ainsi		-		* *	es freins liés aux
36. Considérez-vous que les	éléments ci-desso	us constituent au	ussi des freins à vos	projets d'ENR électi	riques ?
Ni pas d'accord, ni					
Pas du tout d'accord Pa	as d'accord d'ad	ccord D'accord⊤o	ut à fait d'accord		
Le contexte réglementaire					
L'intervention des association	ns (Association bâti	ment de France	Associations écolog	giques, etc.)	
L'acceptation sociale des cito	oyens				
Autre (merci de préciser)					
37. Considérez-vous que l permettent de :	es évolutions régl	ementaires réce	entes (MAPTAM 20	14 ; TECV 2015	et NOTRE 2015)
Ni d'accord, ni pas					

Pas du tout d'accord Pas d'accord d'accord D'accordTout à fait d'accord

accélérer le développement des ENR électriques

débloquer la situation d'incertitude sur les compétences des AODE

rendre le développement des ENR électriques plus facile

donner de nouvelles opportunités aux acteurs locaux dans le développement des ENR électriques

	Pas du tout d'accord	Pas d'accor	Ni pas d'accord	d, ni D'accord	Tout à fait d'accord	
les compétences octroyées à l	intercommun	alité				
le pouvoir de négociation avec	ERDF					
la capacité de choisir son						
GRD						
les possibilités de partenariats avec le secteur privé la question de						
la pérennité/équilibre entre l'ur	bain et le rura	I				
l'assouplissement des règles de mise en concurrence						
			à faire aux llévalu	tion de la législati	on ou our voc attent	

40. Si vous avez d'autres commentaires sur le développement des projets d'ENR électriques, merci de nous les indiquer ci-dessous :
41. Si vous souhaitez recevoir les résultats de notre étude, merci de nous laisser ci-dessous votre adresse e-mail :

Annexe 2 : Liste des échantillons (enquête et étude de cas)

Liste des EPCI dans l'échantillon total :

Population des 11 CU au 1er janvier 2016

département	nom de l'EPCI à FP	nombre de communes	population totale (1)
78	CU Grand Paris Seine et Oise	73	409 552
42	CU Saint-Etienne Métropole	45	397 384
49	CU Angers Loire Métropole	30	280 169
66	CU Perpignan Méditerranée	36	266 611
54	CU du Grand Nancy	20	259 813
21	CU Grand Dijon	24	254 387
72	CU le Mans Métropole	14	204 873
59	CU de Dunkerque	17	203 241
62	CU d'Arras	39	105 639
71	CU le Creusot Montceau-Lès-Mines	27	96 460
61	CU d'Alençon	34	56 584

Population des 13 métropoles au 1er janvier 2016

département	nom de l'EPCI à FP	nombre de communes	population totale (1)
75	Métropole du Grand Paris	131	7 041 651
13	Métropole d'Aix-Marseille-Provence	92	1 876 019

59	Métropole Européenne de Lille	85	1 145 501
33	Bordeaux Métropole	28	763 485
31	Toulouse Métropole	37	748 149
44	Métropole Nantes Métropole	24	625 118
06	Métropole Nice Côte d'Azur	49	542 891
76	Métropole Rouen Normandie	71	498 448
67	EuroMétropole de Strasbourg	28	483 194
38	Grenoble-Alpes-Métropole	49	450 494
34	Montpellier Méditerranée Métropole	31	449 026
35	Rennes Métropole	43	438 526
29	Brest Métropole	8	213 171

(1) population totale légale en vigueur en 2016 (millésimée 2013)

Source : DGCL/Département des études et des statistiques locales

Liste des 50 syndicats d'énergie

Syndicat intercommunal de la périphérie de Paris pour les énergies et les réseaux de communication (SIPPEREC)
Syndicat intercommunal pour le gaz et l'électricité en Ile-de-France (SIGEIF)
Syndicat mixte d'énergie du département des Bouches du Rhône (SMED 13)
Syndicat départemental d'énergie électrique de la Gironde (SDEEG)
Fédération Départementale d'Energie du Pas-de-Calais
Syndicat mixte départemental d'électricité, du gaz et des télécommunications du Val d'Oise
Syndicat départemental d'énergie 35
Syndicat Départemental de l'Electricité et du Gaz
Syndicat d'énergie des Yvelines
Syndicat départemental des Energies De l'Isère - SEDI

SIDELEC
Syndicat mixte intercommunal d'énergies de Maine et Loire (SIEML)
Syndicat de gestion des énergies de la région Lyonnaise
Syndicat départemental d'Energies du Morbihan (SDEM)
Syndicat mixte Hérault Energies
Syndicat départemental d'énergie et d'équipement du Finitère
SM Départemental d'Energies du Calvados dit "SDEC Energie"
Syndicat des Energies et de l'Aménagement Numérique de la Haute-Savoie
Syndicat départemental d'électricité et de gaz du Haut Rhin
syndicat départemental d'énergie et d'équipement de la Vendée
Syndicat d'énergie des Pyrénées-Atlantiques
SI d'électricité et de gaz du Puy-de-Dôme (SIEG)
Syndicat d'énergie de l'Oise
Syndicat départemental d'énergie de Loire-Atlantique SYDELA
Syndicat départemental des énergies de Seine-et-Marne
Syndicat Mixte d'Electricité du Gard
Syndicat intercommunal énergies Côte d'Or
Syndicat départemental d'énergie de Seine-Maritime
Union des secteurs d'énergie du département de l'Aisne
SM Orge-Yvette-Seine (SMOYS)
Syndicat départemental d'énergies de la Drôme (SDED)
Syndicat départemental d'énergies du Rhône
Syndicat départemental d'électricité de Meurthe-et-Moselle
Syndicat intercommunal d'énergie d'Indre et Loire
Syndicat départemental d'énergies 24
Syndicat Departemental Energie Savoie
Syndicat départemental d'énergies de la Manche

Syndicat départemental d'énergie du Tarn

SIVU départemental d'énergie

FDE 80 (Fédération Départementale d'Energie de la Somme)

Syndicat Energies Haute-Vienne

S.I d'Energie des Deux-Sèvres (SIEDS)

Syndicat mixte départemental d'électricité et de gaz de la Charente

Syndicat Départemental d'Energies de l'Yonne

Syndicat départemental d'énergies et d'électricité des Pyrénées Orientales

S Départemental d'électricité et d'énergies de Lot-et-Garonne (SDEE47)

Syndicat intercommunal de distribution d'électricité de Loir et Cher

Syndicat départemental d'électricité de la Haute Garonne

SDE09

SIEL - SI d'Energie du département de la Loire

Source : http://www.energie2007.fr/infospratiques/fiche/36/liste_des_aod_et_de_leurs_sites_internet.htm

Annexe 3 : Les résultats de l'enquête

- Dans cette annexe, les résultats de l'enquête sont présentés question par question, par thème, en sept parties :
 - 1. Identité
 - 2. Objectifs en termes d'ENR électriques
 - 3. Financement des projets ENR électriques
 - 4. Capacité organisationnelle interne pour les questions énergétiques des EPCI à fiscalité propre
 - 5. Gouvernance locale de la distribution d'électricité
 - 6. Relation avec le(s) GRD
 - 7. Evolutions réglementaires
- Les résultats pour chaque question sont présentés en distinguant les deux types d'AODE : les syndicats d'énergie et les métropoles/CU, sauf pour la partie « Capacité organisationnelle interne pour les questions énergétiques des EPCI à fiscalité propre ».
- Certaines questions sous forme d'appréciation à échelle de Likert sont présentées par une note moyenne calculée à partir des 5 notes ci-dessous :
 - 1 = « pas du tout d'accord »
 - 2 = « pas d'accord »
 - 3 = « ni pas d'accord, ni d'accord »
 - 4 = « d'accord »
 - 5 = « tout à fait d'accord »
- Certaines questions sous forme d'appréciation à échelle de Likert sont présentées avec le format cidessous pour une meilleure appréhension des résultats :
 - Non = « pas du tout d'accord » et « pas d'accord »
 - Neutre = « ni pas d'accord, ni d'accord »
 - Oui = « d'accord » et « tout à fait d'accord »
- Certaines questions sous forme d'appréciation à l'échelle de Likert sur 5 points sont présentées en plusieurs graphiques pour une meilleure appréhension des résultats.
- Certaines questions dont nous avons obtenu peu de réponses ne sont pas présentées pour ne pas fausser les résultats.

Annexe 4: Etudes de cas

1. Groupe Ville de Paris et les deux syndicats SIPPEREC et SIGEIF

1.1. Ville de Paris

1.1.1. Description technique et financière

En 2014, la concession parisienne concernait 1 612 857 clients et représentait un volume total de 13 450 gigawatts-heure (GWh) acheminés. Au niveau de la production électrique, 99 producteurs (principalement photovoltaiques) sont implantés sur le territoire de la concession. Pour un chiffre d'affaires net de 536 M€, la ville encaisse une redevance annuelle « R » de 29.7 M€ (article 3) et des frais de controle.

Le roîe d'autorité organisatrice locale de la Ville de Paris apparaît essentiel face aux enjeux environnementaux et financiers mais aussi à la qualité de service croissants: la valeur du patrimoine concédé parisien est exceptionnelle, de l'ordre d'1,8 Md€ et les recettes liées à la concession d'électricité s'élèvent pour la Ville à environ 30 M€ par an.⁶⁵

1.1.2. Stratégie énergétique de la ville de Paris et son organisation interne

La stratégie énergétique de la Ville de Paris repose sur son Plan Climat Énergie Territorial (PCET). Adopté en 2007 par le Conseil de Paris, ce PCET a fait l'objet d'une actualisation en 2012 pour la période 2012-2017 pour prendre en compte les orientations du Schéma Régional Climat Air Énergie (SRCAE) adopté par le Conseil régional et le Préfet de Région en 2012, ainsi que les engagements pris par la Ville dans le cadre de son Plan Biodiversité (voté en 2011). 66 Se présentant comme ayant des « objectifs (...) qui demeurent (...) plus ambitieux que les objectifs européens et les obligations issues du Grenelle de l'Environnement », ce plan fixe des objectifs à horizons 2020 et 2050. 67

Suite à l'établissement du PCET, plusieurs services de la ville ont mis en place des actions et stratégies, montrant une implication transversale en interne. A titre d'exemple, au Secrétariat Général, la Mission énergie a élaboré la politique énergétique de la Ville alors que la mission Ville intelligente et durable a élaboré la politique numérique et données; les aspects liés au contrôle des concessions et des délégations d'énergie ont été travaillés par la Direction de la Voirie et des Déplacements, la Direction des Affaires Juridiques et la Direction Financière et des Achats; les problématiques liées à la politique de mobilité électrique sont sous la direction de la Voirie et des Déplacements. Suite à un audit réalisé par l'inspection générale de la Ville de Paris en 2015-2016 sur les délégations de service public dans le domaine de l'énergie, cette multiplicité des acteurs internes à la Ville, y compris les représentants élus, est source d'une difficile coordination. De plus, en comparaison avec le syndicat SIPPEREC (dont la taille de la concession est équivalente à celle de Paris), l'équipe traitant les questions liées à l'énergie, et plus particulièrement liées aux concessions reste plutôt réduite. Les auteurs de cet audit ont notamment appelé à un renforcement du rôle d'autorité organisatrice de la Ville, en particulier à l'occasion des renouvellements des contrats de concession.

⁶⁵ Les recettes totales des activités liées au réseau d'électricité sont beaucoup plus élevées (110 M€ par an) en incluant les recettes provenant des taxes sur la consommation finale d'électricité acquittées par les fournisseurs.

⁶⁶ http://www.paris.fr/municipalite/action-municipale/paris-pour-le-climat-2148

⁶⁷ PCET de la ville de Paris (disponible à l'adresse : http://api-site-cdn.paris.fr/images/70921)

1.1.3. Le jeu d'acteurs publics

Les échanges avec d'autres AODE avoisinantes (les syndicats SIPPEREC et SIGEIF) restent administratifs et politiques. Il s'agit surtout des réunions pour fédérer les grandes AODE nationales, et parfois pour traiter des sujets techniques bien développés.

En termes de collaboration dans de projets communs, un seul projet actuellement en réflexion entre la Ville de Paris, le syndicat SIGEIF et la Région concerne les infrastructures de recharge pour véhicules électriques au niveau régional.

D'autres échanges avec la Région concernent des demandes de cofinancement des projets ponctuels. Il n'existe pas actuellement de collaboration sur des sujets globaux liés à l'énergie.

1.1.4. Les problèmes contractuels de la concession de l'électricité

Le contrat de concession pour la distribution publique d'électricité de la Ville de Paris date de 1955 et a fait l'objet de 6 avenants, le dernier ayant été signé en 2009. Il concerne l'exploitation et l'entretien d'un schéma directeur des investissements (SDI), qui prévoit des engagements quantitatifs et financiers annuels des concessionnaires sur des thèmes prioritaires, et par sa redevance élevée. La concession fait l'objet d'un suivi « continu » de la Ville de Paris avec la présentation annuelle du Compte rendu d'activité de la concession (CRAC) aux Commissions Supérieures de Contrôle d'Electricité (CSCE), auxquelles participent des élus du Conseil de Paris.

La ville de Paris possède également un historique de controle des concessions qui lui a notamment permis d'avoir l'un des contrats de concession de distribution publique d'électricité les plus intéressants en France (par sa redevance et son schéma directeur des investissements). Sa situation particulière s'explique enfin par la place qu'occupe le territoire parisien en tant que tel, siège des Ministères et lieux de pouvoirs en France. Cela étant, des innovations et mesures intéressantes existantes dans d'autres concessions. Par ailleurs, la gestion de la concession de l'électricité de la Ville de Paris a fait l'objet de controles de la Chambre régionale des Comptes, où les conclusions ont mis en avant « des progrès restant à accomplir dans plusieurs domaines », s'agissant de la gestion des biens en concession. 68 Ainsi, la ville de Paris pourrait disposer de nouveaux outils (appel à contributions), pour engager la négociation avec une meilleure connaissance des points forts et faiblesses de son contrat.

La stratégie énergétique de Paris exprimée dans son plan climat (et demain dans le Plan Climat de la Métropole du Grand Paris) introduit des éléments à prendre en compte dans les futurs contrats (électromobilité, résilience, données utiles pour le pilotage énergétique et la rénovation du patrimoine,...).

1.2. Le syndicat SIPPEREC

1.2.1. Description technique et financière

Le SIPPEREC (Syndicat Intercommunal de la Périphérie de Paris pour l'Électricité et les RÉseaux de Communications électroniques) est l'une des AODE les plus anciennes et puissantes en France. Avec 149,82 millions d'euros de résultat en 2011, elle occupe le premier rang, à quasi-égalité avec la Ville de Paris (140,74 millions d'euros), loin devant le Syndicat intercommunal pour le gaz et l'électricité en Île-de-France (SIGEIF, 54,60 millions d'euros), le syndicat départemental du Val-d'Oise (38,08 millions d'euros) et le syndicat d'énergie des Yvelines (34,84 millions d'euros) (Cour des comptes, 2013).

Créé en 1924, ce syndicat mixte compte aujourd'hui 110 adhérents franciliens (dont 105 communes, 2 départements et 2 communautés d'agglomération), parmi lesquels 82 sont membres pour la compétence électricité, sa compétence historique. Prestataire de services pour les collectivités lui ayant transféré des

⁶⁸ Rapport d'observations définitives en 2010, rapport de suivi en 2012.

compétences, le syndicat s'est progressivement ouvert à d'autres activités que le contrôle de la concession électrique depuis les années 1990 pour satisfaire aux besoins de ses adhérents (Bellanger & Poupeau, 2013). Aujourd'hui, le syndicat exerce plusieurs activités en plus de son activité historique AODE, telles que les réseaux de communications électroniques, le développement des EnR, les groupements de commande, ou encore les activités de lobbying, coopération décentralisée⁶⁹. À noter qu'à la différence de la Ville de Paris et d'autres collectivités comme les métropoles, le SIPPEREC ne détient pas de compétences liées à l'aménagement, à l'habitat, à la voirie et à la mobilité (pas plus qu'à l'eau/assainissement ou aux déchets, même si dans le cas de Paris, certaines de ces compétences ont été transférées au SIAAP).

Le SIPPEREC ne percevant pas de recettes fiscales ni de cotisation des collectivités adhérentes (sauf dans le cas des compétences optionnelles qui font l'objet de participations), les activités doivent autant que possible s'autofinancer. Ainsi, la plus grande partie des ressources provient des contrats de concession (219M€ de recettes en 2014 pour 215M€ de dépenses, dont 109M€ d'investissements, principalement dédiés à l'enfouissement des réseaux).

1.2.2. Stratégie de développement et son organisation interne

L'effectif du syndicat, qui était de 9 personnes en 1993 et de 23 en 2003, a atteint 48 agents en 2013. Cette montée en puissance de l'effectif reflète, outre l'élargissement de la palette d'activités, la capacité du syndicat à se doter d'une grande expertise, reconnue d'ailleurs par les autres AODE et Enedis, comme en atteste notamment le recours à certains de ses services par plusieurs AODE (y compris la Ville de Paris, qui recourt à l'assistance du syndicat dans le cadre de l'instruction des demandes de raccordement avec extension). C'est également à ce titre que le SIPPEREC organise régulièrement des « rencontres entre autorités concédantes urbaines », dont elle assure l'organisation et la présidence aux coîtés du SIGEIF et de la Ville de Paris.

Les enjeux du syndicat sont donc de continuer à offrir des services aux communes (adhérentes ou futures adhérentes) qui aient une forte plus-value, en s'appuyant sur son expertise technique et juridique, sa surface financière (notamment dans le cadre de la concession de distribution électrique) et sa capacité d'influence législative et réglementaire. Ses difficultés relèvent principalement de ses compétences ciblées (notamment l'absence de compétences dans des domaines clés en lien avec la transition énergétique comme l'urbanisme, l'habitat et la mobilité) et de la capacité d'influence politique limitée de ses élus, du moins en regard des capacités techniques et juridiques du syndicat (influence de ses élus moindre que celle des élus de la Ville de Paris, de nature à expliquer que la Ville de Paris ait pu obtenir dès 2009 un schéma directeur des investissements alors que le SIPPEREC ne l'a obtenu qu'en 2011).

1.2.3. Problèmes contractuels de la concession de l'électricité

Le contrat de concession pour la distribution et la fourniture d'électricité a été conclu avec EDF en 1994 pour une durée de 25 ans (soit jusqu'en 2019), en se fondant sur le modèle de contrat FNCCR de 1991 « sous réserve de quelques modifications mineures » (Bellanger & Poupeau, 2013).

Pour maintenir les avantages financiers dont bénéficiait (déjà) contractuellement à l'époque le syndicat, ce contrat a été adossé à une convention de partenariat, qui n'a pas été incluse en annexe du cahier des charges « afin de ne pas créer de précédent susceptible d'être brandi par d'autres autorités concédantes». La convention de partenariat institue un «fonds spécial » abondé par EDF à hauteur de 61 M de Francs (la redevance R1 représentant 5.8M de francs et R2 représentant 19,8M de francs - la redevance d'occupation du domaine public, versée intégralement aux communes, représentant à l'époque 31M de francs). Ce fonds sert à financer divers investissements selon des modalités prévues dans la convention de partenariat. Ce contrat de concession a fait l'objet de 4 avenants, dont le dernier, en 2016, a été particulièrement significatif.

⁶⁹ SIPPEREC : Rapport d'activité 2014.

1.3. Le syndicat SIGEIF

1.3.1. Description technique et financière

Le Syndicat intercommunal pour le gaz et l'électricité en Île-de-France (SIGEIF) est un syndicat mixte ouvert francilien créé en 1903, initialement spécialisé dans la concession de distribution de gaz naturel. En 1994, il a étendu ses attributions à la distribution de l'électricité. En 2001, il a étendu ses compétences aux télécommunications. Il compte désormais 61 communes adhérentes à la compétence d'électricité.

Troisième concession française d'électricité derrière le SIPPEREC et la Ville de Paris (en terme de résultats en 2011 70), le SIGEIF a, à l'instar du SIPPEREC, élargi ses activités au-delà des activités concessives « historiques» :

- Électricité: controle de la Taxe communale sur la consommation finale d'électricité (TCFE) reversée aux communes, valorisation des certificats d'économie d'énergie (CEE) dans le cadre d'une prestation proposée conjointement avec le SIPPEREC, ...
- Groupement de commande : achat groupé de gaz et de services d'efficacité énergétique (voir schéma illustratif ci-dessous) ;
- Déploiement d'infrastructures de recharge de véhicules au gaz : le SIGEIF est autorisé à installer et exploiter pour les collectivités qui en font la demande, des infrastructures de recharge de véhicules au gaz. Un partenariat a été conclu en décembre 2014 par lequel le SIGEIF, la Ville de Paris, le groupe La poste et GRDF ont, avec le soutien de la Région lle de France, décidé de collaborer pour expérimenter des solutions techniques (réseaux d'infrastructures d'avitaillement et véhicules), en situation réelle, et valider leur pertinence économique et environnementale.
- Lobbying, coopération décentralisée.

A l'instar du SIPPEREC, et à la différence de la Ville de Paris et d'autres collectivités comme les métropoles, le SIGEIF ne détient pas de compétences liées à l'aménagement, à l'habitat, à la voirie et à la mobilité (ou encore à l'eau/assainissement ou aux déchets).

Comme le SIPPEREC, le syndicat ne dispose d'aucune fiscalité propre et ses ressources sont essentiellement constituées des redevances versées par Enedis au titre de la concession d'électricité.

1.3.2. Stratégie de développement

Les enjeux du syndicat sont donc de continuer à offrir des services aux communes (adhérentes ou futures adhérentes) qui aient une forte plus-value, en s'appuyant sur son expertise technique et juridique, sa surface financière (notamment dans le cadre de la concession de distribution de gaz) et sa capacité d'influence législative et réglementaire. A titre d'exemple, les services du SIGEIF ont sensibilisé leurs élus aux implications du décret sur les conditions d'installation de panneaux photovoltaique, élus qui ont de ce fait réalisé un lobbying en tant que parlementaires.

Comme le syndicat SIPPEREC, les difficultés du SIGEIF relevent principalement de ses compétences ciblées (notamment l'absence de compétences dans des domaines clés en lien avec la transition énergétique comme l'urbanisme, l'habitat et la mobilité), de la capacité d'influence politique limitée de ses élus vis-à-vis des opérateurs, du moins en regard des capacités techniques et juridiques du syndicat (influence de ses élus moindre que celle de la Ville de Paris). Une deuxième difficulté du SIGEIF, étant une AODE importante en gaz,

⁷⁰ Rapport public annuel 2013 de la Cour des comptes (http://www.ccomptes.fr/Publications/Publications/Rapport-publicannuel-2013)

reste dans les questionnements soulevés par l'avenir de la distribution de gaz à l'heure de la transition énergétique.⁷¹

1.3.3. Les problèmes contractuels de la concession d'électricité

Le contrat en vigueur est disponible sur le site Internet du SIGEIF et fait l'objet d'une mise à jour régulièrement à l'occasion des évolutions réglementaires (notamment au niveau des annexes).

Ce contrat signé en 1994 a intégré dans son dernier avenant les grandes mises à jour du contrat type de la FNCCR, dont notamment le nouveau modèle de rapport de 2007 et les protocoles d'accord sur la fourniture et l'acheminement à produire dans les CRAC de 2009 (modifié par l'avenant de 2011). À noter que le protocole FNCCR Enedis/EDF de 2013 pour la période 2014-2017 n'a pas été repris.⁷²

Le SIGEIF envisage d'intégrer à la négociation pour son contrat d'électricité plusieurs sujets de négociation : des aspects comptables et financiers (la gouvernance des investissements, l'affectation comptable de la contribution des tiers, i.e. les raccordements, ainsi que la fixation de la durée de vie comptable et d'amortissement de certains ouvrages), des aspects comme l'inventaire technique, et enfin des aspects liés à la prise en compte de la transition énergétique dans les contrats d'électricité, notamment sur les apports du future compteur Linky.

2. Groupe Métropole du Grand Lyon et le syndicat SygerLy

2.1. La Métropole du Grand Lyon

2.1.1. Une métropole à statut particulier

La Métropole du Grand Lyon (MGL) est une Métropole à statut particulier qui a été institué par la loi MAPTAM au 1er janvier 2015. La MGL se substitue à la Communauté urbaine du Grand Lyon, récupérant par cette opération les compétences des métropoles et, de manière originale par rapport aux autres métropoles de droit commun, les compétences du Département du Rhône sur le territoire du Grand Lyon. La MGL dispose donc aujourd'hui de compétences élargies par rapport aux autres métropoles : en plus de l'aménagement, de l'habitat, des déchets, de l'eau/assainissement, de la mobilité, elle a pour mission la solidarité (RSA, aide aux personnes âgées, politique de la ville) et l'enfance et la famille. La Communauté urbaine de Lyon, dont les origines remontent à 1969, disposait d'une solide expérience sur certaines compétences des métropoles (mobilité par exemple), mais ce n'est que partiellement le cas de l'énergie (dont un certain nombre de compétences énergétiques dont la compétence AODE pour le gaz et l'électricité a été obtenue au 1er janvier 2015).

Couvrant 59 communes pour 1,3 millions d'habitants, la Métropole du Grand Lyon est servie par une administration de 8700 agents en incluant les 3000 agents en cours de transfert provenant des services du Département du Rhône).

2.1.2. La place de l'énergie à la MGL et les grands enjeux locaux

Bien qu'étant une compétence récente, l'énergie est un enjeu qui monte en puissance à Lyon, appréhendé principalement sous l'angle de l'innovation, de la ville intelligente et de la planification énergétique.

⁷¹ Le gaz naturel est une énergie fossile, dont l'avenir avec la transition énergétique est compromis (contrairement à l'électricité), à moins de pouvoir assurer une substitution du gaz naturel par du biogaz. Or à l'heure actuelle, le développement du biogaz est relativement lent (notamment en milieu urbain en raison de la faible disponibilité foncière), et par ailleurs un certain nombre des usages « historiques » du gaz (chauffage) sont concurrencés par les réseaux de chaleur (source d'ENR prioritaire dans le SRCAE 2012 d'Ile de France et financée par le fonds « chaleur » de l'ADEME) ou diminuent (usage cuisson en milieu urbain).

⁷² Le SIPPEREC, le SIGEIF et la Ville de Paris n'ont pas signé ce protocole, les raisons étant sans doute en grande partie liées au faible apport escompté d'un avenant lié à ce protocole dans leur cas.

Dans le sillage de la Ville de Lyon, la Métropole est associée à diverses expérimentations sur les *smart grids* ou plus généralement en lien avec l'énergie :

- le projet Smart grid « Watt&moi », porté par Enedis/EDF et Grand Lyon Habitat, et qui a testé le déploiement de Linky⁷³
- le projet « Lyon Smart community », porté par le Grand Lyon et l'agence japonaise de l'innovation (NEDO) et qui a expérimenté de 2012 à 2014 dans le nouveau quartier lyonnais de la «Confluence» les «apports des *smart grids* pour la gestion des véhicules électriques, des bâtiments et le développement du photovoltaique »⁷⁴
- ce projet est poursuivi dans le cadre du projet « Confluence », projet européen (lauréat de l'appel à projet « smart cities and communities » du programme de recherche européen Horizon 2020) porté par Lyon Confluence « pour le compte de la Métropole du Grand Lyon », Vienne et Munich⁷⁵
- le projet « Transform », projet européen (dans le cadre du FP7 « Smart city ») porté par 6 villes européennes (dont Lyon) et 14 opérateurs (dont Enedis) et qui a expérimenté, dans le cas de Lyon, le déploiement d'un schéma directeur des énergies à l'échelle d'un quartier (le quartier de La Gare Part Dieu)⁷⁶. Ce projet a nomment conduit Enedis à modéliser la courbe de charge du quartier avec son outil Mosaic et à clarifier les données nécessaires à la constitution de ce schéma directeur des énergies local.

Par ailleurs, sans que la Métropole ne soit directement associée aux projets, le territoire de la Métropole de Lyon est une terre d'accueil de plusieurs projets d'expérimentations énergétiques impliquant les concessionnaires du gaz et de l'électricité :

- le projet Greenlys est un démonstrateur urbain smart grid coordonné par Enedis (et mené avec 11 partenaires : ENGIE, Scheider...). Il a une double implantation à Lyon et Grenoble. Son objectif est de tester auprès d'utilisateurs résidentiels diverses solutions de réseau intelligent en milieu urbain (Linky, MDE par services d'effacement et pilotage à distance, tarification innovante, intégration d'énergies renouvelables etc.)⁷⁷;
- Le projet « Smart Electric Lyon » est un projet smart grid porté par EDF avec une vingtaine de partenaires dont Enedis, avec pour objectif d' « expérimenter à grande échelle une gamme de produits et services 'smart grids compatibles ' aval compteur » pour avoir une « meilleure compréhension des comportements des consommateurs et de leur appétence pour de nouvelles offres tarifaires »⁷⁸.

Outre les enjeux liés à l'innovation et aux aspects environnementaux, l'énergie constitue également un enjeu économique. Le grand centre industriel dit « couloir de la chimie » situé sur la commune de Feyzin se trouve sur le territoire de la Métropole, et est très consommateur en énergie.

Compte-tenu de tous ces enjeux, la mobilisation politique de la Métropole du Grand Lyon sur la question de l'énergie est présente, mais elle est sujette à instabilité. Dans la mandature actuelle, une élue était dédiée à

⁷³ Pour plus de détails, se référer aux conclusions du projet dans le dossier de presse du 22 septembre 2014, disponible à l'adresse : http://www.ale-lyon.org/IMG/pdf/dp_watt_moi_sept-2014_v2.pdf.

⁷⁴http://www.smart grids-cre.fr/media/documents/monde/LyonSmartCommunity_DossierdepressEnedisE.pdf ⁷⁵

http://www.amalthea.fr/WordPress/Blog/wp-content/uploads/2015/09/Lyon-Confluence_CP-Laureat- H2020_230915.pdf ⁷⁶ Source: « La Planification énergétique de la ville de demain; Le projet européen TRANSFORM », présentation PowerPoint non diffusée en ligne, présentée lors du Séminaire de Cloture du projet « Transform » organisé par la Métropole de Lyon le 4 avril 2016 (programme disponible sur le site de l'association HESPUL: http://www.hespul.org/wp-content/uploads/2016/04/programme-seminaire-clo-cc-82ture-transform.pdf).

⁷⁷ http://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/81846 greenlys.pdf.

⁷⁸ http://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/smart_electric_lyon.pdf.

l'énergie (la vice-présidente « chargée de l'énergie ») mais ayant été appelée à d'autres fonctions au sein du gouvernement, c'est aujourd'hui un élu en charge du foncier qui détient ce portefeuille, le sujet étant également investi sous l'angle de la transition énergétique par l'élu en charge du PCET (de couleur politique différente des élus successivement en charge de l'énergie et du foncier).

2.1.3. Les services en charge de l'énergie à la MGL

C'est en 2011 qu'a été créée la mission « Energie », mission transversale de 9 personnes (dont un recrutement aujourd'hui en cours) placée au sein de la Direction de la Planification et des Politiques d'Agglomération, dont l'objet a été dès l'origine de définir une stratégie énergétique. Cette mission a en charge plusieurs dossiers, dont 2 transversaux (organisation de la gouvernance de l'énergie et schéma directeur des énergies) et 5 thématiques : la gestion des réseaux de chaleur ou de froid, le contrôle des concessions de distribution publique d'électricité et de gaz, la maîtrise de la demande en énergie, le développement des énergies renouvelables et l'innovation numérique. Parmi eux, le schéma directeur des énergies est le grand chantier de la MGL pour définir la politique énergétique, associer des partenaires à cette politique, et intégrer les considérations énergétiques dans les autres politiques publiques de la métropole.

2.1.4. Le jeu d'acteurs

La question de la gouvernance de la métropole est centrale pour la gestion des différents réseaux, dont les gestionnaires historiques sont parfois des syndicats inclus partiellement dans le périmètre de la Métropole. Cette question revet un caractère très politique dans la relation avec les syndicats et les communes, y compris parfois en terme de jeu et de couleur politiques.

Aujourd'hui, les réseaux de chaleur (et de froid) ont été traités de manière prioritaire par la mission énergie. Il s'agit pour la Métropole, qui est autorité organisatrice des réseaux de chaleur sur son territoire, d'organiser la création et le développement de 9 réseaux (dont 2 sont aujourd'hui gérés par des syndicats sur son territoire), les 7 réseaux gérés directement par la Métropole faisant l'objet de 7 contrats différents (dont 5 devront être renouvelés avant 2020).

Concernant l'electricité, la MGL a hérité des communes qui la constituent plusieurs contrats de concession pour la distribution (et la fourniture aux TRV) de l'électricité, vis-à-vis desquels elle est conduite à adopter des positionnements différents :

- La Métropole a en gestion directe l'ancien contrat de la « Ville de Lyon » : il s'agit d'un contrat signé entre EDF et la Ville de Lyon en 1993 pour 20 ans (et prolongé jusqu'en 2018 en 2012), pour lequel la Ville de Lyon a transféré sa compétence à la Métropole du Grand Lyon.
- La Métropole a un role de « représentation en substitution de communes » au sein de 2 syndicats :
 - le SIGERLy (syndicat intercommunal du gaz et de l'électricité de la région lyonnaise), syndicat qui dispose d'un contrat de concession couvrant 48 communes de la Métropole (voir carte ciaprès);
 - o le SYDER (Syndicat Départemental d'Énergies du Rhone) : qui dispose d'un contrat de concession couvrant 10 communes de la Métropole.

Cette «représentation en substitution » signifie que la Métropole a formellement remplacé les communes au sein du syndicat, ce dernier continuant à assurer le role d'AODE en bénéficiant du transfert de compétences des communes. Cette solution, qui maintient les syndicats existants, a eu les faveurs de la MGL pour ses avantages politiques. A noter toutefois que la MGL est majoritaire au sein du SIGERLy et qu'elle a entamé des négociations pour sortir du SYDER.

2.1.5. Le contrat de concession d'électricité

Le contrat qui a été étudié dans le cadre de la mission est le contrat de la Ville de Lyon. Signé en 1993 pour 20 ans, il est fondé sur le modèle FNCCR de 1991. Ce contrat a fait l'objet de 4 avenants entre 1993 et 2012.

Le renouvellement de l'ancien contrat de concession pour l'électricité de la Ville de Lyon (échéance de ce contrat en février 2018) n'a pour l'instant pas fait l'objet de discussions entre la Métropole du Grand Lyon et Enedis/EDF. Les déterminants externes que sont les négociations nationales entre les concessionnaires et les associations FNCCR et France Urbaine sont considérés par la mission Énergie de la Métropole comme des garanties à ce stade, sur lesquelles elle s'appuiera le moment venu (c'est-à-dire notamment lorsqu'elle aura procédé au recrutement d'un agent spécialisé qui sera chargé du suivi des contrats de concession gaz et électricité).

Il est toutefois à noter que deux sujets sont au cœur du travail de la Mission Energie et pourraient faire partis de la renégociation :

- Le développement des ENR, consiste à intégrer les ENR aux politiques publiques sectorielles de la Métropole (méthanisation dans le plan assainissement etc.) mais également à faire incuber divers projets externes (projets de récupération de chaleur fatale avec les industriels, projets photovoltaiques, smart grids...).
- L'innovation numérique (convergence du numérique et de l'énergie) est le dossier qui monte en puissance dans le cadre des relations avec Enedis, avec comme ambition de jouer le rôle de « tiers de confiance public pour faire le lien entre les concessionnaires et les citoyens » dans le cadre d'un service public de la donnée. A ce stade, les solutions concrètes sont encore en définition.

2.2. Le syndicat SIGERLy

2.2.1. Présentation

Le Syndicat Intercommunal du Gaz et de l'Electricité de la Région Lyonnaise a été créé en 1935 à l'initiative des communes de la région lyonnaise. En 1950, le SYDER est crée par la volonté du SIGERLy, qui y adhère, de façon à départementaliser la gestion du gaz et de l'électricité. Ils se séparent en 2001 en raison de différents concernant les communes représentées : le SYDER est un syndicat principalement rural alors que le SIGERLy est un syndicat très urbain.

Le syndicat compte aujourd'hui 56 communes membres avec 769 553 habitants, dont il détient des compétences variées ayant évoluées depuis 1935 : la gestion de la concession de gaz et d'électricité mais aussi l'éclairage public, le conseil en énergie partagée, la maitrise de l'énergie, la dissimulation des réseaux et la gestion de deux réseaux de chaleur sur le territoire. 47 agents assurent ces différentes missions au service des communes membres.⁷⁹

2.2.2. SIGERLy et la Métropole du Grand Lyon

Comme évoqué dans la présentation de la Métropole du Grand Lyon, les communes membres du SIGERLy sont majoritairement comprises dans le périmètre de la MGL. Cette particularité a amené la MGL à adhérer au syndicat en représentation-substitution mais contrairement aux autres territoires, la métropole détient plus de 75% des sièges dans le syndicat (là où généralement cela ne dépasse pas 50%). Le syndicat se retrouve donc aujourd'hui en position minoritaire dans les décisions relatives aux communes qu'il gérait seul jusqu'en 2015.

Cette représentation des voix amène à une collaboration entre la MGL et le SIGERLy, pour l'instant dans des échanges d'information ainsi que la construction du schéma directeur de la MGL. Acteur de la production d'EnR et de la maîtrise de la demande depuis 2006, une coordination dans ces actions est également possible pour

⁷⁹ Rapport d'activité 2014 : http://www.sigerly.fr/image/RA14_sigerly_web.pdf

accompagner la MGL dans la prise de compétences. Un troisième point de coopération est dans le travail en commun avec le concessionnaire Enedis, notamment dans la passation de marché.

Cependant, le SIGERLy met l'accent sur une différence entre les besoins et des objectifs entre les zones rurales et les zones urbaines, qui mériterait d'être approfondie lors des collaborations futures. Un autre point nécessite d'être attentif est les enjeux politiques forts au sein des grandes métropoles comme la MGL, qui affectent le niveau opérationnel.

Le SIGERLy est également acteur partenaire des projets innovants d'expérimentation type smart grids sur le territoire, tels que « Smart Electric Lyon » (sur 4 communes adhérentes) et « Watt et moi »⁸⁰

2.2.3. SIGERLy et Enedis

Le SIGERLy controle les 6 043 km de lignes électriques de son territoire, dont l'exploitation a été confiée à Enedis pour une durée de 25 ans. Le contrat de concession arrive à échéance en 2031.

Compte tenu de plusieurs indicateurs de qualité qui ne sont pas au point, tels que la hausse de l'âge moyen des postes ou des incidents sur le réseau basse tension, entraînant du nombre d'usagers ayant subi de plus de 3h de coupures, les points de désaccord sont liés aux opérations d'investissement dans l'amélioration de la qualité de la desserte. Il est également à noter que le SIGERLy n'a pas accès aux données de satisfaction des usagers particuliers, professionnels et collectivités territoriales à la maille de la concession. L'inventaire des immobiliers fait également parti des points de discussion, tels que les postes sources, les ouvrages pollués par les Polychlorobiphényle et mombre de mises en service des usagers sur installations neuves ou existantes. Enfin, le SIGERLy est en désaccord avec Enedis sur des opérations comptables et financières liées à la valorisation des travaux effectués par le SIGERLy, dont la répartition des financements ne serait pas équitable.

3. La Communauté urbaine de Dunkerque

3.1. Description

Créée en 1969, la Communauté Urbaine de Dunkerque (CUD) rassemble 19 communes et 200 000 habitants autour de la Ville de Dunkerque. Son expérience ancienne de la gestion de compétences à l'échelle supracommunale se confirme pour la compétence «énergie», exercée depuis 1998 par la CUD. Les autres compétences qui ont été transférées à la CUD incluent notamment l'urbanisme et l'aménagement, l'habitat, la voirie, le transport, l'eau, les déchets. L'éclairage n'a pas (encore) été transféré.

3.2. Les grands enjeux énergétiques locaux

L'énergie est une politique historique du pays dunkerquois, un territoire «industrialo- énergétique » qui concentre les lieux de production et de transport d'énergie avec la première centrale nucléaire d'Europe (centrale nucléaire de Gravelines, d'une puissance de 5400W), la première centrale à cycle combiné gaz en France (« DK6 », exploitée par Engie), le premier terminal méthanier français (exploité par EDF, Fluxys et Total) et l'atterrage d'un des principaux gazoducs alimentant la France.

C'est sans doute pour cette raison que la CUD a été à l'initiative dès 1998 des « Assises de l'énergie », devenues « Assises européennes de la Transition énergétique », l'un des principaux rendez-vous annuels des collectivités territoriales en France concernant le domaine de l'énergie.

⁸⁰ Cf. la section 2.1. La Métropole du Grand Lyon pour plus de détails.

Rapport de contrôle de la concession d'électricité :

http://www.sigerly.fr/page/communication/documentation/fichiers/synthese elec14.pdf

⁸² Isolant électrique utilisé dans les transformateurs dont la production est in- terdite depuis 1980

Cet intérêt pour les questions énergétiques se retrouve au niveau de la représentation politique : la compétence « énergie » est détenue par le deuxième vice-président de la CUD, chargé de la « transformation écologique et sociale », de l'environnement, de l'énergie et des transports, élu qui, en tant que deuxième vice-président, peut «interpeler les autres » sur ce dossier. Ce portefeuille de l'énergie, aujourd'hui exercé par un élu du parti EELV, traduit la priorité donnée à la production locale et à la dimension sociale dans cette politique de l'énergie. C'est ainsi que la politique énergétique est abordée sous l'angle d'une réappropriation locale des productions énergétiques, qui soit à la fois garante d'un meilleur respect de l'environnement (moindre transport des énergies, priorité aux EnR comme le photovoltaïque ou l'éolien par rapport aux énergies fossiles) et de retombées économiques locales (travaux de rénovation énergétique réalisés par des entreprises locales, priorité aux réseaux gérés et alimentés localement comme le réseau de chaleur plutôt qu'aux grands réseaux nationaux d'électricité et de gaz). La dimension sociale de la politique énergétique (précarité énergétique) est également importante, dans un territoire où on décompte 40% de tarifs sociaux en surplus par rapport à la moyenne nationale. Enfin, la proximité de la mer conduit à considérer le risque de submersion marine comme un autre grand enjeu de la politique énergétique locale.

3.3. Les services en charge de l'énergie

La direction « énergie » de la CUD a été créée en 1998, à l'occasion de la renégociation des contrats de concession gaz et électricité. La direction « énergie » est située au sein de la Direction Générale « Ville et environnement » qui traite également des questions d'écologie urbaine (PCET, déchets), d'urbanisme, d'habitat, de mobilité/stationnement, et de voiries. Elle compte 20 personnes (16 ETP) en charge de l'approvisionnement énergétique. Outre le controle des concessions électricité et gaz, cette direction est chargée en particulier de la planification énergétique, des réseaux de chaleur, du développement des EnR, de la MDE, et des expérimentations.

3.4. Le contrat de concession d'électricité

Le contrat de concession d'électricité a été conclu avec EDF en 1998. À l'époque, la CUD avait envisagé une renégociation totale des contrats (incluant les tarifs, la qualité de service etc.) avant de finalement reprendre les modèles FNCCR. Le contrat de concession pour l'électricité a été signé pour 20 ans (jusqu'en 2018). Deux avenants ont été passés pour modifier le périmètre communal.

Si les contrats de concession de la CUD en vigueur pour l'électricité et le gaz ne comportent pas d'innovations, des innovations existent dans des documents périphériques ou via des actions connexes aux contrats. A titre d'exemples, en 1998, le contrat de concession a été accompagné d'une convention de partenariat sur 10 ans, où EDF prévoyait de financer à hauteur de 10M€ sur 10 ans sur un plan lumière, des véhicules électriques ainsi que diverses actions (Port, club sportif...). Plus récemment, la CUD a mis en place 2 dispositifs innovants qui ont fait l'objet de négociations avec EDF/Enedis et GRDF, notamment un protocole a été signé en 2013 concernant la transmission de données réelles de consommation à maille IRIS sur 3 ans. Une autre illustration est le cofinancement par EDF à hauteur de 30 à 50% du dispositif « Réflex'énergie » (dispositif de financement de certains travaux au bénéfice de particuliers). Par ailleurs, la CUD est très proactive dans le déploiement d'expérimentations sur son territoire, dont certaines constituent des sources complémentaires de financement pour les réseaux, versées par les concessionnaires. C'est par exemple le cas du démonstrateur « GRHYD » (Gestion des Réseaux par l'injection d'Hydrogène pour Décarboner les énergies).

La prochaine renégociation du renouvellement du contrat de concession d'électricité en 2018 est vue par la CUD comme une opportunité de se réapproprier la planification énergétique (ou du moins de gagner en capacité d'influence sur les actions des concessionnaires).

4. La Métropole de Nantes

4.1. Présentation de Nantes Métropole

Nantes Métropole a été créée le 1er janvier 2015, en remplacement de la Communauté urbaine de Nantes qui existait depuis 2001. Même si elle représente une population et un nombre de communes deux fois moins importants que la Métropole de Lyon (24 communes pour 600 000 habitants à Nantes), la métropole nantaise bénéficie d'un fort dynamisme démographique.⁸³ La Métropole de Nantes dispose des compétences prévues par la loi pour les Métropoles,⁸⁴ auxquelles s'ajoutent quelques autres compétences optionnelles dont la prévention contre les risques majeurs.

4.2. La place de l'énergie à Nantes Métropole et les grands enjeux locaux

La Métropole (à l'époque Communauté Urbaine) de Nantes a commencé à exercer la compétence « énergie » dès 2001 (après signature des contrats de concession qui datent tous des années 1990). Dotée d'une visibilité importante sur la question de la préservation de l'environnement (elle a notamment été « Capitale verte » européenne en 2013), la Métropole de Nantes aborde les questions énergétiques sous l'angle de la transition énergétique depuis l'adoption de son Agenda 21 (en 2006) et de son PCET (engagé en 2007). Les priorités énergétiques sont ainsi la maitrise de l'efficacité énergétique et le développement des ENR⁸⁵. Nantes Métropole valorise en particulier à ce titre quelques projets pilotes d'expérimentation sur l'énergie (tournés vers les ENR et la MDE) sur son territoire : projet pilote de centrale photovoltaïque de Beaulieu dans le cadre d'un appel à projet européen Concerto-act2, expérimentation Linky sur l'ile de Nantes, projet ECOZA sur les économies d'énergie en entreprise.⁸⁶

Élément intéressant sur les priorités énergétiques de la Métropole nantaise, la présentation du rapport annuel 2012 de la Communauté urbaine de Nantes (désignée sous le nom Nantes Métropole) mentionne parmi les 3 « orientations stratégiques » de la politique publique de l'énergie actualisée en 2012 en premier lieu « Renforcer le rôle de Nantes Métropole comme AODE (électricité, gaz, chaleur) » (aux cotés des 2 autres priorités : « Rendre le territoire économe en énergie et production d'énergie renouvelable» et «développer une vision prospective de l'énergie pour mieux anticiper la transition énergétique »).

Nantes Métropole compte une élue dédiée aux questions climat-énergie (Vice-présidente de Nantes Métropole chargée des dossiers « Empreinte écologique - Transition énergétique - Climat - Énergie - Développement durable »).

4.3. Les services de Nantes Métropole

Nantes Métropole dispose d'une unité dédiée à l'énergie au sein de la Direction Énergie/environnement/risques (Direction qui abrite également un pôle « PCET »). Ce « Pôle énergie » compte 6 personnes (dont 3 agents travaillant sur les réseaux de chaleur, un agent sur les contrats de concession "électricité" et "gaz", un agent sur la MDE et un sur les ENR).

⁸³ http://www.nantesmetropole.fr/deliberations/co 20110620/Annexeco 20 06 11 48 05.pdf

⁸⁴ http://www.gouvernement.fr/action/les-metropoles

⁸⁵ Nantes Métropole a notamment mis en place un « plan soleil » consistant à implanter d'ici 2020 300 000m2 de panneaux solaires pour une puissance à terme de 40 MWc – à titre de comparaison, la Ville de Paris annonce vouloir implanter 140 000m2 en 2020 d'après sa publication « bleu climat 2015 ».

⁸⁶ http://www.nantes-developpement.com/entreprises/actualite/ecoza-une-experimentation-de-smart-grid- unique-en-france

4.4. La compétence d'AODE de la Métropole de Nantes : Interactions avec le syndicat SYDELA et le concessionnaire Enedis

La Métropole de Nantes a récupéré en 2001 la compétence AODE pour l'électricité et le gaz, mais comme dans le cas de la Métropole de Lyon, elle s'est trouvée confrontée à 2 cas de figure (Figure 21) :

- 3 communes qui étaient AODE (Nantes, Rezé et Indre), signataires chacune d'un contrat de concession avec EDF :
 - o le contrat de concession de Nantes a été signé en 1994 pour 28 ans (échéance 2022) ;
 - o le contrat de concession de Rezé, signé en 1995 pour 27 ans (échéance 2022);
 - o le contrat de concession d'Indre, signé en 1995 pour 30 ans (échéance 2025) ;
- les 21 autres communes qui avaient transféré leur compétence « électricité » au syndicat départemental d'énergie local (en l'occurrence le syndicat départemental d'énergie de la Loire-Atlantique SYDELA): le SYDELA a signé son contrat en 1994 pour 30 ans (échéance 2024).

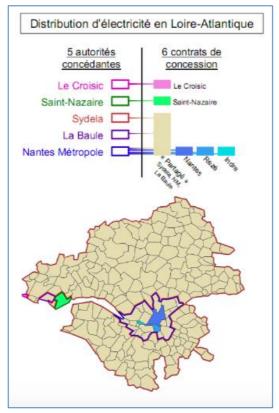


Figure 21. Les contrats de concession d'électricité en Loire-Atlantique (source : Nantes Métropole)

Contrairement au cas de la Métropole de Lyon, Nantes Métropole a décidé en 2008 de quitter le syndicat. Cette décision a abouti à la négociation d'un protocole d'accord entre la Métropole, le SYDELA, la commune de La Baule (également sur le départ) et Enedis/EDF, qui reconnaît l'existence de 3 autorités concédantes et définit les modalités de répartition des redevances, la contribution à l'effacement des réseaux, la maitrise d'ouvrage des

travaux, la présentation du CRAC et le contrôle. Ce protocole, considéré par le représentant de Nantes Métropole comme « au-dessus du contrat de concession » a été reconduit en 2011, 2013 et 2016.87

Aujourd'hui, les efforts de la Métropole de Nantes se concentrent sur la négociation avec le SYDELA d'une séparation de leur contrat de concession commun en 2 contrats de concession. La Métropole y voit un moyen de pouvoir gérer librement le réseau d'électricité qui se trouve sur son territoire, de manière analogue au travail qu'elle réalise pour les 3 communes de Nantes, Rezé et Indre.

Au niveau des contrats de concession, celui du SYDELA datant de 1994, basé sur modèle FNCCR a fait d'objets de 2 avenants : un avenant n°1 en 1997 pour intégration de la commune de Saint Herblain et un avenant n°2 en 2013 qui a « pour objet la prorogation du protocole signé entre la FNCCR et Enedis, le 26 juin 2009, relatif au versement par Enedis aux autorités concédantes maitres d'ouvrage de travaux de raccordement de la part couverte par le tarif (PCT), dit protocole PCT, tel que renouvelé par avenant au protocole signé entre la FNCCR et Enedis, le 18 juillet 2012 ». S'agissant des 3 autres contrats de concession « électricité » transférés à la Métropole en propre (contrats historiques des villes de Nantes, Rezé et Indre), seul le contrat issu de la Ville de Nantes a fait l'objet d'un avenant. Cet avenant signé en février 2016 vise à modifier les modalités de calcul de la Redevance pour l'Occupation du Domaine Public (RODP). Enedis a accepté de fournir un seul CRAC pour les 3 contrats de concessions.

Les échéances de renouvellement des contrats étant encore relativement lointaines (2022 pour l'échéance la plus proche), la Métropole de Nantes n'a pour l'instant engagé aucune pré-négociation avec Enedis/EDF concernant le contenu des contrats de concession (y compris pour ceux gu'elle gère en propre).

5. La Métropole de Brest

5.1. Présentation de Brest Métropole Océane

Brest Métropole Océane a été créée avec le statut de Métropole le 1er janvier 2015, en remplacement de la Communauté urbaine de Brest qui existait depuis 1974. Beaucoup plus petite que les autres Métropoles en termes de population, elle se rapproche de la Communauté Urbaine de Dunkerque en population (avec 212 000 habitants pour 8 communes) même si ses compétences, qui sont celles prévues par la législation pour les Métropoles, et le fait qu'elle partage certains personnels avec la Ville de Brest, la conduisent à compter 3 500 agents (contre 1 400 pour la Communauté Urbaine de Dunkerque).

5.2. La place de l'énergie à Brest Métropole Océane et les grands enjeux locaux

Brest Métropole Océane (BMO) exerce des compétences sur l'énergie depuis longtemps (avant 1995 puisque les contrats de concession électricité et gaz, signés en 1995, ont été le fait de la Métropole – qui était à l'époque formellement une Communauté Urbaine). Elle dispose de la compétence sur l'éclairage et sur le Plan Local d'Urbanisme intercommunal (« PLU facteur 4 »). Une réflexion est en cours pour développer une nouvelle mission, l'achat mutualisé d'énergie.

L'énergie occupe une place importante à la Métropole, comme en atteste le fait que l'élu dédié à l'énergie est le 1er vice-président de la BMO (en charge des « grands projet, énergie, déplacements »).

Territoire éloigné des grands centres de production d'énergie centralisée, Brest – et plus largement la Bretagne - conçoit en effet l'énergie d'abord sous l'angle de la sécurité d'approvisionnement et donne ainsi la priorité à la

⁸⁷ Protocole d'accord sur les modalités d'exécution à compter du 1er juin 2008 du contrat de concession de distribution publique d'électricité.

production locale (renouvelable) et à la MDE. La Région Bretagne et la Préfecture de Région ont ainsi initié en 2008, aux côtés de l'ADEME, RTE (Réseau Transport d'Électricité) et l'ANAH (Agence nationale de l'habitat), un « pacte électrique breton » qui vise à déployer des solutions dans 3 directions (MDE, ENR, et renforcement et innovation sur les réseaux) pour résoudre le problème de la « péninsule électrique ».88 Du fait de la fragilité de son approvisionnement électrique, la région est particulièrement sensible aux pointes de consommation hivernale : «à l'échelle de la région, un jour d'hiver à 19h, la consommation d'électricité croit en moyenne de 150 MW environ par degré en moins, soit l'équivalent de la consommation d'une ville comme Brest ».89 C'est pour cela que la Région Bretagne, RTE et l'Ademe ont mis en place en 2008 le dispositif EcoWatt, qui consiste à alerter par SMS ou courriel des internautes volontaires en cas de pointe exceptionnelle de consommation d'électricité prévue pour le lendemain.90

Au-delà de ces dispositifs régionaux relayés par la Métropole, BMO a focalisé son action sur 3 points :

- la MDE : cela passe notamment par la mise en place avec l'Agence de l'énergie locale d'un « guichet unique » sur l'énergie pour les particuliers baptisé « Tinergie », qui joue le rôle à la fois d'espace infoénergie et de plateforme pour les projets de rénovation et pour la précarité énergétique ; BMO fait également la promotion de certaines solutions de MDE (Ecowatt, Voltalis...).
- Le développement des ENR: il se fait principalement en développant le réseau de chaleur local, en «
 verdissant » son alimentation (passage du fioul au gaz et aux déchets et demain au bois) et en le dotant
 de capacités de stockage (démonstrateur sur le stockage d'énergie thermique); le photovoltaïque sur
 toiture, autre solution mais moins prometteuse en terme d'énergie produite, est encouragé pour les
 bâtiments techniques et les particuliers (cadastre solaire comme à Paris);
- Les grands projets de réaménagements avec le projet « Boucle Energétique Locale Brest rive droite » (projet lauréat de l'appel à projet « Boucle Énergétique Locale » de la Région Bretagne en 2012, porté par la Métropole, Enedis, GRDF et Dalkia), qui comporte en particulier le démonstrateur « smart grids Capucins » mis en place dans le cadre du réaménagement d'un quartier en cœur de ville (écoquartier des Capucins »). Cet ancien quartier militaire était alimenté par un réseau électrique qui s'avérait sous-dimensionné par rapport au projet d'aménagement : l'enjeu principal du projet a été de ne pas renforcer le réseau (coût de 600k€) pour faire venir à la place le réseau de chaleur (pour le chauffage collectif). « Globalement, le but est de démontrer que réaménagement urbain et densification urbaine vont de pair avec une limitation de la consommation électrique ».91

5.3. Les services de Brest Métropole Océane

Pour porter ses ambitions sur la question de l'énergie, la BMO est dotée d'une « division énergie » au sein de la Direction de l'Écologie Urbaine, cette dernière traitant également de l'eau/assainissement et de l'environnement (biodiversité, air, bruit). Le PCET est pris en charge par un autre service.

La « division énergie » compte 4 personnes : une cheffe de division et deux techniciens, ainsi qu'un ingénieur «concession» qui vient d'être recruté. Elle traite principalement des concessions des réseaux de gaz et électricité, des délégations de service public des réseaux de chaleur, et des actions dans les domaines de l'efficacité énergétique et des ENR (ainsi que des questions de précarité énergétique).

⁸⁸ Pour plus de détails se référer au dépliant du Pacte énergétique breton : http://www.plan-eco-energie-bretagne.fr/upload/docs/application/x-download/2012-10/peb_-_depliant_triptyque_diffuse.pdf

⁸⁹Dossier de presse EcowattBretagne, 8ème édition : http://www.ecowatt-bretagne.fr/wp- content/uploads/2015/11/EcoWatt-BZH-DP-24112015.pdf

⁹⁰ https://www.brest.fr/la-gestion-de-l-energie/le-dispositif-ecowatt-3315.html

⁹¹ https://www.brest.fr/assurer-la-transition-energetique/la-boucle-energetique-locale-3781.html

5.4. Le contrat de concession d'électricité

Le contrat de concession pour la distribution publique d'électricité de Brest Métropole Océane a été signé avec EDF en 1995 pour une durée de 20 ans (échéance 2020).

Le contrat d'électricité a été amendé par au moins 2 avenants : si le contenu de l'avenant n°1 n'est pas connu (mais est a priori antérieur à 2010), l'avenant n°2 est l'avenant-type mettant en œuvre le protocole de 2013 de la FNCCR pour la période 2014-2017.

De l'aveu même de BMO, « le contrat n'est pas le moteur de nos relations avec Enedis ». Toutefois, le rapprochement des échéances de renouvellement pourrait changer la donne : c'est dans la perspective des renouvellements qu'a été engagé un ingénieur « concession ».

Si l'accent n'est pas mis sur les contrats, des dispositions et actions innovantes sont toutefois négociées avec les concessionnaires via d'autres véhicules de type partenarial, telles que des chartes de partenariat sur les investissements ou la contribution à la transition énergétique, ou encore des conventions de partenariat pour des projets *smart grids*.

6. Grenoble Alpes Métropole

6.1. La Métropole et ses enjeux énergétiques

Née avec la loi MAPTAM, Grenoble Alpes Métropole (GAM) compte aujourd'hui 49 communes pour environ 450 000 habitants (avec Grenoble représentant à elle seule plus de 160 000 habitants). La métropole a 1 600 agents, répartis en 6 directions.

La GAM a remporté de nombreux prix en matière énergétique (grand prix national EcoQuartier, Rubans du développement durable en 2009, distinction pour les installations « énergies renouvelables » parmi les villes de plus de 100 000 habitants, lors du championnat de la ligue ENR France...) et affiche une dynamique importante en matière environnementale. Des résultats encourageants pendant la période de 2005 à 2014 ont été communiqués, où la GAM a dépassé ses objectifs fixés pour l'émission de gaz à effet de serre, la consommation d'énergie et la production d'EnR locales. Le PCET de la GAM émet par ailleurs des objectifs ambitieux pour les périodes 2020 et 2030.92

6.2. La compétence AODE

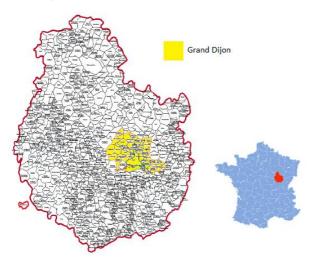
Comme pour la plupart des métropoles récemment crées, la compétence d'AODE n'a été attribué à la métropole que sur les communes qui n'avaient pas préalablement transféré la compétence au syndicat départemental, le SEDI. La métropole est donc AODE sur 9 communes parmi les 49. Les 39 communes restantes étant adhérentes du syndicat et la dernière étant gérée en régie (directement par la commune). La GAM n'est pas encore entrée en représentation substitution dans le syndicat en 2016 en raison d'un nombre de siège trop faible proposé par le syndicat (85 sièges proposés sur 400, alors que la population de la métropole équivaut à la moitié de la population totale du syndicat, métropole comprise).

La particularité de GAM, en plus d'avoir un territoire en chevauchement important avec un syndicat d'électricité, est de disposer d'une Entreprise Locale de Distribution: Gaz Electricité Grenoble (GEG) se substituant à Enedis pour la gestion du réseau de distribution d'électricité de la ville de Grenoble, l'entreprise historique publique gérant le reste des communes. GEG est détenu à plus de 50% par la ville de Grenoble mais dispose de sa propre gouvernance (composée d'élus locaux et d'acteurs privés). L'ELD est également concessionnaire unique

⁹² http://www.lametro.fr/431-plan-climat-grenoble.htm

pour la fourniture d'électricité au TRV sur la ville de Grenoble, se substituant ainsi à EDF. L'entreprise locale est très active en matière énergétique et tente, via des activités de fourniture au tarif de marché, d'élargir sa portée au niveau national (elle est par exemple fournisseur d'électricité 100 % renouvelable pour la Tour Eiffel).

7. Le groupe Communauté urbaine du Grand Dijon et le syndicat SICECO



7.1. La Communauté urbaine du Grand Dijon

7.1.1. Présentation du Grand Dijon

Le Grand Dijon est un territoire de 24 000 hectares. Issu de la transformation du district de l'agglomération dijonnaise, la Communauté d'Agglomération est acté en 2000. Cette première transformation dote la Communauté de nouvelles compétences (culturelles notamment) qu'elle gère en régie. Jusqu'en 2015, la Communauté d'agglomération passe de 16 à 24 membres et acquiert de nouvelles compétences, y compris énergétique avec en 2010, une extension de compétence « Energie – Réseau de Chaleur ». En 2015, le Grand Dijon devient Communauté Urbaine et obtient du fait des lois de nouvelles compétences qu'elle cherche à obtenir des syndicats en charge pour une gestion directe.

Aujourd'hui le Grand Dijon est un territoire fortement urbanisé (1058,58 hab/km²) avec 254 387 habitants pour 24 communes et exerce principalement en régie 51 compétences variées⁹³, dont celle « électrique ».

7.1.2. La place de l'énergie et les grands enjeux locaux

Le Grand Dijon a la volonté politique de de devenir une référence écologique en France. Cette stratégie politique porte ses fruits puisque le Grand Dijon fait aujourd'hui figure d'exemple en Europe. Elle obtient ainsi le label Cit'ergie et est lauréat en février 2015 de l'appel à projet « Territoire à Energie Positive pour la Croissance Verte » organisé par le ministère de l'écologie. Le Grand Dijon continue aujourd'hui à s'engager dans des projets environnementaux avec notamment :

 La signature en 2010 avec INEO d'un partenariat public-privé portant sur la conception, la construction, la maintenance et le financement pendant 26 ans de l'ensemble des équipements électriques et systèmes de commande des deux futures lignes de tramway, ainsi que sur la gestion de

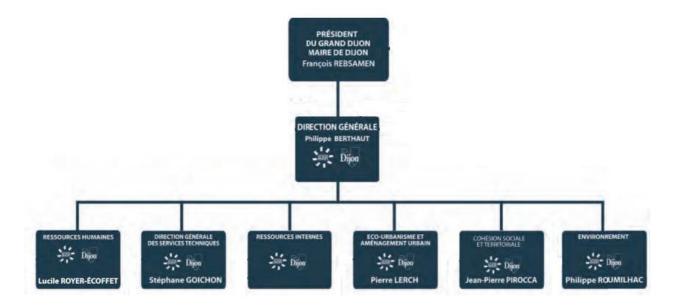
Liste complète: https://www.banatic.interieur.gouv.fr/V5/recherche-de-groupements/fiche-raison-sociale.php?siren=242100410&arch=01/07/2016&dcou

l'approvisionnement en énergie. INEO installera ainsi plus de 6 200 modules photovoltaïques sur les toits de quoi alimenter 500 foyers.

La délégation pendant 25 ans à Dalkia le 21 décembre 2011 de la construction et l'exploitation d'un réseau de chaleur. A terme 30 km de canalisations desserviront les principaux quartiers de Dijon.

7.1.3. Les services en charge de l'énergie au Grand Dijon

Le Grand Dijon est organisé en six principaux services. L'ensemble des services énergétiques est centralisé autour d'une seule direction « Environnement » permettant des synergies entre les différentes activités. Sur les 378 agents du Grand Dijon, 54 sont alloués au pôle environnement.



La direction « Environnement » est ainsi constituée de 4 services, eux même subdélégués. On retrouve deux services dédiés aux déchets, leur traitement et leur valorisation, un service « Energie » au sens large incluant l'efficacité énergétique et la ressource comptable et un service « Environnement, eau, énergies » qui s'intéresse plus spécifiquement aux particularités de chaque énergie.

7.2. Le SICECO⁹⁴: Syndicat Intercommunal d'Energie de la Côte d'Or

7.2.1. Présentation du SICECO

Créé en 1947, le SICECO réunit alors 77 communes et a comme mission principale l'électrification du monde rurale. Le SICECO s'est depuis agrandi et a consolidé sa compétence énergétique par modifications successives de ses statuts. En 1992 la compétence éclairage public vient étoffer les compétences d'électrification et de maitrise de l'énergie.

Le SICECO est aujourd'hui un syndicat d'électricité à l'échelle départementale et recouvre 665 des 706 communes du département (94%) mais seulement 52% de la population de Côte d'or. Cela s'explique par une densité de population très faible (40 habitants par km²) et seulement 18 communes membres urbaines (soit 97.3% de territoire ruralisé).

-

⁹⁴ Source : Rapport d'activité du SICECO

Le SICCECO a aujourd'hui un budget de plus de 30 millions par an et plus de 10 000 km de réseau (gaz et électrique). Le SICECO dépense plus de 8 millions par an en travaux d'électrification rurale et près de 6 millions en éclairage public. Il se finance notamment par les opérations d'ordre (7,8M), la taxe sur la consommation finale d'électricité (6,2M) et les redevances de concession (2,4M).

7.2.2. La place de l'énergie et les grands enjeux locaux

En 2012, le SICECO lançait une étude « Stratégie énergétique départementale » afin d'identifier le profil énergétique du département. L'évaluation de la production et distribution actuelle et potentielle ont ainsi permis en 2013 à la remise du rapport de poser des objectifs à l'échelle départemental. L'objectif principal du SICECO est ainsi d'utiliser la transition énergétique comme un levier d'action de développement territorial. L'investissement dans l'aménagement du territoire, la lutte contre la précarisation énergétique et le développement d'énergies renouvelable sont posés comme trois axes majeurs et prioritaires pour préparer au mieux l'avenir et garantir une maitrise des coûts d'accès à l'énergie, problématique importante pour un territoire rural. Concrètement, le SICECO joue un rôle de facilitateur en accompagnant les collectivités membres dans la mise en œuvre de leur transition énergétique. Le syndicat s'engage également directement en finançant des infrastructures énergétiques. La création d'une SEM en 2015 en partenariat avec des investisseurs privés caractérise ce rôle proactif du SICECO. La SEM Côtes d'Or Energies a aujourd'hui vocation à financer les projets énergétiques les plus rentables. Plusieurs projets sont ainsi en cours de réflexion :

- Projet de centrale photovoltaïque au sol à Arceau
- Projet de centrale hydroélectrique à Bèze
- Projet de méthanisation à Créancey
- Participation au projet éolien de la Communauté de Commune du Mirebellois.

7.2.3. Les services en charge de l'énergie

En terme d'organisation, le SICECO a fractionné son territoire en 11 CLE (Commissions Locales d'Energies) chargé de retransmettre l'information et d'apporter des conseils juridique et financiers sur les différents montages de travaux publics. 686 délégués sont ainsi répartis sur 11 pôles proches des administrés. Au niveau central, quatre commissions permanentes (dont une « Energie » regroupe 64 représentants pour coordonner les actions individuelles des CLE.

7.2.4. Le contrat de concession d'électricité

Le SICECO est Autorité Concédante de la Distribution d'Énergie (AODE) et contrôle à ce titre son concessionnaire (Enedis). Il veille ainsi au respect du cahier des charges notamment les obligations de continuité et le respect des standards de qualité.

Le patrimoine de la concession est évalué à hauteur de 387 millions d'euros, avec néanmoins des inquiétudes sur son caractère vieillissant. Le résultat d'exploitation reste quant à lui positif (autour de 6,5 millions d'euros en moyenne) notamment permis par la hausse du tarif moyen d'acheminement (TURPE).

Le SICECO espère néanmoins voir son rôle d'AODE évolué. Jusqu'alors limité dans leur pouvoir de contrôle par la maille régionale de l'information transmise, le SICECO est enfin parvenu par un accord avec la région Bourgogne à obtenir des informations à la maille de la concession, permettant ainsi une analyse plus fine du concessionnaire. Enfin, les renégociations des concessions arrivant à terme entre 2018 et 2028 devraient permettre au SICECO de négocier certain engagement spécifique auprès d'Enedis.

8. Groupe des Entreprises locales de distribution

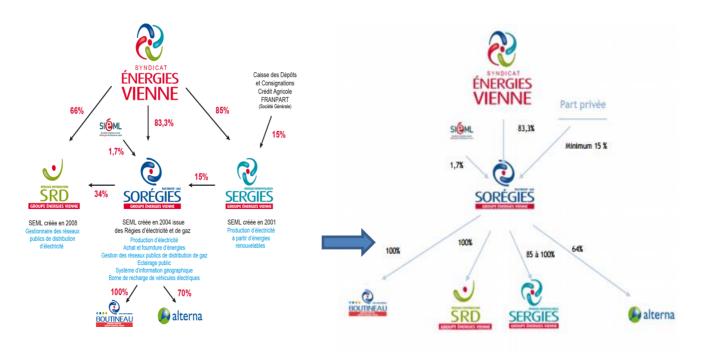
8.1. Syndicat Energies Vienne

Le syndicat Energies Vienne a été créé en 1923 et regroupe aujourd'hui 264 communes dans le département de la Vienne.

Le syndicat a pris la décision avec ses communes adhérentes de gérer la distribution d'électricité en régie avant la loi de nationalisation de 1946 et dispose aujourd'hui d'une ELD quasi départementale: SRD. Cette société d'économie mixte constitue, avec GEREDIS dans le département des Deux-Sèvres, l'une des deux plus importantes entreprises locales de distribution en France. Elle gère le réseau de distribution pour 258 communes du département et dessert plus de 144 000 points de consommation.

Le Groupe ENERGIES VIENNE (qui regroupe le syndicat et ses SEM) est très fortement impliqué dans le développement des énergies renouvelables grâce à sa société SERGIES, détenue à 85% par le syndicat. Le territoire disposait fin 2014 de 143 MW d'ENR raccordés au réseau de distribution, soit 254 GWh de production annuelle et 62 000 clients alimentés en énergies renouvelables. Les objectifs de 20% de la consommation finale d'électricité produite à partir de ressources renouvelables sont largement à même d'être remplis pour ce territoire, étant donné qu'en date de l'entretien l'énergie acheminée par SRD était déjà composée de 20% d'énergie renouvelable. Aujourd'hui les seuils fixés par le syndicat pour l'horizon de 2025 sont de 45% d'électricité provenant d'ENR fournie aux clients historiques de l'EPCI.

Le syndicat a créé, avec le soutien de nombreuses ELD françaises, une société de fourniture d'énergie au tarif de marché à l'échelle nationale ALTERNA.



8.2. Le SIEDS et SEOLIS

Le SIEDS a été créé le 10 décembre 1923, il est l'autorité organisatrice chargée de gérer la distribution d'électricité pour les communes adhérentes. Pour assurer les missions techniques confiées par les communes, le SIEDS crée en 1927⁹⁵ une régie (entreprise à capitaux totalement publics). A l'échelon départemental, la Régie

_

⁹⁵ https://www.sieds.fr/Organigramme

du SIEDS prend en charge à la fois la gestion des réseaux (entretien et extension) et la fourniture (c'est à dire la vente) de l'électricité. Le syndicat a donc choisi d'exercer directement ses attributions. Cette particularité lui permet de conserver la gestion de l'électricité sur son territoire lors de la création d'EDF en 1946. Pour s'adapter aux modifications liées à l'ouverture du marché, le SIEDS fait évoluer le statut de son entreprise de distribution : la Régie du SIEDS disparaît, remplacée par une société d'économie mixte : SEOLIS. Le SIEDS abandonne donc la gestion directe, au profit d'une gestion déléguée du service public de la distribution d'électricité. SEOLIS crée la structure de Gestionnaire de Réseau de Distribution (GRD) dénommée GÉRÉDIS DEUX-SEVRES.

Le SIEDS fait partie des deux syndicats disposant d'une ELD quasi départementale, avec 147 000 contrats et 150 millions de chiffre d'affaires. Depuis qu'elle s'est lancé tardivement dans les énergies renouvelables en 2012, SEOLIS a développé les énergies renouvelables et les bornes de recharges sur son territoire de façon importante: 80MW d'énergie éolienne installée, 30MWc en photovoltaïque, 2,5MW en biogaz et 3MW en hydroélectrique. L'ELD a déjà installé une centaine de bornes de recharge, avec un modèle économique mature et une marque propre, offerte aux syndicats de Vienne et de Vendée pour le développement de leurs bornes. Et ce grâce à une stratégie très proche du secteur privé: l'ELD a filialisé toutes les activités relatives à la transition énergétique (SEOLIS PROD pour le photovoltaïque, 3Denergie pour l'éolien, SUDHYDRO pour l'hydroélectrique, ALTERBASE pour le développement des bornes de recharges et a même une filiale, IONESIS, pour la vente des véhicules électriques MIA...).

A l'instar du SYNDICAT ENERGIES VIENNE, le SIEDS dispose d'une société nationale de fourniture d'énergie aux clients hors du périmètre du TRV⁹⁶ (collectivités, entreprises...): SELIA.

-

⁹⁶ Tarif Réglementé de Vente réservé à Enedis sur 95% du territoire

Annexe 5: Les évolutions futures sur les données

Source juridique	Type de données	Détails des données	Destinataire, moyens de récupération	Calendrier
Article 28 LTECV et Décret d'application du 12 avril 2016	Consommation	Données de comptage de consommation d'électricité anonymisées et à l'échelle de l'immeuble, sur au plus 3 années précédant la demande.	Données à destination des gestionnaires et propriétaires d'immeubles à usage résidentiel ou tertiaire: - A la demande (format standard, demande auprès du GRD qui accuse réception) - Uniquement sur justification d'action de MDE - Données payantes (catalogue)	En vigueur le 1er octobre 2016
Article 28 LTECV (articles L341-4 du code de l'Energie)	Consommation	Données de comptage d'électricité, éléments de comparaison issus de moyennes statistiques basées sur les données de consommation locales et nationales	Données à destination des consommateurs (données fournies par les GRD): - Données de comptage - Système d'alerte lies au niveau de leur consommation - Eléments de comparaison issus de moyennes statistiques basées sur les données de consommation locales et nationales - Gratuit - Transmission aux fournisseurs en aval et en temps réel sous réserve de consentement du consommateur	Fonction du déploiement des compteurs communicants Linky
Article 28 LTECV (Article L337-3 du Code de l'Energie	Consommation/Précarité	Données de consommation en euro en temps réel	- Pour les consommateurs à tarification spéciale « produit de première nécessité » (TPN38) - Mise à disposition par les fournisseurs d'un dispositif déporté d'affichage en temps réel donnant la consommation en euros - Gratuit, applicable à partir de 2018	En attente des décrets d'application
Article 179 LTECV et textes d'application : textes mis en consultation concernant les données mises à disposition des personnes publiques et décret n° 2016-350 (décret « registre des installations de production et stockage »)	Consommation, production, stockage, cartographie, thermo-sensibilité	(provisoire) Données de consommation annuelle au bâtiment, par secteur (résidentiel, tertiaire, industriel), voire par code NAF, nombre de points de livraison, thermo-sensibilité, capacité d'injection par installation trimestrielle, puissance installées. Données cartographiques.	(provisoire) - Pour diverses personnes publiques (dont AODE) - Données transmises par les GRD et rendues publiques (après vérification) par le ministère de l'écologie (SOeS du CGDD) - Assouplissement du régime des ICS - Données de consommation et livraison au bâtiment transmis à la demande aux personnes publiques sous conditions - Pour les données du registre des installations de production/stockage: données transmises au gestionnaire de réseau de transport, puis publiées par lui	(provisoire) entre 2016 et 2019 selon le type de données Décrets n° 2016-973 et 2016-972 du 18 juillet 2016

Article 153 LTECV et Décret	Qualité de service, données	Principes de respect des	Pour les AODE électricité,	Arrêté à venir pour la qualité
du 21 avril 2016 (« décret	financières, données	méthodes comptable et	mise à disposition par	de service et le contenu des
CRAC électricité »)	cartographiques	périmètre concession,	Enedis et EDF dans les	inventaires détaillés
		comparabilité	CRAC	
		Contenu du CRAC :		
		- Qualité du service rendu		
		aux usagers, indicateurs à définir par arrêté, maille		
		concession ou plus fin à la		
		demande		
		- Politique d'investissement		
		et de maintenance des		
		réseaux (Investissement		
		réalisés par		
		finalité/montant/localisation; Investissements		
		prévisionnels, y compris		
		répartition financement PS et		
		raccordement producteurs)		
		- Eléments financiers liés à		
		l'exploitation de la		
		concession :		
		- Produits de concession :		
		recettes acheminement vs. raccordement, stockage,		
		reprises sur amortissement		
		(dont isolement reprise sur		
		PPR et reprise		
		d'amortissement des		
		financements du		
		concédant) ; - Charges de concession :		
		charges de concession :		
		(achat, redevances) et		
		dotations aux		
		amortissements et aux		
		provisions (séparation		
		financement Enedis/concédant/tiers)		
		- Consistance du patrimoine		
		concédé : liste ouvrages		
		avec valeur brute, VNC,		
		variations annuelles, PPR		
		(annuelles, cumulées) par		
		catégorie d'ouvrage, synthèse des passifs		
		spécifiques et leur durée		
		d'amortissement		
		- Evolutions juridiques,		
		économiques, techniques ou		
		commerciales notables		
		 Mise à disposition électronique de plans 		
		« moyenne échelle » :		
		niveau de tension, nature,		
		section et technologie des		
		conducteurs, localisation,		
		fonction et caractéristiques		
		techniques des postes de transformation et des		
		organes de coupure		
		- A la demande inventaire		
		détaillé et localisé des		
		ouvrages : distinguant les		
		biens de retour, les biens de		
		reprise de la concession et les biens propres (contenu à		
		définir par arrêté)		
		domini pai arrolej		